

01167

3
20



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

TESIS:

PLANEACION ESTRATEGICA EN PEMEX-GAS

PRESENTADA POR:

ING. NEIL SPAR BUENDIA SERVIN DE LA MORA

PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA:
(PLANEACION)

DIRIGIDA POR:

DR. FERNANDO CUEVAS MORENO



CIUDAD UNIVERSITARIA

DICIEMBRE 1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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

COMPLETA

DEDICATORÍA:

DEDICO ESTE TRABAJO A LAS TRES MUJERES MÁS
IMPORTANTES DE MI VIDA: MI MAMÁ PATY, MI
HERMANA LIA Y MI ABUELITA GENO, A ELLAS CON TODO
CARIÑO.

AGRADECIMIENTOS:

- A MI PAPÁ TONA Y A MI MAMÁ PATY, QUIENES SIEMPRE ME HAN APOYADO EN TODAS MIS METAS
- A MI ABUELITA GENO POR SU HOSPITALIDAD Y CARIÑO
- A MIS HERMANOS LIA Y ERICK POR SU AMISTAD Y CONFIANZA
- A MIS TÍOS CHAVO Y LETY POR SU APOYO Y AYUDA
- AGRADEZCO EN FORMA MUY ESPECIAL AL DR. FERNANDO CUEVAS MORENO POR SU COOPERACIÓN, DIRECCIÓN Y AMISTAD
- A MIS PROFESORES, PRINCIPALMENTE, AL DR. VÍCTOR RODRÍGUEZ PADILLA Y A LA M.I. NORMA URIBE MEMIJE POR SUS CONOCIMIENTOS TRANSMITIDOS
- A MI TÍO ALEJANDRO Y A MI AMIGO FERNANDO (EX-ROOMMATES) POR SU COMPAÑERISMO

**PLANEACIÓN
ESTRATÉGICA EN
PEMEX-GAS**

ÍNDICE.

Resumen.	1
Introducción.	5
Objetivos.	11
Capítulo 1: Marco de Referencia.	15
1.1) Enfoque de Sistemas.	17
1.2) Modelo General de Planeación.	22
1.3) Planeación Estratégica.	25
1.3.1) Definición.	26
1.3.2) Modelo Conceptual de la Planeación Estratégica.	27
1.3.2.1) Análisis de la Situación.	29
1.3.2.2) Análisis Ambiental.	31
a) Ambiente General.	32
b) Ambiente Particular.	33
I.- Cadena de Razonamiento Estructuras- Comportamiento-Resultados (SCP).	35
II.- El Modelo de Determinantes de un Sistema.	41
III.- Diferencias entre los Modelos.	44
c) Ambiente Interno.	48
1.3.2.3) Análisis de la Matriz DAFO.	49
a) Identificación de Elementos Externos.	49
b) Identificación de Elementos Internos.	50
c) Formulación de Estrategias.	51
Capítulo 2: Análisis de la Situación: Ambiente General.	55
2.1) A Nivel Mundial.	57
2.1.1) Sector Energético Mundial.	57
2.1.2) Industria del Gas de los Estados Unidos.	61
2.2) A Nivel Nacional.	64
2.2.1) Panorama Macroeconómico.	64
2.2.2) Sector Energético Nacional.	70
2.2.3) El Balance Energético.	71

Capítulo 3: Análisis de la Situación: Ambiente Particular.	81
3.1) Cadena de Razonamiento Estructuras-Comportamiento-Resultados (SCP).	83
3.1.1) Políticas Gubernamentales.	83
3.1.1.1) Regulación	83
3.1.1.2) Objetivos del Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía, 1995-2000	95
3.1.1.3) Otros Aspectos de las Políticas Gubernamentales.	98
3.1.2) Condiciones de Base.	99
3.1.2.1) Período 1945-1969.	99
3.1.2.2) Período 1970-1976.	100
3.1.2.3) Período 1977-1982.	102
3.1.2.4) Período 1983-1996.	104
3.1.3) Estructura.	117
3.1.3.1) Período 1945-1969.	117
3.1.3.2) Período 1970-1976.	118
3.1.3.3) Período 1977-1982.	119
3.1.3.4) Período 1983-1996.	120
3.1.4) Comportamientos.	127
3.1.4.1) Política de Precios.	127
3.1.4.2) Política de Inversiones.	133
3.1.4.3) Política de Producción.	134
3.1.5) Resultados.	136
3.1.5.1) Eficiencia Productiva.	136
3.1.5.2) Eficiencia Asignativa.	140
3.1.5.3) El Papel de la Industria en la Economía Nacional	142
3.2) Perspectivas de las Industria Nacional del Gas Natural.	143
3.2.1) Política de Inversiones.	143
3.2.2) Política de Producción	145
3.2.3) Factores de Crecimiento de la Demanda.	146
Capítulo 4: Análisis de la Situación: Ambiente Interno.	151
4.1) Estructura Organizacional.	153
4.2) Capacidad y Aprovechamiento de las Plantas Endulzadoras (Gas Húmedo Amargo y Condensados) y Recuperadoras de Líquidos (Criogénicas y Absorción).	157

4.2.1) Aprovechamiento de la Capacidad de las Plantas Endulzadoras de Gas Húmedo Amargo.	159
4.2.2) Aprovechamiento de la Capacidad de las Plantas Recuperadoras de Líquidos.	162
4.2.3) Aprovechamiento de la Capacidad de las Plantas Endulzadoras de Condensados.	164
4.3) Relación entre las Plantas Endulzadoras de Gas Amargo y Recuperadoras de Líquidos por Centro de Producción.	166
4.4) Relación Producción de Gas Seco/No. de Empleados y Líquidos Recuperados/No. Empleados.	169
4.5) Valor y Volumen de las Ventas Internas.	172
4.6) Valor y Volumen de las Ventas de Gas Natural y Gas LP por Región.	175
4.7) Valor y Volumen de las Importaciones y Exportaciones.	177
4.8) Gasto por Inversión.	183
4.9) Ingreso Promedio por Precio Real de Venta del Gas Natural.	186
4.10) Resultados de Operación.	188
4.11) Resultado de Operación por Producto.	191
4.12) Coeficiente de Rentabilidad (Ingresos/Gastos de Operación) e Índice de Productividad (Ingreso/No. Trabajadores).	193
Capítulo 5: Análisis de la Matriz DAFO.	197
5.1) Identificación de los Aspectos Externos.	199
5.2) Identificación de los Aspectos Internos.	215
5.3) Formulación de Estrategias.	228
Conclusiones.	253
Anexos.	259
Índice	261
Anexo 1: Panorama General del Gas Natural.	263
1) Aspectos Físicos.	265
2) Aspectos Técnicos-Económicos.	266
Anexo 2: Cuadros Estadísticos.	
Índice de Cuadros, Gráficas y Mapas.	293
Fuentes Bibliográficas.	301

RESUMEN

RESUMEN.

La tesis tiene como finalidad formular estrategias que contribuyan de alguna manera a que PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB) sea una firma competitiva en el nuevo mercado de la industria del gas natural. Para conseguir el objetivo de este trabajo, primeramente, se hace referencia al marco teórico, en donde se comienza con la conceptualización del sistema en estudio, la cual se realiza de manera general debido a que la intención principal es poder visualizar en forma global cuál es el medio ambiente y cuáles son los suprasistemas y sistemas con los cuales PGPB tiene relación. Es decir, el poder visualizar en que contexto esta actualmente ubicada la subsidiaria.

Así también, se proporciona una introducción en lo referente al estudio de la Planeación Estratégica, exponiéndose tanto las cinco áreas básicas que la componen como los modelos básicos necesarios para realizar su estudio. Tomando como base estos modelos, se obtiene un nuevo Proceso de Planeación Estratégica, que se emplea en este trabajo; este modelo de planeación se desarrolla tomando en cuenta la caracterización propia y situación actual tanto de PGPB como de la industria de gas natural. De esta manera, el modelo conceptual empleado queda comprendido por los siguientes puntos: análisis de la situación, análisis de las debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades (matriz DAFO), evaluación y selección de estrategias, desarrollo de misión y objetivos, preparación de planes para la implementación de estrategias, especificación de planes de contingencia, presupuestación y evaluación; además de, la revisión del desempeño de todas las etapas anteriores. Para los fines de este trabajo sólo se toma en cuenta el análisis de la situación y el de la matriz DAFO.

Posteriormente, se exponen las características principales del estudio del análisis de la situación, el cual tiene como función primordial estudiar todos los factores externos e internos, pasados, presentes y futuros que pueden intervenir en el desarrollo de una organización (análisis ambiental); así como, ayudar a establecer los deseos de lo que se quiere que llegue a ser la firma en el futuro. El análisis del ambiente se desglosa en tres niveles: ambiente general, ambiente particular y ambiente interno. Por lo que:

- Se estudia el ambiente general, el cual considera los factores que afectan a todos los ramos industriales y al país en su conjunto; es el ambiente más externo de la firma, en el cual ésta no tiene una influencia directa en ninguno de los componentes. Aunque el entorno general de PGPB es muy amplio sólo se consideran debido a su importancia e influencia en la industria del gas, los siguientes puntos: sector mundial de la energía, industria estadounidense del gas natural, sector energético nacional y aspectos generales de la macroeconomía nacional.

- El ambiente particular es el nivel externo de la firma que tiene implicaciones directas en ella; es decir, es la industria. A fin de analizar el ambiente particular de PGPB, se toma en consideración dos métodos de análisis sistémico, los cuales son: el Modelo de Determinantes de un Sistema y el Método de la Cadena de Razonamiento Estructuras-Comportamientos-Resultados (SCP). De esta forma, se hace el estudio de la industria nacional del gas natural (para el desarrollo de este análisis se opta por el Paradigma SCP), en donde las principales variables que afectan directamente a PGPB son: las reservas, la producción, la estructura y reglamentación de la industria, las políticas de producción y precios, los competidores nacionales y extranjeros, los tipos de clientes, etc. También se consideran las perspectivas de la industria del gas natural, principalmente, en los aspectos relacionados con las políticas de fomento al crecimiento de la demanda; así como, las políticas de inversión y producción.

- El ambiente interno está compuesto de los aspectos funcionales que componen a la firma. Dentro de los aspectos internos de PGPB (ambiente interno) se consideran: la estructura organizacional, la capacidad y aprovechamiento de las plantas endulzadoras y recuperadoras de líquidos, la relación entre las plantas endulzadoras de gas amargo y recuperadoras de líquidos por centro de producción, el valor y volumen de las importaciones y exportaciones, el saldo comercial, el valor y volumen de las ventas internas, la productividad por empleado, el valor y volumen de las ventas de gas natural y gas LP por región, el gasto de inversión, los resultados de operación, el coeficiente de rentabilidad - ingreso/gastos de operación- y, el índice de productividad -ingreso/No. de trabajadores.

Finalmente, una vez realizado los estudios tanto del ambiente general como particular e interno de PGPB, se realiza el análisis de la matriz DAFO. Por tanto, se efectúa la identificación de las fortalezas y debilidades, obtenidas del análisis interno; conjuntamente, se identifican las oportunidades y amenazas provenientes del análisis externo. En consecuencia, las debilidades y fortalezas son comparadas sistemáticamente con las amenazas y oportunidades mediante un enfoque estructurado, por medio del cual se formulan las estrategias que puedan aportar elementos para que la subsidiaria sea una firma competitiva.

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN.

En años recientes el gas natural ha adquirido en términos generales una particular importancia sobre todo por sus características de combustible limpio, su ventaja económica como energético y, por las normas ecológicas mucho más estrictas que se están adoptando en todas partes del mundo.

El consumo del gas natural en las próximas dos décadas crecerá mucho más que el petróleo y el carbón, ya que se prevé que para el año 2000 el gas natural a nivel mundial tendrá una participación aproximada del 27 por ciento -en 1991 tenía una participación del 21 por ciento-. Básicamente, en este período el crecimiento del crudo y del carbón será del 15 y 13 por ciento anual, respectivamente.

A nivel nacional, los primeros pasos dados en México para el aprovechamiento del gas natural, se sitúan a mediados de los cuarenta, aunque no es, sino a partir de los cincuenta y en particular de los sesenta, en que es estimulada por el proceso de crecimiento industrial, y en especial debido al vigoroso impulso otorgado a la petroquímica, que se sientan las bases para el desarrollo de la industria de gas natural. El progreso de la industria del gas siempre ha estado vinculado con el crecimiento de la explotación del petróleo.

Asimismo, la estructura de la industria nacional del gas natural se integra por segmentos bien diferenciados a lo largo de su cadena productiva. En el caso de PEMEX, la producción, y las actividades anteriores a ésta, son llevadas a cabo exclusivamente por PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP). El procesamiento, transporte, distribución y comercialización son responsabilidad de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB). Existen hoy empresas locales de distribución (privadas) que venden el gas al consumidor final.

Ahora, las modificaciones a la ley permiten a los particulares participar también en las funciones de transporte, distribución y comercialización de gas natural, en competencia con PGPB. Así, las modificaciones a la ley reordenan una parte de la estructura de la industria del gas natural y sientan las bases para regular la conducta de los agentes económicos que en ella participan, esto es, de PEP, PGPB, los particulares y el propio ente regulador (Comisión Reguladora de Energía). El marco regulatorio (Ley Reglamentaria del Gas Natural) establece de manera precisa las reglas a que dichos agentes estarán sujetos.

Al analizar un poco las perspectivas a futuro que tendrá el gas natural en el país, se tiene que las tendencias de crecimiento tenderán a acentuarse substancialmente por las nuevas normas ecológicas

más estrictas, se prevé a partir de 1998 su implantación. Este factor prácticamente impulsará el crecimiento en la demanda, de hecho se estima que casi el 50 por ciento del crecimiento de la demanda se vería explicado por la implantación de estas normas ecológicas.

Por lo anterior, es necesario determinar las estrategias de abasto a mediano plazo que permitan aumentar la obtención nacional de gas bruto, considerando las amplias reservas existentes en el país; y en el caso particular de PGPB, ésta deberá definir las estrategias que le permitan mantener y en cierta medida incrementar la producción nacional de gas seco que se tenía antes del accidente de Cactus, Chiapas; ya que, como firma responsable de satisfacer la demanda de gas natural requerirá adoptar medidas para el abasto, procesamiento y transporte de gas natural que permitan atender esta demanda creciente que se prevé.

Un reto importante para la subsidiaria es que deberá tanto desarrollar rápidamente una estrategia empresarial que le permita hacer frente a la competencia futura como tratar de posicionarse como una firma competitiva, comparable con los niveles internacionales.

De esta manera, el problema a resolver en la presente investigación se define como sigue: ¿Es posible formular estrategias que contribuyan de alguna manera a que PEMEX-GAS pudiera ser una firma competitiva en el nuevo mercado de la industria del gas natural, más si se toma en cuenta que en la actualidad su ambiente tanto externo como interno están variando constantemente?

Para resolver el problema anterior se planteó la siguiente hipótesis: es concebible formular estrategias (ofensivas, de supervivencia, defensivas y adaptativas) que ayuden a que PEMEX-GAS sea una empresa competitiva en el recién mercado nacional del gas natural. Para lograr lo anterior, se emplea la Planeación Estratégica en el desarrollo de este trabajo, ya que ésta planeación ha nacido como una respuesta a los problemas de un entorno cambiante e incierto -como el caso de PGPB-. Por lo cual, se realizan análisis de la situación real (estudio de los ambientes general, particular e interno) y de la matriz DAFO (implica tanto la identificación de debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades como la formulación de estrategias).

A los petroquímicos básicos se les considera en este proceso de la Planeación Estratégica como factor de la cadena productiva del gas y no así como el mercado en estudio.

De igual forma, este trabajo también ayuda a que las empresas y personas que integran la industria tengan una herramienta que les ayude a conocer el comportamiento pasado y presente de la

industria; además de que, a las personas que comienzan a conocer la industria les servirá como una primera base de estudio.

A fin de comprobar la hipótesis anterior se desarrollaron cinco capítulos:

En el primero se define el objeto de estudio, y se incluye el marco teórico del trabajo, en donde se describe las características fundamentales de la Planeación Estratégica. A continuación, en el capítulo II, se estudian los principales factores del ambiente general de PGPB. En el siguiente capítulo se determinan y analizan los factores que tienen implicaciones directas con PEMEX-GAS; es decir, la industria nacional del gas natural. Ya en el cuarto capítulo se establecen y examinan los aspectos funcionales que componen a la subsidiaria. Por último, en el quinto capítulo se determinan y comparan sistemáticamente las debilidades y fortalezas con las amenazas y oportunidades -análisis de la matriz DAFO- y, consecuentemente, se formulan las estrategias.

OBJETIVOS

OBJETIVOS.

Objetivo general:

Formular estrategias que ayuden a que PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB) pueda ser una empresa competitiva en el nuevo mercado nacional del gas natural, comparable con cualquier otra empresa del mismo rubro, particularmente del mercado de América del Norte.

Objetivos específicos:

- 1) Emplear un Modelo de Planeación Estratégica que tome en cuenta la caracterización propia y situación actual tanto de PGPB como de la industria nacional del gas natural.
- 2) Determinar los factores importantes para el estudio del ambiente general de PGPB.
- 3) Determinar y analizar los factores importantes para el estudio del ambiente particular de PGPB, utilizando un método sistémico como herramienta de apoyo.
- 4) Determinar y analizar los factores importantes para el estudio del ambiente interno de PGPB.
- 5) Determinar y comparar sistemáticamente las debilidades y fortalezas con las amenazas y oportunidades surgidas del estudio de los ambientes: general, particular e interno de PGPB.

CAPÍTULO 1

MARCO DE REFERENCIA.

1.1) ENFOQUE DE SISTEMAS

En la literatura de sistemas¹, existen varias definiciones, las cuales lo consideran como:

- Un conjunto de elementos que interactúan y tienen un objetivo común.
- Una serie de funciones, pasos o procedimientos con una colocación tal que permiten obtener un resultado predeterminado.
- Un conjunto de partes, elementos, componentes o funciones interrelacionados, que juntos conducen a un fin específico.

Por lo que, en sistemas, como en las tendencias científicas actuales, se trata de no aislar fenómenos, y así estudiar cada vez partes mayores del mundo. En el caso de organizaciones (firmas), como PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB), se trata de lograr tener una visión global, donde no interesa resolver un problema en específico que alguien cree tener, sino mirar la organización en su totalidad, para después de haberla concebido como sistema, proceder a realizar el estudio de su medio ambiente (externo). Tanto el análisis del ambiente particular como del ambiente general pueden realizarse antes o después de haber efectuado el análisis del mismo sistema (análisis interno). De esta manera, el enfoque de sistemas permite conocer el papel que el objeto en estudio tiene en su propio sistema; así como, el papel que el sistema juega en el suprasistema que lo engloba, sus relaciones funcionales o estructurales con el resto del sistema de igual nivel con los que mantiene contacto; además, de poder analizar los subsistemas que lo componen junto con sus funciones y estructura².

Lo anterior es posible, ya que el enfoque de sistemas surge como la necesidad de resolver problemas más complejos cuando los enfoques parciales disciplinarios no son eficaces.

¹ Véase Churchman, W. C., *El Enfoque de Sistemas*, Editorial Diana, 1973; Fuentes Zenón, Arturo, *El Enfoque de Sistemas en la Solución de Problemas, la Elaboración del Modelo Conceptual*, Cuadernos de Planeación y Sistemas, DEPEI, UNAM, México, 1991 y Ochoa R. Felipe, *Método de los Sistemas*, DEPEI, UNAM, 2da. Edición, México, 1983.

² Gelman, O., Rangel, J., *Desarrollo del Enfoque Sistemico y Concreción de algunos Elementos Básicos para Definir y Analizar el Sistema Educativo en México*, Instituto de Ingeniería, UNAM, México, 1980.

De acuerdo con Ackoff³ el enfoque sistémico mira los problemas de sistemas como un todo; se interesa por el desempeño total del sistema, debido a que aún cuando se presenten cambios en algunas de sus partes, existen propiedades que únicamente pueden tratarse desde un punto de vista holístico⁴. Para el desarrollo de este trabajo es más importante contar con un proceso explícito de la conceptualización del sistema construcción (la cual se realiza en forma general y no a detalle, ya que la idea es poder conceptualizar el ambiente general, particular e interno del proceso de planeación empleado; así como, el ver cuales son los suprasistemas y sistemas que tienen relación con PGPB), que con una definición descriptiva presentada en forma tradicional.

En consecuencia, para realizar la conceptualización de un sistema se han definido dos tipos básicos de procedimientos de construcción sistémica⁵: por composición (para realizar la síntesis) o por descomposición (para realizar el análisis). Ambos procedimientos de construcción constituyen nociones parciales y complementarias que conducen a la comprensión del sistema. El concepto de sistema general se determina como constructo (es el medio por el cual adquieren existencia real) que se obtiene con la composición de ambas representaciones⁶.

A continuación se explicará en forma breve el concepto de cada uno:

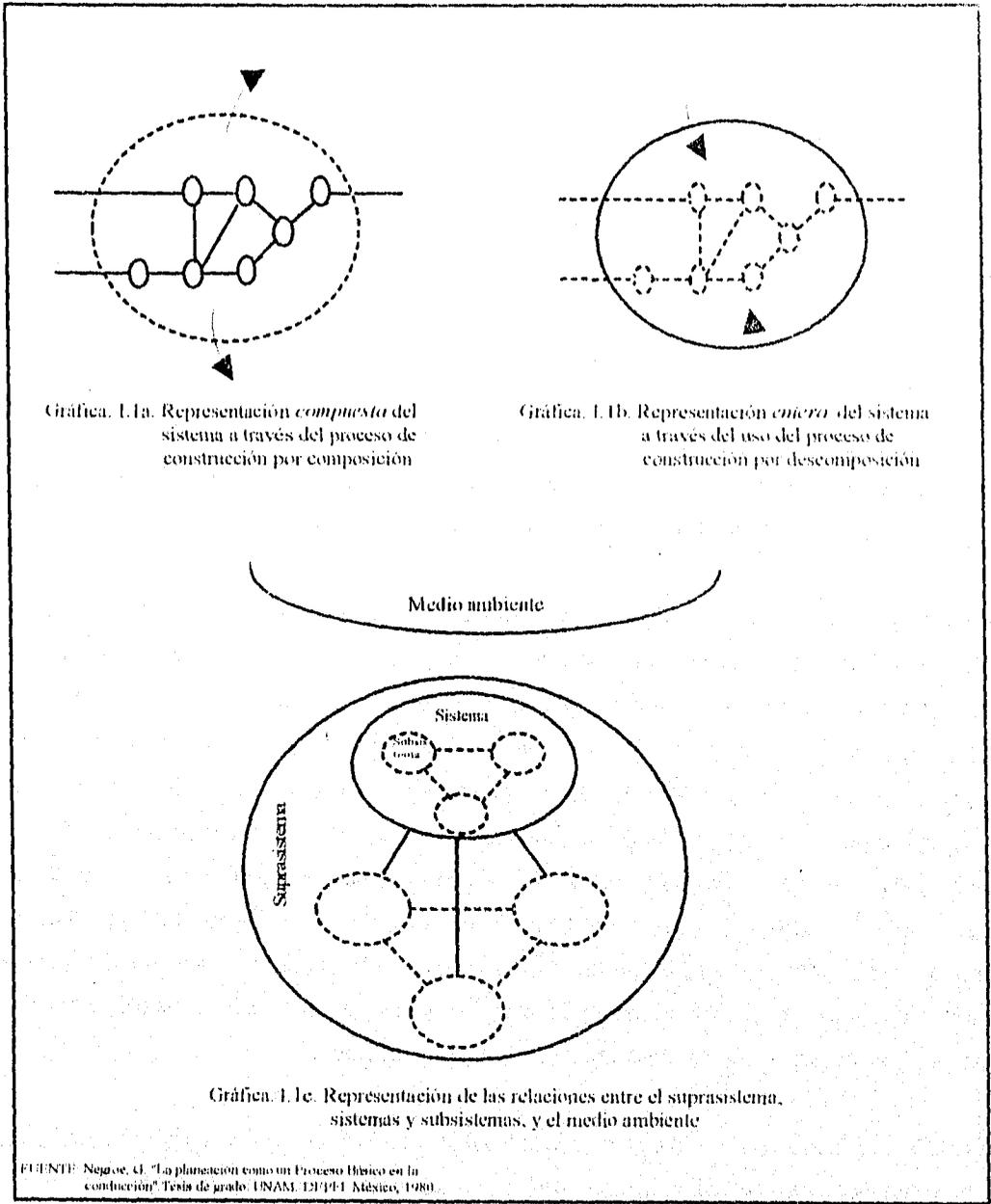
* Por composición, en donde la construcción consiste en el intento de deducir las propiedades del sistema mediante el estudio de sus componentes básicas, las que se clasifican y después se encuentra el tipo de relación que los vinculan. De este modo, se parte del intento por definir el sistema, considerando que los elementos seleccionados se encuentran organizados e interconectados bajo ciertas leyes comunes en una totalidad. Además, permite detectar que esta totalidad tiene las propiedades sistémicas, que pueden deducirse de las de los elementos que la componen, así como de las funciones y relaciones que los vinculan (ver gráfica I. 1a).

³ Véase Ackoff R. L., *Planificación de la Empresa del Futuro*, 3ra. edición, Editorial Limusa, 1989, p. 87.

⁴ Derivado del sistema filosófico holismo, en el que invirtiendo la hipótesis mecanicista, afirma que los elementos de una unidad orgánica están condicionados por la totalidad, como ésta lo está por los elementos. Por ello, encarece la integración, la conexión y la unidad más bien que la separación y la heterogeneidad de los elementos. Negroe, G., *La Planeación como un Proceso Básico en la Conducción*, Tesis de grado (maestría), DEPEI, UNAM, México, 1980, p. 7.

⁵ Véase Negroe, G., *La Planeación como un Proceso Básico...*, *op. cit.*, pp. 8-9.

⁶ Sanchez G., Gabriel, *Revisión de algunos esquemas de Planeación Normativa y Elaboración de una Propuesta*, Tesis de grado (maestría), DEPEI, UNAM, México, 1983, p. 40.



GRÁFICA 1.1. Representación gráfica de los procedimientos: por composición y por descomposición.

Con este procedimiento de agregación, que parte del elemento y busca llegar al sistema, se corre el riesgo de no comprender la naturaleza integral del mismo ni descubrir el rol que juega en el suprasistema. Por otro lado, su aplicación encuentra dificultades, debido a la necesidad de asegurar que se han contemplado todos los elementos relevantes y sus relaciones, ya que la omisión

de algunos, puede disminuir la eficiencia del empleo del sistema conceptualizado en el proceso de planteamiento de problemas reales y su solución⁷.

* Por descomposición, que se aproxima más al espíritu sistémico y corresponde lo opuesto a la construcción anterior; en este caso, se parte del sistema hacia sus componentes, y constituye una forma típica de enfoque integral. Para realizar dicha construcción, se requiere conocer el papel que juega el sistema en el suprasistema, que se logra definiendo los objetos funciones totales (estructura externa), así como sus interrelaciones al mismo nivel. La estructura interna se obtiene por una descomposición funcional que se presenta como subsistemas interconectados, esto es, en la identificación de un conjunto de elementos integrantes, en tal forma que la operación de cada uno de ellos y de su totalidad, asegura el funcionamiento del sistema (ver gráfica I.1b).

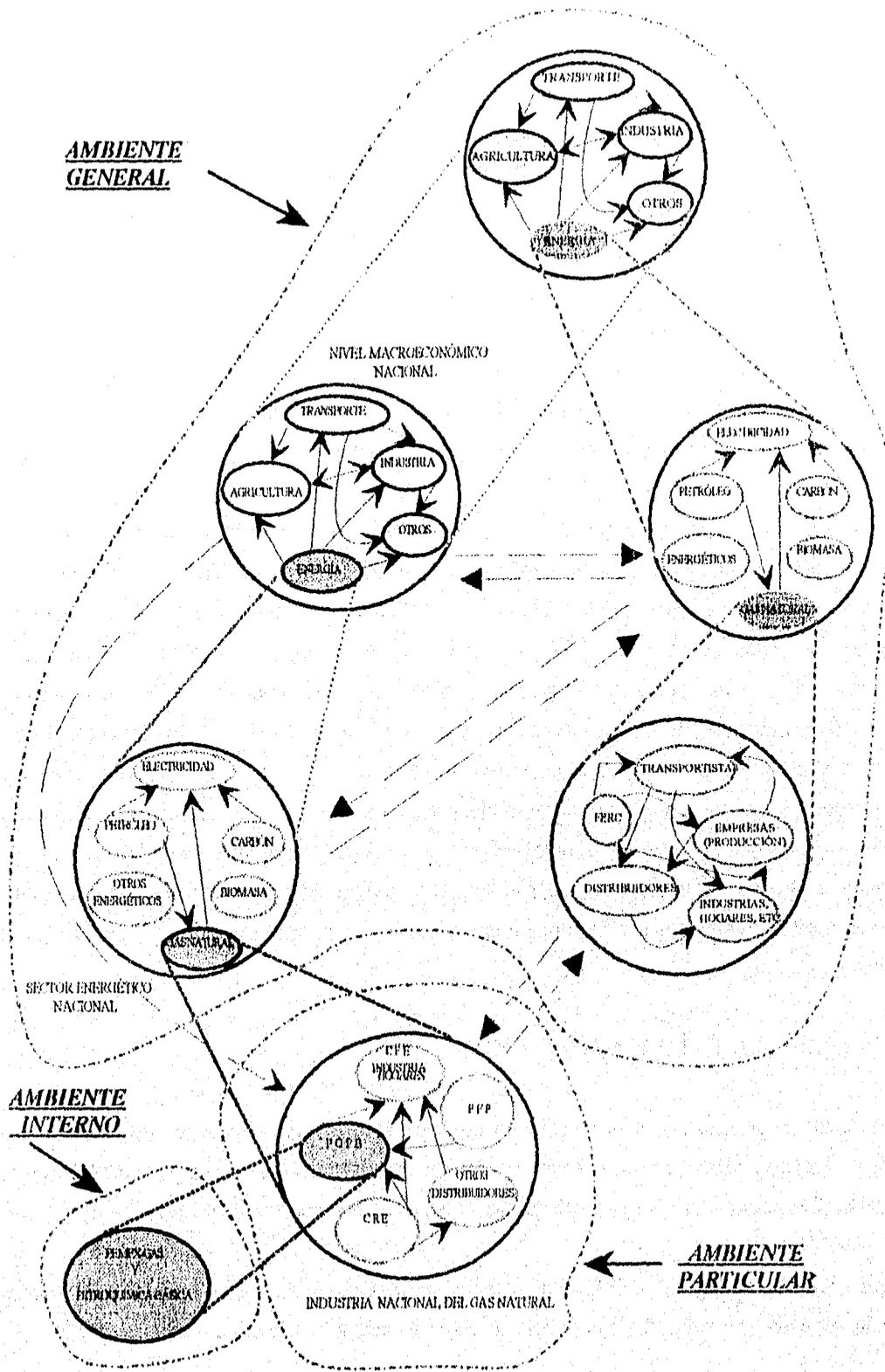
En este trabajo se utiliza el procedimiento por descomposición, ya que es un procedimiento que constituye una forma de crear nociones parciales y complementarias que conducen a la noción de nuestro sistema; además de que ayuda a seleccionar, visualizar, entender y establecer subsistemas, sistemas, suprasistemas concretos; al igual, que definir sus respectivas interrelaciones. Dicha construcción se observa en la gráfica I.2, la construcción se realizó pensando primeramente en un nivel superior o de mayor agregación (el medio ambiente), en donde se comienza ubicando un nivel macroeconómico mundial y nacional (estos dos sistemas tienen sus respectivas interrelaciones); después se pasa a un segundo nivel, en donde el sector energético en el mundo (comprendido tanto por los países productores como los consumidores) se toma como un sistema ubicado al mismo nivel del sistema formado por el sector energético nacional, estos dos sistemas son subsistemas de los sistemas de la macroeconomía mundial y nacional, respectivamente.

Estos vínculos incluyen las necesidades de entrada del sector de la energía, tales como capital, mano de obra y materias primas, así como los productos de salida, como electricidad, derivados del petróleo, leña, etc. Puesto que la energía está implícita en toda la economía, el sector energético es mucho más amplio que otros sectores, como la agricultura o la industria.

Del sector de la energía mundial se toma en cuenta como subsistema a la industria del gas natural de los Estados Unidos, la cual tiene interrelación con el sistema formado por la industria nacional del gas⁸ (este sistema se encontraría en un tercer nivel); a su vez, este último sistema es una subsistema

⁷ Sánchez G., Gabriel, *Una Propuesta Teórico-Methodológica para la Evaluación de Programas Sociales: Enfoque a Programas Académicos Universitarios*, Tesis de grado (doctorado), DEPEI, UNAM, México, 1994, p. 43.

⁸ Se piensa que en un futuro la interrelación entre estos dos sistemas tanto a nivel de estructura como de comercio sea mayor.



GRÁFICA I.2. DIAGRAMA POR DESCOMPOSICIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO.

del sistema formado por el sector de la energía del país compuesto de subsectores, como las industrias nacionales del petróleo, del carbón, del gas natural, de la electricidad, etc.

Así, habiendo ubicado a la industria nacional del gas natural como un subsistema del sector energético del país, el cual tiene relaciones de diferente índole con los sistemas (nivel macroeconómico mundial y nacional, y el sector energético mundial) que forman su medio ambiente, se observa que este nuevo sistema es el suprasistema de nuestro objeto en estudio (PGPB); por lo que, PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, CFE, CRE, industrias petroquímicas, etc., son sistemas de un mismo nivel con los cuales PGPB mantiene interrelaciones de mayor interacción a las que mantiene con los sistemas que conforman su medio ambiente.

El haber hecho esta construcción de manera general y no a detalle se debió a que la intención primordial es poder visualizar en forma global cual es el medio ambiente, los suprasistema y los sistemas con los cuales nuestro objeto de estudio tiene relación, es decir, el poder visualizar en que contexto está actualmente ubicado PGPB. Igualmente, el haber realizado lo anterior nos ayuda a distinguir cuales son los sistemas que corresponden al estudio del ambiente general, del ambiente particular y del ambiente interno (estos análisis son parte integral del Modelo Conceptual de la Planeación Estratégica). En este sentido, el marco conceptual que ha sido desarrollado en este trabajo, proporciona el paradigma que permite identificar o visualizar el objeto en estudio desde la perspectiva del enfoque de sistemas; debido, a que la Planeación Estratégica es de largo alcance, y ésta engloba no sólo las relaciones internas, sino también las relaciones entre la firma como un todo y su medio ambiente "transaccional", con el cual interacciona directamente y sobre el cual tiene cierta influencia".

1.2) MODELO GENERAL DE PLANEACIÓN

En la actualidad la planeación es una actividad de gran importancia, ya que debido a las grandes dificultades -sociales, económicas, políticas, etc.-, es necesario ser cada día más cuidadosos en los planes que en forma directa o indirecta afectan el futuro próximo de cualquier sistema.

El planear significa elegir, definir opciones frente al futuro; se trata de una actividad humana organizada, especial, que prevé las consecuencias de las acciones de manera anticipada.

⁹ Véase Ackoff R. I., *Planificación de la Empresa...*, op. cit., p. 87.

Para Ackof¹⁰, la planeación es un proceso de toma de decisiones, en donde:

- a) Se trata de una actividad anticipada a una acción;
- b) Se requiere un sistema de decisiones para alcanzar el estado deseado, que se divide en etapas pero no en subconjuntos independientes;
- c) Se trata de un proceso dirigido a producir uno o más estados deseados; ningún plan es definitivo y, por tanto, no es posible establecer un orden rígido para su desarrollo.

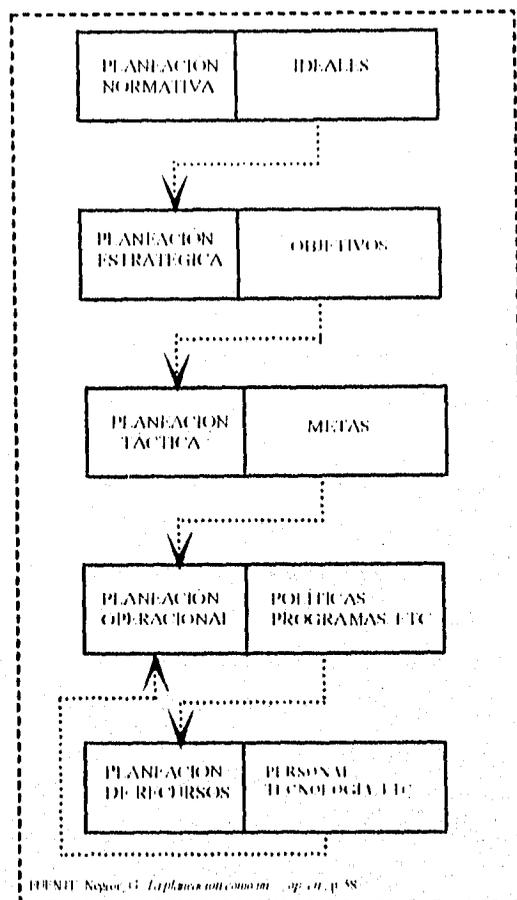
A su vez, en el marco de un Modelo General de Planeación, se observa que existe un conjunto de diferentes tipos de planeación, los cuales se representan en la gráfica 1.3. En este sentido, en el modelo, la Planeación Normativa responde a las preguntas ¿Qué se quiere y qué se desea hacer?, ¿Qué se debería hacer? esto es, de acuerdo con los resultados de la investigación del futuro y ¿Porqué y para qué? Esta planeación se extiende por un período indefinido, y tiene que ver con todas las relaciones internas y externas, incluyendo las relaciones entre la organización y su medio ambiente, sobre el cual no tiene influencia, pero del cual si recibe influencia. El segundo nivel, lo constituye la Planeación Estratégica, la cual básicamente determina "lo que podrá ser hecho", dado un horizonte de planeación y la situación existente¹¹; este tipo de planeación tiende a ser de largo alcance. En un tercer nivel, se encuentra la Planeación Táctica que tiene una perspectiva de alcance intermedio, y se enfoca principalmente sobre las interacciones dentro de la organización como un todo. Por último, se encuentran la Planeación Operacional y de Recursos, la primera trata de seleccionar los medios para poder seguir los programas y/o proyectos que han sido formulados en las fases anteriores y, la segunda en especificar aquellos recursos necesarios para alcanzar un fin específico.

En el Modelo General de Planeación, se observa que de los diversos tipos de planeación, la Planeación Estratégica es la herramienta adecuada para la obtención de estrategias debido tanto por su objetivo de ser como por su metodología o marco conceptual. Asimismo, a diferencia de la planeación normativa, táctica, operacional y de recursos, la planeación estratégica es de largo alcance, y en la formulación de las estrategias engloba no sólo los aspectos internos de la firma, sino también los aspectos relacionados entre la organización como un todo y su medio ambiente. Con las

¹⁰ Negroc, G., *La Planeación como un Proceso Básico ...*, op. cit., p. 43.

¹¹ Véase Miklos, Tomás y Tello Ma. Elena, *Planeación Prospectiva, Una Estrategia para el Diseño del Futuro*, Primera Edición, Editorial Limusa, México, 1991, p. 66.

estrategias formuladas, la firma podrá contrarrestar las amenazas ambientales y aprovechar sus capacidades competitivas junto con las oportunidades que pudiera generar su ambiente externo



GRÁFICA 1.3. MODELO GENERAL DE PLANEACIÓN

Al ser objeto de este trabajo el formular estrategias (las cuales se formulan mediante el análisis de la matriz DAFO) que contribuyan de alguna manera a que PEMEX-GAS siga teniendo la mejor posición en el mercado, y al observar que tanto el ambiente externo -general y particular- como interno de PGPB están cambiando constantemente (las causas principales de esta variante son el cambio estructural de la industria nacional del gas natural y la eventual puesta en marcha de las nuevas normas ecológicas), se piensa que la Planeación Estratégica es la herramienta más adecuada para el desarrollo de este trabajo; ya que, esta planeación ha nacido como respuesta a los problemas de un entorno cambiante e incierto (como el caso de la paraestatal). Además, en el desarrollo de las

estrategias se englobarían tanto los aspectos internos como los aspectos relacionados entre la subsidiaria y su medio ambiente.

1.3) PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

Hace algunos años, era la operación a la que se le prestaba mayor atención en la dirección de una empresa típica. Uno de los problemas más importantes era cómo usar eficientemente aquellos escasos recursos disponibles para producir bienes y servicios a precios aceptables para los consumidores. Se pensaba que al cumplir con este objetivo las ganancias serían maximizadas. Hoy en día, el uso eficiente de los recursos escasos todavía es una de las preocupaciones principales de las direcciones en cualquier firma; sin embargo, desde los años ochenta, debido a un ambiente turbulento y de rápidos cambios (intensidad de la competencia, creación de nuevos productos, rapidez de los cambios tecnológicos, cambios en los gustos de los consumidores, etc.), la habilidad de una firma para adaptarse en forma adecuada a este medio, tanto interno como externo, es cada día más difícil; por lo que, la Planeación Estratégica se ha convertido en el apoyo determinante de la dirección estratégica (la Planeación Estratégica no representa todo el proceso de la dirección estratégica sino sólo es un factor principal en la realización de la misma). De esta forma, el enfoque y el énfasis de la planeación y de la dirección estratégica de las firmas se concentran más en la estrategia que en las operaciones¹².

Al haberse empleado el enfoque estratégico en las firmas, éstas han tenido como beneficios los siguientes: mayor facilidad en la identificación y explotación de oportunidades de mercados futuros; mejor conocimiento de la posición de la empresa y del impacto de las condiciones cambiantes; obtención de una guía para llegar a hacer lo que se quiere ser; mayor incremento en las ganancias (o en su mejor caso menor cantidad de pérdida monetaria), por que se pueden tomar acciones en contra de competidores y se puede mantener o alcanzar un lugar en el sector industrial, lo que permite hacerse de una competitividad, mejor entendimiento del negocio, dando motivación al personal y estimulando la cooperación, la integración y el entusiasmo, etc.

¹² Véase Steiner, G., *Planeación Estratégica. Lo que todo director debe saber*, Compañía Editorial Continental, S.A. de C. V., México, 1991., pp. 12-13.

1.3.1) DEFINICIÓN

El concepto de Planeación Estratégica se ha ido adaptando a través del tiempo (desde su introducción en los años sesenta por Igor Ansoff) debido a las necesidades de cada época y a la falta de consenso del significado del término: por lo que éste seguirá evolucionando. Entre los principales significados de la Planeación Estratégica están los siguientes:

* Es un proceso continuo e interactivo que llena el vacío entre dónde está y dónde quiere llegar la firma, mediante la determinación consciente de un curso de acción que la mantenga en una capacidad de sobrevivir en condiciones cambiantes y la conduzca a hacer las cosas bien hechas en el tiempo oportuno¹³.

* Es el arte y la ciencia de formular, implantar y evaluar las decisiones que permiten a una firma alcanzar sus objetivos¹⁴; es decir, nos dice qué hacer para poder alcanzar el futuro (el cual debe de ser visto desde la concepción básica de la prospectiva) tomando en cuenta el entorno que nos rodea, definiendo una secuencia de acciones para orientar la operación, así como una misión que permita alcanzarla, respaldada por principios de trabajo y de valores.

* Es un proceso organizacional en donde se desarrollan, de manera sistemática, los propósitos, la misión, visión, objetivos, estrategias, las políticas y las metas¹⁵.

* Es a la vez un producto y un proceso. El producto es el plan en sí mismo, es plantear y definir claramente hacia donde una firma pretende estar en el mediano plazo, usualmente 3 a 5 años. El plan constituye objetivos, estrategias y pasos en el corto plazo para asegurar un adecuado funcionamiento. El proceso está en el desarrollo del plan. De esta forma, la Planeación Estratégica¹⁶ es un proceso que se inicia con el establecimiento de metas organizacionales, define estrategias y políticas para lograr estas metas, y desarrolla planes detallados para asegurar la implantación de las estrategias y en consecuencia obtener los fines buscados. También es un proceso para decidir de antemano qué tipo de esfuerzos de planeación debe hacerse, cuándo y cómo debe realizarse, quién lo llevará a cabo, y qué se hará con los resultados; además, es sistemática en el sentido de que es organizada y conducida con base en una realidad entendida. Incluso, debería entenderse como un

¹³ González, Claudia, *Metodología para una Visión Estratégica*, Tesis de grado, DEFI, UNAM, México, 1994, p. 4.

¹⁴ Fred, R. David, *Gerencia Estratégica*, Editorial Legis, 1988.

¹⁵ Davis, A., *Strategic Planning for the Board*, Long Range Planning, Vol. 24, pp. 94-100, 1991.

¹⁶ Véase Steiner, G., *Planeación Estratégica. Lo que todo ..., op. cit.*, pp. 20-21.

proceso continuo, especialmente en cuanto a la formulación de estrategias, ya que los cambios en el ambiente de cualquier sistema son continuos. La idea no es que los planes debieran cambiarse a diario, sino que la planeación debe efectuarse en forma continua y ser apoyada por acciones apropiadas en el momento adecuado¹⁷.

Por otra parte, la Planeación Estratégica no trata de tomar decisiones futuras, ya que éstas sólo pueden tomarse en el momento; no representa un esfuerzo para sustituir la intuición y criterio de los directivos; no es un conjunto de planes funcionales o una extrapolación de los presupuestos actuales; no pronostica las ventas de un producto para después determinar qué medidas tomar con el fin de asegurar la relación de tal pronóstico en relación con factores tales como: compras de material, instalaciones, mano de obra, etc.

1.3.2) MODELO CONCEPTUAL¹⁸ DE LA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

La Planeación Estratégica esta comprendida en su totalidad de cinco áreas básicas que son: factores normativos para llegar al ideal, estudio de mercado, posicionamiento por diferenciación, análisis de la matriz DAFO, desarrollo de misión, visión y objetivos. Para realizar estos estudios de una manera eficiente, se han planteado cuatro modelos básicos¹⁹ dados como guías (ver cuadro 1.1)²⁰. Dependiendo de las necesidades y objetivos de cada firma, se selecciona el modelo como una herramienta para evitar desviaciones a la meta establecida

Con el fin de tratar de ubicar cada modelo en las áreas principales con que se dividió el estudio de la Planeación Estratégica, el modelo 1, por sus características, podría caer en la parte de posicionamiento por diferenciación, por tener unos objetivos que tratan de diferenciarse de la competencia ya sea por costo, por tener ventas específicas a un nicho de mercado o por desarrollos.

¹⁷ Véase Buendía S. M., Neil y Elizalde B., Alberto, *Aplicación de la Matriz DAFO en la Formulación de Estrategias para el Sector Energético de México*, Primer Congreso Nacional: La Energía en México, Asociación Mexicana para la Economía Energética, A.C., México, 1995.

¹⁸ Un modelo conceptual es aquella representación gráfica, escrita o mental elaborada por el analista y que emplea como marco de apoyo para situar y ordenar sus percepciones, para con ello fijar la estructura del problema, delimitar el área de interés y decidir qué aspectos son relevantes y cuáles no.

¹⁹ Steiner, G., *Planeación Estratégica. Lo que todo ..., op. cit.*, pp. 28-29.

²⁰ Existen otras metodologías para hacer Planeación Estratégica, entre las que destacan: la de Hofer, Hax, Maljut, Porter y Ansoff. Sin embargo, a cada una de estas se le ha dado diferente enfoque en su metodología; por lo que, difieren en un alto grado en sus consideraciones y por lo tanto en la proposición de las estrategias más relevantes a seguir.

CUADRO 1.1. MODELOS DE LA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

MODELO 1:

- 1) Formular los deberes.
 - * Definir el alcance del plan
 - * Definir los resultados buscados
 - * Determinar cómo debe desarrollarse el plan
 - ¿Quién hace qué?
 - ¿Cuándo? ¿En qué momento?
 - Soledad de información
- 2) Desarrollar las entradas.
 - * Antecedentes
 - * Principales tendencias ambientales
 - * Oportunidades y peligros
 - * Potencialidades y debilidades internas
 - * Pronósticos actuales de ventas del producto
 - * Valores y juicios de los directivos
- 3) Evaluar los cursos de acción alternativos.
- 4) Definir los objetivos primordiales.
 - * Ventas
 - * Utilidades
 - * Desarrollo de productos
 - * Potencial humano
- 5) Definir las políticas y estrategias importantes.
 - * Mercados
 - * Precio
 - * Productos
 - * Tecnología
 - * Finanzas
 - * Empleados
 - * Etc.
- 6) Desarrollar planes detallados a mediano plazo.
- 7) Determinar las decisiones actuales necesarias.
- 8) Observar el desempeño.
- 9) Revisar anualmente.

MODELO 2:

- 1) Definir la clase de compañía que queremos.
- 2) Analizar nuestros clientes.
 - * ¿Quiénes son?
 - * ¿Cómo deben ser clasificados?
 - * ¿Por qué compran nuestro producto/servicio? ¿Cambiará? ¿Cómo?
 - * ¿A qué segmento del mercado servimos?
 - * ¿Debe cambiarse esta situación?
 - * Etc.
- 3) Analizar nuestra industria.
 - * Tendencias
 - * Estándares y estadísticas
 - * Competencia
 - * Potencial de utilidades
 - * Etc.
- 4) ¿Cuáles son para nosotros las oportunidades y peligros?
- 5) ¿Cuáles son nuestras potencialidades y debilidades?
- 6) ¿Cuáles estrategias son identificables?
- 7) Evaluar las alternativas de estrategias.
- 8) Desarrollar objetivos.
- 9) Preparar planes detallados para implantar estrategias.
- 10) Desarrollar planes de contingencia.
- 11) Trabajar los planes en presupuestos.
- 12) Observar el desempeño.
- 13) Revisar anualmente.

MODELO 3:

- 1) Desarrollar un entendimiento pragmático de planeación estratégica en general, pero en particular para una compañía pequeña.
 - * Literatura
 - * Asesoría directiva
 - * Seminarios profesionales
 - * Visitas a otras compañías
- 2) Identificar los datos:
 - * Debilidades
 - * Oportunidades
 - * Peligros
 - * Potencialidades
- 3) Identificar estrategias para explotar las oportunidades y evitar las amenazas.
- 4) Evaluar y seleccionar las estrategias.
- 5) Implantar planes para estrategias prioritarias.
- 6) Formular las metas principales de la compañía.
 - * Misión
 - * Propósitos y filosofía
 - * Objetivos específicos a largo plazo.
 - Ventas
 - Utilidades
 - Participación en el mercado
 - Otros
- 7) Preparar otros planes asociados.
 - * Potencial humano
 - * Financiamiento
 - * Instalaciones
 - * Etc.
- 8) Observar el desempeño.
- 9) Revisar anualmente.

MODELO 4:

- 1) ¿Dónde nos encontramos?
 - * Filosofía, confianza y misión colectiva
 - * Situación financiera
 - * Situación competitiva
 - * Contabilidad y aceptabilidad del producto, etc.
 - * Etc.
- 2) ¿A dónde queremos llegar?
 - * Redefinición preliminar de las metas
 - * Alternativas estratégicas para lograr las metas
 - * Evaluación de alternativas en vista de las potencialidades, debilidades, restricciones y momento actual.
- 3) ¿Podemos llegar hasta allí?
 - * Momento actual
 - * Requerimientos organizacionales
 - * Requerimientos de personal
 - * Requerimientos de instalaciones
 - * Requerimientos financieros
- 4) ¿Cuáles estrategias lograrán cuales metas?
 - * Relación entre metas y estrategias en vista de los valores directivos y del análisis de la situación
 - * Conclusiones relacionadas con las metas
 - * Conclusiones concernientes a las estrategias para lograr metas
- 5) ¿Qué decisiones deben tomarse ahora para llegar hasta allí?
 - * Presupuestos a corto plazo
 - * Decisiones y acciones a corto plazo en cuanto a organizaciones, personal, dirección, etc.
- 6) Observar el desempeño.
- 7) Revisar anualmente.

FUENTE: Steiner, G. "Planeación estratégica. Lo que todo director debe saber". Compañía Editorial Continental, S.A. de C.V., México, 1991.

El modelo 2 se ubicaría en el desarrollo y análisis de la matriz DAFO por hacer hincapié en el estudio y recolección de información relacionada con el ambiente interno y externo de la firma. El modelo 3 se ubicaría para desarrollar la misión, visión y objetivos, y por último, el modelo 4 en un análisis normativo, en donde busca la manera de llegar a una situación futura deseada. El estudio de mercado es parte complementaria de cada modelo²¹.

Tomando como base estos cuatro modelos y en especial el modelo 2, se ha obtenido un nuevo Modelo Conceptual de Planeación Estratégica que se emplea en este trabajo (ver gráfica 1.4), este modelo de planeación se desarrolló tomando en cuenta la caracterización propia y situación actual tanto de PGPB como de la industria nacional de gas natural.

De esta manera, se observa que el proceso de Planeación Estratégica está comprendido por los siguientes puntos: análisis de la situación (estudio de los ambientes: general, particular e interno), análisis de la matriz DAFO (implica tanto la identificación de debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades, como la formulación de estrategias), evaluación y selección de estrategias, desarrollo de misión y objetivos, preparación de planes para implementación de estrategias, especificación de planes de contingencia, presupuestación y evaluación, así como la revisión del desempeño de todas las anteriores etapas. En consecuencia, para el desarrollo de este trabajo sólo se toman en cuenta el análisis de la situación y el análisis de la matriz DAFO, ya que estos dos análisis son las etapas de la Planeación Estratégica que ayudan a cumplir el objetivo de este trabajo.

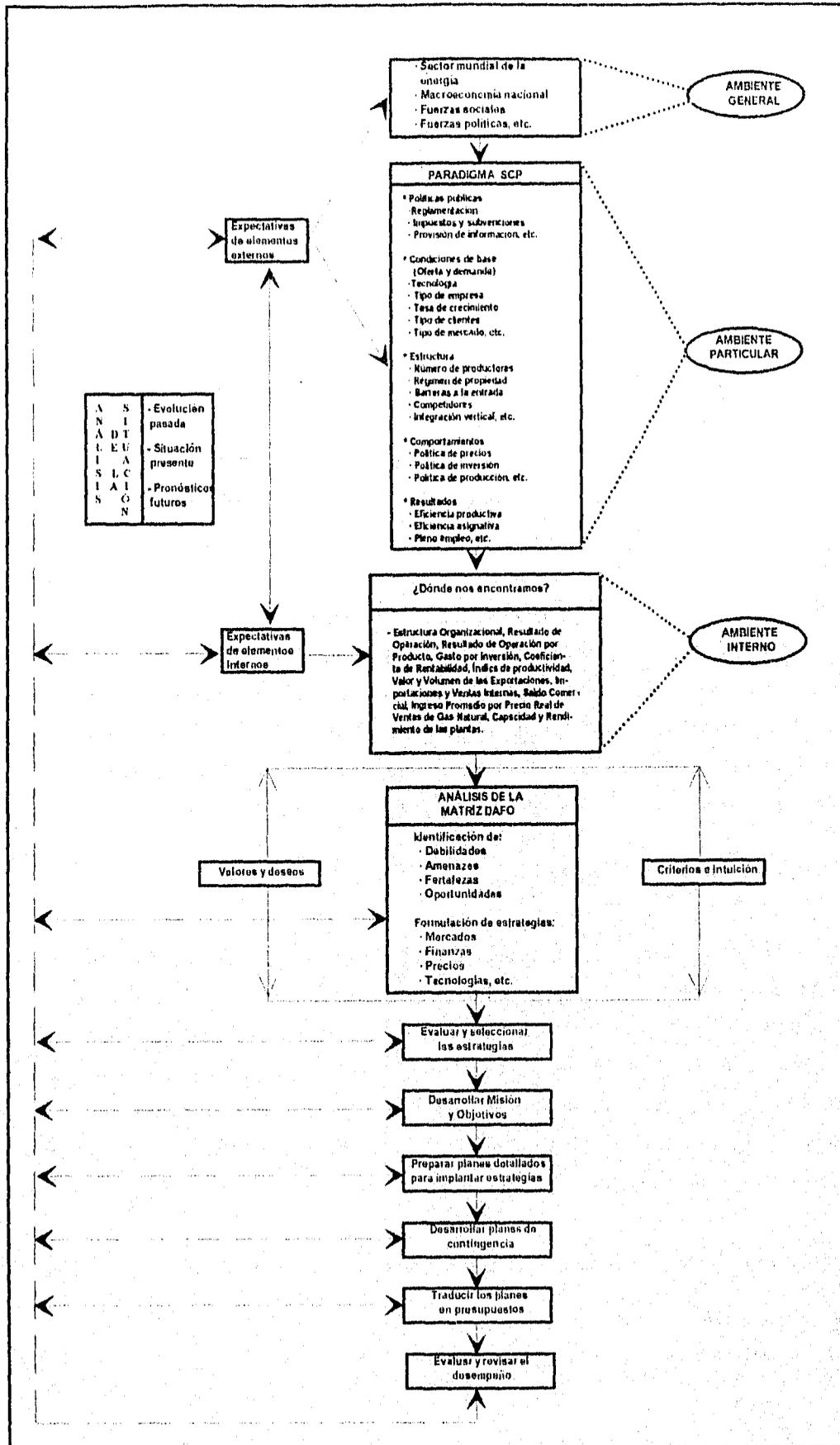
1.3.2.1) ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN

El análisis de la situación tiene como función primordial establecer en dónde está y dónde se quiere que este la firma, es decir, por un lado estudia la situación real en el ámbito interno y externo de la firma (análisis ambiental), tanto del pasado como del presente; y por otra parte ayuda a establecer los deseos de lo que se quiere que llegue a ser la firma en el futuro; así como, a realizar el análisis de la matriz DAFO. La visión de lo que se quiere que llegue a ser la firma en el largo plazo, está comúnmente referida a la misión de la firma. En el desarrollo de la misión²² se tiene como propósito lo que se desea que llegue a ser la firma en el futuro²³.

²¹ Morales P., Ileana, *Guía de Mercadotecnia Estratégica para el Empresario*. Tesis de grado (maestría), DEPEI, UNAM, México, 1995, p. 27.

²² Misión es el propósito o razón por el cual la empresa existe.

²³ Después de haber desarrollado la misión, se debe desglosar la misión de la firma en términos más específicos; es decir, objetivos. Los objetivos convierten a la misión en algo específico, dan los fundamentos de organización, motivación y control, para el desarrollo de planes.



30 GRÁFICA 1.4. MODELO CONCEPTUAL DEL PROCESO DE PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

Del análisis del estudio del ambiente en conjunción con el establecimiento del futuro deseado se obtiene una imagen objetivo de la firma en el futuro, esto último es muy importante porque es aquí donde se analizan los entornos pasados y presentes lo cual da la pauta para predecir el futuro y determinar las estrategias que se deben seguir. Asimismo, estas dos actividades pueden en forma individual dar la pauta para la selección de estrategias, lo cual no es recomendable, ya que los instrumentos analíticos no deben sustituir el pensamiento ni subyugar el sentido común, así como tampoco es recomendable basar el futuro de la firma en la intuición y el criterio de los tomadores de decisiones. No obstante, en la gran mayoría de los casos es recomendable establecer, reafirmar o modificar la misión de la firma después de haber realizado el análisis ambiental, ya que con esto se fijan metas reales y acordes con la situación actual y analítica del entorno futuro de la empresa (en este trabajo se toma en cuenta este último punto; sin embargo, no se establece la misión debido a que no se tiene un conocimiento amplio de los valores, deseos, criterios del personal de PGPB).

1.3.2.2) ANÁLISIS AMBIENTAL

El análisis ambiental es el proceso de monitoreo del ambiente de una firma con el fin de identificar oportunidades, amenazas, fortalezas y debilidades; es decir, todos los factores externos e internos, pasados, presentes y futuros que pueden intervenir en el desarrollo de una organización. Esto está basado en el enfoque de sistemas y, dado que una organización es un sistema abierto, los factores ambientales inevitablemente influyen en ella.

Este análisis ambiental tiene varios propósitos²⁴: por ejemplo, obtener una pintura entendible de la situación estratégica para poder describir lo más notable del ambiente interno y externo de la firma, dando las bases para formar la habilidad de responder a cuestiones críticas en el ambiente, asignarles prioridades y desarrollar planes para responder a ellas; sistematizar el proceso de evaluación del medio ambiente de la firma; proporcionar un foro para tratar los puntos de vista divergentes del mismo; afirmar opiniones indefinidas acerca del medio ambiente en evaluación; estimular el pensamiento creativo y proporcionar una base para continuar el proceso de planeación estratégica.

De igual forma, en el análisis ambiental existen varios factores que deben de tomarse en cuenta: primero, no hay una manera única para realizar este análisis; segundo, el alcance potencial de este análisis es amplio y cubre cualquier factor importante en el medio ambiente, tanto interno como externo; tercero, el análisis ambiental variará dependiendo de la entidad organizacional involucrada

²⁴ Véase Steiner, G., *Planeación Estratégica. Lo que todo ...*, op. cit., p. 147., y González, Claudin, *Metodología para una visión...*, op. cit., p. 11.

en la planeación. En unidades comerciales estratégicas descentralizadas el análisis puede cubrir esta unidad, mientras que en una empresa centralizada puede abarcar la misma en su totalidad; el análisis ambiental no puede ni debería ser completado solamente sobre una base formal durante el proceso de planeación, este tipo de exploración del ambiente se puede realizar de maneras muy distintas desde leer metódicamente periódicos hasta conversar en forma casual con gentes conocedoras del ambiente.

Una manera práctica de llevar a cabo el análisis del ambiente es desglozarlo en tres niveles: el ambiente general, el ambiente particular y el ambiente interno. Después del análisis de estos tres ambientes, y con base en esta información, se procede con el análisis de la matriz DAFO, o sea, la identificación de debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades, fundamentales en la planeación.

a) Ambiente General

El ambiente general²⁵ (también conocido como ambiente -Ackoff' 1974- o entorno de segundo orden -Ochoa, 1983-) considera factores que afectan a todos los ramos industriales y al país en general; es el ambiente más externo de la firma en el cual los componentes son muy amplios. La firma no tiene una influencia directa en ninguno de los componentes. En el análisis general del entorno se pueden considerar los siguientes factores: educación, energía, macroeconomía mundial y nacional, transporte, organizaciones sociales y políticas, etc. La ubicación que tiene el ambiente general en el Proceso de Planeación Estratégica se puede observar en la gráfica 1.4.

Para el trabajo se tomaron como puntos importantes de este ambiente (ver gráfica 1.2): el sector energético mundial (se toma en cuenta por la importancia que tiene el gas natural como energético a nivel mundial y por la relación que tiene este energético con respecto a otros energéticos), la industria del gas natural de los Estados Unidos (la interrelación tanto comercialmente como estructuralmente entre esta industria y la mexicana es cada día mayor), la macroeconomía nacional (siempre es indispensable saber cuáles modelos económicos han regido la economía, al igual que cuál es el modelo económico actual y, por lo tanto, con ello entender la situación económica del país), y el sector nacional de la energía (mediante este estudio se puede ver como está clasificado el sector y los diversos tipos de energía, además de, poder entender tanto la importancia de algunas variables energéticas como el predominio que tienen ciertos energéticos en el país, incluyéndose entre ellos al gas natural).

²⁵ Véase Bowman, W.G. y Asch David., *Strategic Management*, Ed. Macmillan Education, 1987 y Ceto, Samuel y Peter Paul., *Strategic Management Concepts and Applications*, Segunda Edición, Ed. McGraw Hill, 1991.

b) Ambiente Particular

El ambiente particular²⁶, al cual Ackoff le llama suprasistema y Ochoa entorno de primer orden, es el nivel externo de la firma que tiene implicaciones directas en ella, es decir, es la industria. Consta de los factores que afectan directamente a la firma, como son los clientes, proveedores, mano de obra, localización geográfica, segmentos del mercado, tipos de clientes, competidores nacionales y extranjeros, productos sustitutos, etc.

A fin de analizar el ambiente particular (industria nacional del gas natural, clientes, competidores, etc.) de PGPB, se tomó en consideración dos métodos de análisis sistémico, los cuales son: el Modelo de Determinantes de un Sistema, propuesto por Porter²⁷, y el Método de la Cadena de Razonamiento Estructuras-Comportamientos-Resultados (SCP)²⁸, concebido por E. Mason²⁹ de la Universidad de Harvard (al igual que Porter) en los años treinta. Los dos métodos pueden ser comprendidos desde dos ópticas diferentes.

Desde una óptica mecánica, se considera que las firmas que conforman una industria efectúan su cálculo económico, toman sus decisiones estratégicas en un medio inmutable, insensible a sus estrategias, medio que influye sobre decisiones en el mismo grado que las características internas de las firmas. Dentro de esta óptica, una misma acción si es repetida, tendrá siempre las mismas consecuencias. La visión es estática. Así también, este enfoque mecanicista es práctico para representar de manera formal el funcionamiento de la industria, pero traduce mal su funcionamiento dinámico, y comprende mal las estrategias de las firmas y sus respectivos resultados³⁰.

A este acercamiento mecánico, se puede oponer un análisis sistémico, en el cual las firmas componentes de una industria son consideradas como un sistema que posee las propiedades siguientes: es un conjunto de unidades y de relaciones, organizado según las finalidades, dotado de

²⁶ Véase Hax, Harold y Maljut, Nicolas, *Strategic Management An Integrative Perspective*, Ed. Prentice Hall, 1984 y Porter, Michael E., *Estrategias Competitivas: Técnicas para el Análisis de los Sectores Industriales y de la Competencia*, 16ta. edición, Ed. CIECSA, 1992.

²⁷ Véase Porter, Michael E., *La Ventaja Competitiva de las Naciones*, Ed. Vergara, 1991.

²⁸ Se le conoce como SCP por ser las siglas en inglés de Structures-Conduct-Performance.

²⁹ Véase Mason E., *Economic Concentration and the Monopoly Problem*, Cambridge University Press, 1957.

³⁰ Angelier, Jean Pierre, *Economie Industrielle. Eléments de Méthode*, L' Economie en Plus, Press Universitaires de Grenoble, 1991, p. 10.

una dinámica autónoma y abierto a otros sistemas, ya que el modelo se concibe como un sistema³¹, como un conjunto de elementos interconexos que forman una totalidad y que se caracteriza por lo siguiente:

a. Las propiedades o el comportamiento de cada elemento del conjunto afecta las propiedades y el comportamiento del conjunto tomado como un todo.

b. La forma en que las propiedades y el comportamiento de los elementos afectan al todo depende de las propiedades y comportamiento de al menos otro elemento del sistema. En consecuencia, no hay parte alguna que tenga un efecto independiente en el todo y cada una está afectada al menos por alguna otra parte.

c. Cada subgrupo de elementos del conjunto tiene las dos características anteriores: cada una tiene un efecto no independiente en el total.

Debido a estas tres propiedades, un conjunto de elementos que forma un sistema siempre tiene determinadas características o puede mostrar cierto comportamiento que no puede exhibir ninguno de sus otros componentes o subgrupos. Un sistema es la suma de sus partes. Por estas razones, el análisis de un sistema, sólo puede revelar su estructura y su funcionamiento, pero no sus propiedades esenciales o la causa por la que funciona como lo hace³². Este último enfoque (sistémico), es el interés principal del análisis de sistemas y, por consiguiente, del análisis del ambiente particular a realizar.

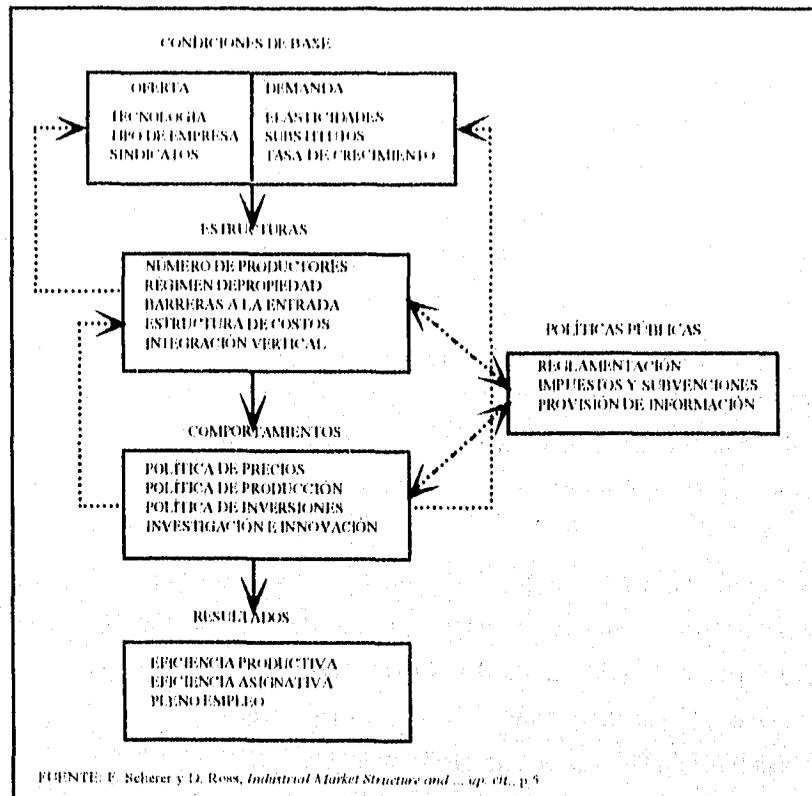
Por otra parte, después de haber descrito la importancia del análisis de sistemas, así como, la cuantía de que éste tuviera una óptica sistémica, se describirá a continuación brevemente los dos métodos, ya antes nombrados.

³¹ Suárez R., Javier. *Un Modelo Cualitativo del Proceso de Solución de Problemas: El Modelo del Diamante*. Cuadernos de Planeación y Sistemas, DEPT. UNAM, México, 1991, p. 6, y Ackoff R. L., *Rediseñando el Futuro*, Editorial Limusa, México, 1984, p. 13.

³² Véase Ackoff R. L., *Planificación de la Empresa ...*, *op. cit.*, p. 296.

I. Cadena de razonamiento Estructuras-Comportamientos-Resultados (SCP)

De la economía industrial³³ se obtiene la Cadena de Razonamiento Estructuras-Comportamientos-Resultados (SCP), este modelo, postula que existen relaciones causales entre las estructuras de un mercado, los comportamientos de las firmas situadas sobre este mercado y sus resultados. A fin de completar la secuencia del razonamiento, parece indicado estudiar primeramente las condiciones de base que afectan las estructuras de una industria (ver gráfica 1.5).



GRÁFICA 1.5. EL PARADIGMA S-C-P.

Para entender mejor este método se explica a continuación en que consiste cada uno de sus etapas:

a) Condiciones de Base. Las condiciones de base dan cuenta de la diversidad de industrias desde el punto de vista de tres características: el sistema técnico (proceso de producción, logística y

³³ La economía industrial tiene por objeto el estudio del funcionamiento dinámico de la industria, bajo la influencia de su ambiente y comportamientos estratégicos de las firmas que la componen.

características técnicas de objetos), el sistema de necesidades (tasa de crecimiento de la demanda, formas de comercialización, influencia por la existencia de sustitutos) y las instituciones (que pueden por ejemplo fijar reglas, propias a la industria, concernientes al empleo de la mano de obra o las relaciones entre las firmas)³⁴. Es decir, se toman en cuenta aspectos como: materias primas, tecnología, ciclo de vida de los productos, relación valor-peso, condiciones sindicales, elasticidad precio, métodos de compra, características cíclicas o estacionales; las primeras cinco son referentes a la oferta, y las restantes a la demanda.

b) *Estructuras de los Mercados*³⁵. Por estructura se debe entender no solamente las características morfológicas de las industrias (número y tamaño de las firmas, por tanto grado de concentración) sino también los principios de su funcionamiento (tipo de competencia); es decir, las relaciones de competencia que entrelazan a las firmas de una misma industria.

Conocer el ambiente en donde compete la firma es primordial, pues las fuerzas que inciden al mercado determinan el atractivo de la industria, los márgenes de ganancia, inversiones, etc. Las presiones competitivas nunca son precisamente las mismas en un sector industrial que otro, pero una regla general es que la competencia en un sector está compuesto de cinco fuerzas competitivas³⁶: la entrada de nuevos competidores, el poder negociador de los proveedores, el poder negociador de los compradores, la amenaza de productos sustitutos y la intensidad de la rivalidad entre los competidores existentes (ver gráfica 1.6).

El poder de cada una de las cinco fuerzas competitivas³⁷ es una función de la estructura de la industria, o las características económicas y técnicas básicas de una industria. El cambio estructural aumenta la fuerza general y relativa de las fuerzas competitivas, y puede así, positiva o negativamente, influir la utilidad de la industria. El poder de las cinco fuerzas varía de industria a industria, y puede cambiar con la evolución del sector industrial³⁸.

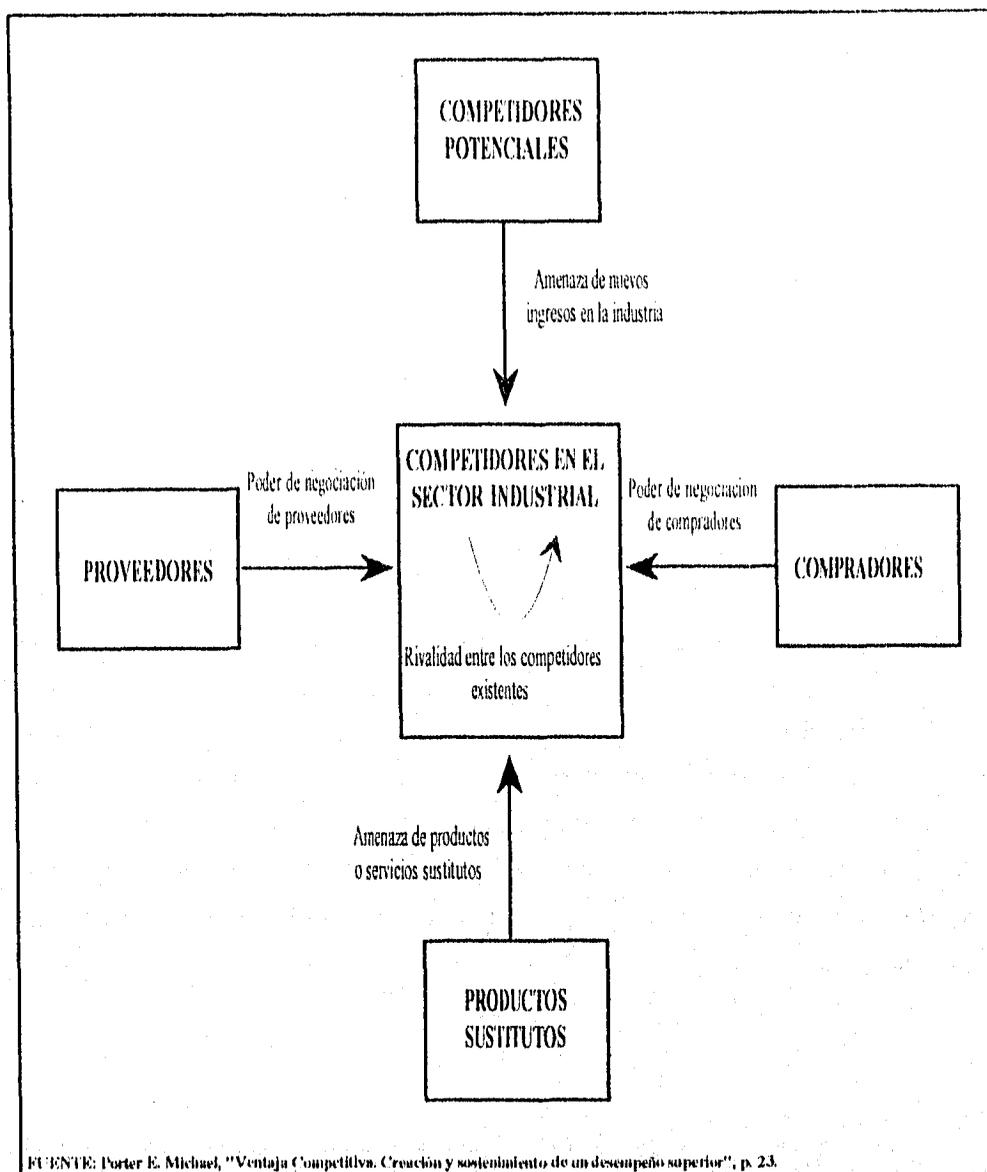
³⁴ Girard, P. N., *Initiation à l'économie Industrielle Tome I*, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, Dec. 1991, p. 3.

³⁵ La estructura de una industria tiene una fuerte influencia al determinar las reglas competitivas del juego; así como, las posibilidades estratégicas potencialmente disponibles para la firma.

³⁶ Véase Porter, Michael E., *Estrategias Competitivas: Técnicas para el Análisis de los ...*, op. cit., pp. 23-24.

³⁷ Las cinco fuerzas competitivas reflejan el hecho de que la competencia en una industria va más allá de los simples competidores. Los clientes, proveedores, sustitutos y competidores potenciales son todos "competidores" para las empresas en una industria y pueden ser de mayor o menor importancia, dependiendo de las circunstancias particulares.

³⁸ Véase Porter, Michael E., *Ventaja Competitiva. Creación y Sostenimiento de un Desempeño Superior*, 8va. edición, Ed. CECSA, 1987, pp. 22-23.



GRÁFICA 1.6. LAS CINCO FUERZAS COMPETITIVAS DE UN SECTOR INDUSTRIAL.

A continuación se explica brevemente el contenido de cada una de las cinco fuerzas competitivas:

1) *La amenaza de nuevos competidores.* La entrada de más competidores que desean apoderarse de un sector del mercado trae como consecuencia una mayor competencia y rivalidad, esta rivalidad se traduce en una guerra de precios que haga que la industria pierda atractivo; es decir, el margen de ganancia disminuye. Sin embargo, si los nuevos competidores sirven a diferentes sectores del mercado, la entrada de nuevas compañías hace que el mercado se vuelva más dinámico, se favorece la introducción de nuevos procesos productivos, bienes o servicios con una mayor

calidad y menor costo para los clientes. La facilidad de una firma para introducirse en un mercado depende de una serie de barreras de entrada, entre las que destacan: las economías de escala³⁹; la diferenciación del producto; los requerimientos de capital, como por ejemplo en manufactura, planta y equipo, capital de trabajo, etc.; las políticas gubernamentales, principalmente cuando se controlan las licencias o permisos, el control de contaminantes, etc.; el acceso a tecnología, las nuevas firmas tienen que hacerse de patentes, de técnicas de manufactura, etc.; las ventajas absolutas de costo, como son los efectos de la curva de experiencia y la existencia de aprendizaje⁴⁰; el acceso preferencial a los insumos necesarios, el diseño propio de productos de bajo costo; los costos cambiantes⁴¹ y los accesos a canales de distribución.

2) *Intensidad de la rivalidad entre los competidores existentes.* Dicha rivalidad da origen a manipular su posición -utilizando tácticas como competencia en precios, batallas publicitarias, introducción de nuevos productos e incrementos en el servicio al cliente-. La rivalidad se presenta porque uno o más de los competidores sienten la presión o ven la oportunidad de mejorar su posición. En la mayor parte de los sectores industriales, los movimientos competitivos de una firma tienen efectos observables sobre sus competidores y así se pueden incitar las represalias o los esfuerzos para contrarrestar el movimiento; es decir, las empresas son mutuamente dependientes. La rivalidad intensa es el resultado de diferentes factores estructurales como son: el gran número de competidores, el crecimiento lento de la industria, los costos fijos elevados o de almacenamiento, la falta de diferenciación o costos cambiantes, los incrementos importantes de la capacidad, fuertes barreras de salida⁴².

³⁹ Las economías de escala se refieren a las reducciones en los costos unitarios de un producto, en tanto aumenta el volumen de producción. Estas frenan el ingreso al obligar al nuevo entrante a producir a gran escala o a aceptar la desventaja en costo.

⁴⁰ La experiencia es una barrera al ingreso más difusa que la escala, porque la mera presencia de una curva de experiencia no asegura una barrera de ingreso. Otro requisito previo esencial es que la experiencia sea factible patentarla y que no esté disponible a los competidores existentes o potenciales mediante (1) copiado, (2) contratación de los empleados de la competencia o, (3) la compra de la maquinaria más avanzada a los proveedores de equipo o por la adquisición de conocimientos a través de consultores u otras empresas. Con frecuencia, la experiencia no puede mantenerse patentada y si fuera posible, la experiencia se acumularía con mayor rapidez para la segunda y tercer empresa en un sector industrial, porque los seguidores pueden observar y mejorar algunos aspectos de las operaciones del pionero.

⁴¹ Se refiere a los costos que tiene que hacer el comprador al cambiar de un proveedor a otro. Los costos cambiantes pueden incluir los costos de reentrenamiento del empleado, el costo de nuevo equipo auxiliar, el costo y el tiempo para probar y calificar a una nueva fuente, etc.

⁴² Las barreras de salida son factores económicos, estratégicos y emocionales que mantienen a las firmas compitiendo en los negocios aun cuando estén ganando rendimientos bajos o incluso negativos sobre la inversión. Las principales fuentes de barreras de salida son: los activos especializados, los costos fijos de salida, las interrelaciones estratégicas, las restricciones sociales y gubernamentales (éstas comprenden la negación o falta de apoyo gubernamental para la salida por la preocupación por pérdida de empleos y efectos regionales negativos).

3) *Amenaza de productos sustitutos.* Todas las firmas en una industria están compitiendo, en un sentido general, con empresas que producen bienes o servicios sustitutos. Estos limitan los rendimientos potenciales de un sector industrial colocando un tope sobre los precios que las firmas en la industria pueden cargar rentablemente (el impacto de los sustitutos puede resumirse como la elasticidad total de la demanda en el sector industrial). Los productos sustitutos que merecen la mayor atención son aquellos que están sujetos a tendencias que mejoran su desempeño y precio contra el producto del sector industrial o los producidos por sectores industriales que obtienen elevados rendimientos. En este último caso, los sustitutos suelen entrar rápidamente en escena si algún desarrollo aumenta la competencia en sus sectores y causa una reducción de precios o mejora de su desempeño.

4) *Poder negociador de los compradores.* Los compradores compiten en una industria forzando la baja de precios, negociando por una calidad superior o más servicios y haciendo que los competidores compitan entre ellos -todo a expensas de lo rentable de la industria-. Un grupo de compradores es poderoso si concurren las circunstancias siguientes: está concentrado o compra grandes volúmenes con relación a las ventas del proveedor, las materias primas que compra el sector industrial representa una fracción importante de los costos o compras del comprador, los productos que se compran para el sector industrial son estándar o no diferenciados, si enfrenta costos bajos por cambiar de proveedor, si los compradores plantean una real amenaza de integración hacia atrás, el poder del sector industrial no es importante para la calidad de los productos o servicios del comprador, el comprador tiene una gran cantidad de información sobre la demanda o precios del mercado reales e incluso de los costos del proveedor.

5) *Poder negociador de los proveedores.* Los proveedores de una industria pueden amenazarla al incrementar sus precios o al disminuir la calidad del bien o servicio. La capacidad de que el proveedor pueda ejercer su poder de negociación o no, depende de los siguientes factores: el número de compañías proveedoras, el número de productos sustitutos, la importancia del mercado para el proveedor, la importancia del producto para el consumidor, la capacidad del proveedor de integrarse hacia adelante, etc.

c) *Comportamientos (Estrategias).* Se refiere a las estrategias basadas en la diferenciación del producto, a las formas de competencia más variadas, por ejemplo, competencia enfocada en la publicidad y no en los precios; por lo que, la participación en el mercado es mediante la diferenciación de un producto por una parte, y por otro lado es necesaria la promoción de estos productos. Además, los comportamientos se refieren no sólo a las políticas de precios y publicidad, sino también a las políticas de producción, de investigación y desarrollo, etc.

d) Resultados. Estos resultados deben enfocarse en los siguientes puntos (según se disponga de la información necesaria para llevarlos a cabo): producción, asignación de recursos, progreso técnico, empleo, productividad de la mano de obra, relación precio-costo marginal, tasa de rentabilidad, indicadores financieros, efectos ambientales.

Por lo que, las condiciones de base de una industria, como las características de la oferta y la demanda, o el medio económico en el cual funcionan las firmas, determinan sus estructuras. Estas estructuras de mercado junto con la estrategia de las firmas determinan los desempeños de la rama. Estos desempeños se manifiestan por el aprovechamiento de las firmas, la eficiencia de la producción, el ritmo de progreso técnico o la expansión del mercado. Se suponen dependen de la estrategia de las firmas tanto en lo que concierne al precio como a la publicidad, la investigación y el desarrollo; en todos estos dominios, los objetivos de las firmas, su grado de colusión o de competición juegan un gran papel. La estrategia de las firmas depende a su vez de la estructura del mercado; es decir, de la diferenciación de productos, de la concentración y la integración de las firmas, de las barreras al ingreso, en una palabra de los factores que determinan la intensidad de la competencia. Por ejemplo, ganancias elevadas (resultados) suponen una colusión entre las firmas en materia de precio (estrategia) ella misma permitida por una fuerte concentración en la rama (estructura de mercado). Asimismo, la intensidad del progreso técnico (comportamiento) implica un esfuerzo de investigación (estrategia), este puede ser favorecido cuando las empresas son protegidas de la competencia potencial por las altas barreras al ingreso existentes en el mercado (estructura). O bien todavía, la expansión del mercado (resultados) supone una política de promoción de ventas (estrategia), ésta puede ser estimulada por un grado moderado de concentración (estructura) considerada como un factor favorable a la competencia publicitaria¹².

Es importante señalar que la secuencia aquí descrita no es unívoca, en la medida en que existen efectos de retroalimentación (feedback) importantes (ver gráfica 1.5); de esta forma, el encadenamiento causal estructura-estrategia-resultados, no es el único tipo de relación concebible, salvo considerar que la estructura de mercados es inmutable o no sufre de la influencia de factores exógenos (fluctuaciones cíclicas de la demanda, modificación de la estructura de costos de producción, etc.). El grado de concentración puede cambiar, al menos a la larga, bajo el efecto de estrategias de firmas y de sus resultados. Por ejemplo, una rentabilidad elevada (resultados) favorece la entrada de nuevos competidores al mercado, lo que contribuye a debilitar la concentración. Los esfuerzos de investigación y desarrollo pueden alterar una industria de la tecnología, y con ello sus

¹² Véase Lecarillon Jacques, *Elements D'économie Industrielle*, Maitchrestan, Paris, pp. 3-5.

condiciones de costos y/o los grados de diferenciación del producto⁴⁴. Más generalmente, las diferencias entre las firmas influyen en las ganancias y las partes de mercado, y por tanto la rentabilidad y la concentración de la industria.

A fin de completar la cadena de razonamiento, F. Scherer⁴⁵ incluye también las intervenciones del Estado en la actividad económica (gráfica I.5), por intermedio de las reglamentaciones, los impuestos, las subvenciones, etc. Estas reglamentaciones determinan, por ejemplo, cuáles firmas pueden funcionar en un mercado, afectando de esta manera a la estructura del mercado, o cuál es el nivel de precios autorizados, afectando entonces el comportamiento de las firmas. Los entes gubernamentales establecen normas o reglamentos locales concernientes al producto que delimitan las necesidades de los compradores o influyen sobre ellas. El gobierno también suele ser un comprador importante de muchos productos, la forma en que el gobierno desempeñe este papel de comprador puede ayudar o perjudicar a la industria.

II. El Modelo de Determinantes de un Sistema

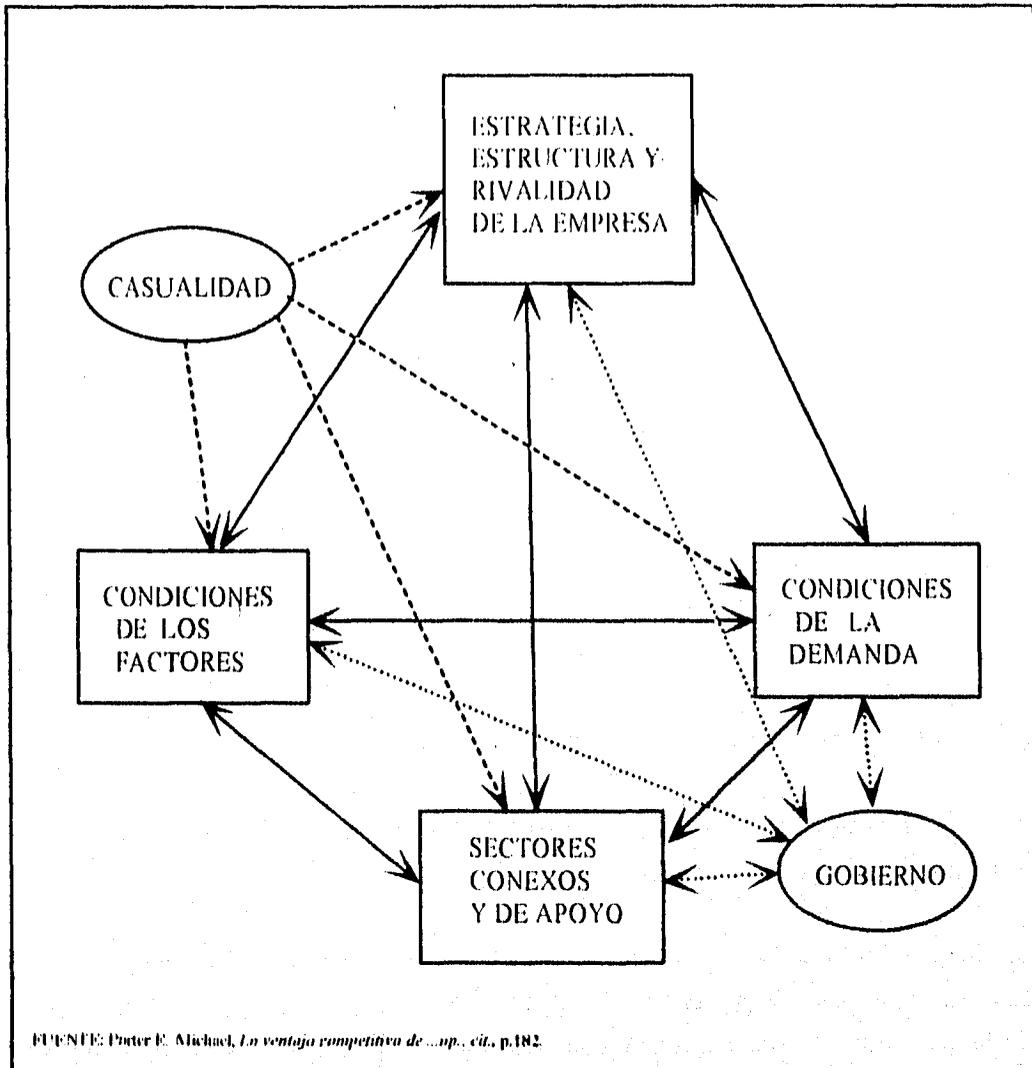
Por otra parte, en este método de análisis sistémico (el cual se muestra en la gráfica I.7), se observan seis puntos principales (determinantes):

- **Condiciones de los Factores.** Por factores de producción se entiende que son los insumos necesarios para competir en cualquier sector y estos factores no son nada más que la mano de obra, tierra cultivable, recursos naturales, capital e infraestructura. Estos factores se pueden agrupar en unas cuantas categorías genéricas: recursos humanos, recursos físicos, recursos de conocimiento, recursos de capital, infraestructura. Los países tienen éxito en aquellos sectores donde son particularmente eficaces en la creación y perfeccionamiento de los factores necesarios. La ventaja competitiva de una industria puede derivarse de la desventaja de algunos factores, la necesidad de factores se puede eliminar por medio de la innovación.

- **Condiciones de la Demanda.** La influencia más importante de la demanda sobre la ventaja competitiva de una industria se produce mediante la combinación y el carácter de las necesidades del comprador local. La composición de la demanda interior conforma el modo en que las firmas perciben, interpretan y dan respuesta a las necesidades del consumidor. También las firmas consiguen ventaja si los compradores locales presionan a las firmas locales para que innoven. Existen otros dos

⁴⁴ Véase F. Scherer y D. Ross, *Industrial Market Structure and Economic Performance*, Houghton Mifflin Co., 1990, p. 6.

⁴⁵ Véase F. Scherer y D. Ross, *Industrial Market Structure and ...*, op. cit., p. 5.



GRÁFICA 1.7. LOS DETERMINANTES DEL SISTEMA

puntos importantes dentro de este determinante: tamaño y pautas de crecimiento de la demanda (número de compradores, tasa de crecimiento de la demanda, etc.) e internalización de la demanda (compras locales o multinacionales, influencias sobre las necesidades extranjeras).

- **Sectores Conexos y de Apoyo.** Los proveedores ayudan a las firmas a detectar nuevos métodos y oportunidades para la aplicación de la tecnología más avanzada. Las firmas consiguen un rápido acceso a la información, a nuevas ideas y percepciones, y a las innovaciones de los proveedores. El existir unos sectores conexos competitivos lleva frecuentemente al nacimiento de otros sectores conexos. Sectores conexos son aquellos en los que las empresas pueden coordinar

o compartir actividades de la cadena del valor⁴⁶ cuando compiten, o aquellos que comprenden productos que son complementarios. Compartir actividades es algo que puede acontecer en el desarrollo de tecnologías y en la fabricación, distribución, comercialización o servicio de productos. Las firmas de sectores conexos comparten frecuentemente actividades y a veces forjan alianzas formales.

- **Estrategia, Estructura y Rivalidad de la Firma.** Este determinante se refiere al contexto en que se crean, organizan y gestionan las firmas, así como la naturaleza de la rivalidad en la industria. Las metas (de la compañía y de los empleados), estrategias y formas de organizar las firmas de cada una de las industrias varía mucho de unas a otras naciones. Entre las firmas de una misma industria existen diferencias en las prácticas y enfoques de gestión en áreas tales como la formación, la capacitación, los medios para la toma de decisiones, la naturaleza de las relaciones con los clientes, la capacidad de coordinar unas y otras funciones, la actitud hacia las actividades internacionales y la relación entre los trabajadores y la dirección. La rivalidad interna de varias firmas de un mismo sector pasa a ser superior a la rivalidad con competidores extranjeros cuando la mejora y la innovación, más que la eficacia estática, se reconocen como ingredientes esenciales de la ventaja competitiva en un sector. En una economía cerrada, el monopolio es rentable; en la competencia mundial, los monopolios o los cárteles saldrán perdiendo ante empresas de entornos más competitivos.

Al igual que en el punto de Estructura del Paradigma SCP, en este determinante sea hace el análisis de las cinco fuerzas competitivas de una industria (ver gráfica I.6).

- **El Papel del Gobierno.** El gobierno puede influir positiva o negativamente en cada uno de los cuatro determinantes. Los entes gubernamentales establecen normas o reglamentos locales, regulaciones en los mercados, subvenciones, políticas industriales, políticas fiscales, legislación antitrust, controles a los medios publicitarios, normas para los servicios de apoyo.

- **El Papel de la Casualidad.** Los acontecimientos casuales son incidentes que tienen poco que ver con las circunstancias de una nación y que frecuentemente están, en gran parte, fuera del control y de la capacidad de influir tanto de las firmas como frecuentemente del gobierno. Algunos ejemplos que son de particular importancia por su influencia en la ventaja competitiva de las firmas e industrias son

⁴⁶ La cadena de valor es una forma sistemática de examinar todas las actividades que una firma desempeña y el cómo interactúan; de esta forma, disgrega a la firma en sus actividades estratégicas relevantes para comprender el comportamiento de los costos y las fuentes de diferenciación existentes y potenciales. Las cadenas de valor de las firmas difieren en un industria, reflejando sus historias, estrategias, y éxitos en implementación.

los siguientes: actos de pura invención, importantes discontinuidades tecnológicas, discontinuidades de los costos de los insumos (como las producidas por las crisis del petróleo), cambios significativos en los mercados financieros mundiales o en los tipos de cambio, guerras, etc. Los acontecimientos casuales son importantes porque crean discontinuidades que propician algunos cambios en la posición competitiva.

Así también, existe una relación entre cada uno de los determinantes (ver gráfica I.7); es decir, cada determinante puede afectar a cada uno de los otros determinantes, aunque algunas interacciones son más fuertes e importantes que otras⁴⁷. Por ejemplo, los cambios importantes en los costos de los insumos o en los tipos de cambio (casualidad), por ejemplo, crean desventajas selectivas en los factores (condiciones de los factores) que canalizan períodos de innovación significativa. Vistas desde esta perspectiva, las guerras (casualidad) pueden elevar el nivel y la urgencia de las inversiones científicas locales (creación de factores) y perturbar las relaciones con los clientes (condiciones de la demanda). Las condiciones de los factores se ven afectadas por las subvenciones, la política respecto a los mercados de capital, la política educativa y otras intervenciones (gobierno). Los compradores (condiciones de la demanda) entendidos no darán lugar necesariamente a productos avanzados a menos que, por ejemplo, la calidad de los recursos humanos (condiciones de los factores) sea suficiente para acometer la satisfacción de las necesidades del comprador. Las desventajas selectivas en los factores (condiciones de los factores) no motivarán la innovación a menos que exista una rivalidad estimulante y las metas de la firma apoyen una inversión constante (estrategia, estructura y rivalidad). El haber un mayor número de firmas (sectores conexos y de apoyo), origina que se crean políticas de apoyo (gobierno) para la creación de mayor infraestructura, mejores condiciones de mano de obra (condiciones de los factores).

III. Diferencias Entre Los Dos Modelos

Se decidió utilizar el Paradigma SCP para analizar el caso de PEMEX-GAS en vez del Modelo de Determinantes de Porter por los siguientes factores (cabe mencionar que los modelos propuestos son de gran importancia y utilidad para cualquier análisis industrial o sectorial):

i) El Paradigma SCP emplea de una mejor manera (de acuerdo a nuestro interés) tanto el análisis de la Estructura como el análisis de las Estrategias, ya que toma a cada uno como una fase independiente (cada fase esta a su vez interrelacionada con las otras fases), lo cual hace que los análisis de la Estructura y de las Estrategias sean mejores; además, siendo que en la actualidad uno

⁴⁷ Porter, Michael E., *La Ventaja Competitiva ... op. cit.*, p. 187.

de los cambios de mayor relevancia en la industria fue el referente a su misma estructura, el análisis a realizar debería tomar en cuenta esta consideración y por ello enfocarse completamente en la estructura y en los factores que influyen en esta. Igualmente, con el control único de PEMEX en las actividades exploratorias, productivas, y con una gran infraestructura de transporte y distribución es necesario hacer un análisis amplio de las estrategias que se han empleado hasta la fecha para tener un mayor entendimiento del comportamiento pasado de las políticas de producción, precios, inversión, etc. A su vez, el modelo de Porter toma en cuenta en un mismo punto la relación Estructura-Estrategia, con lo cual se pierde la oportunidad de hacer un análisis de mayor cobertura en cada uno de estos puntos.

ii) En el determinante Estructura-Estrategia y Rivalidad de la empresa de Porter, el concepto o puntos a tratar con respecto a las estrategias son principalmente: formación, capacitación, relaciones con los clientes, estrategia de diferenciación, estrategia de costos, etc.; por lo que, para el interés propio de un análisis de la industria del gas con respecto a los comportamientos efectuados en ésta, es de mayor importancia el analizar las políticas de precios, de producción, de reservas, etc., los cuales son factores que se toman en consideración en el punto Comportamientos del Paradigma SCP.

iii) El determinante Sectores Conexos y de Apoyo, el cual es parte del Modelo de Determinantes de un Sistema, es un determinante de gran importancia; sin embargo, por las características propias de la industria nacional de gas natural y en sí de todo el sector energético, la cuestión de desarrollar e impulsar proveedores y consultorías nacionales nunca ha sido un factor relevante. Por lo cual, la gran mayoría de los proveedores (o por lo menos los proveedores de tecnología de punta) y consultorías son firmas extranjeras, los cuales no tienen una base fija o estable en el país.

En consecuencia, el análisis de este determinante es recomendable hacerlo en sectores industriales nacionales que sean en su mayoría provistos de sus insumos principales por proveedores nacionales o proveedores extranjeros que tengan una base estable en el país, y en su caso, que tengan el apoyo de grupos de asesoría nacionales.

iv) El Modelo de Porter tiene como intención el analizar sectores o industrias que tengan o exista una gran competencia interna; sin embargo, para el caso de la industria del gas natural, en la actualidad la competencia entre las firmas es inexistente, siendo que ésta se empezaría a formar en un mediano plazo -debido a los cambios existentes en la estructura de la industria-. El Paradigma SCP, también toma en cuenta el análisis de la competencia interna e incluso considera los mercados en donde existen monopolios, oligopolios, etc.

v) El determinante Casualidad es un determinante que afecta a los demás determinantes pero esto no sucede constantemente, ya que factores como las guerras, las crisis de petróleo, etc., suceden en periodos cíclicos de aproximadamente 20 o más años⁴⁸ -lo anterior no implica que este determinante no sea importante-. Además, de acuerdo al momento actual y futuro de nuestro país y del mundo, no se espera o no se tiene indicio de un acontecimiento próximo de esa cualidad; por ejemplo, no se espera en los próximos cuatro años un tercer choque petrolero aunque exista la posibilidad de un regreso total al mercado petrolero por parte de Irán, y mucho menos una posible tercera guerra mundial. Se toman en cuenta los factores anteriores porque son variables que si pudieran afectar el desarrollo de la industria nacional del gas natural y de las firmas que integran a esta industria. El determinante Casualidad sería de gran aplicación en países que si tengan en estos momentos variables de esa índole.

Así también, de acuerdo a nuestra realización de los ambientes: general, particular e interno (ver gráfica I.2) se podría pensar que este determinante es parte integral del ambiente general dado los factores que se toman en consideración; por ejemplo, el factor de tipo de cambio de la moneda, lo tomamos en cuenta implícitamente en el ambiente general en la parte de macroeconomía nacional.

vi) En lo referente a las Condiciones de Base (Oferta-Demanda), el Modelo de Determinantes de un Sistema le da una mayor importancia de análisis a estas variables (se realiza el análisis de la Oferta y de la Demanda por separado) en comparación a la que se da en el Paradigma SCP, lo cual implica un análisis de mayor cobertura; por lo que, se toman en cuenta el estudio y análisis de cuestiones como: los recursos humanos, los recursos de conocimiento, demanda temprana e internacional, etc. Sin embargo, dadas las características propias de la oferta y demanda de la industria nacional del gas natural, resulta importante el utilizar el Paradigma SCP, ya que es necesario realizar este análisis en forma conjunta debido a que la estructura de la oferta y demanda del gas se realiza en mercados estrechos, fragmentados y complementarios (en su gran mayoría, el gas natural se consume donde se produce, donde es abundante).

vii) El Paradigma SCP tiene como interés el poder obtener variables que representen de alguna manera los resultados generales de la industria, con el objeto de ayudar a comprender otro tipo de variables relevantes que afectan e influyen en las decisiones que atañen el desarrollo de la industria. Las variables analizadas podrían (dependiendo su significado e importancia) tomarse como

⁴⁸ Se considera que son periodos de 20 o mas años, puesto que tanto en el siglo XIX como en el XX la existencia de guerras, choques petroleros, crisis financieras, etc., fueron acontecimientos esporádicos y, no así, periódicos.

oportunidades y/o amenazas, que siendo así, ayudarían a realizar un mejor análisis de la matriz DAFO.

viii) Un punto importante del Modelo de Determinantes de Porter es el obtener un análisis de un sector o industria, pero realizando este análisis desde el punto de vista de la ventaja competitiva de la nación. Asimismo, al ver detenidamente los factores que toma en cuenta este modelo se obtiene la conclusión de que el paradigma de Porter es de mayor trascendencia para ver la relación país-industria e industria-país; es decir, es un modelo por medio del cual se analiza la importancia de la industria en el desarrollo económico y social del país. Empero, como se mencionó anteriormente, para el objetivo de este trabajo es importante analizar la industria del gas natural desde una perspectiva empresarial, se busca conocer el desarrollo interno de la industria; de esta manera, el Paradigma SCP es un modelo más apropiado para realizar este objetivo.

Por todo lo anterior, el enfoque del Paradigma Estructuras-Comportamientos-Resultados es el que se utiliza en el desarrollo del análisis del ambiente particular. A este fin, se estudia en cada fase de la secuencia del Paradigma SCP, los siguientes temas⁴⁹:

a) Políticas Públicas: Ley de la Comisión Reguladora de Energía, Reglamento del Gas Natural, solicitud de permisos y determinación de zonas geográficas, Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía 1995-2000, y otros aspectos de la política gubernamental.

b) Condiciones Base: se obtiene por periodos las características de la oferta (nivel de reservas, relación R/P, zonas y volúmenes de producción, tecnología, fuentes de transporte y distribución, volúmenes de exportación, etc.) y de la demanda (tipo de clientes, distribución en importancia de los clientes, volúmenes de ventas internas, volúmenes de importación, factores de crecimiento de la demanda, etc.). Lo anterior se realiza tanto para el gas natural como para el gas LP, petroquímicos básicos y en menor medida para el combustóleo.

c) Estructuras: evolución histórica tanto de la industria nacional del gas natural como de la de petroquímicos básicos, tipo de integración y grado de concentración, y las fuerzas competitivas de la industria.

⁴⁹ Las variables estudiadas se escogieron tanto por importancia como por una relativa disponibilidad de la información; de igual forma, al no tomar en cuenta otras variables de igual o mayor importancia, se debió a la falta de información la cual no se obtuvo debido al difícil acceso a ésta.

d) Comportamientos: evolución de los precios del gas natural (uso comercial e industrial) y gas LP, política de producción y estrategia de inversiones.

e) Resultados: eficiencia productiva (nivel de reservas y relación R/P, productividad de gas bruto por empleado, relación entre la producción de gas bruto y gas seco, el aprovechamiento y la quema de gas), eficiencia asignativa (indicadores financieros, relación entre el precio constante nacional de gas natural y el precio constante de gas natural de Estados Unidos), y papel de la industria en la economía nacional (participación de la industria del gas en el Producto Interno Bruto del sector energético, participación de los petroquímicos básicos en el PIB del sector, participación de la industria del gas natural y petroquímicos básicos tanto en el PIB del sector como en el PIB nacional, y desarrollo de las inversiones).

c) Ambiente Interno

El ambiente interno⁵⁰ está compuesto de los aspectos funcionales que componen a la firma (ver figura 4). Dentro de los aspectos organizacionales se considera la comunicación, la estructura, la jerarquía de objetivos, las políticas, los procedimientos, la habilidad de administración, entre otros. En el aspecto de personal, las relaciones laborales, los programas de entrenamiento, los sistemas de incentivos, el ausentismo, la rotación de personal, etc. Los aspectos productivos, la distribución de planta, el uso de tecnología, la investigación y desarrollo, el control de inventarios, el uso de subcontratación, etc. Los aspectos financieros son: liquidez, rentabilidad, oportunidad de inversión, balance general, ventas por empleado, estado de resultados, sistema de costeo, principalmente.

Para el desarrollo del análisis interno de PGPB se tomaron en cuenta los siguientes factores: la estructura organizacional, los resultados de operación, los resultados de operación por producto, el coeficiente de rentabilidad, el índice de productividad, el gasto de inversión, el valor y volumen de las importaciones, exportaciones, el saldo comercial, el valor y volumen de las ventas internas la productividad por empleado, el valor y volumen de las ventas internas de gas natural y gas LP por región, ingreso promedio por precio real de venta del gas natural, capacidad y aprovechamiento de las plantas endulzadoras y recuperadoras de líquidos, relación entre las plantas endulzadoras de gas amargo y recuperadoras de líquidos por centro de producción.

⁵⁰ Ilex, Arnold, *Estrategia Empresarial*, El Ateneo, Argentina, 1992.

1.3.2.3) ANÁLISIS DE LA MATRIZ DAFO⁵¹

La matriz DAFO es una herramienta útil para analizar la situación global de un sistema, llámese organización, firma, sector, etc. Ésta se utiliza en la formulación de estrategias de un determinado sistema, tomando en cuenta sus aspectos internos y su medio ambiente externo. El análisis interno (ambiente interno) se realiza a través de un estudio de las fortalezas y debilidades del sistema, a su vez el análisis externo (ambiente general y particular) implica el estudio de sus oportunidades y amenazas. Este análisis está basado en el supuesto de que una estrategia efectiva maximiza las fortalezas y oportunidades de un sistema, y minimiza sus debilidades y amenazas; este simple supuesto tiene grandes implicaciones para el diseño de una estrategia exitosa. La ubicación de esta matriz en el Modelo Conceptual de Planeación Estratégica se puede ver en la gráfica I.4.

Es importante hacer notar que esta matriz debe ser construida para el presente y para el futuro, ya que la firma pertenece a un sistema que está en continua evolución⁵². De igual forma, la matriz DAFO es esencial para evaluar y obtener conclusiones que dibujen la situación de la firma y sus implicaciones; así mismo, por medio del análisis de fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas se puede determinar cómo se encuentra el entorno para así definir los objetivos estratégicos. Estos indican qué hacer para alcanzar la misión y las estrategias nos plantean la forma de llegar a los objetivos.

a) Identificación de Elementos Externos

El primer objetivo en el análisis DAFO es identificar los elementos del medio ambiente externo del sistema⁵³:

Oportunidades. Son situaciones favorables en el medio ambiente externo del sistema (Ver cuadro I.2). Las oportunidades más relevantes para una firma son aquellas en las cuales la firma puede incrementar su ventaja competitiva o aquellas que ofrecen importantes vías para crecer. Se debe tener capacidad para captar una oportunidad.

⁵¹ DAFO también es conocido como DORF (Debilidades, Oportunidades, Riesgos, Fortalezas), como DOFA (Debilidades, Oportunidades, Fortalezas, Amenazas) o como SWOT por las siglas en inglés (Strengthness, Weakness, Opportunities, Troubles).

⁵² Véase González, Claudia, *Metodología para una Visión...*, op. cit., p. 15.

⁵³ Ansoff, I.; MacDonell, B., *Implanting Strategic Management*, Editorial Prentice Hall, 1990; Certo, Samuel C. y Peter, J. Paul, *Strategic Management, Concepts and Applications*, Editorial McGraw-Hill, 1991.

Amenazas. Son situaciones desfavorables en el medio ambiente externo del sistema. Las amenazas son aquellas situaciones que ponen en desventaja a la firma con respecto a sus competidores.

CUADRO 1.2. ANÁLISIS EXTERNO

Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> • Integración vertical • Alianzas con otras firmas • Derribar las barreras de comercialización en mercados internacionales atractivos • Diversificar productos relacionados • Servir a grupos de clientes adicionales • Entrar en nuevos mercados o segmentos • Crecimiento rápido de mercado • Expandir la línea de productos • Encontrar las necesidades de los clientes • Otros 	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios en los gustos, necesidades y conductas del consumidor • Lento crecimiento de mercado • Entrada de competidores extranjeros a bajo costo • Incremento en las ventas de los productos sustitutos • Crecimiento en el poder de negociación de clientes y proveedores • Costosos requerimientos de regulación • Entrada de competidores extranjeros a bajo costo • Otros

b) Identificación de Elementos Internos

El segundo objetivo es la identificación de los elementos internos⁵⁴.

Fortalezas. Son recursos, habilidades, u otras características que ayudan a incrementar la productividad del sistema. Una fortaleza es algo que la firma hace bien; puede ser una habilidad, una competitividad, un recurso organizacional o algo que la firma ha hecho y la pone en posición ventajosa en el mercado (Ver cuadro 1.3).

⁵⁴ Migliore, R. Henry, *Strategic Planning and Management*, Editorial Kogan Page Ltd., 1990 y Thomson, Arthur A.; Strickland III A. J., *Strategic Management, Concepts and Cases*, Editorial BPI Irwin, 1990.

Debilidades. Son limitaciones o deficiencias en recursos, habilidades, y capacidades que impiden seriamente un funcionamiento efectivo del sistema. Una debilidad puede o no ser estratégicamente importante, dependiendo de la situación en la batalla competitiva en la que se encuentra la firma.

CUADRO 1.3. ANÁLISIS INTERNO	
Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> • Recursos financieros adecuados • Capacidad y habilidad de gestión y negociación • Un reconocimiento de líder en el mercado • Acceso a economías de escala • Habilidades tecnológicas superiores • Mejor capacidad de manufactura • Mejores campañas publicitarias • Una competencia distintiva • Buenas habilidades competitivas • Buena imagen ante los compradores • Estrategias bien concebidas en áreas funcionales • Aislarse de una fuerte presión competitiva • Ventaja en costo • Habilidades para innovación del producto • Curva de experiencia madura • Otros 	<ul style="list-style-type: none"> • Instalaciones obsoletas • Beneficios abajo del promedio • Ausencia de algunas habilidades claves para competir • Infestado de problemas de operación interna • Débil imagen de mercado • Habilidades de comercialización abajo del promedio • Deficiencias en el talento de gestión • Pobre registro de rutas de implantación de estrategias • Retroceso en investigación y desarrollo • Incapacidad de financiar las necesidades de cambio en la estrategia • Deficientes canales de distribución • Otros

c) Formulación de Estrategias

El tercer objetivo es la formulación de estrategias, para lo cual existen varios caminos. Los enfoques principales para la obtención de estrategias son: la matriz del producto, los ciclos vitalicios del producto, los modelos de computadoras, la matriz del mercado, el análisis para la identificación de factores comerciales, la matriz DAFO, la matriz de la potencialidad del negocio/Atractivo de la industria, la intuición, el análisis de GAP, la suerte, la tormenta de ideas, etc.

Para fines y estructura de este trabajo se utiliza la matriz DAFO, ya que esta matriz es una estructura holística que guía el análisis de la situación prevaleciente en la organización. En este caso el punto clave es que el análisis toma en cuenta todos los aspectos (tanto externos como internos) importantes de la firma.

La formulación de una estrategia⁵⁵ estará supeditada a las condiciones del medio y de las necesidades de la firma. Una estrategia bien formulada le da soporte al decisor y coloca los recursos de la firma dentro de una postura única y viable, anticipándose a los cambios en el ambiente y movimientos contingentes por los oponentes⁵⁶.

Las estrategias que se seleccionen necesitan capturar las mejores oportunidades que se le presenten a la firma, especialmente aquellas que puedan aumentar a largo plazo su posición competitiva y su rentabilidad. De esta manera, las amenazas y oportunidades son comparadas sistemáticamente con las debilidades y fortalezas mediante un enfoque estructurado, mediante el cual se formulan las estrategias (Ver gráfica 1.8).

	Debilidad	Fortalezas	
Amenazas	ESTRATEGIA DE SUPERVIVENCIA (Mejorar fortalezas y tratar de capturar la mayoría de las oportunidades)	ESTRATEGIA DEFENSIVA (Corregir las debilidades que dificultan aprovechar las oportunidades)	Externo y futuro
Oportunidades	ESTRATEGIA ADAPTATIVA (Desarrollar planes en los que se puedan prevenir o disminuir la influencia de los riesgos)	ESTRATEGIA OFENSIVA (Estimular los costos y beneficios de convertir las debilidades en fortalezas)	
	Interno y presente		

GRÁFICA 1.8. BASES PARA LA FORMULACIÓN DE UNA ESTRATEGIA

⁵⁵ La estrategia es un modelo o plan que integran las metas mayores, políticas y secuencias de acciones de una organización dentro de un todo cohesivo.

⁵⁶ Morales P., Ileana, *Guía de Mercadotecnia Estratégica...*, op. cit., p. 74.

Las estrategias se denominan generalmente de la siguiente manera:

Estrategias de supervivencia. Comprende la situación menos favorable, donde la firma enfrenta las amenazas externas con una posición interna débil.

Estrategia defensiva. Se presenta cuando la firma enfrenta una situación desfavorable en el medio ambiente exterior con una fortaleza interna.

Estrategia adaptativa. Son los resultados de combinar una oportunidad del futuro, con una debilidad del presente.

Estrategia ofensiva. En este caso la firma aprovecha oportunidades externas con fortalezas internas, formando así la situación más favorable.

Por otra parte, el análisis de la matriz DAFO parece ser un proceso sencillo y directo, pero puede tropezar con problemas, como son: la medida usada para determinar si existe o no una fortaleza, oportunidad, debilidad, o amenaza. Otro problema consiste en las barreras mentales de las personas que buscan debilidades las cuales pueden estar asociadas con ellos. Además, las personas que realizan la matriz pueden considerar los mismos factores y utilizar las mismas medidas, pero llegar a diferentes conclusiones.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN: AMBIENTE GENERAL.

2.1) A NIVEL MUNDIAL

2.1.1) SECTOR ENERGÉTICO MUNDIAL

El desarrollo del mercado del gas⁵⁷ adquiere importancia en los años sesenta gracias a significativos e importantes descubrimientos de reservas. Su mayor disponibilidad; así como, la reducción en términos relativos de los costos para su producción, aprovechamiento y transporte, y el desarrollo de las tecnologías ligadas a dichas actividades, darían un fuerte estímulo a la naciente industria del gas en muchos países. El crecimiento y expansión en el uso del gas natural, ya no sólo como fuente de energía, sino también como materia prima e insumo en la industria, fue seguido de un incremento del comercio internacional y del transporte a largas distancias, con el fin de complementar las producciones nacionales frente a las crecientes, aunque localizadas, necesidades internas.

En la pasada década las reservas de gas promediaron $7\ 202 \times 10^9 \text{ m}^3$ y constituyen cerca del 47 % de las reservas mundiales de hidrocarburos⁵⁸. Al finalizar 1993, las reservas mundiales probadas de gas natural fueron de $142 \times 10^{12} \text{ m}^3$. De acuerdo al monto de reservas, éstas no solamente aparecen como adecuadas para satisfacer los requerimientos futuros para varios años, sino que además se han seguido descubriendo nuevas que exceden con mucho su consumo.

Asimismo, las reservas probadas de gas natural -para finales de 1994- fueron para los Estados Unidos $4.6 \times 10^9 \text{ m}^3$, para Canadá $2.2 \times 10^9 \text{ m}^3$ y México $2.0 \times 10^9 \text{ m}^3$ con una relación reservas/producción (R/P) de 8.6, 16.6 y 77.6, respectivamente. Las reservas de otras partes del mundo se pueden observar en el *cuadro 4 del Anexo 2*.

A nivel mundial, las reservas de gas son abundantes y se espera que la demanda futura pueda ser satisfecha en todas las regiones del mundo; no obstante, tales reservas se encuentran localizadas en lugares remotos a sus mercados; esto último, parece más importante en la planeación de su utilización que el monto y tamaño de las reservas. Lo anterior se debe a los altos costos para

⁵⁷ En el anexo 1 se explican brevemente los aspectos físicos, técnicos y económicos del gas.

⁵⁸ Aguirre P. Alejandro y Escobar T. Carlos, *Los Factores para la Competitividad en la Oferta del Gas Natural*, Primer Congreso Nacional: La Energía en México, Asociación Mexicana para la Economía Energética, A.C., México, 1995.

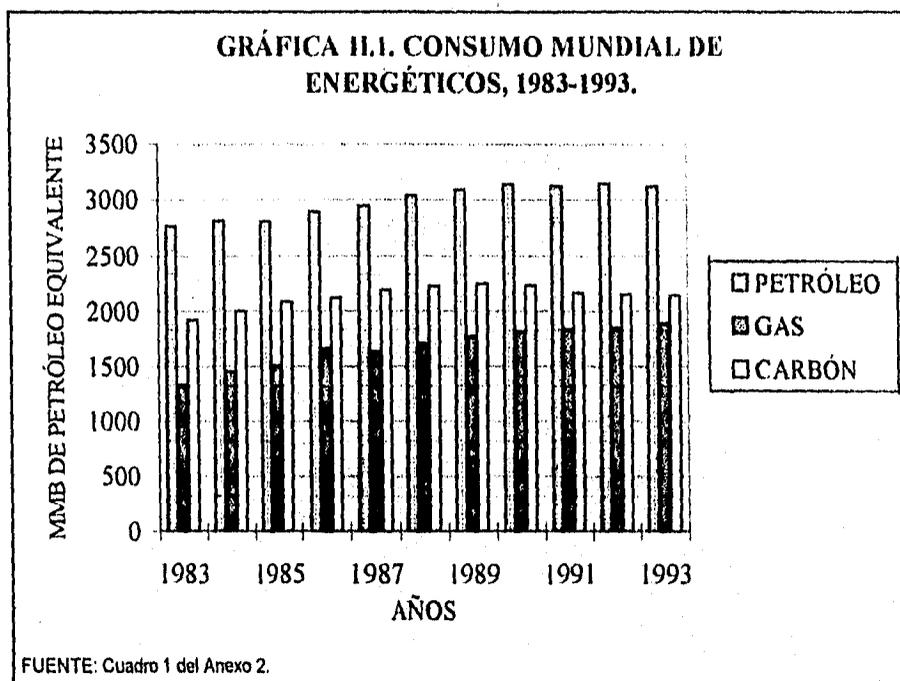
su transporte y distribución, y a que dichos costos están influenciados por las economías de escala.

De acuerdo a lo anterior se muestra en el *cuadro 5 del Anexo 2* la producción regionalizada de gas natural. De esta manera se puede decir que en 1994 países como México y los que conforman la Europa Occidental tuvieron un descenso en su producción y en cambio países como Canadá, Algeria, Egipto, Australia, India, Indonesia y Malasia tuvieron un aumento en su producción mayor al 50 % de la producción generada en 1984, lo que nos indica que la industria del gas natural a nivel mundial ha tenido un desarrollo constante.

Por otra parte, en la gráfica II.1 se observa que el petróleo sigue siendo el principal contribuyente para la generación de energía primaria con el 40.29 % (porcentaje promedio de 1983/1993) del consumo mundial, seguido por el carbón y gas natural con el 28.29 % y 22.50 %, respectivamente. Así también, el consumo del carbón ha disminuido (desde 1989) en toda Europa, y en el resto del mundo a excepción de Asia y Australasia su crecimiento ha sido moderado; por el contrario, el consumo del gas natural ha aumentado a nivel mundial, habiéndose consumido 1.334.1 MMB de petróleo equivalente en 1983 y 1.888.4 MMB de petróleo equivalente en 1993. De esta forma, el crecimiento del consumo del gas natural ha sido mayor al registrado en los otros dos energéticos (ver *cuadro 1 del Anexo 2*).

Con respecto al consumo de gas natural por región (ver *cuadro 2 del Anexo 2*), en América del Norte el consumo de gas se incrementó en 23.3 % durante la última década, el total consumido fue de 5.807.7 miles de toneladas de petróleo equivalente, esto representa el 31.48 % del consumo total mundial; en 1985 y 1986 se presentó un decremento, y en 1984 hubo un incremento significativo propiciado por el incremento del precio del petróleo.

En cambio, en América Latina el consumo de gas se incrementó en 47.5 % durante la última década, el total consumido fue de 847.6 miles de toneladas de petróleo equivalente, esto representa el 4.59 % del consumo total mundial. De la misma forma, en Asia y Australasia (A.Y.A) el consumo tuvo un incremento en 123.2 % y el total consumido fue de 1.286.4 miles de toneladas de petróleo equivalente, representando esta cantidad el 6.97 % del consumo mundial.



Mundialmente, por sector la utilización de gas natural ha seguido primordialmente dominada por el sector doméstico y de servicios (48 por ciento) seguido del sector industrial con un 36 %, y el sector de la generación eléctrica con 16 %; sin embargo, se estima que para el año 2005 el sector de la generación de electricidad supere al sector industrial⁵⁹ (gráfica II.2), la información que muestra la tendencia para 1994 y 2005 se puede observar en el *cuadro 3 del Anexo 2*. Así, el gas natural se consolidará como la mejor opción para la nueva capacidad de generación eléctrica⁶⁰.

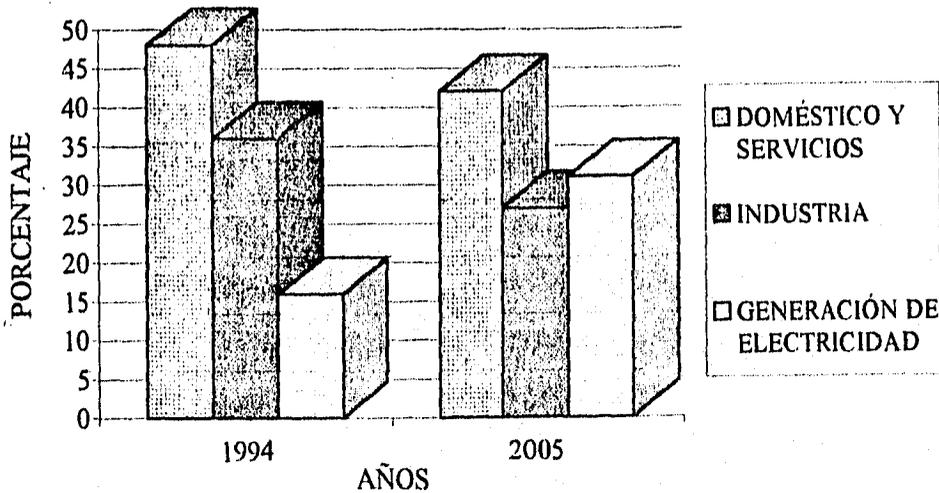
Las razones de este crecimiento se hallan en la reestructuración que está en proceso dentro de las industrias de la energía, en la preocupación por el medio ambiente, en una posición atractiva de precios relativos, en las abundantes reservas, y en los factores tecnológicos⁶¹. De estos factores, los relacionados con el cuidado ambiental serán, muy probablemente, los que ejercerán mayor influencia en el comportamiento futuro del sector de la energía en el mundo. Las preocupaciones se encuentran

⁵⁹ Véase Radetzki, Muriun, *World Demand for Natural Gas: History and Prospects*, The Energy Journal, 1994 y WEC Commission, *Energy for Tomorrow's World*, 15th. WEC Congress, Madrid, España, 1992.

⁶⁰ Poder Ejecutivo Federal, *Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía, 1995-2000*, México, Secretaría de Energía, diciembre 1995, p. 8.

⁶¹ Véase Williams, Sylvia, *Natural Gas Expansion -How Fast? Natural Gas Scenarios*, WEC, 15th. Congress Commission Plenary Session, Na. 10, Madrid, España, 1992.

GRÁFICA II.2 . PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA MUNDIAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 1994 y 2005.



FUENTE: Cuadro 3 del Anexo 2.

en dos grandes vertientes: la contaminación atmosférica derivada del uso de combustibles fósiles y el peligro de cambio climático originado en la emisión de los llamados gases de efecto invernadero⁶².

Del mismo modo, el pronóstico de uso de energía primaria total prevé que la demanda de gas natural crezca a una tasa promedio anual de 1.6 a 2.3 por ciento entre 1995 y 2000, de 1.6 % para el 2010 y 1.3 % para el 2020, nivel mayor al resto de los combustibles fósiles, mientras que su participación en el balance energético mundial aumentará de 23 a 25 por ciento en el mismo período, en detrimento de algunos combustibles sólidos y del petróleo. De esta manera, para algunos productores de hidrocarburos, el gas natural se convertirá en una fuente de ingreso de divisas más importante que el petróleo. También, este pronóstico indica que el consumo de petróleo pasará de 40.19 % en 1990 a 28.5 % en 2000; en consecuencia, el mercado será dominado por los combustibles fósiles por los 30 años siguientes. Igualmente, se estima que América del Norte seguirá aumentando su consumo; por lo que, los Estados Unidos se mantendrán como el principal consumidor en el mundo.

La creciente demanda de energía y la necesidad de expansión de la infraestructura actual requerirán de importantes flujos de inversión, los cuales deberán ser obtenidos en un contexto de fuerte

⁶² Véase Chermak, M., Janic, *Emerging Environmental Markets: Improving the Competitiveness of Natural Gas*, The Energy Journal, Vol. 15, No. 3, 1994 y Poder Ejecutivo Federal, *Programa de Desarrollo y ...*, op. cit., p. 10.

competencia por los fondos financieros disponibles, tanto privados como provenientes de las instituciones crediticias multilaterales.

En el caso particular del petróleo y el gas, existiendo una amplia disponibilidad de recursos, las limitaciones en la expansión de las capacidades de producción, refinación y procesamientos obedecerán en mayor medida a las restricciones financieras, sobre todo, en condiciones de continuo estancamiento de los precios reales. La falta de recursos por parte de los gobiernos hará que el capital privado juegue un papel primordial en el desarrollo del sector de la energía; por consiguiente, muchos de los países en los que el Estado ha tenido una participación exclusiva o dominante en el sector se encuentran en un proceso de diseño de un marco regulador apropiado, que aliente la inversión privada en diversas actividades.

En este contexto internacional, descrito a grandes rasgos, se insertará la evolución del sector mexicano de energía, y en especial la industria del gas natural.

2.1.2) INDUSTRIA DEL GAS NATURAL DE LOS ESTADOS UNIDOS

Para comprender mejor este mercado es necesario primero conocer la historia de la industria del gas en los Estados Unidos. Esta industria se origina en los años 1800-1870 con distribuciones locales de gas manufacturado del carbón en el este y medio este. La primera regulación apareció a finales de del siglo XIX (1870-1899) con la creación de Comisiones Estatales que concesionaban exclusivamente el servicio a franquicias y regulaban por medio de las compañías locales de distribución⁶³ para limitar el poder que genera un monopolio. El gas natural fue descubierto en el suroeste de los Estados Unidos a principios de los años del siglo XX.

El objetivo principal de la formación de las compañías de transporte interestatal se debió a la necesidad de construir gasoductos de grandes distancias, los cuales transportarían el gas natural a los mercados del este y de otras zonas de los Estados Unidos. Muchas de las compañías transportistas fueron manejadas por las más grandes compañías locales de distribución organizadas como compañías holding, las cuales buscaban las más grandes reservas de gas natural para satisfacer el crecimiento de la demanda.

⁶³ En inglés sus siglas son LDCs (Locals Distribution Companies).

En los años treinta (1930-1939) el Gobierno Federal de los Estados Unidos tomó dos acciones significativas⁶⁴:

1) Por medio del Congreso de los Estados Unidos se estableció la Public Utility Company Holding Act, con el objeto de limitar el poder de mercado de las más importantes compañías holding. A pesar de que el precio del gas natural que era transportado a otros estados era controlado por el Reglamento Federal de la Industria de Gasoductos Interestatal mediante la Natural Gas Act (NGA).

2) La NGA deja la responsabilidad de la regulación de las compañías locales de distribución a nivel estatal, y no se establece una regulación para el segmento de la producción.

En los años cincuenta existen disputas sobre el precio en el mercado interestatal debido al control de precios del gas a la cabeza de pozos. Por otra parte, en los años setenta, el gas natural es insuficiente por causas de las distorsiones inducidas en las políticas. El control de los precios a la cabeza de pozos y la idea de regular la producción de gas natural resulta en una inadecuada oferta de gas natural. Además, el gas natural transportado entre los estados era más barato que el gas transportado en un mismo estado, debido a que el precio en el mercado interestatal estaba controlado en términos de los costos de producción mientras que en el mercado intraestatal la oferta y la demanda determinaban el precio. Es por ello que, el Congreso de los Estados Unidos adopta la Natural Gas Policy Act (NGPA) en 1978, a fin de poner en ejecución un proceso de desreglamentación progresiva del precio del gas. No obstante, esta ley también abarcó los controles al mercado interno de cada estado, el cual estaba anteriormente libre, a fin de limitar el alza de precios. Este procedimiento progresivo y lento de la desreglamentación del precio del gas a la cabeza de pozos fue el resultado de la relación de fuerzas entre los diferentes grupos de presión⁶⁵.

En esta misma época el Congreso de los Estados Unidos mediante la Fuel Use Act prohíbe el uso de gas natural que se empleaba para la producción de generación eléctrica por causa de la falta de disponibilidad de dicho combustible; por lo que, se incrementó el uso del carbón y la creación de plantas de generación nuclear.

⁶⁴ Véase Michot F. Michelle, *Natural Gas Expectations in Mexico. A U.S. Analyst's Perspective*. Primer Congreso Nacional: La Energía en México, Asociación Mexicana para la Economía Energética, A.C., México, 1995.

⁶⁵ Bupp, C. I. y Schuller Frank, *Gas Natural: Conflictos y Compromisos*, Energía del Futuro. 3ra edición, Editorial CECSA, 1981. pp. 81-109.

Por otra parte, las sociedades de gasoductos habían aceptado contratos muy rígidos con los productores, por temor de que la escasez de los años setenta reapareciera; estos contratos incluían la cláusula de Take o Pay, por la cual el transportador se comprometía a pagar la cantidad de gas asociado aun en caso de no uso⁶⁶. Ahora bien, el contrachoque petrolero, al disminuir la competitividad del gas natural con respecto a otros combustibles, hizo pasar el mercado de una situación de escasez a una situación de sobrecapacidad. Así también, los transportistas no podían despachar el gas asignado en sus contratos, en consecuencia dichos contratos se volvieron muy oneroso para ellos. En estas condiciones la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) propuso a las sociedades de gasoductos la apertura de redes, como la contrapartida a la anulación de la cláusula Take o Pay de los antiguos contratos.

Las reglas (órdenes) 436 y 500 de la FERC -implantados en 1985 y 1987- tuvieron por objeto librar los accesos a las redes de transporte, reduciendo el poder de mercado de las sociedades de gasoductos. En 1992, la misma agencia adoptó la regla 636, que establece una separación de las funciones de transporte, compra-venta, y almacenaje de las sociedades de gasoductos, lo que ha permitido la liberación total del mercado; es decir, se puede obtener gas de cualquier centro productor existente en los Estados Unidos⁶⁷. Por causa del "open access" los precios del gas natural cayeron en forma dramática; es decir, en Estados Unidos el acceso abierto ha significado una caída del precio del gas natural de 3.35 dólares en 1985 a 1.83 dólares en 1994 por millón de BTU entregado en boca de pozo. Para el consumidor residencial el precio por millón de BTU ha disminuido de 8.18 dólares en 1985 a 6.41 dólares en 1994⁶⁸.

Con esto, en la actualidad sólo 10 % del gas natural entregado a los consumidores mediante los gasoductos interestatales es gas que producen las mismas compañías de gasoductos, antes de la regla (orden) 636 esto era del 100 %. Esto es porque las compañías de gasoductos actúan como empresa que adquiere el gas de otros productores y vende el gas a algunas compañías locales de distribución u otros consumidores. Para 1992, en los Estados Unidos existían 199 780 millas de gasoducto interestatal y 883 200 millas de líneas de distribución.

⁶⁶ Cuevas J. Fernando, *La Reglamentación de un Monopolio Natural. El caso de la Industria Eléctrica en América Latina. Un Enfoque Político-Económico*, Tesis de doctorado, Universidad de Montpellier, 1993.

⁶⁷ Véase DOE/EIA, *Capacity and Service on the Interstate Natural Gas Pipeline System 1990, Regional Profiles and Analyses*, DOE/EIA, 1992 y Stern P. Janathan, *Third Party Access in European Gas Industries: Regulation-driven or Market-led?*, The Royal Institute of International Affairs, 1992.

⁶⁸ Véase *El Financiero*, 29 de febrero de 1996.

El mercado del gas natural en los Estados Unidos se volvió, por lo tanto muy competitivo, funcionando sobre la base de intercambios a corto plazo (mercado spot) e intercambios a término, estos últimos destinados a proteger a los actores contra las variaciones de precio a corto plazo, con una participación importante de los intermediarios (mayoristas, corredores, etc.).

Como se ha visto, la industria estadounidense del gas natural se caracteriza por una fragmentación horizontal y una integración vertical muy débil, debido a la existencia de un gran número de productores (existen más de 27 000), transportistas (en 1990 existían 42 compañías de transporte interestatal), y distribuidores. La tasa de concentración en la producción, el transporte y la distribución son muy débiles. De igual forma, los yacimientos de producción en los Estados Unidos son numerosos y la red de transporte es muy densa (la mayoría de las grandes ciudades están aprovisionadas como mínimo por dos sociedades de gasoductos). En lo referente a su oferta y consumo interno, la relación debe ser complementada mediante el suministro de volúmenes de gas que se importan de Canadá, y en algunas ocasiones es gas importado de México.

Para un mayor entendimiento de los puntos: consumo, reservas, producción y comercio exterior de la industria estadounidense del gas, se recomienda revisar los cuadros 2, 4, 5, y 6 del Anexo 2, respectivamente.

2.2) A NIVEL NACIONAL

2.2.1) PANORAMA MACROECONÓMICO

Desde 1940 hasta 1956, la economía mexicana registró una tasa de crecimiento promedio anual significativa de 5.8 %. Durante el decenio de 1960, las condiciones de rápido crecimiento económico con estabilidad de precios y de tipo de cambio, se conjugaron para atraer inversiones que motivaron un crecimiento de la producción industrial entre el 12 % y el 15 % anual; así como, una tasa de crecimiento anual del PIB del 6.4 %.

En los primeros años de la década de los setenta se inicia un periodo que es conocido como Desarrollo Compartido, que finalizó en el sexenio de 1977-1982. Así, durante los años setenta el PIB creció en promedio 6.3 % anual, a pesar de que algunas ramas industriales disminuyeran considerablemente su dinamismo. Sin embargo, la disminución de la producción agrícola y el malestar social a fines de este periodo condujeron al gobierno a atribuir al sector público un papel más importante, al fin de asegurar el crecimiento económico y la creación de empleos. En consecuencia el déficit fiscal se elevó ampliamente durante el periodo 1972-1976, por lo que, el

gobierno tuvo que recurrir a préstamos externos para financiarlo. Por otra parte, el nivel de precios comenzó a aumentar, particularmente a partir de 1973. El gobierno utilizó los precios de los bienes producidos por las empresas públicas como medio para controlar la inflación, provocando reducciones importantes en los precios de la electricidad y el de productos petroleros, en términos reales.

La estrategia económica seguida a principios de los años setenta se basó en utilizar a la inversión pública como motor primario para el desarrollo industrial del país y el uso de las exportaciones petroleras para disminuir el creciente saldo comercial negativo. La estrategia seguida no logró corregir los problemas del país; por lo que, a finales de la misma década se decreta un programa de austeridad, que luego es abandonado al confirmarse en 1978 una gran reserva petrolera. Se ratifica la rectoría económica del Estado y el número de empresas estatales crece en forma geométrica; se recurre masivamente al endeudamiento externo para financiar proyectos gubernamentales, crear infraestructura y reducir el creciente desequilibrio en la balanza comercial.

A pesar de las exportaciones petroleras -efectuadas a finales de los años setenta y principios de los ochenta-, el déficit fiscal y el nivel de la deuda exterior aumentaron en grandes proporciones, de tal manera que el país estuvo muy vulnerable a los precios internacionales del petróleo y a las variaciones de las tasas de interés. Las causas anteriores llevan al país a una terrible crisis, en la cual el gobierno se declara en moratoria de pagos para renegociar la deuda (1982) y, a la vez, devalúa fuertemente el peso (entre 1981 y 1983, la tasa de cambio pasó de 24.5 a 120.1 pesos por dólar; es decir, en dos años la tasa de cambio aumentó casi cinco veces). En consecuencia, se crea un pánico entre los inversionistas y empieza una fuga de capitales al extranjero, que intentó evitarse con la nacionalización de la banca⁶⁹. Ante esta situación se impone un nuevo modelo⁷⁰ -el neoliberal- que tiene dos ejes básicos de funcionamiento: el primero sostiene al mercado como institución principal en la actividad económica y, el segundo supone que es necesario estabilizar la economía (inflación, déficit gubernamental y externo)⁷¹.

⁶⁹ Méndez, Silvestre. *Problemas Económicos de México*. McGraw Hill, México, 1982.

⁷⁰ La emergencia de la política neoliberal no se puede comprender si se considera que el modelo anterior de funcionamiento de la economía fracasó y que tuvo como una de sus manifestaciones más palpable un fuerte endeudamiento externo.

⁷¹ Particularmente, podemos afirmar que durante 1983-1994 se cumplió, con éxito, la privatización y liberalización de la economía. Sin embargo, el segundo objetivo -estabilización- tuvo éxito muy relativo, porque únicamente se redujo la tasa de inflación, lo cual, sin embargo, ha estado acompañada, inicialmente, de fuertes desbalances en los déficits fiscales y, posteriormente, en las cuentas externas. Además, ha existido un relativo estancamiento de la actividad económica.

Como un primer paso de esta nueva política económica, un programa de ajuste macroeconómico es puesto en vigor, con el objetivo de reducir las pérdidas de la balanza de pagos y las finanzas públicas. El programa de ajuste económico se basó en una política de austeridad y de contracción del gasto público e inversiones. Además, el gobierno abandona la política proteccionista hacia la industria nacional y se asigna al sector privado la responsabilidad de producir bienes y servicios no estratégicos y adecuar los mecanismos de regulación para permitir el desarrollo eficaz de una economía de mercado.

Para 1985 el servicio a la deuda externa representó el 85 por ciento de las ventas exteriores de petróleo y un 50 por ciento de las exportaciones. Al mismo tiempo, se establecen negociaciones con la banca extranjera para la reestructuración del sistema de pagos; sin embargo, a pesar de las reformas económicas introducidas, la austeridad y la liberalización, no se logran corregir los desequilibrios estructurales de la economía⁷². Asimismo, en el periodo de 1983-1988, el déficit público aumentó a una tasa alarmante y la inflación superó los 140 puntos; en este momento, se establece el primer pacto de estabilidad económica, en el que aumentan los precios de bienes y servicios suministrados por el sector público y se congelan los salarios. En este contexto, en agosto de 1987, después de cinco años de aplicación del programa, la necesidad de atender el financiamiento del déficit fiscal continuó siendo la causa más importante de la aceleración de la tasa de inflación. De esta manera, la tasa de inflación en 1989 fue reducida al 20 %, contra 148 por ciento en el último trimestre del año precedente.

En el periodo de 1989-1994 se profundiza el establecimiento de la política neoliberal, mediante la cual: la banca vuelve otra vez a manos de capitales privados, se desincorporan empresas industriales y mineras, de fabricación de vehículos y vagones de ferrocarril y la compañía nacional de fertilizantes FERTIMEX, Teléfonos de México y las dos compañías aéreas pasan a la iniciativa privada; así como, los grandes ingenios azucareros, almacenes y subsidiarias de CONASUPO; Petróleos Mexicanos, que es una de las compañías petroleras más grandes del mundo, reestructura su organización formándose cuatro subsidiarias separadas en exploración y producción, refinación, gas natural y petroquímica básica y petroquímica secundaria; ésta última está en proceso de privatización parcial. Así también, en el campo de la generación de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), continúa siendo la única entidad autorizada para la generación, distribución y

⁷² La situación económica empeoró debido a la baja en los precios del petróleo, a la destrucción de edificios e infraestructura en la ciudad de México a consecuencia de un fenómeno sísmico, y a la caída de la bolsa de valores de Nueva York.

venta al público de energía eléctrica; aunque se han establecido reglas para la generación de energía por parte de empresas particulares y venta de excedentes a CFE⁷³.

Los ingresos de las privatizaciones de las empresas públicas, la reestructuración de la deuda pública, el incremento en las exportaciones, el aumento del precio del crudo y una rígida disciplina de gastos y de ingresos públicos, permitió que en 1993 se estabilizara la economía del país, las tasas de inflación y de crédito bancario disminuyeran. El punto culminante de la política neoliberal se situó al firmarse el Tratado de Libre Comercio (TLC) con Estados Unidos y Canadá⁷⁴.

Por otra parte, en el sexenio salinista, se tiene un desempeño poco exitoso; ya que, a pesar del espectacular seis por ciento de crecimiento medio anual que indican las cifras para dicho período, se tiene que al comparar 1981, 1988 y 1993, la inversión pasó de 1070.4 a 821.1 y 1170.5 millones de nuevos pesos, a precios de 1980, respectivamente. Es por ello que, dada la disminución ocurrida entre 1982-1988, el relativo avance ocurrido en este segundo período es muy bajo, con respecto de los últimos años de crecimiento (1970-1981)⁷⁵.

A modo general, durante el período 1982-1994 se utilizaron dos estrategias para lograr un crecimiento equilibrado. De 1982 a 1988 se cuidó el balance de la cuenta corriente externa, lo cual provocó una inflación galopante; y, de 1989 a 1994 se optó por equilibrar las cuentas internas; es decir, el gasto público, permitiendo un fuerte desbalance del sector externo, aunque controlando la inflación, para lo cual utilizaron, como instrumento central de política económica a los "pactos" entre el gobierno, sector privado y trabajadores, con el objetivo explícito de reducir la inflación, para así crear las condiciones del crecimiento.

En términos de crecimiento, el período 1982-1994, quizás, se caracterice por los años de más bajo crecimiento durante la posguerra. Es decir, a lo largo de estos años la economía ha vivido una verdadera recesión. Si se compara el período 1970-1981 con el período 1982-1994, se observa que la tasa media anual de crecimiento del producto interno bruto (PIB) se redujo en más de tres veces (pasando de 6.9 a 1.6) y, la inflación -en promedio anual- aumentó a más del doble (pasando de 18.5

⁷³ Véase Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), *Estudios Económicos de la OCDE: México*, OCDE, París, Francia, 1992.

⁷⁴ Con el TLC se pretende fomentar la introducción de tecnología moderna, el establecimiento de economías de escala, un incremento del comercio y del ingreso de la población y la consiguiente reducción de la pobreza extrema, así como la ampliación de las fuentes de financiamiento en la creación de infraestructura; pero, el TLC constituye también el abandono de la política de protección de la industria nacional, el establecimiento de reglas para una mayor competencia por parte de compañías foráneas y la reducción de aranceles para productos extranjeros.

⁷⁵ Véase *El Financiero*, 5 de diciembre de 1994.

a 44.8). El consumo por habitante tuvo una tasa de crecimiento negativa, lo cual se reflejó en una tasa media anual negativa de consumo por habitante, de 1982 a 1993 esta tasa fue de -0.7. Ello explica una de las peores reducciones de la participación del salario en el producto (véase el *cuadro 7 del Anexo 2*).

A pesar de lograrse, en el periodo salinista, tasas de crecimiento medias anuales positivas en el producto interno bruto (de 1988 a 1994 el PIB Nacional creció en promedio 2.8 anual), así como en el producto y consumo por habitante; además de, una baja sustancial de la inflación en comparación con el sexenio delamadrista; estos resultados no son tan espectaculares si se comparan con el lapso 1970-1981 (véase el *cuadro 7 del Anexo 2*). Igualmente, si se compara los 11 años anteriores con los posteriores (1982-1994) a 1981, resulta que en el primero hubo un incremento más que proporcional del gasto de la inversión con respecto al producto -la tasa media anual de crecimiento fue de 6.0-; y en el segundo, el crecimiento de la inversión fue menos que proporcional -la tasa media anual de crecimiento fue de 2.7-. La drástica reducción de la inversión pública en el periodo neoliberal tuvo nada menos que una tasa media anual negativa de seis por ciento, lo cual no fue contrarrestado por los agentes privados (nacionales e internacionales).

Los inversionistas privados prefirieron, nuevamente, fugar sus capitales hacia el extranjero y retornarlo únicamente para comprar empresas y bancos ya existentes, pero no implicó nuevas adiciones de capital productivo. En cambio, los inversionistas extranjeros ingresaron mucho capital al país, aunque se mantuvo fundamentalmente en el sector especulativo. Entre 1989 y 1993, el 23 por ciento del total de la inversión extranjera fue directa, y si se contabiliza únicamente entre 1991 y 1993 -años de inicio de la liberalización financiera-, sólo fue el 19 por ciento de la inversión extranjera. Los efectos de este bajo gasto en la inversión, provocaron la espiral creciente en el déficit de la cuenta corriente. El déficit de la cuenta corriente se incremento en 1991 y 1992, a pesar de que las tasas de crecimiento del producto son substancialmente menores (véase el *cuadro 7 del Anexo 2*).

Debido a la crisis ocasionada por la devaluación del peso de diciembre de 1994⁷⁶, en 1995 la inflación se elevó al 45 % y las tasas de interés bancario subieron hasta un 80 % lo cual ocasionó que se incrementaran las deudas.

⁷⁶ Las causas que originaron esta crisis fueron las siguientes: los problemas del déficit de la cuenta corriente, la menor entrada de capitales, el mayor endeudamiento externo de corto plazo, los actos delictivos y acontecimientos políticos, así como las menores condiciones de rentabilidad y crecimiento que ofrecía la economía nacional

A principios de 1995, el presidente de los E.U.A., anuncia un paquete de ayuda para México. El paquete de apoyo financiero fue por un total de 50 mil millones de dólares⁷⁷. Este programa de apoyo esta condicionado sobre el desempeño de la economía nacional, sobre objetivos cercanamente monitoreados para variables económicas críticas: el crecimiento del circulante y del crédito, la política fiscal, la extensión de los préstamos externos, la apertura de nuevas áreas como son los servicios financieros y otras áreas estratégicas locales, infraestructura en puertos, telecomunicaciones y, sobre todo del sector energético. De esto último, México comprometió sus ingresos por ventas de petróleo al exterior, como un "medio de pago asegurado" en caso de una falta en sus obligaciones⁷⁸.

Por otra parte, en 1995 y principios de 1996, las variables como desempleo, producto interno bruto, balanza de pagos, reservas internacionales y actividad industrial se han comportado de la siguiente manera⁷⁹:

- Desempleo. El mercado laboral entró a una de las fases más críticas durante 1995, debido a que la tasa de desempleo abierto se colocó en niveles históricos, de 7.3 por ciento respecto a la población económicamente activa (PEA). Con ello quedaron sin posibilidades de encontrar un empleo remunerado alrededor de dos millones 500 mil personas. Los síntomas de recuperación se están tomando ante el menor avance de la tasa de desempleo, que en el primer trimestre de 1996 se situó en 6.2 por ciento con relación a la PEA.
- Producto interno Bruto. La economía mexicana resintió la crisis más profunda de los últimos sesenta años, al observar una caída de 6.9 por ciento en términos reales. El sector más afectado resulto ser el industrial, después del de servicios, con una baja de 6.8 por ciento, y en menor medida, la del primario, con menos de 3.8 por ciento.
- Sector externo. En 1995 la cuenta corriente de la balanza de pagos registró un déficit de 654.3 millones dólares, monto 97.8 por ciento inferior al observado en 1994, cuando ascendió a más de 28 500 millones. Este resultado se explicó por el mejor comportamiento de dos de sus elementos: La balanza de servicios, pero sobre todo al resultado positivo de la balanza comercial. Esta última logró un superávit de siete mil 88 millones de dólares en 1995, comparado contra un año antes, tendencia

⁷⁷ El F.M.I. aportó 17 mil 759 millones de dólares, el Banco de Pagos Internacionales 10 mil millones de dólares, el gobierno estadounidense 20 mil millones y la Banca Comercial 3 mil millones.

⁷⁸ *La Jornada*, 3 de febrero de 1995.

⁷⁹ Véase *El Financiero*, 29 de abril de 1996.

que inclusive ha mejorado en los cinco primeros meses de 1996 al sumar el saldo tres mil 342 millones de dólares, monto 35 por ciento superior al del mismo periodo de 1995⁸⁰.

- Reservas internacionales. Este indicador se ubicó en 15 mil 714 millones de dólares al 19 de abril de 1996, cifra que muestra una sensible recuperación si se compara con el fondo que tocaron en enero de 1995, cuando cayeron a tres mil 483 millones de dólares.

- Actividad industrial. En 1995 la actividad industrial registró una contracción de 8.1 por ciento, la más drástica desde 1983, cuando la caída fue de 8.9 por ciento. Esa evolución desfavorable se explicó por la difícil situación financiera que se presentó en las empresas, dado el alto nivel de las tasas de interés y de la contracción del mercado interno.

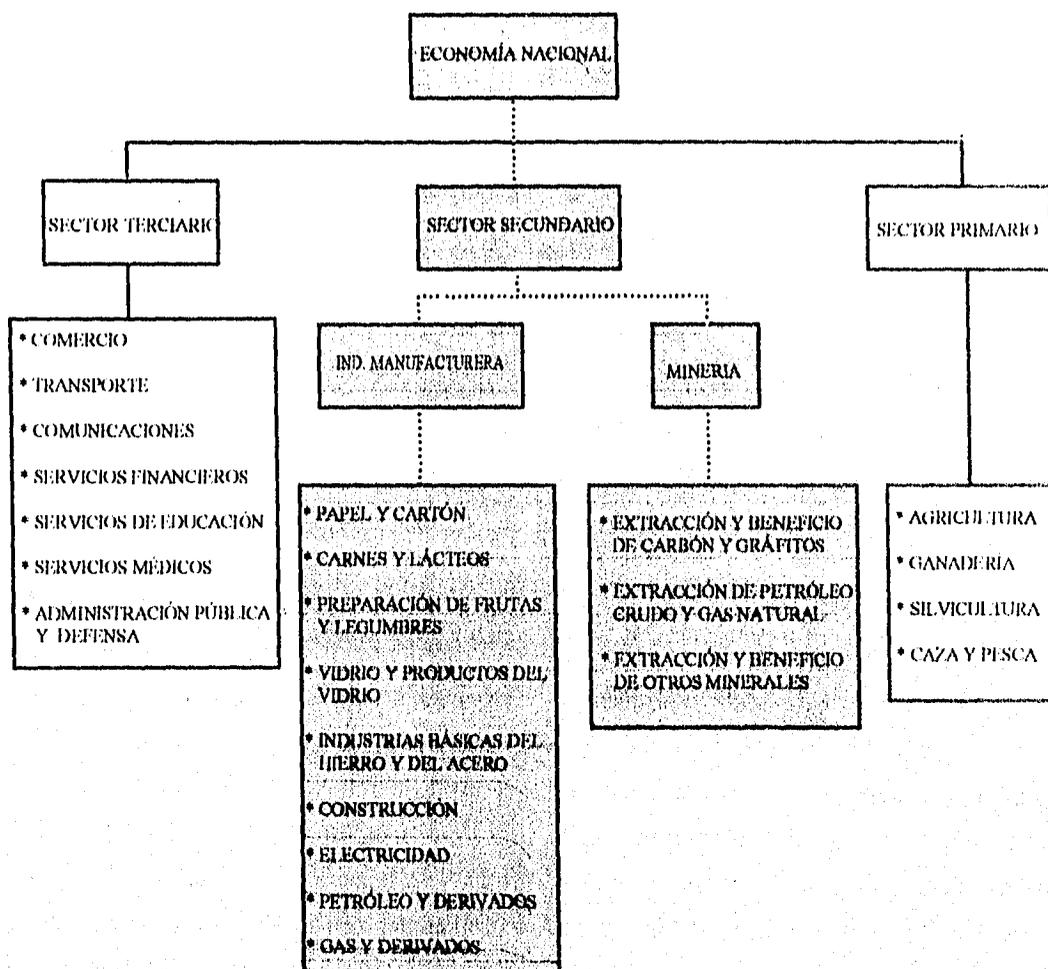
2.2.2) SECTOR ENERGÉTICO NACIONAL

En México existe un sector específico encargado de las ramas económicas referentes a energéticos, entre las cuales están la extracción de carbón, extracción de petróleo y gas natural, electricidad, petróleo y derivados, gas y derivados, etc (ver gráfica II.3).

El sector encargado de estas ramas es el Sector Energético, éste es coordinado principalmente por la Secretaría de Energía; existen varias firmas ligadas a dicho sector, siendo Petróleos Mexicanos, Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, en las cuales recaen las actividades de extracción, producción, generación, distribución, etc., de los principales energéticos -petróleo, gas natural, petrolíferos, electricidad-. Así como, centros de investigación, entre los cuales se encuentra el Instituto Mexicano del Petróleo, el Instituto de investigaciones Eléctricas y el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares; además, existen tres comisiones que son parte del sector, la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias, la Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

La Constitución de los Estados Unidos Mexicanos consagra, en sus artículos 27 y 28, la facultad exclusiva de la Nación para la explotación de los hidrocarburos, la prestación del servicio público de energía eléctrica y el manejo de los recursos nucleares. De esta forma, la manera en como el Estado ha ejercido la rectoría del sector ha evolucionado de un papel controlador a otro más normativo, regulador, promotor de la participación de los particulares en las áreas en que la ley la permite.

⁸⁰ Véase *El Financiero*, 18 de julio de 1996.



GRÁFICA II.3. CLASIFICACIÓN DE LAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS

2.2.3) EL BALANCE ENERGÉTICO

Para tener una mayor idea de los principales energéticos o variables principales del Sector Energético, la Secretaría de Energía, desde 1982, presenta anualmente el Balance Nacional de Energía. Asimismo, es necesario formarse una idea de todos los componentes que en él intervienen y como conocer cada uno de los energéticos y los rasgos de cada uno de ellos en las diferentes etapas del ciclo energético.

Este ciclo energético consiste primeramente en los energéticos primarios o energía primaria, para después continuar a la transformaciones existentes en varios de los energéticos primarios, pues sólo

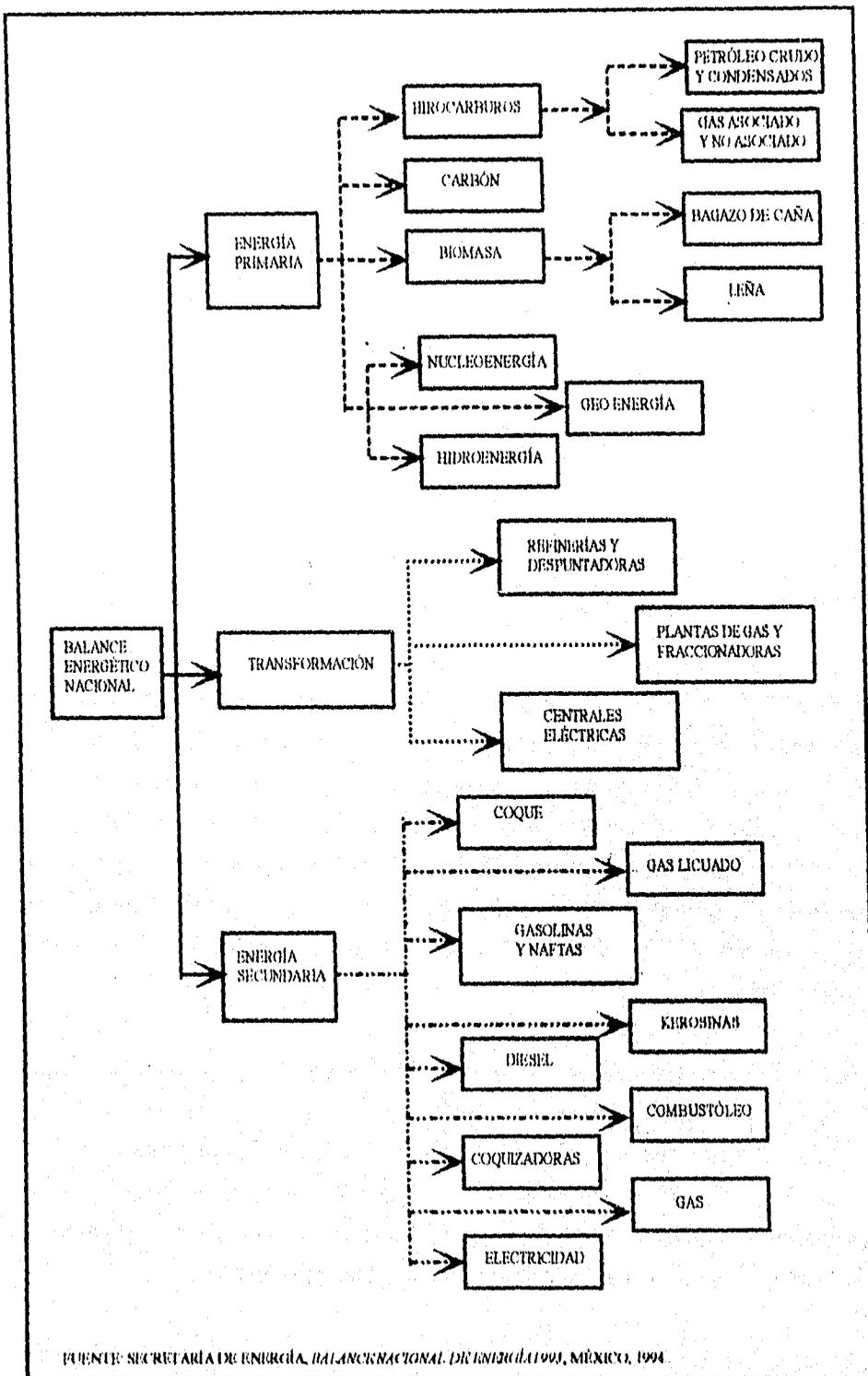
la minoría de estos energéticos se utilizan directamente en actividades de mayor valor agregado o productivas. La mayor parte exige una transformación, a los productos obtenidos de esta transformación se les llama energéticos secundarios o energía secundaria. Para una mayor comprensión de lo anterior, en la gráfica II.4 se describe en forma de diagrama de flujo cuales son las energías primarias (hidrocarburos, carbón, nucleenergía, geoenergía, hidroenergía, biomasa), los principales procesos de transformación (refinerías y despuntadoras, centrales eléctricas, etc.) y las principales energías secundarias (petrolíferos, electricidad, gas).

A continuación se explicará en forma breve los siguientes puntos: producción bruta del sector energético, oferta bruta de energía, energía primaria destinada a transformación, consumo final total de energía, comercio exterior de energía secundaria, todos estos puntos son parte importante del Balance Energético del país.

La producción bruta del sector energético ha ido aumentando paulatinamente cada año, esto debido a la gran relación existente entre este sector y los demás sectores productivos, observándose que la mayor participación corresponde a extracción de petróleo crudo y gas natural, seguida de la electricidad, gas y agua. En 1993 la producción bruta total del sector energético fue de 54 257 041 nuevos pesos, y como se dijo anteriormente, la mayor producción correspondió a la extracción del petróleo crudo y gas natural (ver gráfica II.5). En 1994⁸¹, dicha producción totalizó 2 103.9 petacalorías, cifra superior en 0.63 por ciento a 1985. De esta manera, durante el periodo 1985-94, el escaso crecimiento mostrado se debió a la menor producción de hidroenergía, condensados, gas no asociado, leña y bagazo de caña. Por lo que, las fuentes primarias de energía que registraron un crecimiento significativo en su producción fueron el petróleo crudo, gas asociado, geoenergía, carbón y la nucleenergía.

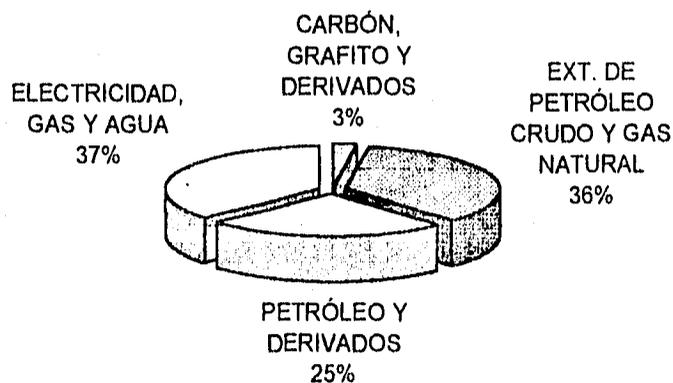
En términos generales, en 1994, los hidrocarburos se mantuvieron como la principal fuente en la producción de energía primaria, aumentando ligeramente su participación a 90.7 por ciento. La producción de electricidad disminuyó su participación en el total, reflejando la disminución de las tres fuentes tradicionales: la hidroenergía en 24 por ciento, la nucleenergía en 10 por ciento y la geoenergía en 5.2 por ciento. Finalmente, el incremento de 33.7 por ciento en la producción de carbón provocó que en 1994 su participación se elevara a 2.0 por ciento del total.

⁸¹ La información disponible se basa sólo hasta 1994, correspondiente al último Balance Nacional de Energía publicado por la Secretaría de Energía.



GRÁFICA II.4. DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL.

**GRÁFICA II.5. PRODUCCIÓN BRUTA DEL SECTOR
ENERGÉTICO POR RAMA DE ACTIVIDAD
(en valor monetario), 1993.**



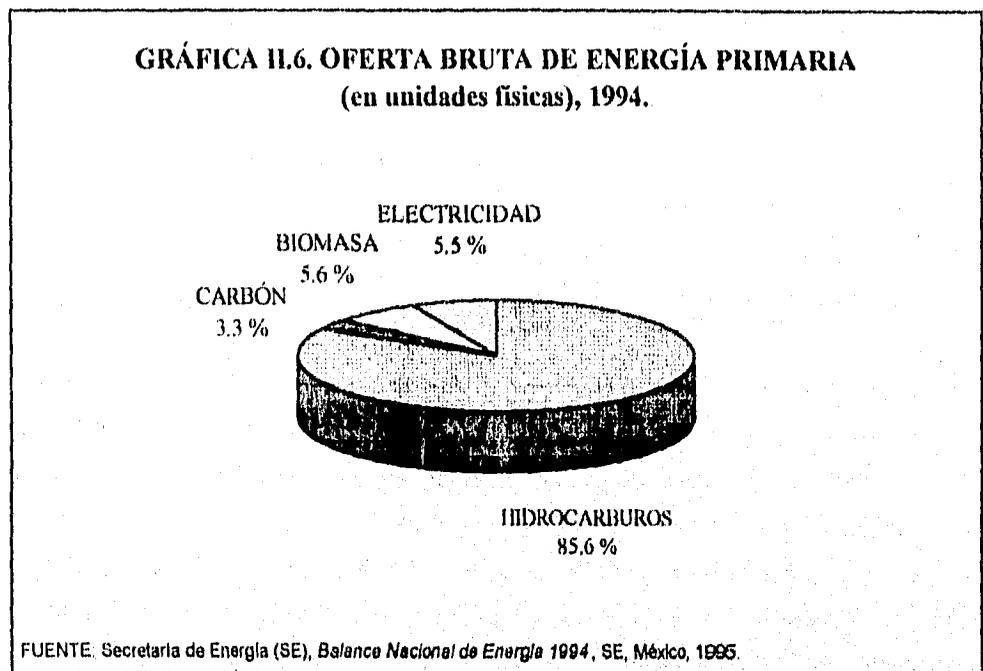
FUENTE: INEGI, *El Sector Energético en México*, Edición 1994, México, 1995.

Los intercambios de energía primaria con el exterior, constituidos por petróleo crudo y carbón, registraron un saldo neto favorable de 716.3 petacalorías en 1994, inferior en 35.8 petacalorías al obtenido en 1985; de igual forma, las exportaciones de petróleo crudo disminuyeron 10.4 por ciento respecto a 1985, al totalizar 718.4 petacalorías. Con respecto al carbón, el intercambio con el exterior consistió en 0.004 petacalorías de exportación y 2.103 petacalorías de importación, arrojando un saldo neto deficitario de 2.099 petacalorías. En 1985 se tuvo un saldo deficitario de 4.267 petacalorías; en cambio, en 1987 y en 1989 se tuvo un saldo favorable de 0.209 y 0.079 petacalorías, respectivamente.

El concepto de oferta interna bruta de energía considera de forma agregada a la producción total, la variación de inventarios y las importaciones, descontando la energía no aprovechada y las exportaciones. Durante 1994 se registró una desacumulación de los inventarios de carbón, petróleo crudo, condensados, gas no asociado y gas asociado; por lo que, la oferta interna bruta tuvo una adición de 5.9 petacalorías provenientes de este rubro. Añadiendo a este total las importaciones de carbón, se obtuvieron 8.0 petacalorías que se incorporaron a la oferta interna bruta.

La oferta interna bruta de energía primaria aumentó en 9.2 por ciento con respecto a la registrada en 1985, al totalizar 1 378 petacalorías; en cambio, en 1988 y 1991, la oferta bruta de energía primaria fue de 1 261.8 y 1 326.2, respectivamente. En 1985 la principal oferta de energía primaria correspondió a los hidrocarburos con un 84.5 % y 2.5 % para el carbón; para 1994 la tendencia fue

mayoritaria para los hidrocarburos con un 85.6 %, seguida de la biomasa y electricidad con un 5.5 % cada una (gráfica 11.6). El comportamiento de los energéticos primarios con respecto a la oferta bruta se ha comportado igual desde hace por lo menos 20 años.



La oferta interna bruta de energía primaria tiene dos destinos principales. En el primero de ellos la energía se canaliza hacia los centros de transformación y en el segundo se utiliza directamente por el consumidor final. Una pequeña parte de la energía primaria es consumida por el propio sector energético o se pierde en los procesos de transporte, distribución y almacenamiento.

Así también, en 1994, la capacidad completa de refinación de crudo totalizó 1 520 miles de barriles diarios (MBD) distribuidos en seis refineries. Para el procesamiento de gas natural y condensados se tuvo una capacidad nominal de 1 300 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) de absorción y 3 479 MMPCD de plantas criogénicas. En diciembre de este mismo año, la capacidad instalada para la generación de electricidad ascendió a 31 649 Megawatts (MW), de los cuales el 60.7 por ciento correspondió a centrales térmicas convencionales, el 28.8 por ciento a hidroeléctricas, el 6.0 por ciento a carboeléctricas, el 2.4 a geotérmicas y el 2.1 a la central nucleoelectrica.

En el sector carbonífero se mantienen en funcionamiento cuatro plantas coquizadoras con recuperación de productos y dos con hornos de colmena cuya capacidad instalada fue de 3.4 millones de toneladas, en donde se obtuvo el coque que se emplea en la industria siderúrgica y minerometalúrgica.

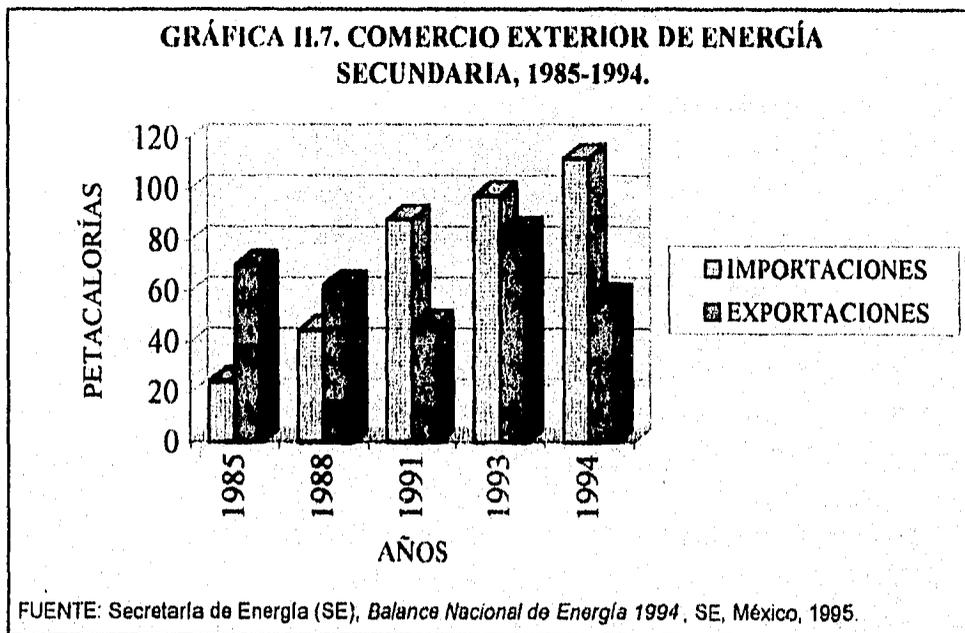
En 1985 se enviaron 1 145.1 petacalorías a transformación. Dentro de las refineras se procesó el 57.4 por ciento del total, equivalente a 656.9 petacalorías; las plantas de gas y fraccionadoras procesaron el 33.3 por ciento del total, sumando 382.3 petacalorías de gas húmedo dulce, gas amargo y condensados; en las centrales eléctricas se transformó el 6.5 por ciento del total, que significó 74.15 petacalorías. En las plantas hidroeléctricas se convirtieron 69.84 petacalorías, las plantas geotérmicas procesaron 4.4 petacalorías. Por otro lado, en las plantas coquizadoras se transformaron 31.75 petacalorías de carbón, que conforman el 2.8 % restante de la energía total enviada a procesamiento en el país.

En cambio, para 1994, se enviaron 1266.3 petacalorías a transformación, de las cuales 743.0 se procesaron en las refineras, 402.8 en las plantas de gas y fraccionadoras, 105.8 en las centrales eléctricas y el restante en las plantas coquizadoras. Es de notarse que el mayor volumen de energía primaria destinada a transformación, es destinada principalmente a las plantas de PEMEX-REFINACIÓN y de PEMEX-GAS y PETROQUÍMICA BÁSICA. Del total de energéticos enviados a los centros de transformación, el petróleo crudo, el gas natural y los condensados representaron aproximadamente el 90.5 por ciento del total. Asimismo, la producción de los centros de transformación totalizó en 1994 un 17.3 por ciento mayor a la producción de 1985, la producción en este último año fue de 1 079.5 petacalorías. De las refineras, plantas de gas y fraccionadoras se obtuvieron en 1994 una cantidad de 1 145.1 petacalorías de diversos productos, cantidad 17 por ciento superior a la registrada durante 1985 y que representó el 90.5 por ciento de la producción bruta de energía secundaria, en 1990 esta producción fue de 1 073 petacalorías.

De igual manera, en 1994, el análisis de la estructura de la producción de petrolíferos y gas indica que el 21.8 por ciento correspondió al combustóleo, 24.0 al gas residual, 21.8 a las gasolinas y naftas, 13.5 al diesel, 9.6 al gas licuado y el restante 9.3 por ciento lo conformaron los productos no energéticos, las kerosinas y el coque de petróleo. De estos productos 235.4 petacalorías se utilizaron en la generación de energía eléctrica y 146.8 petacalorías fueron destinadas a usos propios en refineras, plantas de gas y fraccionadoras. Deduciendo estas cantidades de las 1 135.1 petacalorías originales, quedó un total de 744.6 petacalorías que se destinaron a los demás sectores. Por otro lado, las coquizadoras contribuyeron con 13.2 petacalorías, representando el 1.1 por ciento de la producción total de los centros de transformación.

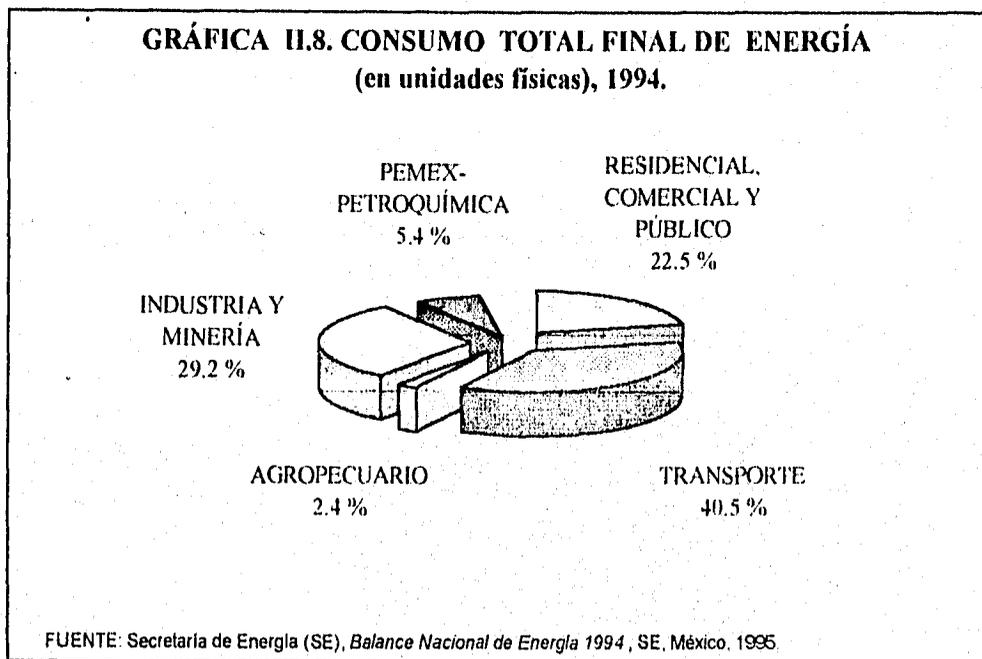
Con respecto, al comercio exterior de energía secundaria, en 1985, las exportaciones de este tipo de energía estuvieron compuestas casi en su totalidad por productos refinados y gas, representando el 99.76 por ciento, mientras que la electricidad participó con el 0.24 por ciento restante. En 1994, estas exportaciones se ubicaron en 57.4 petacalorías, 32.13 por ciento menores respecto a 1985 (ver gráfica II.7). Asimismo, de 1985 a 1994, los envíos de combustóleo y coque disminuyeron un 84.8 por ciento y 99.8 por ciento, respectivamente. En cambio, aumentaron las exportaciones del diesel en 34.1 por ciento, del gas LP en 39.6 por ciento y de las gasolinas en 65 por ciento. Las exportaciones de las kerosinas y la electricidad tuvieron un gran aumento, 200.5 por ciento y 730.4 por ciento, respectivamente. Por otra parte, en 1993 y 1994, se volvieron a presentar en este mismo año exportaciones de gas natural, situación que no se observaba desde 1984.

Las importaciones de energía secundaria registraron un total de 112.2 petacalorías en 1994, cifra 359 por ciento mayor a la observada en 1985 (gráfica II.7). Los derivados del petróleo y el gas natural representaron el 95.6 por ciento, mientras que el coque y la electricidad tuvieron una participación de 4.4 por ciento. Las importaciones de productos petrolíferos y gas natural alcanzaron 107.3 petacalorías, cifra 377 por ciento mayor a la registrada en 1985. En el caso del gas natural en 1985 se importaron 0.394 petacalorías y en 1994 la cantidad de 11.557 petacalorías. De este total, las gasolinas participaron con el 33.9 por ciento, el combustóleo con 43.4 por ciento, el gas licuado con 11.2 por ciento, el gas natural con 10.8 por ciento y los productos no energéticos representaron el 0.7 por ciento restante.



En 1994 el consumo final total de energía fue de 996.5 petacalorías, cifra que representa un aumento de 18.2 por ciento superior respecto al año de 1985. El uso no energético decreció en 9.10 por ciento respecto a la cantidad registrada en 1987, al pasar de 99.785 a 90.7 petacalorías. De este total 71.0 por ciento fue empleado por la industria petroquímica de PEMEX, el restante 29.0 por ciento fue utilizado en diversas ramas industriales y del transporte en forma de asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas y solventes, entre los más importantes.

De igual forma, durante 1994 se continuó observando el predominio del sector transporte (los principales energéticos consumidos fueron las gasolinas, el diesel, las kerosinas, etc.) en el consumo final energético al incrementar su participación a 40.5 por ciento, mientras que el sector industrial (las principales industrias consumidoras fueron: la siderúrgica, petroquímica, azucarera, química y cementera) se ubicó en 34.6 por ciento; por su parte, el agregado conformado por el sector residencial comercial y público (se consumió principalmente gas licuado y leña) registró una participación de 22.5 por ciento y finalmente, el sector agropecuario (los energéticos consumidos fueron el diesel, la electricidad, las kerosinas y el gas licuado) contribuyó con 2.4 por ciento. Lo anterior se puede ver en la gráfica II.8.



Durante 1985 el consumo nacional de energía registró la cifra 1 210.14 petacalorías, cantidad superior en 21.44 por ciento a la obtenida en 1994 (ver cuadro 8 del Anexo 2). En este último año, el sector energético utilizó 424.7 petacalorías, 29.9 por ciento de la energía empleada, mientras que

996.5 petacalorías se destinaron al consumo final. De 1989 a 1994 el consumo nacional de energía ha sido mayor a 1 300 petacalorías, observándose un crecimiento anual de consumo, excepto en el período 1992-93, en el cual se obtiene una diferencia de menos 1.5 por ciento debido a que en 1992 el consumo de energía fue 21.246 petacalorías mayor.

Por otra parte, en el período 1985-94 la intensidad energética disminuyó un 0.97 por ciento, el mayor valor de intensidad energética (durante el mismo período de años) se observa en 1989 con un valor de 262.3 Kcal/\$ producido (*ver cuadro 8 del Anexo 2*). De 1985 a 1989 la intensidad energética aumentó 8.7 por ciento, lo anterior se debe a que la variación porcentual del P.I.B nacional fue menor a la del consumo nacional de energía; es decir, existió en este lapso de tiempo un incremento en el consumo nacional de energía (9.5 %) y, en especial, un significativo crecimiento en el producto interno bruto (2.6 %).

En forma contraria, durante los años 1990-1994 la intensidad energética disminuyó 6.7 por ciento, la intensidad energética pasó de 251.3 Kcal/\$ producido en 1990 a 242.6 Kcal/\$ producido en 1994. La disminución en la intensidad energética puede ser entendida como resultado de las siguientes causas: sustitución de combustibles, mejoras tecnológicas o incrementos de la eficiencia energética, y terciarización de la economía como consecuencia de la disminución de la importancia relativa de las industrias pesadas unido al aumento del porcentaje de las industrias ligeras y los servicios en el producto interno bruto. La variación porcentual del P.I.B nacional y del consumo nacional de energía fue de 11 % y 7.2 %, respectivamente. Por tanto, la variación porcentual del P.I.B nacional fue mayor a la del consumo nacional de energía.

En los últimos diez años, el consumo per cápita de energía descendió un 4.2 por ciento, el mayor valor del consumo per cápita de energía se tuvo en 1989 con un valor de 16.6 millones de Kcal/habitante (*ver cuadro 8 del Anexo 2*). A principios de los ochenta, el consumo promedio fue de 16.82 mill. de Kcal/hab., siendo este mayor en 0.76 mill. de Kcal/hab. en relación a los primeros años de la década de los noventa; de esta forma, se ha observado una reducción durante los últimos años.

Durante el período 1985-1989 el consumo per cápita de energía aumentó solamente un 0.6 por ciento, lo anterior se debe a que la variación porcentual del consumo nacional de energía fue menor a la del crecimiento de la población nacional; es decir, prevaleció en este período un aumento en el crecimiento de la población nacional (9.5 %) y un significativo incremento en el consumo nacional de energía (2.6 %). En cambio, de 1990 a 1994 el consumo per cápita de energía disminuyó 3.1 por ciento, pasando de 16.3 mill. de Kcal/hab. en 1990 a 15.8 mill. de Kcal/hab. en 1994. El descenso en el consumo per cápita de energía se debió esencialmente al incremento en los precios de los

energéticos, electricidad, etc., así también, a los incrementos de la eficiencia energética y al mayor crecimiento de la población. La variación porcentual del consumo nacional de energía y del crecimiento de la población nacional fue de 7.2 % y 8.7 %, respectivamente. Por consiguiente, la variación porcentual del crecimiento de la población fue superior a la del consumo nacional de energía.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN: AMBIENTE PARTICULAR.

3.1) CADENA DE RAZONAMIENTO ESTRUCTURAS-COMPORTAMIENTOS-RESULTADOS

3.1.1) POLÍTICAS GUBERNAMENTALES

3.1.1.1) REGULACIÓN

En México, hasta mediados de 1995, las actividades económicas relacionadas con la riqueza del subsuelo eran realizadas por empresas del Estado, no se permitía la participación privada bajo los términos del artículo 27 constitucional en materia petrolera. Sin embargo, a raíz del programa de privatizaciones emprendido por los dos gobiernos anteriores -delamadrista y salinista-, se fueron planeando las reformas a este artículo para permitir la desincorporación de algunos sectores petroleros -considerados no estratégicos para el gobierno-. De esta manera, el 11 de mayo de 1995, fueron publicadas las reformas y adiciones a la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional con la cual se da legalidad a la participación privada en algunos sectores petroleros.

La idea era desincorporar la industria petroquímica no estratégica, y para ello se realizó lo siguiente:

1) Se dividió por decreto a esta industria, en básica y secundaria, con la finalidad de mantener la parte -de esta industria- que proporciona los petroquímicos de más fácil obtención (butano, etano, heptano, hexano, materia prima para negro de humo, naftas, pentanos, propano y azufre) bajo control del Estado y dar el resto a la iniciativa privada con la finalidad de mejorar y capitalizar estos sectores.

2) Se realizaron cambios en la industria del gas natural, debido al plan de privatización de la petroquímica secundaria, a la necesidad de asegurar su suministro y calidad en términos competitivos y, a la falta de inversión en infraestructura de transporte y distribución (que en los últimos años no se ha dado), lo cual ha limitado el desarrollo y competitividad de todos los sectores industriales relacionados con el gas natural.

El 31 de octubre de 1995 fue publicada la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. En esta ley se define que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es un organismo desconcentrado de la Secretaría de Energía con autonomía técnica y operativa. Los miembros de la Comisión los nombra

la Secretaría de Energía y los confirma el Ejecutivo Federal. El principal objeto de la Comisión⁸² será el promover el desarrollo eficiente de las siguientes actividades:

- 1.-Las ventas de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo (GLP);
- 2.-El transporte y almacenamiento de gas natural que no sean indispensables y necesarios para interconectar su exploración y elaboración;
- 3.-La distribución de gas natural, y
- 4.-El transporte y la distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos.

En el cumplimiento de su objetivo, la Comisión contribuirá a salvaguardar la prestación de los servicios públicos, fomentará una sana competencia, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios⁸³.

Entre las diversas atribuciones que tendrá la Comisión para el cumplimiento de su objeto están: aprobar los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano de gas natural y de gas licuado de petróleo y expedir las metodologías para la determinación de sus precios, salvo que existan condiciones de competencia efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia (CFC); actuar como mediador o árbitro en la solución de controversias de las actividades reguladas; aprobar los términos y condiciones a que deberá sujetarse la prestación de los servicios de transporte y distribución de gas LP por medio de ductos, etc.

Dentro de la estrategia para desarrollar a la industria del gas natural y promover las inversiones privadas se publicó el 8 de noviembre de 1995 en el Diario Oficial el Reglamento del Gas Natural. Así, el objetivo es reafirmar el carácter estratégico, exclusivo del Estado, en las actividades de exploración, explotación y elaboración de gas; así como, el transporte, almacenamiento y distribución que son inherentes a las mismas.

El Reglamento⁸⁴ se encuentra organizado en nueve capítulos que agrupan disposiciones reglamentarias de aplicación general, en los siguientes temas: venta de primera mano de gas natural;

⁸² Además de regular el mercado del gas natural y gas LP, la Comisión Reguladora de Energía se encarga de regular el mercado de la industria eléctrica.

⁸³ *Diario Oficial de la Federación*, México, D. F., 31 de octubre de 1995.

⁸⁴ Algunos de los puntos que ha comentado gente conocedora de la industria (al igual que empresas privadas) es que el Reglamento de Gas Natural es un paso determinante para los negocios del sector; sin embargo en este, sólo se define la política regulatoria en un marco global y se da a conocer los procesos bajo los cuáles las autoridades llevarán acabo las licitaciones de dichos servicios, pero no define las responsabilidades administrativas de las compañías privadas. Además, un factor que determinará la

permisos para la realización de actividades de transporte, almacenamiento, distribución y conducción exclusiva, transferencia, modificación, extinción y revocación de permisos; condiciones generales para la prestación de servicios; tarifas de los permisionarios; precio de venta al usuario final, utilidad pública, seguridad, información y directivas, y sanciones.

De igual forma, el Reglamento establece el objetivo de promover el desarrollo eficiente de la industria, a través de diversos instrumentos de regulación como son: el otorgamiento de permisos, la expedición de metodologías para el cálculo de los precios y tarifas que los permisionarios cobren a los usuarios, la aprobación de los términos y condiciones de los servicios y de las tarifas de los mismos, entre otras.

Los puntos más importantes que toma en cuenta la nueva reglamentación son:

- *La importación y exportación de gas natural podrán ser efectuadas libremente, en términos de la Ley del Comercio Exterior.* Adicionalmente, en el corto plazo se deberán definir los mecanismos para la importación del gas que se realiza desde el sur de los Estados Unidos. Los importadores y exportadores deberán presentar a la CRE la información relativa a sus actividades de comercio exterior.

- *Precios y Tarifas.* La CRE publicó, el día 31 de octubre de 1995, la Directiva de Precios y Tarifas que regulará el mercado de gas natural⁸⁵, la cual ofrecerá flexibilidad a los participantes y no impondrá cargas innecesarias a las empresas con actividades reguladas⁸⁶. La Comisión ha formulado esta Directiva para cumplir con los siguientes objetivos: propiciar un suministro eficiente de gas natural; permitir que las ventas de primera mano reflejen las condiciones de un mercado competitivo; favorecer el desarrollo y la operación segura y confiable de los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución; promover la adquisición, transporte, almacenamiento y distribución

entrada de los consorcios internacionales en el desarrollo del mercado mexicano de gas natural es que el mercado no esté sobre regulado, ya que de lo contrario la rentabilidad de los proyectos no será muy viable.

⁸⁵ Véase *El Diario Oficial de la Federación*, México, D.F., 8 de marzo de 1996. Asimismo, en *El Diario Oficial de la Federación* del día 4 de junio de 1996 se publicó la Directiva de Contabilidad, que complementa la Directiva de Precios y Tarifas. La nueva directiva deberá facilitar a los permisionarios la presentación de la información requerida por la CRE; de igual forma, la Comisión estima que los lineamientos contables le permitirán conocer el desempeño operativo y los resultados financieros de las empresas reguladas, a fin de verificar el cumplimiento de los ordenamientos jurídicos aplicables, en particular, la determinación de precios y tarifas. Además, se piensa que con la Directiva de Contabilidad se podrá confirmar con mayor exactitud el que no existan "subsídios cruzados" entre diferentes líneas de negocios, servicios o regiones.

⁸⁶ La Asociación Mexicana de Gas Natural (AMGN) ha expresado su inconformidad con esta directiva, señalando que la nueva directiva sería apropiada para un país con una industria del gas natural madura y muy desarrollada, con fuerte competencia entre los distribuidores de gas natural y con diversas fuentes de suministro del combustible y no para una industria en vías de desarrollo, como es el caso de la industria nacional.

de gas natural a precios y tarifas adecuadas para los usuarios industriales, comerciales y residenciales; evitar la discriminación indebida; promover la competencia y el libre acceso a los servicios; permitir que los operadores eficientes obtengan una rentabilidad apropiada sobre sus activos; prevenir los subsidios cruzados entre los servicios que presten las empresas reguladas, y diseñar un régimen de regulación predecible, estable y transparente que ofrezca flexibilidad y no imponga cargas innecesarias a las empresas reguladas.

La directiva de precios y tarifas regula seis actividades del sector de gas natural por separado: ventas de primera mano, servicios de transporte, almacenamiento, distribución; la adquisición, el transporte y almacenamiento de gas contratados por el distribuidor para prestar el servicio de distribución con comercialización; la conexión de los usuarios a los sistemas de transporte y la provisión de medidores de los mismos. Los instrumentos de regulación se resumen en el cuadro III.1.

De esta manera, PEMEX-GAS como proveedor único de gas natural en el país, podrá cobrar un precio máximo que fluctuará de acuerdo a las condiciones del mercado en el sur de Texas, según el índice Houston Ship Channel. La metodología refleja los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta. Cuando a juicio de la CFC existan condiciones de competencia efectiva, los términos y condiciones para las ventas de primera mano y el precio del gas podrán ser determinados mediante la relación oferta-demanda.

Si existiendo condiciones de competencia efectiva la CFC determina que al realizar las ventas de primera mano, se acude a prácticas indebidamente discriminatorias, la Comisión restablecerá la regulación de precios y de los términos y condiciones a que dichas ventas deban sujetarse. Nada de lo anterior se aplicará al precio del gas importado.

En las ventas de primera mano, PEMEX-GAS deberá ofrecer a sus clientes, para un suministro determinado, dos cotizaciones que serán ofertas de venta. Una es el precio del gas a la salida de las plantas de proceso y la otra es el precio en el lugar que determine el comprador, que incluirá éste último en forma agregada la tarifa de transporte y el precio del gas a la salida de las plantas de proceso. Los términos que regirán dichas ventas deberán ser acordes con los usos comerciales observados nacional e internacionalmente en la compraventa de gas. Se publicarán mensualmente los precios de primera mano. PGPB podrá otorgar descuentos por volumen o condiciones contractuales diferentes, con tal de que no sean discriminatorios. Además, la paraestatal continuará como único productor nacional de gas natural, pero su participación en la industria será como un permisionario más.

CUADRO III.1. INSTRUMENTOS DE REGULACIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS						
Instrumento	Actividades Reguladas					
	Ventas de Primera Mano	Transporte		Distribución		Almacenamiento
		Prestación de Servicios	Cargo por Conexión	Prestación de Servicios	Precio de Adquisición	
Precio máximo de venta de primera mano	✓					
Precio máximo de adquisición					✓	
Ingreso máximo		✓		✓		
Lista de tarifas máximas aprobadas		✓		✓		✓
Tarifas mínimas		✓		✓		✓
Precios o tarifas convencionales			✓		✓	
Comparaciones con otros participantes	✓	✓		✓		✓

FUENTE: *Diario Oficial de la Federación*, México, D.F., 20 de marzo de 1996.

La metodología para el cálculo de las tarifas iniciales y para su ajuste permiten a los permisionarios que utilicen racionalmente los recursos, en el caso de las tarifas iniciales, y a los permisionarios eficientes, en el caso de su ajuste, obtener ingresos suficientes para cubrir los costos adecuados de operación y mantenimiento aplicables al servicio, los impuestos, la depreciación y una rentabilidad razonable. Así también, esta metodología permite ajustes anuales por inflación y un factor de eficiencia que refleje los aumentos de productividad en el sector.

Las tarifas para la prestación de los servicios serán máximas, éstas tarifas podrán ser libremente negociadas, siempre y cuando la tarifa convencional no sea inferior al costo variable de proveer el

servicio. Los permisionarios no podrán condicionar la prestación del servicio al establecimiento de tarifas convencionales. A su vez, la CRE deberá asegurar que las tarifas permitan que los usuarios tengan acceso a los servicios en condiciones de confiabilidad, seguridad y calidad. De la misma forma, las tarifas para cada servicio permisionario incluirán todos los conceptos y cargos aplicables al servicio, tales como: cargo por conexión, cargo por capacidad y cargo por uso. Además, las tarifas propuestas por los permisionarios podrán establecer diferencias por modalidad de la prestación de cada servicio, categoría y localización del usuario, condiciones del servicio y otros usos comerciales generalmente aceptados en la industria.

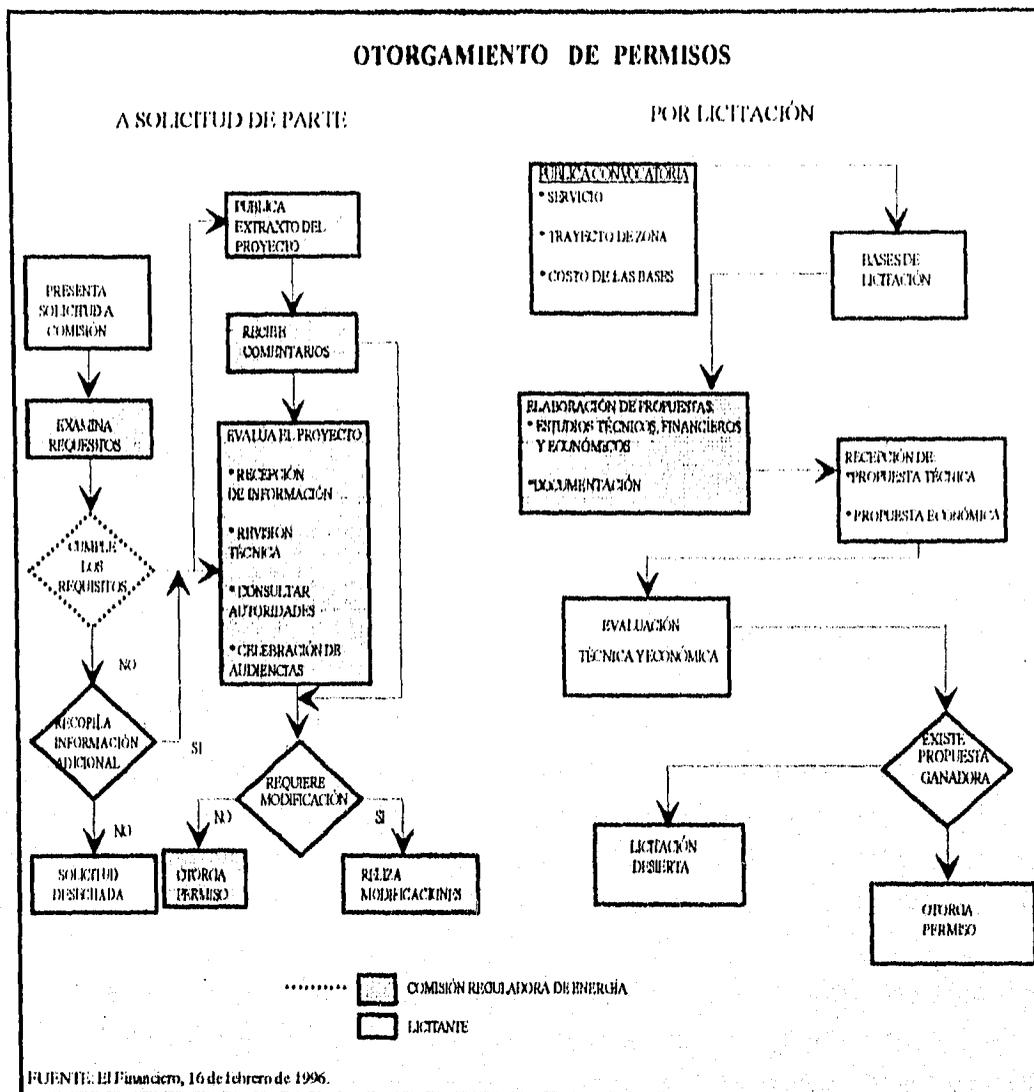
Por otro lado, el precio que los distribuidores cobren a los usuarios finales estará integrado por el precio de adquisición del gas y la tarifa de transporte, almacenamiento y distribución⁸⁷. El precio podrá ser pactado libremente (tal igual que las tarifas), en un precio distinto a la suma de los componentes anteriores, siempre y cuando no se incurra en prácticas indebidamente discriminatorias. Dicho precio no podrá ser inferior al costo variable de proveer el servicio.

Los distribuidores que se encuentran operando actualmente deberán someter sus tarifas para aprobación vía un límite máximo de sus ingresos, que regira por cinco años tomando en cuenta las directivas de contabilidad que emitirá la propia CRE.

El otorgamiento de subsidios gubernamentales a través de tarifas sólo podrá derivarse de disposiciones de las autoridades competentes y deberán cubrirse con recursos que dichas autoridades asignen para tal propósito; estos subsidios no deberán afectar los ingresos de los permisionarios ni representar un costo para los mismos. Su aplicación deberá ser transparente, temporal y quedar explícita en las tarifas cobradas a los usuarios.

- *Régimen de permisos.* La realización de las actividades de transporte, almacenamiento y distribución requerirá de un permiso previo otorgado por la CRE en los términos que el Reglamento especifica. En la gráfica III.1, se muestra un cuadro sinóptico de los pasos requeridos para obtener un permiso, ya sea este mediante un proceso de licitación o mediante la solicitud de la misma empresa. Los permisos se otorgarán a las empresas que primero hayan calificado los requisitos

⁸⁷ El riesgo del tipo de cambio es trasladado al distribuidor, ya que el precio del gas es calculado diariamente en dolares y convertido por PEMEX -GAS al tipo de cambio del día de la facturación, debido a que la CRE regulará el precio del gas transferido a los usuarios usando el tipo de cambio promedio del mes y en caso de que el precio del gas pagado por el distribuidor rebase el máximo autorizado por la CRE, la diferencia no podrá trasladarse al usuario. De esta forma, los distribuidores no podrán trasladar a sus usuarios finales las variaciones que sufran el precio de adquisición de gas y las tarifas de transporte y almacenamiento.



GRÁFICA III.1. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL OTORGAMIENTO DE PERMISOS

técnicos, como son los estándares de calidad y seguridad que son fijos y que ofrezcan la menor tarifa. Igualmente, los permisos se darán a empresas especializadas para cada una de las áreas (distribución, transporte y almacenamiento), aunque la CRE podría evaluar la posibilidad de asociaciones para la prestación de dos servicios⁸⁸.

Cada permiso de transporte será otorgado para una capacidad y un trayecto determinado, en cualquier punto del trayecto se podrá entregar y recibir gas; los permisos de transporte no conferirán

⁸⁸ Véase *El Financiero*, 20 de marzo de 1996.

exclusividad. El permiso de almacenamiento será otorgado para una localización específica y una capacidad determinada. De manera semejante, cada permiso de distribución será otorgado para una zona geográfica, que será determinada considerando los elementos que permitan el desarrollo rentable y eficiente del sistema de distribución, así como los planes de desarrollo urbano aprobados por las autoridades competentes; del mismo modo, el permiso de distribución para una zona geográfica será otorgado mediante licitación pública y conferirá una exclusividad de doce años sobre la construcción y la recepción, conducción y entrega de gas dentro de la zona geográfica. Además, los permisos de distribución no conferirán exclusividad en la comercialización de gas en el centro poblacional de que se trate. Los permisos que entren en vigor después del periodo original no conferirán exclusividad.

Para que no exista problema sobre los terrenos de propiedades privadas, en donde pasen los servicios, los permisos irán acompañados de un certificado de utilidad (derecho de vía). En el caso de terrenos federales, estatales o municipales, no existirán problemas sobre este derecho.

Todos los permisos podrán renovarse una o más veces, pero no conferirán exclusividad. También, todos los permisos podrían tener una extinción, debido a: i) El vencimiento del plazo establecido en el permiso o de la renovación, que en su caso se hubiese autorizado; ii) La terminación anticipada solicitada por el permisionario y autorizada por la Comisión; iii) La revocación en los términos de la Ley, o iv) El acaecimiento de una condición resolutoria.

- *Zona geográfica.* Dicha zona corresponderá generalmente a un centro de población. La CRE determinará las zonas geográficas oyendo a las autoridades federales y locales involucradas. La modificación de la zona geográfica se realizará mediante el procedimiento previsto en la directiva que al efecto expida la Comisión; además, dicha modificación no ampliará el periodo de exclusividad establecido en el permiso original.

- *Comercialización en la zona geográfica.* Los usuarios ubicados en una zona poblacional podrán contratar el suministro de gas con personas distintas al distribuidor de la zona, en cuyo caso el distribuidor deberá permitir el acceso abierto -open access- y no indebidamente discriminatorio a su sistema, mediante el pago de la tarifa correspondiente.

- *Transporte dentro de zonas geográficas.* Cuando un punto del destino de un trayecto de un sistema de transporte quede comprendido dentro de una zona determinada con posterioridad, el transportista podrá obtener el permiso de distribución con exclusividad; en caso de obtener el permiso de distribución, el transportista podrá ser titular de ambos permisos durante el periodo de

exclusividad. El permiso de almacenamiento será otorgado para una localización específica y una capacidad determinada. De manera semejante, cada permiso de distribución será otorgado para una zona geográfica, que será determinada considerando los elementos que permitan el desarrollo rentable y eficiente del sistema de distribución, así como los planes de desarrollo urbano aprobados por las autoridades competentes; del mismo modo, el permiso de distribución para una zona geográfica será otorgado mediante licitación pública y conferirá una exclusividad de doce años sobre la construcción y la recepción, conducción y entrega de gas dentro de la zona geográfica. Además, los permisos de distribución no conferirán exclusividad en la comercialización de gas en el centro poblacional de que se trate. Los permisos que entren en vigor después del periodo original no conferirán exclusividad.

Para que no exista problema sobre los terrenos de propiedades privadas, en donde pasen los servicios, los permisos irán acompañados de un certificado de utilidad (derecho de vía). En el caso de terrenos federales, estatales o municipales, no existirán problemas sobre este derecho.

Todos los permisos podrán renovarse una o más veces, pero no conferirán exclusividad. También, todos los permisos podrían tener una extinción, debido a: i) El vencimiento del plazo establecido en el permiso o de la renovación, que en su caso se hubiese autorizado; ii) La terminación anticipada solicitada por el permisionario y autorizada por la Comisión; iii) La revocación en los términos de la Ley, o iv) El acaecimiento de una condición resolutoria.

- *Zona geográfica.* Dicha zona corresponderá generalmente a un centro de población. La CRE determinará las zonas geográficas oyendo a las autoridades federales y locales involucradas. La modificación de la zona geográfica se realizará mediante el procedimiento previsto en la directiva que al efecto expida la Comisión; además, dicha modificación no ampliará el periodo de exclusividad establecido en el permiso original.

- *Comercialización en la zona geográfica.* Los usuarios ubicados en una zona poblacional podrán contratar el suministro de gas con personas distintas al distribuidor de la zona, en cuyo caso el distribuidor deberá permitir el acceso abierto -open access- y no indebidamente discriminatorio a su sistema, mediante el pago de la tarifa correspondiente.

- *Transporte dentro de zonas geográficas.* Cuando un punto del destino de un trayecto de un sistema de transporte quede comprendido dentro de una zona determinada con posterioridad, el transportista podrá obtener el permiso de distribución con exclusividad; en caso de obtener el permiso de distribución, el transportista podrá ser titular de ambos permisos durante el periodo de

exclusividad. En caso de no obtener el permiso de distribución, el transportista sólo podrá continuar suministrando gas dentro de la zona geográfica, sin extender o ampliar su sistema, durante la vigencia de los contratos celebrados con los usuarios finales con anterioridad a la determinación de la zona.

- *Integración vertical.* Para servir a una zona geográfica, los permisos de transporte y distribución respectivos no podrán ser otorgados o transferidos a una misma compañía, salvo en casos en los que resulte en ganancias de eficiencia y rentabilidad en la prestación del servicio, sin que en ningún caso implique una participación controlante entre el transportista y el distribuidor, o sea estrictamente necesario por no existir la infraestructura para desarrollar una zona geográfica determinada.

- *Las disposiciones generales de los servicios.* El servicio de transporte comprende la recepción de gas en un punto del sistema de transporte y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema.

En cambio el servicio de distribución comprende dos puntos: a) La comercialización y entrega del gas por el distribuidor a un usuario final dentro de su zona geográfica, o b) La recepción de gas en el punto o los puntos de recepción del sistema de distribución y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema.

Las condiciones generales para la prestación de servicios serán aprobadas por la CRE, formarán parte del título de servicio y contendrán: las tarifas para la prestación de los servicios; los términos y condiciones para el acceso y la prestación de las diversas modalidades del servicio; los derechos y obligaciones del prestador de servicio, etc.

- *Obligación al acceso abierto.* Los permisionarios⁸⁹ deberán permitir el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a los servicios en sus respectivos sistemas, de conformidad con lo siguiente: 1) El acceso abierto y no indebidamente discriminatorio estará limitado a la capacidad disponible -capacidad no efectivamente utilizada- de los permisionarios y 2) El acceso abierto a los servicios sólo podrá ser ejercido por el usuario mediante la celebración del contrato para la prestación del servicio de que se trate, salvo que los usuarios puedan ceder directamente o autorizando al transportista para tal efecto, los derechos sobre la capacidad reservada que no pretendan utilizar.

⁸⁹ Permisionario es el titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución.

La CRE autorizó, en el mes de agosto del presente año, el Programa Gradual de Acceso Abierto 1996-1997⁹⁰, el cual brindará acceso a terceros en los ductos de PGPB⁹¹. Por consiguiente, PEMEX-GAS contará con un plazo de 24 meses para establecer y poner en operación los sistemas de información, así como los mecanismos de control y equipos de medición que garanticen el acceso a usuarios en sus ductos.

- *Extensiones y ampliaciones.* Los distribuidores estarán obligados a extender o ampliar sus sistemas dentro de su zona geográfica, a solicitud de cualquier interesado que no sea permisionario, siempre que el servicio sea económicamente viable. En cambio, los transportistas estarán obligados a extender o ampliar sus sistemas a solicitud de cualquier interesado, siempre que las partes celebren un convenio para cubrir el costo de los ductos y demás instalaciones que constituyan la extensión o ampliación, y que el servicio sea económicamente rentable.

- *Transporte y almacenamiento para usos propios.* Cuando la actividad de recibir, conducir y entregar gas por medio de ductos tenga por objeto, satisfacer las necesidades del usuario, la CRE podrá otorgar a éste un permiso de transporte -serán otorgados para una capacidad y un trayecto determinados- y/o almacenamiento -serán otorgados para una localización específica y una capacidad determinada-, según sea el caso. Sólo se podrá dar el permiso a los usuarios finales que consuman gas para usos industriales, comerciales, y de servicios.

Por otra parte, la Secretaría de Energía dió a conocer⁹² el establecimiento de la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-001-SE-1996, en la cual se establece las características y especificaciones del gas natural que se inyecta a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución. De acuerdo a esta norma, las disposiciones permitirán el uso adecuado del gas natural, así como el evitar daños innecesarios a los sistemas y equipos utilizados para su manejo; entre otras cosas, la norma precisa que el gas deberá estar libre de agua e hidrocarburos líquidos a la presión y temperatura de entrega al consumidor. Esta norma tendrá una vigencia de seis meses.

⁹⁰ Véase el *Diario Oficial de la Federación*, México, D.F., 5 de agosto de 1996.

⁹¹ El programa consta de cuatro etapas: 1) A partir del 1 de septiembre se permite el acceso abierto en los sistemas de Naco-Hermosillo, Ciudad Juárez y Piedras Negras, que son los ductos que no están interconectados al resto de la red de ductos de PGPB; 2) A partir del 1 de enero de 1997 se deberá dar ingreso a usuarios que realicen importaciones iguales o mayores a 142 mil metros cúbicos diarios, en los sectores de Chihuahua, Torreón, Monterrey y Reynosa. Ello permitirá al gas importado competir con el gas de producción local en la zona norte del país; 3) A partir del 1 de junio de 1997 se deberá dar acceso a usuarios que realicen compras en planta, cuando su consumo sea igual o mayor a 142 mil metros cúbicos diarios, en los sectores Cárdenas, Minatitlán, Tlaxcala, Veracruz, Venta de Cuervo, Salamanca, Guadalupe, Madero, Mendoza y Valle de México; ello implica ofrecer acceso a todos los ductos de transporte de gas natural de PGPB y 4) A partir del 8 de noviembre de 1997 se deberá dar acceso a todos los usuarios en el sistema nacional de PGPB, tanto para importaciones como para compras en planta.

⁹² Véase *Diario Oficial de la Federación*, México, D.F., 8 de marzo de 1996.

Igualmente, en 1995, la Secretaría de Energía recibió atribuciones para regular las actividades de distribución de gas LP, que antes correspondían a la SECOFI. Empero, la regulación del transporte del gas LP por medio de ductos corresponde al ámbito de operación de la CRE.

Habiendo visto los puntos más relevantes del Reglamento de Gas Natural y de la Comisión Reguladora de Energía, es necesario comentar lo que hasta la fecha ha sucedido entorno a este punto; por lo que:

La CRE ha determinado dos zonas geográficas (Mexicali, Baja California y las ciudades de Chihuahua, Cuauhtémoc-Anáhuac y Delicias, Chihuahua). Para la primera zona, la Comisión expidió⁹³ la primera convocatoria para una zona geográfica de gas natural en México. En dicha convocatoria, la Comisión estableció la licitación pública internacional del primer permiso de distribución, la cual conferirá al ganador doce años de exclusividad sobre la construcción del sistema de distribución y recepción, conducción y entrega en Mexicali⁹⁴. En esta licitación fueron tres consorcios (Repsol Gas de Saltillo-Gas Natural SDG, Enova Corp.-Southern California (Socal)-Próxima S.A. de C.V. y el otro formado por Westcoast-Tenneco Energy) los que compitieron por el permiso en Mexicali -el cual incluye 546 industrias y 446 empresas de servicios-. Por lo que, el día 12 de agosto del presente año la CRE anunció que el consorcio ganador fue el formado por Enova Coerp.-Socal-Próxima, el cual forma la empresa Distribuidora de Gas Natural, al ofrecer la tarifa más baja al usuario del costo del servicio⁹⁵.

En cuanto a la segunda zona geográfica⁹⁶ (en donde existe un mercado de 8.50 mil habitantes, una infraestructura industrial y comercial en expansión)⁹⁷ de una larga lista de firmas interesadas en esta zona, destacan tanto el grupo de firmas formado por TransCanada Pipelines Limited of Calgary, NorAm Energy Corporation of Houston y la constructora mexicana Gutsa como el consorcio formado por Pacific Enterprise International, la compañía mexicana Próxima, la estadounidense San

⁹³ Véase *Diario Oficial de la Federación*, México, D. F., 28 de enero de 1996.

⁹⁴ Véase *El Financiero*, 1 de marzo de 1996.

⁹⁵ La CRE informó que Distribuidora de Gas Natural cumplió con los requisitos técnicos de la licitación en la primera fase de calificación, y en la segunda ganó la adjudicación del permiso dadas las tarifas promedio de 1.14 dólares por gigacaloría que ofreció. El costo fue menor en más de cien por ciento sobre su competidor Tenneco-Westcoast, que ofreció 3.78 dólares, y en más del 900 por ciento sobre su competidor Repsol-Gas Natural SDG quien ofreció 10.95 dólares. Véase *El Universal* y *El Financiero*, 13 de agosto de 1996.

⁹⁶ En el *Diario Oficial de la Federación* del día 21 de mayo de 1996, la Comisión Reguladora de Energía da a conocer el acuerdo mediante el cual, se determinan las áreas correspondientes a los centros de población de Chihuahua, Cuauhtémoc-Anáhuac y Delicias, Chih., como zonas geográficas para fines de distribución de gas natural.

⁹⁷ Véase *El Financiero*, 16 de abril de 1996.

Diego Gas & Electric y Nova Gas International. Asimismo, el primer grupo de empresas nombradas anteriormente está interesado en la distribución en la Ciudad de México.

Además de las dos zonas nombradas anteriormente, la CRE definió el día 29 de junio del presente, otras diez zonas geográficas⁹⁸, las cuales son: Noroeste de Baja California (Tijuana, Rosarito, Ensenada, Tecate); Bajío (León, Salamanca, Celaya, Irapuato y Guanajuato); Ciudad de México (Distrito Federal y municipios conurbados -podrán determinarse una o más zonas de distribución-); Cuernavaca, Mor.; Hermosillo, Son.; La laguna (Torreón, Coahuila, Gómez Palacio y Ciudad Lerdo, Durango); Pachuca, Hgo., Queretaro-San Juan del Río⁹⁹; Tampico-Ciudad Madero-Altamira, y Toluca, Estado de México. En el transcurso del presente año se iniciaran las licitaciones de las zonas de Hermosillo, Ciudad de México, Toluca y Tampico-Madero-Altamira¹⁰⁰.

Así también, debido a la reactivación del concurso -no es una nueva licitación- de la planta termoeléctrica Mérida III se hará la licitación del gasoducto correspondiente¹⁰¹, dicha licitación se publicó en el Diario Oficial el día 28 de mayo del presente año. La licitación original de la central se publicó en marzo de 1994, pero el concurso fue suspendido por problemas económicos que impidieron que PGPB construyera el gasoducto. También fue necesario determinar si el combustóleo o el gas natural sería el combustible idóneo para operar la planta, y si la planta y el ducto serían licitados en forma integrada o desintegrada. Se optó en favor del gas natural y de la desintegración de las dos partes del proyecto, considerando que así podría ser financiado más fácilmente. De modo que, el día 20 de abril del presente año, se entregaron las modificaciones a las bases de la licitación anterior (marzo de 1994), en dicho documento (nuevo addendum) se informa sobre el contrato compraventa de gas natural y los detalles de la licitación; se prevé que el fallo a la licitación del gasoducto sea en el primer trimestre de 1997. Para agilizar la licitación, el 27 de agosto del presente, se suscribió el convenio para la creación de un fideicomiso para la administración de los derechos de vía del gasoducto; la CFE aportará los recursos para el fideicomiso y NAFIN lo operará¹⁰².

⁹⁸ Véase *El Financiero*, 26 y 29 de junio de 1996.

⁹⁹ Esta zona estaría integrada a los parques industriales: Bernardo Quintana Arriola, Benito Juárez, Jurica, Balvanera y en un futuro el de Santa Quintana Jairegui-, las compañías interesadas son: Instalaciones y Montajes Industriales (IMI), quienes han iniciado negociaciones (con el objeto de crear una asociación) con compañías como: British Gas (a través de su filial Globo Gas), Tokio Gas (por medio de su filial Mitsui), Western Gas Resources Inc., Willbros, Feneco Gas Latin American y Gas Natural de España. Otra de las compañías interesadas en esta zona son Gutsa-Noram Energy Corp.-Frans Canadian Pipelines (mediante Distribución de Gas Natural) y Gaz de France.

¹⁰⁰ Véase *El Financiero*, 25 de julio de 1996.

¹⁰¹ Además de Mérida III, 13 proyectos de plantas de ciclo combinado en México deberán ser concursados antes del año 2000, bajo el esquema de productor independiente o similar. De ellos, 4 serán licitados en este mismo año.

¹⁰² Véase *El Financiero*, 28 de agosto de 1996.

Entre las firmas interesadas en la licitación del gasoducto¹⁰³ (cuyo costo se estima en más de 600 millones de dólares) figuran Enserch, Amoco Corp., Enron Corp., Gaz de France, NorAm Energy, San Diego Gas & Electric, Total, Elf Aquitaine y TransCanada Pipelines. El ducto podrá partir indistintamente de Ciudad Pemex, Tabasco, o de la misma península de Atasta, Campeche, y será semejante a la del gasoducto existente de PGPB hasta Mérida; además, deberá permitir la conversión a gas natural de las centrales Mérida II, Lerma, Nachicom, así como de las plantas de vapor y ciclo combinado de Valladolid, abasteciendo también las centrales Mérida III y una futura en Valladolid.

De igual forma, se publicó el pasado 31 de enero la solicitud de la compañía Midcon Gas Natural de México para transportar gas natural en el trayecto Monterrey-Ciudad Alemán¹⁰⁴. Asimismo, Grupo Diavaz sometió ante la CRE una manifestación de interés por la zona geográfica de distribución de gas natural, comprendida entre los municipios de Tampico-Ciudad Madero-Altamira (la adjudicación de esta zona comprendería el que PGPB vendiera sus instalaciones locales de distribución). Diavaz pretende desarrollar este proyecto junto con la firma Enserch Corporation, bajo el nombre de Distribuidora de Gas del Norte; esta nueva empresa tiene el propósito de competir en varias plazas más, entre ellas Chihuahua.

3.1.1.2) OBJETIVOS DEL PROGRAMA DE DESARROLLO Y REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA, 1995-2000.

A mediados de febrero del presente año, la Secretaría de Energía dio a conocer el "Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía 1995-2000". Por lo que, para propósitos de este trabajo sólo daremos a conocer los puntos que tengan una relación directa o indirecta tanto con la industria del gas natural como con PEMEX-GAS. Dicho plan está compuesto por un objetivo específico y ocho objetivos generales -con sus respectivas acciones estratégicas-; de esta manera, los principales objetivos y acciones estratégicas de este plan son:

- Objetivo General:

Fortalecer al sector energético nacional, a fin de aumentar su aportación a un desarrollo económico 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.

¹⁰³ El tendido del ducto forma parte de un contrato de prestación del servicio de transporte de gas natural, que tendrá una vigencia de 26 años a partir del inicio del servicio en favor de la CFE.

¹⁰⁴ Ello forma parte del proyecto de MidCon para construir un gasoducto de 161 kilómetros entre Monterrey, Nuevo León, y Roma, Texas, cerca de la frontera con México. Del lado estadounidense se construirán cerca de 16 kilómetros de ducto nuevo para ampliar el sistema de MidCon en el sur de Texas e interconectarlo con el ducto mexicano.

- Objetivos específicos:

1) Propiciar una expansión rápida y eficiente del sector, mediante el fortalecimiento de las empresas públicas que lo integran, contribuyendo a la generación de divisas por exportaciones y a la inversión privada, nacional y extranjera directa. Las acciones estratégicas a seguir son:

- * Asignar una mayor inversión pública a las actividades reservadas al Estado.
- * Establecer una política de precios y tarifas que permita la adecuada capitalización del sector
- * Concentrarse en las actividades de exploración, producción, refinación y procesamiento; en las de transporte, almacenamiento y distribución inherentes a las primeras; y en las ventas de primera mano de petróleo, refinados, gas y derivados susceptibles de servir como materias primas industriales básicas o pertenecientes a la petroquímica básica.
- * Desarrollar las reservas de hidrocarburos a un ritmo mayor que el actual.
- * Fomentar, dentro de los límites que establece la ley, la participación del sector privado.
- * Propiciar que el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IE), el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ) y otros centros públicos y privados sean soportes de excelencia para las actividades del sector.
- * Impulsar y aprovechar la capacidad del sector privado para generar innovaciones tecnológicas que aumenten la eficiencia del sector.

2) Contribuir a la competitividad global de la planta productiva, por medio de la provisión de bienes y servicios con estándares de cobertura, calidad y precio comparables a los internacionales, cumpliendo con la normatividad en materia ambiental y de seguridad operativa, las acciones estratégicas son:

- * Mejorar la relación calidad/precio de los productos y servicios.
- * A fin de no afectar la capacidad financiera de los organismos que operan en el sector, es indispensable limitar los subsidios sólo a aquéllos que el Gobierno Federal decida otorgar de manera explícita.
- * Reducir los costos de operación asociados con ineficiencias operativas.
- * Aumentar la flexibilidad operativa y administrativa de las entidades del sector para reaccionar con oportunidad a los requerimientos de los usuarios.
- * Promover la participación de inversionistas privados en la distribución de gas natural y de gas LP, a fin de aumentar las opciones de los usuarios.
- * Mejorar la protección al ambiente, por medio de la prevención, control y reducción de emisiones contaminantes, así como de los impactos derivados de la construcción y operación de las instalaciones.
- * Incorporar acciones de cuidado ambiental en las prácticas cotidianas de los organismos.

- * Orientar la regulación energética hacia mecanismos que favorezcan condiciones de competencia en el mercado.
- * Diferenciar las funciones del Estado como propietario, operador y regulador.
- * Consolidar institucionalmente a la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

3) Aprovechar la ventaja relativa de México en materia energética, sobre todo de hidrocarburos, para mejorar el posicionamiento estratégico del país en los mercados internacionales, las acciones estratégicas de este punto son:

- * Mantener y, eventualmente, aumentar la exportación de hidrocarburos en función de las condiciones de los mercados nacional e internacional.
- * Mejorar la capacidad técnica, con apoyo de las tecnologías de punta disponibles.

4) Contribuir a un desarrollo regional más equilibrado, las acciones a seguir son:

- * Continuar la desconcentración geográfica de las actividades de PEMEX y CFE.
- * Procurar que los programas de inversión en infraestructura de las entidades paraestatales se vinculen con las necesidades regionales de desarrollo.
- * Favorecer aquellos proyectos energéticos que tengan un mayor impacto positivo en términos de desarrollo regional.

5) Propiciar el adecuado desenvolvimiento de las empresas públicas del sector, en especial de PEMEX, CFE y LFC para que contribuyan más al desarrollo nacional en su conjunto, las acciones estratégicas son:

- * Ampliar sustancialmente la autonomía de gestión de las entidades del sector, por medio de una desregulación que elimine controles administrativos y requisitos obsoletos de su relación con las autoridades.
- * Revisar y reformar, de manera oportuna y adecuada, la normatividad presupuestal que se aplica a las empresas públicas del sector.
- * Promover adecuaciones al marco normativo en materia de vigilancia, control y autonomía de gestión.
- * Proseguir los programas de reestructuración operativa, administrativa y financiera.
- * Mejorar la coordinación entre los organismos del sector.

6) Promover el ahorro y uso eficiente de energía tanto en las entidades del sector como en el conjunto de la planta productiva y de la sociedad, las acciones estratégicas de este objetivo son:

- * Fomentar el aprovechamiento cabal del potencial de ahorro de energía, instrumentando diversos programas orientados a elevar la eficiencia y el spendio en las propias instalaciones.

- * Continuar, dentro de un marco de amplia concentración con los sectores social y privado, el desarrollo y la implantación de normas de eficiencia energética en equipos y sistemas.
- * Impulsar el desarrollo tecnológico y la investigación en el campo del ahorro y uso eficiente de energía.

7) Propiciar el desarrollo de las actividades económicas relacionadas directamente con el sector, las acciones estratégicas son:

- * Diseñar, junto con la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI), instrumentos, fórmulas y procedimientos para la aplicación de las disposiciones de los capítulos de compras del sector público, a favor de la industria nacional de bienes de capital, contenidas en los tratados comerciales suscritos por México.
- * Procurar que los esquemas de proyectos "llave en mano" permitan una mayor participación de proveedores nacionales.

8) Mejorar las condiciones de trabajo de quienes laboran en el sector, mediante el impulso a la productividad, las acciones estratégicas de este objetivo son:

- * Otorgar prioridad a las acciones de capacitación vinculadas con el establecimiento de programas que estimulen y recompensen la aptitud, actitud y desempeño, a través de su promoción, asignando remuneraciones justas conforme a las responsabilidades asignadas y a las condiciones del mercado laboral.
- * Incrementar la productividad mediante la modernización de los sistemas de trabajo, su simplificación y, en su caso, el avance en la automatización de los procesos productivos.
- * Vincular los organismos del sector con instituciones de educación superior para el establecimiento de programas de capacitación.

3.1.1.3) OTROS ASPECTOS DE LAS POLÍTICAS GUBERNAMENTALES.

Como un factor de presión para un cambio (a mediano o largo plazo) en la Ley de Reglamentación de los Hidrocarburos, las compañías internacionales (por ejemplo Unocal, Conoco y Nova) empiezan hacer propuestas a la Secretaría de Energía y al mismo PEMEX, para que se permita la coinversión en la producción de gas, los contratos de servicio o en su caso la opción de abrir la producción a firmas privadas, principalmente en la zona de Chicontepec y en la Cuenca de Burgos¹⁰⁵. Lo anterior se debe a que dentro del mismo sector energético (tanto mundial como nacional) se acepta que

¹⁰⁵ Véase *El Financiero*, 13 de junio de 1996, 8 y 14 de agosto de 1996.

PEMEX difícilmente podrá abastecer con gas propio los grandes proyectos eléctricos e industriales del futuro, si no se modifica y mejora su régimen presupuestal.

Por otra parte, se espera que a mediano plazo las autoridades gubernamentales apliquen en PEMEX el mismo esquema de impuestos sobre la renta que se aplica a otras empresas en México. Dicho régimen sería aplicable a las tres subsidiarias de PEMEX que no participan en la fase extractiva de los hidrocarburos; es decir, a las subsidiarias de gas (PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA), refinación y petroquímica. Este régimen implicaría el que las subsidiarias destinarían alrededor de 34 por ciento de sus ingresos al pago de impuestos.

3.1.2) CONDICIONES DE BASE.

3.1.2.1) PERÍODO 1945-1969.

A fines de los años cuarenta no se comercializaba el gas natural. Las líneas de conducción de longitud eran menos de 100 km., y de reducido diámetro; sólo se utilizaban para abastecer combustibles a las instalaciones de PEMEX.

La producción de gas natural entre los años 1952 y 1964 pasó de 256 a 1 325 MMPCD. En estos años, la red de gasoductos aumentó en forma considerable no sólo en términos de kilómetros, sino también en cuanto al diámetro de las tuberías. A fines de los sesenta, se contaba con más de 4 000 km. de líneas de conducción con tuberías que alcanzaban hasta 24 pulgadas de diámetro¹⁰⁶.

Las ventas internas pasaron de 46 MMPCD en 1952, a 492 MMPCD en 1964 y a 645 MMPCD en 1968. De los 645 MMPCD, 74 % fue vendido al sector industrial, 10.9 % al sector eléctrico y 5.1 % al sector doméstico. Con respecto al comercio exterior del gas, las exportaciones se iniciaron en 1958, vendiéndose a Estados Unidos 131.8 MMPCD aquel año y 118 MMPCD en 1968, para mayor información del comercio efectuado en estos años ver el *cuadro 7 del Anexo 2*.

A principios de los años sesenta, la producción de los petroquímicos básicos era marginal (se producían 5 productos con un volumen de 57 MTon. en 1960); por lo que, para cubrir la demanda existente, se recurrió a las importaciones. De esta forma, PEMEX se hizo cargo de dichas

¹⁰⁶ Márquez, D., Miguel, *La Industria del Gas en México, 1970-1985*, México, Programa de Energéticos, El Colegio de México, 1989, p. 22.

importaciones, aún en contra de la política comercial del gobierno, la cual consideraba la sustitución de importaciones. Sin embargo, PEMEX adoptó como política la de sólo importar los petroquímicos básicos que requería como insumos y los que se producían en cantidades insuficientes en sus plantas, dejando a la iniciativa privada las importaciones de los petroquímicos que aún no se elaboraban en el país. De 1967 a 1970, las compras petroquímicas externas de la empresa crecieron de 853 Ton. a 90 Mton.; mientras que las exportaciones petroquímicas fueron marginales, en vista del desarrollo relativamente reciente de esta área y de la política orientada a la sustitución de importaciones.

Por otra parte, debido a la brecha existente entre la disponibilidad de recursos tecnológicos internos y la complejidad de los procesos de producción petroquímica, se recurrió a la importación de la mayor parte de la tecnología¹⁰⁷.

3.1.2.2) PERÍODO 1970-1976.

Entre 1970 y 1976, la producción de gas natural experimentó un aumento cercano al 16 %, al pasar de 1 822 MMPCD a 2 108.6 MMPCD (ver *cuadro 9 del Anexo 2*). Las reservas probadas de gas natural se incrementaron en 4.6% entre los años 1970 y 1975. En 1970, éstas fueron evaluadas en 11 395 648 MMPC y en 1975, alcanzaron la cifra de 11 923 683 MMPC. Ambas cifras consideradas, hicieron que la relación R/P disminuyese drásticamente y peligrosamente al pasar de 17 años en 1970, a sólo 15 años en 1975¹⁰⁸.

En 1970, la Región Norte produjo un total de 1 039.5 MMPCD. Dicho volumen representaba 57 por ciento de la producción promedio diaria nacional. Dos años después de sucesivas disminuciones, la producción se estableció en 874.4 MMPCD representando sólo 48 % del total nacional producido. La disminución de la participación en el total del gas producido, se debió a tres causas principales: primero, a la declinación natural de los pozos; segundo, la Región Sur aumentó su producción y con ello su participación relativa en el total producido; y tercero, la incosteabilidad de los proyectos ligados a la explotación de gas natural y los precios a los cuales era vendido. De este modo, la participación relativa de la Región Norte en el total nacional producido a fines de 1976, pasaría a ser de sólo treinta por ciento; por lo que, la Región Sur sería en dicho año la principal zona productora de gas en el país. De los 2 108.6 MMPCD producidos en 1976,

¹⁰⁷ Véase Snoeck Michele, *El Comercio Exterior de Hidrocarburos y Derivados en México, 1970-1983*, México, Programa de Energéticos, El Colegio de México, 1988, p. 27.

¹⁰⁸ Márquez, D., Miguel, *La Industria del Gas... op., cit.*, p. 39.

aproximadamente 1 532.4 MMPCD correspondieron al gas no asociado (49.9 % del total) y 1 055.2 MMPCD al asociado (50.1 %).

En efecto, la participación del gas natural asociado se fue incrementando año tras año debido al incremento en el total del gas proveniente de la Región Sur, gas amargo y húmedo en su mayor parte. Eso tendería a hacer más complejo y difícil el aprovechamiento del gas natural.

Las ventas de gas natural al exterior, como las importaciones, tanto de PEMEX como de particulares, han tenido respectivamente un destino y fuente de suministro único, los Estados Unidos. En 1970, las exportaciones de PEMEX alcanzaron un volumen de 106.4 MMPCD. Estos volúmenes de exportación contrastaban con los 151.3 MMPCD exportados a mediados de los sesenta, y daban cuenta de una disminución, resultado de la pérdida de presión en los yacimientos y consecuente disminución en la producción, con crecimiento de la demanda. En consonancia, la ampliación otorgada al sistema de transporte de gas natural fue reducida; por lo que, la construcción de gasoductos pasaría de 4 300 km. en 1971 a 5 874.3 km. en 1976 (ver *cuadro 10 del Anexo 2*). Empero, el leve aumento en la producción de gas natural, aunado al aumento un poco más que proporcional de la quema del gas asociado, trajo como consecuencia que los volúmenes disponibles, resultasen insuficientes para cubrir la creciente demanda interna.

Como resultado del programa de desarrollo de la industria petroquímica básica de los años sesenta, la producción aumentó, en 1970, a 26 productos y 1.9 MTon. A pesar de este considerable aumento, el país fue autosuficiente sólo en 8 productos; y de los 24 productos importados, 9 aún no se producían en el país. Los principales petroquímicos producidos y consumidos eran el amoníaco y el anhídrido carbónico, cuyos principales usos son la elaboración de fertilizantes y, la elaboración de urea y hielo seco, respectivamente.

Frente a una tasa anual de crecimiento de la demanda interna de petroquímicos básicos del orden del 11 %, durante el período 1970-1973, y las limitaciones de los recursos disponibles para llevar a cabo los programas de ampliación de la base productiva, las importaciones aumentaron de 276 200 Ton. en 1970 a 523 700 Ton. en 1974. Por otra parte, el rápido desarrollo de la industria petroquímica mediana desde los sesenta, ejercía una fuerte presión sobre la capacidad de producción de petroquímicos básicos. En los primeros años de este período, hubo necesidad de recurrir a los mercados externos para un número creciente de productos (15 en 1973, comparado con 8 en

1970)¹⁰⁹. El poco volumen de exportación de PEMEX se constituía de excedentes temporales de algunos productos (xileno, tolueno, etileno, amoniaco).

Si bien los logros alcanzados en la producción de productos petroquímicos básicos eran considerables, pocos esfuerzos se habían dedicado a la investigación científica y tecnológica en este campo. El desarrollo de técnicas propias era prácticamente inexistente y, para la elaboración de casi todos los productos, se necesitaban licencias patentes detentadas por empresas químicas transnacionales. Asimismo, la tecnología petroquímica a nivel mundial se orientaba, en forma creciente, hacia la producción en gran escala, lo que dificultaba su aplicación en países con mercados internos limitados. Se requirió, así, de un esfuerzo de innovación para adaptar la tecnología a las condiciones locales, no sólo en cuanto a tamaños de mercados, sino también por las diferencias en la disponibilidad y costos de materias primas y materiales de construcción, calificación de mano de obra, etc. La creación, en 1965, del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), ya reflejaba estas preocupaciones; sin embargo, para 1970, debido a su recién creación, el IMP no tenía un impacto significativo en las actividades petroquímicas.

3.1.2.3) PERÍODO 1977-1982.

Las reservas probadas de gas prácticamente se triplicaron al pasar de 27 868.2 MMPCD, cuantificados en 1977; a 75 352.1 establecidos en 1982. El incremento se debió a las reservas probadas de Chicontepec y a los nuevos mantos descubiertos en las Regiones Sur y Marina.

Para finales de 1982 se obtuvo un incremento de 2 200.1 MMPCD en la producción de gas natural con respecto a 1977 al producirse 4 246.3 MMPCD. La disponibilidad de gas natural, para los mismos años, pasaría de 1 522.8 a 3 043.6 MMPCD. Tales cifras indican que para 1977, del total de la producción sólo 75 % quedara disponible para consumo y en 1982 descendiese a 71 %, el volumen resultante fue quemado o enviado a la atmósfera.

En este periodo la producción de gas no asociado aumentó sólo en 89.3 MMPCD, en lo que respecta al gas asociado, el incremento en la producción fue de 2 110.7 MMPCD al obtenerse en 1982, 3 301.1 contra 1 190.4 MMPCD producidos en 1977. Este incremento se debió al desarrollo de los campos mesozoico y a la producción de la Región Marina. Ambos cambios, la participación preponderante del gas asociado en el total nacional y el paulatino desplazamiento geográfico, en

¹⁰⁹ Véase Snoeck Michele, *El Comercio Exterior de Hidrocarburos y ...*, op. cit., p. 40.

términos de zonas productivas, hicieron mas problemático el aprovechamiento, transporte y distribución del gas.

En lo referente al transporte -en estos años se construyó el gasoducto de 48 pulgadas entre Cactus y San Fernando de aproximadamente 1 350 km.- y en términos de longitud las extensiones pasaron de 6'637 a 19 248.4 km. de 1977 a 1982 (*cuadro 10 del Anexo 2*). Aunque el aumento en longitudes sugiere una cierta moderación es un hecho que las capacidades añadidas por estos nuevos gasoductos, sumadas a las ya existentes, dieran como resultado un exceso en las capacidades de conducción. De esta manera, la capacidad de transporte desde las zonas productoras del sur (Sureste, Marina y Golfo), hasta el altiplano y norte de la República, ha sido y continuará siendo mayor a las disponibilidades de gas natural, puesto que la gran mayoría de los gasoductos trabajan por debajo de su capacidad de transmisión. Los volúmenes de gas natural que se han conducido, estimados en 12 000 Mmton Km./año, han correspondido a sólo un tercio de la capacidad total de transmisión evaluada en 36 770 Mmton Km./año.

Las ventas a partir del año de 1977 comenzaron a tener un sostenido crecimiento hasta 1982 (*cuadro 11 del Anexo 2*). En 1977, se exportaron 6.5 MMPCD; sin embargo, las exportaciones de gas natural sólo fueron reiniciadas a partir de 1980. No obstante, en 1980, los volúmenes exportados de gas natural sólo fueron de aproximadamente 300 MMPCD -la cantidad originalmente contemplada era de 2 000 MMPCD-, efectuándose sólo hasta 1984 debido a que la parte norteamericana, por intermedio de la Border Gas Inc., arguyó que las nuevas condiciones prevalecientes en los mercados de energía de Estados Unidos y México, desaconsejaban continuar importando gas mexicano.

De 1977 a 1982 la producción bruta de los petroquímicos básicos (*ver cuadro 12 del Anexo 2*) se elevó de 3 321 MMton. a 7 732 MMton., encontrándose distribuida en 17 complejos que, en conjunto, agrupaban 92 plantas en operación. La fuerte ampliación de la capacidad instalada permitió incrementar la producción a una tasa media anual de más de 20 % en el periodo considerado.

El elevado ritmo de crecimiento de la economía, en particular de 1978 a 1981 (8.5 % anual en promedio), junto con la diversidad de los mercados finales e intermedios para los productos petroquímicos, en virtud de sus crecientes posibilidades de sustitución de productos, tuvieron como resultado un fuerte incremento en la demanda de productos petroquímicos básicos¹¹⁰. Como

¹¹⁰ Snoeck Michele, *La industria Petroquímica Básica en México, 1970-1982*, México, Programa de Energéticos, El Colegio de México, 1986, p. 79.

consecuencia, a principios de los ochenta, la producción seguía siendo deficitaria con relación a la demanda interna. Lo anterior, es debido a que la evolución de la estructura de la producción no correspondió a la del consumo interno. En los años setenta, la industria petroquímica sustentó su desarrollo en los derivados del gas natural (principalmente metano y etano), en virtud de la creciente disponibilidad de este recurso y de los menores costos de transformación asociados al uso de gas natural como materia prima, frente a los procesos que utilizan naftas. Esta modalidad de ampliación de la base productiva, al mismo tiempo que permitió la producción de excedentes exportables de amoníaco y metanol, significó también una producción limitada de algunos productos que se derivan completamente de los procesos de transformación con base en naftas. Ésta ha sido la causa de cierto estancamiento en la producción de derivados del propileno y butano-butadieno.

En 1982, los 40 productos elaborados por PEMEX representaron un volumen bruto total de 10.6 MMTon.; en este mismo año, las importaciones de petroquímicos básicos representaron 13.5 % del consumo aparente, comparado con 17.5 por ciento en 1977¹¹¹.

Adicionalmente, las importaciones para este periodo se comportaron de la siguiente forma: 16.9 % propileno y derivados, 10.2 % butadieno, 17.9 % etileno y derivados y 13.55 % aromáticos. Petróleos Mexicanos efectuó la mayor parte de la importaciones de petroquímicos básicos (69 % en 1977, 65 % en 1982), tanto como insumos para su propia producción como para complementar la oferta de productos que no elaboraba en cantidades suficientes. A partir de 1978, el fuerte incremento de la producción de derivados del gas natural seco permitió la colocación en el mercado internacional de excedentes considerables de amoníaco y metanol. Gracias exclusivamente a estos dos productos, las exportaciones aumentaron de 30 MTON. en 1977 a 873 MTON. en 1982 (*ver cuadro 12 del Anexo 2*), constituyéndose en 96 % de amoníaco.

3.1.2.4) PERÍODO 1983-1996.

Con respecto a las reservas probadas de gas natural, a fines de 1983 existían 75 352 MMMPC, y, para 1989 y 1996, PEMEX las había establecido en 73 356 y 67 668 MMMPC; de esta manera, en los últimos años el monto total de las reservas probadas de gas natural ha disminuido paulatinamente, llegando casi a tener en 1995, el mismo monto de reservas que existía en 1980, las cuales se estimaban en 64 510.7 MMMPC (*cuadro 13 del Anexo 2*). Las reservas de gas natural se concentran en las Regiones Noreste y Sureste del país. Para fines de 1995, la Región Norte del

¹¹¹ Snoeck Michele, *El Comercio Exterior de Hidrocarburos y ...*, op. cit., p. 112.

país contaba con el 54 % de las reservas totales, mientras que 29 % se encontraban en la Región Sur y en la Región Marina el restante.

Con base en los niveles de producción de 1994 y 1995, las reservas probadas de gas natural tendrán una duración de 60 y 48 años, respectivamente. Estas estimaciones incluyen la zona de Chicontepec que cuenta con altos costos de producción. Si se excluye esta zona, la duración de las reservas de gas natural se reduce a 40 años y en la Región Norte se concentraría el 77 % de las reservas totales¹¹².

Aunque las reservas de gas natural representen el 21 % de las reservas totales de hidrocarburos, su ritmo de crecimiento ha sido de sólo 0.9 % anual durante los últimos años, debido a que desde los años setenta la prioridad conferida al desarrollo de reservas de petróleo crudo ha sido siempre más importante. En el cuadro III.2 se muestran las principales zonas geográficas en las cuales existe un gran potencial de reservas de gas natural (dependiendo de si este es gas asociado o gas no asociado).

PERSPECTIVAS DE EXPLORACIÓN DE GAS NATURAL A CORTO PLAZO			
Gas no asociado			
Área geológica	Potencial remanente*	Profundidad (metros)	Riesgo
Cuenca de Burgos	10.0	2500-3500	bajo
Cuenca Terciaria Macuspana	2.5	450-3200	bajo
Área Simijovel	1.1	1700-3400	moderado
Cuenca Terciaria Papaloapan	1.1	2500-4000	medio
Cuenca Sabinas	0.5	3000-45000	medio
Gas asociado			
Litoral Tabasco	4.7	4300-6500	bajo
Área	2.4	1500-6500	moderado

* CIFRAS EN BILLONES DE PIES CUBICOS EQUIVALENTE A MILLONES DE PIES CUBICOS
FUENTE: FINANCIERO 4 MARZO 1996, P.17.

CUADRO III.2. PRINCIPALES ZONAS GEOLÓGICAS DE GAS NATURAL

La cuenca del Burgos es el área geográfica de mayor potencial de reservas de gas no asociado y el Litoral de Tabasco es el área de mayor potencial de reservas de gas asociado.

Después de 1982, la producción de gas natural ha tenido un paulatino pero sostenido descenso, disminuyó 11 % en 1984 y 14 % en 1990. En 1991 se procesaron en promedio 3 283 MMPCD de

¹¹² Véase Comisión Reguladora de Energía, *La Regulación del Gas Natural en México*, México, CRE, Volumen 2, 1995.

gas procedentes de campos -de los cuales la mayor parte fue de gas amargo-, volumen prácticamente igual al del año anterior. De este proceso se derivó una recuperación de líquidos, etano y más pesados -petroquímicos básicos-, de 451 340 BCD cifra superior en 5.9 % a la lograda en 1990. La producción en 1994 fue de 3 625 MMPCD, 0.72 % menor que la de 1990, que fue de 3 651.5 MMPCD -del volumen total de gas extraído, el 62 % es o se transforma en gas seco mientras que el 38 % restante se convierte en otros productos-. Entre 1994 y 1995 la producción de gas natural creció en 3.7 por ciento, esto se debió a la mayor producción de gas no asociado.

De este modo, la producción de 1984 a 1995 se ha mantenido en un intervalo de 3 300 a 3 800 MMPCD. La disminución en la producción de gas natural, en este período, se debió al abatimiento de la presión en los yacimientos de gas no asociado; al número insuficiente de nuevos campos, y a la disminución de la relación gas/aceite en los campos de gas asociado. En donde, la producción de gas no asociado pasó de 945.1 MMPCD en 1982, a 495 en 1988 y a 605 MMPCD en 1995. En diciembre de 1995 la producción superó los 4 000 MMPCD, nivel no alcanzado desde 1983 (ver gráfica III.2).

Durante los primeros cuatro meses del presente año, la producción de gas alcanzó un promedio de 4 247 MMPCD¹¹³. Sin embargo, después del accidente de Cactus, Chiapas¹¹⁴, la producción ha disminuido 9 por ciento, mientras que la producción de crudo sólo disminuyó 0.5 por ciento¹¹⁵; por lo que, desde finales de agosto se abasteció el mercado con una producción de 2 650 MMPCD de gas seco, quedando por cubrirse un déficit de 300 MMPCD¹¹⁶; se espera que el volumen de importación disminuya a 200 MMPCD.

Para incrementar la oferta y cumplir con las ventas internas, PEMEX-GAS aumentó los volúmenes de carga en sus plantas de Nuevo Pemex y Ciudad Pemex, Tabasco; volvió a utilizar la planta

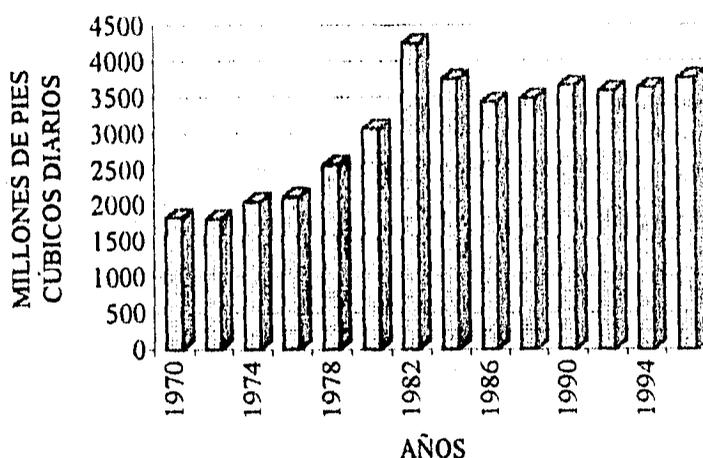
¹¹³ Véase *El Financiero*, 17 de junio de 1996.

¹¹⁴ El día 26 de julio de 1996 explotaron dos plantas criogénicas con una capacidad de 500 MMPCD cada una, perdiéndose la capacidad de procesamiento de 1 000 MMPCD; en consecuencia, en el mercado del gas natural hubo un reajuste en los sistemas de producción, transporte, distribución y comercialización. Asimismo, uno de los primeros programas que resintieron los efectos de la explosión es el de reconversión de combustibles; ya que, de hecho el programa fue temporalmente interrumpido con el anuncio de la paraestatal de que suspendería sus ventas de gas a la CFE y a los mayores consumidores de los principales centros urbanos del país el Valle de México y Monterrey para reiniciar sus programas de abasto de combustóleo. Además, la falta de disponibilidad de gas natural en el sureste del país pone en riesgo diversos proyectos industriales, entre ellos, la construcción de las plantas termoeléctricas Mérida III y Campeche, y la conversión a gas natural de varias otras centrales eléctricas.

¹¹⁵ Véase *El Universal*, 27 de agosto de 1996. De igual forma, no resultó necesario aumentar la producción en campos de alta relación gas-aceite a fin de mantener la extracción de crudo a raíz del accidente; debido a que, la producción de gas de yacimientos cerrados temporalmente -Muspac, Categral, etc.- representa 9 % del total nacional y de crudo es menos de medio punto porcentual. Véase *El Financiero*, 5 y 27 de agosto de 1996.

¹¹⁶ Véase *El Financiero*, 20 y 27 de agosto de 1996.

GRÁFICA III.2. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL,
1970-1995.

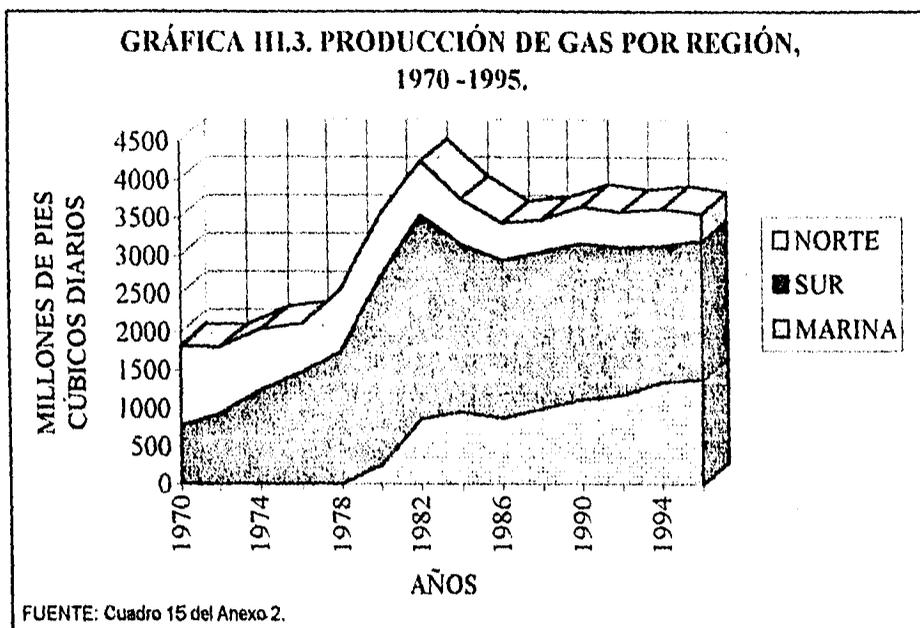


FUENTE: Cuadro 9 del Anexo 2.

criogénica de Pajaritos; suspendió contratos de exportación e incrementó los volúmenes de importación. Al mismo tiempo, PEMEX canceló temporalmente el suministro en seis plantas petroquímicas¹¹⁷: tres unidades de amoníaco en Cosoloacaque, una planta de propileno en Morelos, una planta de clorados en Pajaritos y una planta de etano de la Cangrejera; además de que, concertó con algunos clientes para que sustituyeran el gas natural por combustóleo.

Por otra parte, el origen de la producción de gas natural manifiesta un patrón regional que difiere del correspondiente al petróleo crudo y resulta de una mayor concentración por campo. La Región Marina, que aporta el 73 por ciento de la producción de petróleo crudo, contribuyó con el 35 por ciento de la producción de gas natural en 1993 (ver gráfica III.3). La riqueza gasera del mesozoico de Tabasco y Chiapas, explica que la Región Sur aportara el 53 por ciento de la producción total - porcentaje que aún en estos días se sigue manteniendo-. Sus campos de gas y condensados, y campos petroleros con altas relaciones gas/aceite apoyan un elevado nivel de producción de gas natural. En cuanto a la concentración de la producción, el 50 % de ésta provino de 11 campos (Región Marina: Cantarell, Abkatún, Pol, Caan, Ku; Región Sur: Muspac, Luna, Copano, Giraldas, Jujo, Samaria).

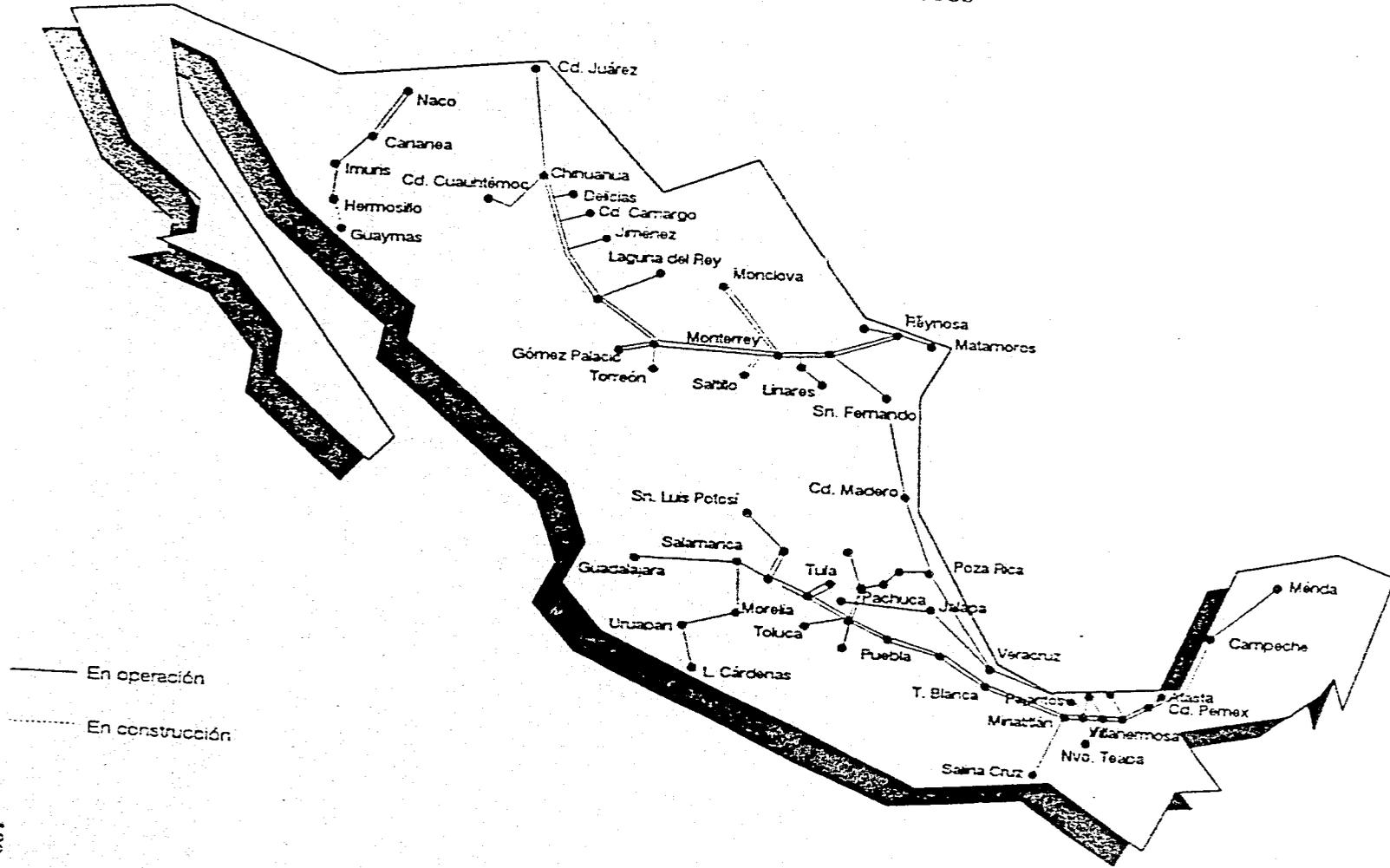
¹¹⁷ A finales de agosto del presente año, ya se habían re-establecido en su operación las tres unidades de amoníaco en Cosoloacaque, la unidad de clorado II en Pajaritos y la unidad de etano en la Cangrejera. Empero, la unidad de propileno en Morelos sigue parada; por lo que, esta planta ha dejado de producir más de 25 mil toneladas. Cabe mencionar, que según PEMEX-PETROQUÍMICA el paro de estas seis plantas fue también causa de etapas de mantenimiento.



Como se ha visto, desde 1974 hasta 1995, la producción en la Región Sur sigue siendo la principal, ya que ésta participaba con un 60 % en 1986, y, en 1990 y 1995 con un 60 y 51 por ciento de la producción nacional, respectivamente (*cuadro 15 del Anexo 2*). De igual manera, le sigue la Región Marina como la segunda región productora del país, quedando la Región Norte en último término - aún a sabiendas de que existe una gran cantidad de gas no asociado en esta región-, colaborando esta región con sólo 348 MMPCD en 1995.

Así también, la evidente escasez de gas natural y el paulatino descenso de la disponibilidad de gas, a partir de 1983, hicieron que durante el periodo 1983-1995 se moderase la construcción de gasoductos e incluso algunos de ellos dejaran de operar. Sin embargo, el país cuenta con una extensa red de ductos para el transporte y distribución, lo cual representa una amplia capacidad excedente en sus principales sistemas, pero con la desgracia de que en algunos puntos se tienen deficiencias que afectan la red en conjunto; la concentración de la infraestructura es muy marcada, localizándose fundamentalmente en la costa del golfo, el centro y noreste del país. La infraestructura de distribución actual es de 12 500 km., de éstos aproximadamente 2 500 kilómetros se encuentran dedicados al transporte y suministro interno de PEMEX como a la satisfacción de las necesidades de sus clientes directos y en última escala al abastecimiento de las necesidades de los distribuidores privados (ver Mapa III.1).

MAPA III.1. RED DE GASODUCTOS



El principal punto de inyección a la red se encuentra en Cd. Pemex, Tabasco. Los principales puntos de inyección del extranjero se encuentran en Naco, Cd. Juárez, Piedras Negras y Reynosa. Existen gasoductos con diámetro de 4, 6, 8, 10, 12 14, 16, 18, 20, 22, 24, 30, 36, 42, 48 pulgadas. Algunos de los principales gasoductos son: Cactus-San Fernando-Los Ramones (48 y 42 pulgadas y 1251 Km.), Reynosa-Monterrey-Chihuahua (24 pulgadas y 966 Km.), Salamanca-Las Truchas (24 pulgadas y 440 Km.), Nuevo Pemex-Cactus (36 pulgadas y 11 Km.), Naco-Hermosillo (16 pulgadas y 340 Km.), Ciudad Pemex-Nuevo Teapa (24 pulgadas y 207 Km.), Querétaro-San Luis Potosí (16 pulgadas y 215 Km.), y Poza Rica-Venta de Carpio (18 pulgadas y 213 Km.).

La mayor parte de la red de transporte se encuentra subutilizada; por consiguiente, es posible interconectar nuevas redes sin necesidad de ampliar la red existente. La capacidad excedente de la red de transporte satisface las necesidades de almacenamiento del sistema. De la misma forma, algunas de las instalaciones y equipos que conforman la distribución y la comercialización de PEMEX-GAS cuentan ya con muchos años de servicio, lo que determina una obsolescencia técnica, tanto por el uso propio como por el acelerado desarrollo de nuevas tecnologías. Algunos ejemplos reales de lo anterior son los casos, entre otros, del gasoducto de 20 pulgadas de Poza Rica-Valle de México y el gasoducto de 12 pulgadas de Campeche-Mérida, cabe agregar el gasoducto Torreón-Durango (ambos fuera de operación en 1986). En ambos casos, el funcionamiento se vio afectado por la falta de mantenimiento en los sistemas de protección anticorrosiva, especialmente catódica.

Con respecto a la demanda, a partir de 1983, los volúmenes de gas vendidos internamente disminuyeron en forma sostenida aún hasta fines de 1986. En cambio de 1989 hasta 1995 se ha observado un aumento en el volumen de ventas¹¹⁸, pasando de 1 193 MMPCD a 1 552, esto significó un incremento de 30 por ciento. Los movimientos cíclicos de las ventas fueron el resultado de las consecuentes variaciones en la producción, quema de gas y consumo interno de PEMEX. La demanda evoluciona de la siguiente forma: 70-80 % es demandado por el sector industrial (incluyendo el consumo interno de PEMEX), 15-25 % por el sector eléctrico y 2-8 por ciento por el sector residencial (en la actualidad existen 500 mil usuarios residenciales), aproximadamente en promedio. Del mismo modo, el contexto de ventas sigue vendiéndose en su mayoría (el gas

¹¹⁸ Con el propósito de estar en posibilidad de responder a la demanda de gas natural y evitar la importación de volúmenes significativos de este producto en el mediano y largo plazo, en 1995 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN orientó sus actividades al desarrollo de yacimientos de gas no asociado y a los de alta relación gas-aceite. En el caso de los primeros destacan los distritos de Reforma en Chiapas y de Reynosa en Tamaulipas. En este último distrito la actividad se concentró en los campos Cuitláhuac, Merced, Culebra y Mojarreñas de la Cuenca de Burgos, en donde se logró un aumento de 73 MMPCD en la producción de gas no asociado y permitió que el total de la Región Norte fuera superior en 69 MMPCD, con respecto a la obtenida en 1994. En cuanto a los campos de alta relación gas-aceite los recursos se dirigieron especialmente a Mispac y Catedral en la Región Sur.

doméstico e industrial) en la Región Centro y Noreste, y un poco atrás la Región Occidente y Noroeste¹¹⁹ (ver Mapa III.2).

En lo referente al consumo de PEMEX, éste utiliza sólo la tercera parte de su consumo de gas como combustible, en tanto que para la generación de energía eléctrica un 43 % se emplea en plantas de ciclo combinado y 57 % en termoelectricas duales. El consumo propio de PEMEX de combustibles industriales fue prácticamente igual en 1993 y 1994. Más del 80 por ciento de este consumo correspondió a gas natural, del cual una parte importante se utilizó como materia prima en procesos petroquímicos.

En el sector industrial, el 70 % del gas es absorbido por grandes consumidores, principalmente la industria petroquímica (35 %), siderúrgica (15 %) y química (10 %). En menor forma participan también en este mercado las industrias del vidrio (5 %), celulosa y papel (5 %), minería (4 %) y cemento (3 %). Como se puede ver el consumo se encuentra altamente concentrado, con una demanda estable dada las características de los consumidores.

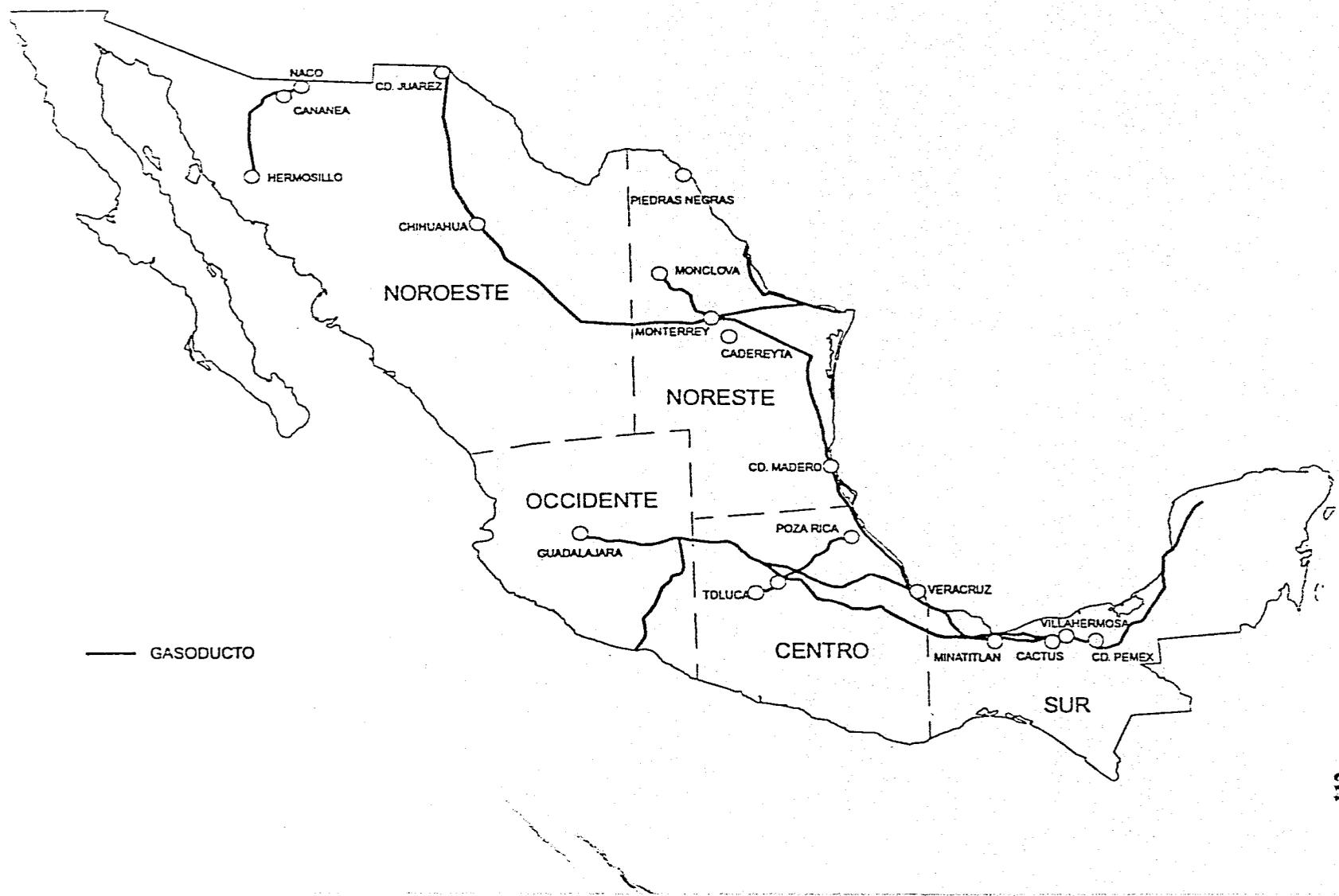
En el primer cuatrimestre (enero-abril) del presente año, las ventas internas de gas natural habían promediado un volumen igual a los mil 578 millones de ped. Asimismo, a los diez días del accidente de Cactus, PEMEX-GAS volvió a abastecer satisfactoriamente los volúmenes requeridos por los sectores industrial, eléctrico y doméstico.

Durante los últimos diez años, la elaboración de gas licuado de petróleo se ha incrementado a un ritmo de 5.9 % anual, desde 167.1 MBD en 1985 a 257 MBD en 1995. El mercado interno ha absorbido la mayor parte de esta producción que, teniendo en consideración los volúmenes marginales de gas LP importado o exportado, representaron una oferta total de 179 MBD en 1985 y 255.3 MBD en 1994. De esta última cifra, 251.4 MBD se destinaron a uso doméstico y 3.9 MBD a carburación.

En 1993 el volumen de las ventas internas de combustibles industriales -combustóleo, gasóleo industrial y gas natural- cayó 3.9 por ciento. Esta contracción global esconde cambios más profundos en los patrones sectoriales de consumo y en la participación de mercado de combustibles específicos. Las ventas internas de gas natural cayeron a un ritmo ligeramente mayor que las de

¹¹⁹ Toussaint, Mauricio, *El Gas Natural como un Factor Estratégico en la Modernización del País*, Primer Congreso Nacional: La Energía en México, Asociación Mexicana para la Economía Energética, A.C., México, 1995.

MAPA III.2. REGIONALIZACIÓN DE LAS VENTAS DE GAS NATURAL



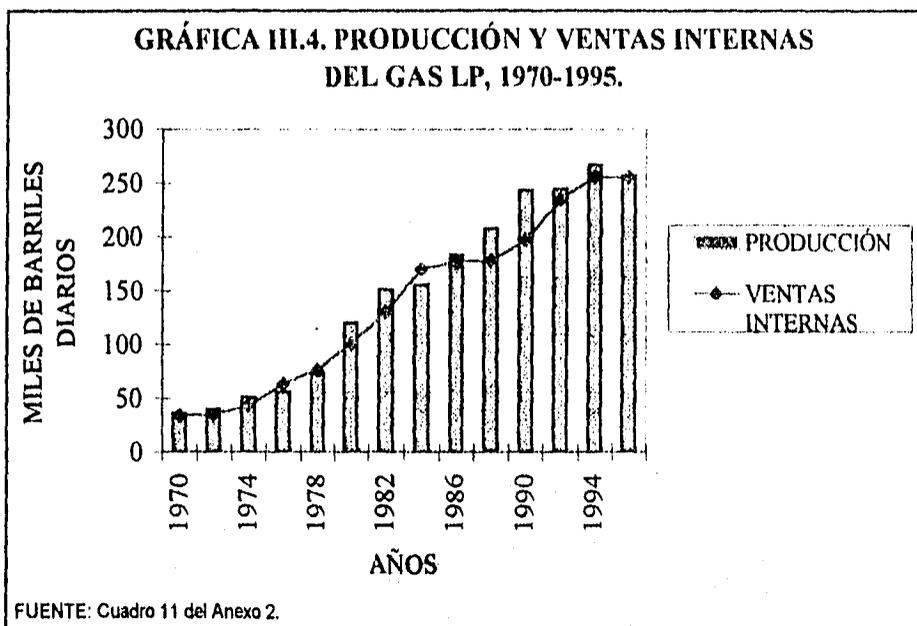
combustóleo. Este cambio en la mezcla de combustibles industriales se aparta de la tendencia observada en los últimos años. Sin embargo, debe verse que ello se debe al comportamiento del consumo de la Comisión Federal de Electricidad. En cambio, en el sector industrial, la participación de mercado del gas natural continuó aumentando a pesar de la contracción en el volumen de combustibles consumidos por la industria. Esta sustitución -de combustóleo por gas natural- se dio a pesar del mayor aumento en los precios del gas. Esta preferencia por el gas natural refleja cambios de más largo plazo en los patrones de consumo de la industria. Entre 1988 y 1993 la participación en las ventas internas de combustibles pasó del 46 al 53 por ciento; no obstante, para 1994, esta participación disminuyó a 47 %.

El estancamiento del consumo interno de combustibles registrado en estos años obedece a factores coyunturales y estructurales. La disminución del producto interno bruto nacional y la contracción aun más intensa del PIB industrial y del PIB manufacturero incidieron de manera directa. Algunas ramas industriales que son importantes consumidoras de energía, o que la utilizan en forma intensiva, disminuyeron su producción de manera significativa. A pesar de lo comentado anteriormente, en 1995 la demanda de gas creció en 7 por ciento, debido principalmente al aumento del consumo del sector eléctrico que compensó la caída del sector doméstico¹²⁰; mientras que para el combustóleo se redujó en 13 por ciento, debido a la baja demanda por parte del sector eléctrico y de la industria cementera y por la sustitución de algunos consumidores dado el bajo precio relativo de éste.

Del mismo modo, en 1993, el gas LP siguió teniendo una mayor ventaja como combustible doméstico -en comparación al gas natural-, empleándose principalmente para la preparación de alimentos y el calentamiento de agua. En los años recientes ha incrementado paulatinamente su uso en el transporte.

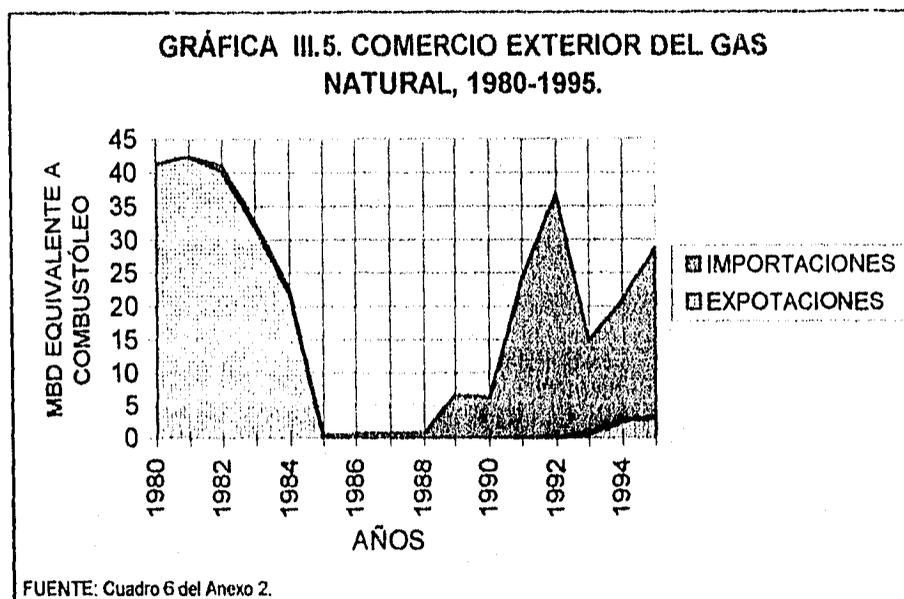
Las zonas de mayor consumo del gas LP son las Regiones Occidente -Guadalajara, Salamanca y Abasco-, Noroeste -Ciudad Juárez, Mexicali, Rosarito, Topolobampo, Tijuana y Nogales- y la región comprendida por Cadereyta, Ciudad Madero, Piedras Negras y Reynosa. El orden en que se mencionan estas zonas, es el orden que se establece si se toma en cuenta su consumo. De 1991 a 1995, el total de ventas de gas licuado de petróleo en estas regiones fue cerca de 242 MBD. Las ventas del gas LP para 1995 crecieron a 255 MBD, mejorando la balanza comercial de este petrolífero; por lo que, las mayores ventas de gas licuado fueron mejoras en las prácticas de comercialización en los mercados centroamericanos (ver gráfica III.4).

¹²⁰ La disminución del consumo del sector doméstico se debió a que se modificó la reclusificación del tipo de usuario de los distribuidores llevando a éstos al sector industrial.



En 1990 y 1991 fue necesario para complementar la producción nacional de gas natural importar 43.4 y 163.6 MMPCD, respectivamente. Por lo que, para completar la demanda de gas en la frontera norte, en 1991, se inició la importación de gas natural por el crudo de Ciudad Juárez, Chih., para abastecer la red de distribución de esa ciudad y de la planta termoeléctrica de Samalayuca, ubicada en el mismo estado. De la misma forma, a principios de los noventa se comenzó a ver la posibilidad de ampliar la capacidad de manejo de gas en Reynosa, Tam., y Ciudad Juárez, Chih., la cual se introduciría por Baja California; en este último caso la importación estaría asociada a la construcción de una planta eléctrica y a una desaladora de agua de mar. De gas licuado se exportaron 47.2 y 36.9 MBD y se compró del exterior 20.8 y 21.4 MBD, la exportación e importación de gas licuado se debe a que existe un mayor beneficio en términos económicos por logística de transporte.

El volumen exportado de gas natural en 1993 fue de 5 MMPCD -no se había tenido excedentes en la producción para exportación desde 1984-; no obstante, la balanza comercial siguió teniendo un saldo negativo, siendo éste de 92 MMPCD. En 1994 y 1995, se tuvieron exportaciones de gas por volúmenes de 19 MMPCD y 21 MMPCD, respectivamente. La tendencia exportadora, de 1993 a 1994, tuvo un comportamiento alcista; a pesar de este notorio incremento en las exportaciones, la balanza comercial fue negativa; ya que, las importaciones fueron mayores a las exportaciones. En 1993 se importaron 97 MMPCD y en 1994 aumento el volumen importado a 125 MMPCD (ver gráfica III.5 y cuadro 6 del Anexo 2).



Durante 1995, la balanza comercial del gas natural arrojó un resultado negativo de 152 MMPCD. Por su parte, las importaciones promediaron 173 MMPCD, volumen superior en 38 por ciento a lo realizado en 1994. También, en el primer cuatrimestre de 1996, se tuvo un déficit en la balanza comercial del gas de 7.9 MMPCD.

Asimismo, por causa del accidente de Chiapas, se exportaron en el mes de agosto 300 MMPCD y se estima que en los próximos meses la exportación mensual de gas sea de 200 MMPCD. Este elevado volumen de importación se dejará de adquirir -según PEMEX- a mediados de 1997, cuando entre en operación una planta en Nuevo Pemex, Tabasco, con capacidad para 500 MMPCD, la cual está actualmente a 37 por ciento de su construcción. Igualmente, debido al accidente, la producción de gas licuado es 12 por ciento menor; por lo que, durante los meses de agosto y setiembre arribaron cuatro buques gaseros provenientes de Medio Oriente con una carga global de más de 168 mil toneladas, que de inmediato se inyectaron al sistema de ductos para abastecer el mercado nacional y cubrir el déficit interno¹²¹. Además, por causa de este accidente se suspendieron las exportaciones que se hacían a Centroamérica.

¹²¹ Véase *El Financiero*, 20 de agosto de 1996.

Con respecto a la producción de petroquímicos básicos¹²², se tiene que ésta fue en 1990 mayor a la de 1988, con 9 804 MTon. y 9 245 MTon., respectivamente. Los principales petroquímicos básicos producidos en este tiempo fueron: amoníaco (2 632 MTon.), etano (3 247 MTon.), etileno (1 370 MTon.) y, meta y paraxileno con 405 MTon. Desde mediados de 1992, la producción de petroquímicos básicos correspondió a sólo 8 de los más de veinte petroquímicos producidos antes de 1989. De esta manera, la elaboración de éstos petroquímicos, ha tenido un incremento, siendo que en 1994 se produjo 13.8 por ciento más que en 1991 y 14.7 % más que en 1993; los principales petroquímicos en cuanto a volumen de producción fueron el hexano, las gasolinas naturales, los pentanos y la materia prima para negro de humo (*ver cuadro 14 del Anexo 2* y gráfica III.6). Dado el monopolio por decreto de la industria petroquímica básica, PEMEX absorbe en gran medida los volúmenes de producción y de las importaciones petroquímicas. En 1995, la producción total de petroquímicos básicos se ubicó en un nivel de 7 529 Mton., volumen que representó un decremento de 15 por ciento con relación al obtenido en el año previo; de la producción total, el 86 por ciento lo representan el etano y las naftas, que alcanzaron producciones de 3 362 y 3 106 Mton., respectivamente.

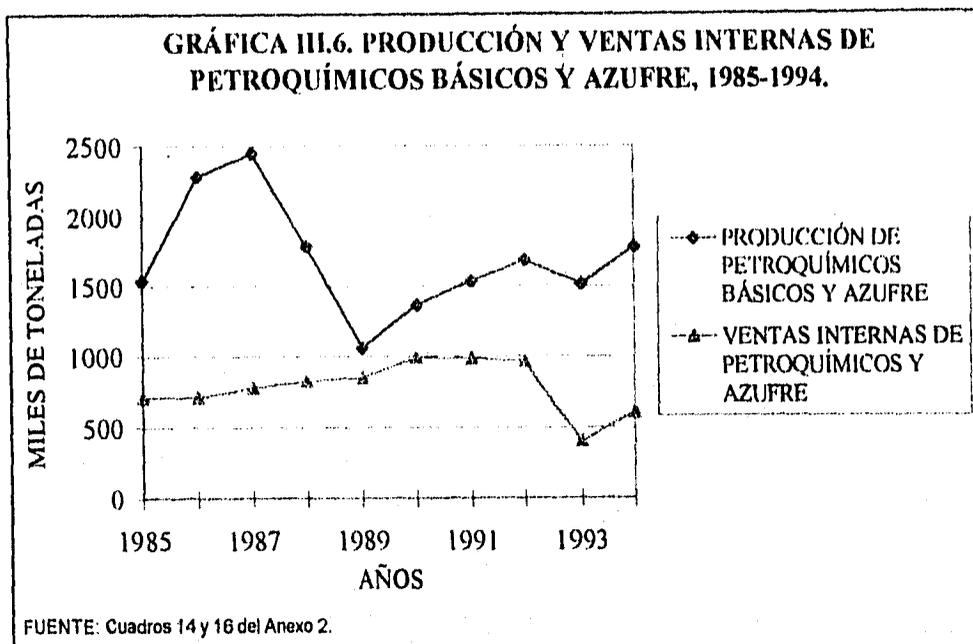
Las ventas internas de los petroquímicos básicos¹²³ registraron en el período 1985-1994, su mayor nivel en 1990 con 991 MTon., dichas ventas fueron 21.3 %, 59 % y 38.8 % mayores que las de 1987, 1993 y 1994, respectivamente (*ver gráfica III.6*). Los principales petroquímicos básicos vendidos fueron el hexano y la materia prima para negro de humo (*ver cuadro 16 del Anexo 2*). En 1995 las ventas de los pentanos fueron de 37 MBD, siendo que éstas fueron de 29 MBD en 1993.

Si bien la petroquímica secundaria es el principal sector consumidor de los productos petroquímicos básicos, la industria petroquímica básica extiende sus mercados también a las industrias química y de refinación, a la agricultura y en menor porcentaje a algunas ramas manufactureras.

Los únicos petroquímicos exportados en 1994 fueron: pentanos (37 MBD), butanos (13 MBD), butano crudo (7 MTon.) y gasolinas naturales (4 MBD); los butanos-butenos se dejaron de exportar en 1993 y las gasolinas naturales se comenzaron a exportar en 1994. El azufre no se exportó en 1992; pero, en 1993 y 1994 se exportaron 506.1 Mton. y 531 Mton., respectivamente. En cambio,

¹²² Actualmente, los principales petroquímicos básicos producidos son: hexano, pentano, heptano, butanos, propanos y gasolinas naturales; así también, dentro de esta producción de petroquímicos básicos se toman en cuenta al azufre y a la materia prima para negro de humo. Véase *Cuadro 14 del Anexo 2*.

¹²³ Los principales petroquímicos vendidos internamente son: hexano, pentano, heptano, butanos, propanos; así también, dentro de estas ventas internas de petroquímicos básicos se toman en cuenta al azufre y a la materia prima para negro de humo.



las importaciones tuvieron el siguiente comportamiento: de propano se importaron 8 MBD en 1991, estas importaciones disminuyeron hasta 1994, en donde se importó 1 MBD; de butano crudo se importaron 3 MTon., se dejó de importar en 1992 y 1993, para volverse a importar 24 MTon. en 1994 (ver cuadro 17 del Anexo 2).

Para 1995, las exportaciones fueron de 1 674 mil toneladas anuales, compuestas por el 58 % de pentanos, 32 % de azufre y la proporción restante correspondió a gasolinas naturales; si este resultado se compara con 1994 se observa que el volumen total de exportaciones disminuyó en 18 por ciento, que se explica principalmente por una reducción de las exportaciones de pentanos en 28 por ciento, derivado de una mayor demanda de este producto por parte de PEMEX REFINACIÓN.

3.1.3) ESTRUCTURA.

3.1.3.1) PERÍODO 1945-1969

Aunque más tardía que la explotación del petróleo, la explotación del gas natural, en México, adquiere importancia desde principios de los cincuenta con el impulso otorgado a la industria petroquímica. En efecto, el desarrollo y consolidación de la industria del gas natural encontró formidables estímulos en los grados relativos de desarrollo industrial logrados a partir de los años cuarenta, y en especial, en el desarrollo y crecimiento de la industria petroquímica desde principios

de los sesenta, al volverse ésta un importante consumidor de gas natural como materia prima y como energético. En estos inicios de la industria del gas natural es PEMEX quien realiza todas las actividades que implican lo que es la explotación, producción, transporte, almacenamiento y distribución; por lo que, se tiene una integración completamente vertical.

Desde fines de los años cincuenta, la importancia asignada a la industria petrolera mexicana, no radicó únicamente en el abastecimiento oportuno y suficiente de energéticos al mercado interno, sino también en el suministro de insumos petroquímicos. En efecto, en 1958 se extendió el dominio y control estatal sobre los recursos petroleros hasta el área de la petroquímica básica. Por lo que, el proceso de industrialización efectuado en esta época, en particular la fase de sustitución de importaciones, requería de un amplio apoyo a ciertos sectores básicos como la industria petroquímica. Sin embargo, para esta época sólo se producía azufre, decilbenceno, amoníaco, anhídrido carbónico e insumos básicos, tales como el etano, el propano, el butano y el isobutano, sin llegar a su transformación; en esta misma época se inicia la producción de aromáticos.

Las causas de este lento desarrollo fueron varias: la problemática situación financiera de PEMEX; el no saber el gobierno en qué medida la industria petroquímica iba a incluirse dentro de las actividades de PEMEX o a dejarse en manos de la iniciativa privada; la incertidumbre en cuanto a la política de precios para los insumos primarios; las "barreras al ingreso", que en esta industria actuaban como factores inherentes a sus características: elevados niveles de inversión, fuerte dinamismo tecnológico y escalas mínimas de producción a menudo superiores al tamaño del mercado interno. En 1960 existían 16 productos considerados petroquímicos, los cuales fueron ampliados a 45 en 1967.

3.1.3.2) PERÍODO 1970-1976

Después de la etapa anterior, comienza la época del difícil camino de la autosuficiencia y del aprovechamiento del gas natural, esto sucede principalmente en los años 1970-1976. En este periodo, la política de precios subsidiados continuó imponiéndose; además, las propias actividades de la industria del gas natural se vieron subordinadas a las fijadas para el petróleo, a cuyo componente PEMEX le otorgaba mayor importancia.

En la industria petroquímica básica, de 1970 a 1976, la capacidad productiva se amplió de manera moderada aunque sostenida, lo que reflejaba lo limitado de los programas de inversión. En esta fase inicial de desarrollo de la industria petroquímica mexicana, la acción promotora del Estado se llevó a cabo por dos vías complementarias: la participación directa en actividades industriales y la participación indirecta a través de otros instrumentos de la política industrial. De esta forma, el

sector público jugó un papel de catalizador: desarrolló infraestructura, alentó el establecimiento de proveedores de equipo y materiales; propició el crecimiento de empresas de ingeniería y construcción; promovió la absorción de nuevas tecnologías; aportó capital a empresas mixtas y fomentó el surgimiento de empresas privadas.

Para la industria petroquímica el tamaño de sus plantas, su integración en grandes complejos y su concentración especial, son imperativos tecnológicos y elementos críticos de su competitividad. De igual forma, las economías de escala estáticas y dinámicas¹²⁴ son un aspecto central de la industria petroquímica, se originan en ahorros derivados de la dimensión de las operaciones como de la indivisibilidad de la planta industrial.

3.1.3.3) PERÍODO 1977-1982

En los años 1977-1982 se encuentra la etapa del desarrollo y de la abundancia; en esta etapa es cuando se observa el verdadero crecimiento de toda la industria del gas¹²⁵. En estos años es también donde existen los mayores volúmenes de exportación. Además, es en esta época donde se observa una mayor integración vertical de PEMEX con respecto a todas las etapas que abarcan la cadena industrial del gas natural básicos, y en la cual se supera una gran parte de las barreras a la entrada (canales de distribución, tecnologías, requisitos de capital, etc.).

El principal factor que influyó en el elevado desarrollo en esta etapa fue la elevación de los precios del petróleo efectuados a finales de los años setenta; debido a lo anterior, PEMEX incrementó el desarrollo de la explotación y producción del petróleo; en consecuencia, el incremento en la producción del gas asociado fue muy elevado, aunque este desarrollo implicó un cambio en las regiones de producción, lo que originó tanto problemas en la estructuración de la misma empresa como en todas las actividades que integran la cadena industrial.

De 1977 a 1982, la capacidad instalada se triplicó, clara evidencia de un programa de inversiones de mayor envergadura que el efectuado en el periodo anterior. Este nuevo periodo de la industria petroquímica básica se inició realmente a partir de 1974, debido principalmente a los descubrimientos de nuevos campos petroleros y al embargo decretado por los países exportadores de petróleo y el consecuente incremento de los precios de los derivados.

¹²⁴ Se definen como la reducción de costos unitarios asociados al incremento en el volumen de producción.

¹²⁵ Tanto en este periodo como en los dos anteriores Petróleos Mexicanos se muestra como un monopolio por decreto.

Durante todo el período 1970-1982, el objetivo primordial perseguido en la industria petroquímica básica fue alcanzar la autosuficiencia nacional en la mayoría de los productos básicos requeridos por la industria petroquímica secundaria y otros sectores productivos. A pesar de la creciente magnitud de las inversiones de PEMEX en esta rama, en ningún momento la producción nacional pudo satisfacer los fuertes incrementos de la demanda.

3.1.3.4) PERÍODO 1983-1996

En esta cuarta etapa los problemas fueron demasiados, principalmente por causas de la disminución del precio del petróleo y de los consecuentes problemas económicos que adquirió la economía mexicana; también, se observó una disminución en las inversiones. De esta manera, únicamente existieron algunas ampliaciones y nuevas plantas pero fundamentalmente enfocadas a incrementar la eficiencia, a sustituir equipos, manteniéndose una producción adecuada de gas natural siempre ligada a la producción del petróleo, la cual empezó a ser insuficiente con respecto al nivel de crecimiento de la demanda.

En este mismo período de años, la industria petroquímica básica tuvo varios cambios dentro de su estructura, principalmente el relacionado a las diferentes clasificaciones de petroquímicos básicos efectuadas por el gobierno¹²⁶. Con las modificaciones en las clasificaciones de los petroquímicos básicos se originaron cambios en las cadenas de producción de varios petroquímicos. Así también, el desarrollo de la capacidad productora de los petroquímicos se mantuvo relativamente constante, debido al poco incremento en la producción de gas.

Por otra parte, dentro de PEMEX, los aspectos relacionados con el gas natural y petroquímicos estaban a cargo primeramente de la Subdirección de Transformación Industrial y, a partir de 1990 de la Subdirección de Petroquímica¹²⁷. No obstante, después de los cambios observados (en julio de 1992) en el interior de la organización administrativa y organizacional de Petróleos Mexicanos, es su subsidiaria PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB) la encargada de algunas de estas áreas; por lo que, PEMEX mantiene -mediante su subsidiaria- el control y el desarrollo de toda la cadena de la industria del gas natural; así como, de la integración vertical existente entre ésta industria y la de petroquímicos básicos. La producción de algunos petroquímicos básicos también es llevada a cabo por PEMEX-REFINACIÓN (PR) y PEMEX-PETROQUÍMICA (PP) debido a las características de algunos de sus procesos.

¹²⁶ Véase *El Diario Oficial de la Federación*, México, D. F., 15 de agosto de 1989 y 17 de agosto de 1992.

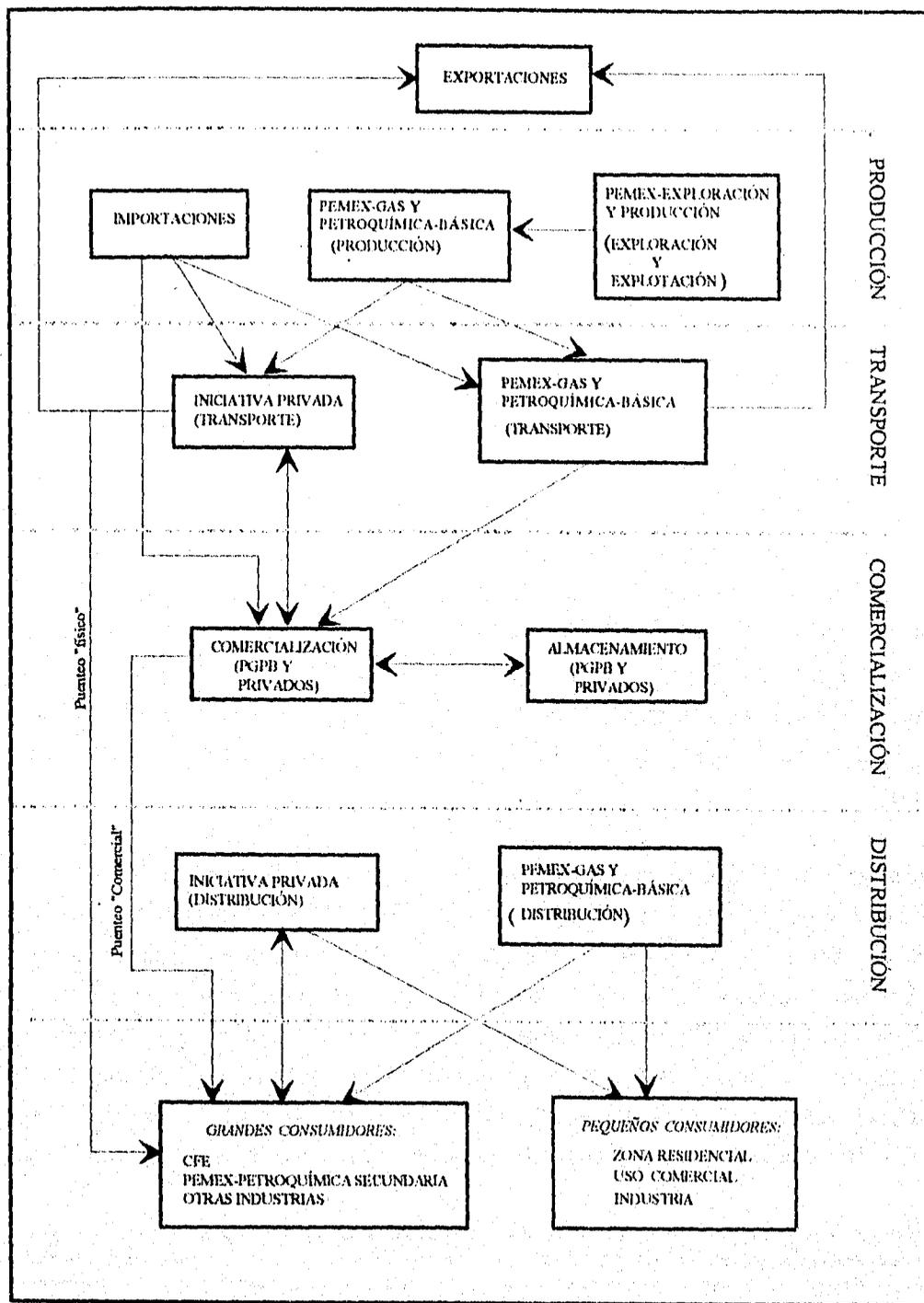
¹²⁷ PEMEX, *Memoria de Labores*, México, PEMEX, 1990, p. 23.

Asimismo, en esta última etapa (específicamente en los años 1994-1996) se observaron grandes cambios que afectaron directa e indirectamente la estructura de la industria del gas natural; estos cambios se efectuaron el 11 de mayo de 1994, día en que el Diario Oficial de la Federación publicó los cambios a las reformas y adiciones a diversas disposiciones de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.

Con lo anterior, se permite que PEMEX ya no sea beneficiado en lo referente a una completa integración vertical de la industria¹²⁸, esto debido a que se deja una vía libre a la iniciativa privada (los inversionistas extranjeros podrán incursionar con el 100 %, excepto en la construcción de ductos en donde será de 49 por ciento) para ingresar al negocio de la compra, transporte, distribución y comercialización del gas natural bajo el sistema de concesión de ductos y zonas de distribución - pudiendo ser por períodos de 10 a 30 años con opción a renovación, en el caso de los ductos construidos por ellos mismos y con incorporación del sistema "open access" para el transporte bajo tarifa-, a excepción del transporte y almacenamiento indispensables para interconectar exploración y proceso que seguirá realizando PEMEX. Por consiguiente, Petróleos Mexicanos, mediante su subsidiaria PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP) realizará las actividades de exploración-explotación y en el caso del procesamiento, distribución y comercialización, PEMEX-GAS (en la actividad de procesamiento PGPB se muestra como un monopolio por decreto). La nueva estructura de mercado de la industria, creada a partir de estos cambios, se observa en la gráfica III.7.

En la actualidad la distribución de gas natural es realizada en su mayor parte por PGPB, algunas compañías privadas distribuyen aproximadamente el 9 % del consumo nacional. Dentro del sistema nacional de distribución, existen trece redes locales de distribución, las cuales se ubican en el norte de la zona conurbada de la Cd. de México, Monterrey, Querétaro y en algunas localidades de la frontera norte del país (Saltillo, Piedras Negras), y el sur del Distrito Federal. De estas compañías, nueve atienden a clientes domésticos, comerciales e industriales (Compañía Nacional de Gas, Compañía de Gas de Cananea, Distribuidora de Gas de Querétaro, Distribuidora de Gas del Estado de México, Distribuidora de Gas de Saltillo, Gas Natural de Juárez, Juárez Gas Co., Repsol México,

¹²⁸ Sin embargo, PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA tiene fundamentalmente la ventaja de obtener economías de las operaciones combinadas (uniendo operaciones tecnológicamente distintas, en ocasiones la empresa puede lograr eficiencias; por ejemplo, puede reducir el número de pasos en el proceso de producción, reducir los costos de transporte, etc.), economías de información (las operaciones integradas reducen la necesidad de obtener algún tipo de información respecto al mercado, o más probablemente, logren reducir el costo total de obtener información. Los costos fijos de vigilar el mercado y de pronosticar la oferta, la demanda y los precios, pueden derramarse sobre las partes integradas de la empresa, en tanto que tendrían que ser soportados por cada entidad de la empresa no integrada) y de economías como consecuencia de evitar el mercado (de la forma en como esta integrada PGPB puede ésta ahorrar potencialmente algunos de los costos de operación en las transacciones internas; incluso, puede ahorrar los costos de venta, de negociar y de compra).



GRÁFICA III.7. MARCO CONCEPTUAL DE LA ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL

Operadora de Gas Cerralvo, CFE/Monterrey) y el resto sólo a clientes industriales (Compañía Mexicana de Gas, Gas Industrial de Monterrey, Fraccionadora Industrial del Norte), todas bajo la razón social de S.A. de C.V.¹²⁹.

Las tres empresas distribuidoras localizadas en la ciudad de Monterrey (CFE, Gas Industrial de Monterrey y Cia. Mexicana de Gas) distribuyen 85 % del volumen total manejado por las distribuidoras del país. Dichas empresas cuentan con 66 % del total de la red instalada por las distribuidoras a nivel nacional y 57 % de los clientes de las empresas distribuidoras de gas natural¹³⁰.

Existe la intención de vender Distribuidora de Gas de Querétaro y Distribuidora de Gas Natural del Estado de México, que hasta ahora han sido empresas descentralizadas cuyo propietario mayoritario sigue siendo PEMEX (este anuncio fue hecho por la paraestatal en junio de 1992)¹³¹; al igual que Gas Industrial de Monterrey, la cual pertenece a la Comisión Federal de Electricidad (CFE)¹³².

De igual manera, se debe tomar en cuenta que el gobierno ha expresado que sería conveniente vender los ramales de distribución con los que PGPB surte a unos 40 clientes en el norte del país. Estos ramales serían adjudicados a quienes ganaran las licitaciones para las respectivas zonas de distribución. Por lo que, con esto habría un cambio en la estructura del mercado de las zonas geográficas que se encuentran en el norte del país, principalmente el noreste. Así también, el acceso libre al sistema de transporte de PGPB generará cambios dentro del sistema y estructura del sistema de transporte del gas natural.

La estructura de las cinco fuerzas competitivas de la industria nacional del gas natural se representan en la gráfica III.8, en ésta se toman en cuenta aspectos importantes como: proveedores, barreras al ingreso, clientes, productos sustitutos y las firmas competidoras de la industria¹³³. En referencia a cada una de las fuerzas competitivas, se tiene que:

- La amenaza de nuevos competidores es en este momento nula, debido a que apenas se empezarán a formar nuevas zonas geográficas de mercado y con ello el ingreso de nuevas firmas; en

¹²⁹ Véase Morris Angélica, *La Distribución del Gas Natural en México*, Primer Congreso Nacional: La Energía en México, Asociación Mexicana para la Economía Energética, A.C., México, 1995.

¹³⁰ Véase Comisión Reguladora de Energía, *La Regulación del Gas ...*, op. cit., 1995.

¹³¹ Véase *El Financiero*, 18 de marzo de 1996.

¹³² Véase *El Financiero*, 4 de marzo de 1996.

¹³³ Véase Porter, Michael E., *Estrategias Competitivas: Técnicas para el Análisis de los Sectores Industriales y de la Competencia*, 16ta. edición, Ed. CECOSA, 1992, pp 23-24.

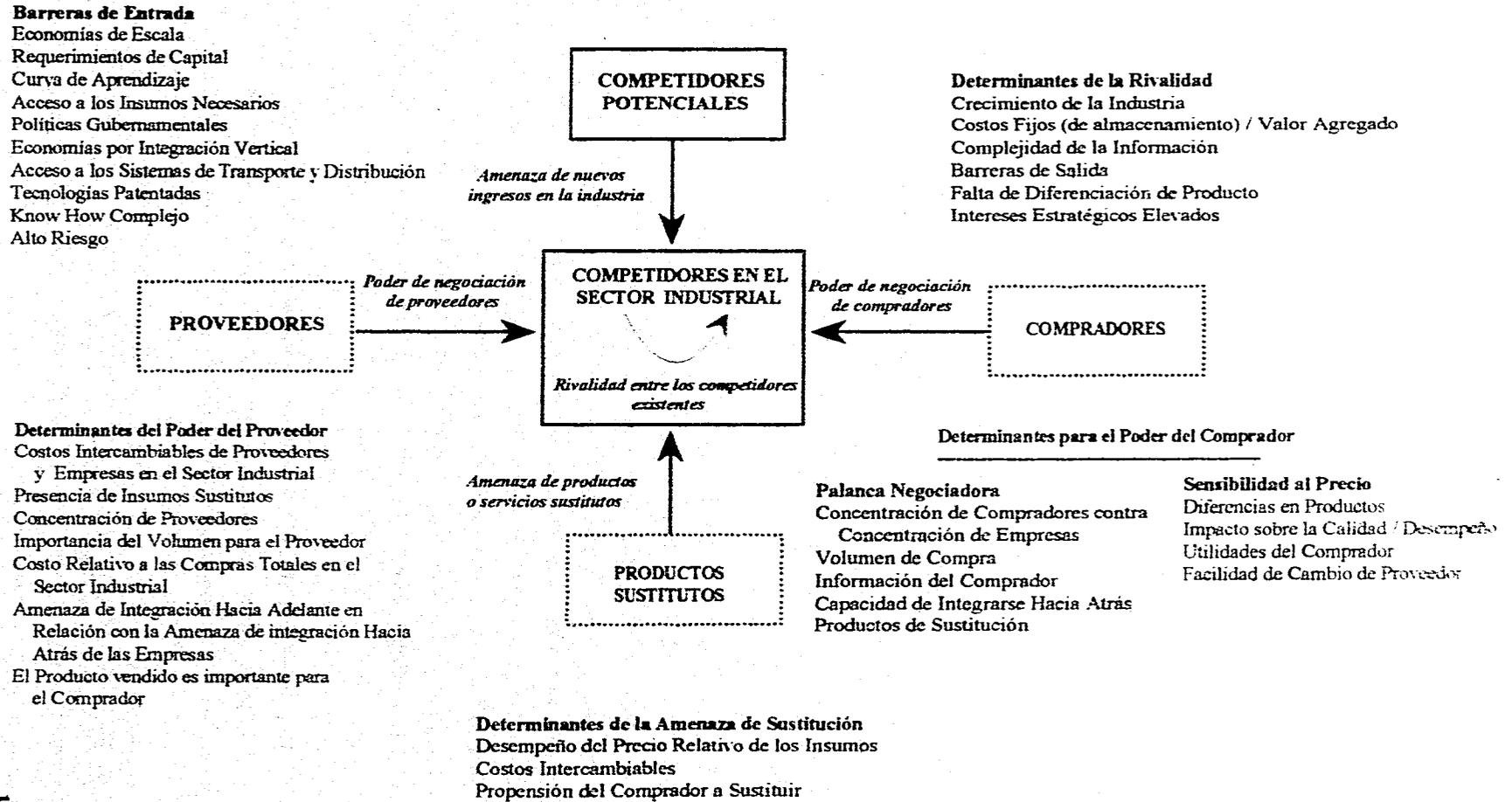
consecuencia, en el mediano plazo no se esperará una guerra de precios en una determinada zona geográfica ya que sólo existirá en un principio una sola firma por servicio (los servicios a los que se hace referencia son: distribución, almacenamiento, transporte, comercialización). Sin embargo, si las nuevas firmas sirven a diferentes nichos de mercado, la entrada de estas nuevas firmas harán que se desarrolle nuevos mercados, y que los ya existentes se vuelvan más dinámicos.

Como se comentó en el primer capítulo, la facilidad de una firma para introducirse en un mercado depende de una serie de barreras de entrada. De esta manera, en la industria nacional del gas se tienen las siguientes barreras de entrada: economías de escala (las nuevas firmas buscarán integrarse a nuevos mercados sólo si pueden tener economías de escala); políticas gubernamentales, estas son escasas en estos momentos debido a que el objetivo del gobierno es atraer la inversión y el ingreso de nuevas firmas (en un futuro es cuando realmente se van a observar las políticas gubernamentales como barreras de entrada, ya que será necesario llevar a cabo la regulación de los volúmenes de venta, contaminantes, precios, tarifas, etc.); tanto los efectos de la curva de experiencia como los requerimientos de capital, el acceso a tecnologías y el know how son barreras que hacen necesaria la creación de asociaciones entre firmas mexicanas y extranjeras (es de esperarse que las empresas extranjeras pongan la tecnología, el factor experiencia; además, de la gran mayoría de los requerimientos de capital y del know how), será complicado que una misma empresa mexicana (a excepción de PGPB) pueda tener la capacidad de superar estas barreras de entrada.

- Al no existir un número considerable de firmas y, por consiguiente, a la falta de competencia, la rivalidad entre las firmas es inexistente (la rivalidad se irá formando dependiendo tanto de las barreras a la entrada como del número de firmas que se encuentren en una misma zona geográfica). Otros factores que influirán en un mediano plazo para que no exista rivalidad comercial serán el crecimiento sostenido de la industria y la falta de diferenciación o de costos cambiantes. Por otro lado, hasta que no exista competencia en las zonas geográficas los factores como los costos fijos elevados, las barreras de salida, etc., no afectarán en el desarrollo de la rivalidad interna de la industria del gas.

- En este momento no existe un energético que supere el desempeño del gas natural (alto poder calorífico y energético poco contaminante); sin embargo, sí existen dos energéticos (combustóleo y gas licuado de petróleo) que son sustitutos del gas natural. Estos energéticos actúan como productos reemplazantes del gas, debido tanto a razones técnicas como a las distintas zonas o coberturas de los servicios de distribución por los cuales se desarrolla su venta (las zonas de distribución de estos energéticos abarcan puntos en los cuales no se ha desarrollado o no existe servicios de transporte y/o distribución del gas).

GRÁFICA III.8. LAS FUERZAS COMPETITIVAS DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO.



En cuanto a la competencia del gas natural con el combustóleo (este energético puede ser sustituto del gas en los sectores industrial y eléctrico), se prevé que PEMEX seguirá ofreciendo precios baratos en su combustóleo pesado (cope), cuando tenga elevadas existencias. No obstante, dentro de dos años el cope no podrá usarse en las grandes urbes por sucio, y su precio aumentará cuando esté operando la craqueadora que se está construyendo en Cadereyta, la cual convertirá el cope en productos ligeros¹³⁴. Además, el mercado internacional del combustóleo con alto contenido de azufre ha desaparecido virtualmente debido a los problemas de contaminación que genera. Por otro lado, las pocas formas de uso del gas licuado hacen que solamente este energético pueda ser sustituto del gas en el sector doméstico, y no así, en el sector eléctrico e industrial.

- Anteriormente el poder de los compradores era nulo debido a la existencia de un mercado monopolístico (como se dijo anteriormente, PEMEX era la única firma encargada de toda la cadena de la industria del gas); en cambio, en la actualidad con las modificaciones efectuadas en la estructura de la industria del gas, el poder de los compradores (en este caso se estaría pensando que el único comprador potencial existente es Comisión Federal de Electricidad) sí tendrá importancia o afectará de alguna manera tanto la formulación de las estrategias de las firmas como el desarrollo de la misma industria.

La importancia de CFE radica en los siguientes puntos: en determinadas zonas esta firma comprará grandes volúmenes de gas en relación a las ventas del proveedor (pudiendo ser éste un distribuidor, transportista o comercializador); en algunas de sus plantas puede enfrentar costos bajos al cambiar de proveedor, ya que la paraestatal tiene la facilidad de poder emplear gas u otro energético (combustóleo o diesel); en determinadas zonas podrá plantear una integración hacia atrás siendo el transportista o distribuidor del mismo energético que utilice en sus plantas; así también, la paraestatal tiene en cierta medida información del comportamiento tanto de la demanda como de los precios reales del gas. Por lo anterior, CFE podría en un determinado momento forzar la baja del precio del gas en una determinada zona geográfica, negociar una calidad superior del gas o exigir un mayor y mejor servicio.

- En la actualidad PEMEX-GAS es el único distribuidor con poder negociador; empero, cuando vayan desarrollándose los nuevos canales de distribución y transporte en las nuevas zonas geográficas, los eventuales proveedores tendrán poder negociador siempre y cuando en una zona

¹³⁴ PEMEX-REFINACIÓN ha establecido contratos con la COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, SICARTA y el grupo DREXEL, con lo cual logra asegurar la oferta de aproximadamente el 82 por ciento de la producción de combustóleo que comercializa libremente en la industria nacional. Véase *El Financiero*, 15 de febrero de 1996.

geográfica existan: pequeños consumidores, pocos o en su caso un único abastecedor, cero canales de distribución de productos sustitutos del gas natural, importancia del gas como energético y la capacidad del proveedor de integrarse hacia adelante. De esta manera, cuando exista lo anterior, los proveedores podrán incrementar los precios y disminuir la calidad del gas y/o el servicio de proveerlo.

Por otra parte, debido al fomento que se le seguirá dando al gas natural, los distribuidores de gas licuado reconocen que el mercado se reestructurará -actualmente el mercado de gas licuado es oligopólico- a un mercado liberado y competitivo. Se piensa que otro de los factores que harán que el mercado de gas licuado tenga mayor competencia sea la liberación próxima de los precios de éste energético. Actualmente, existen 322 distribuidores de gas licuado en el país, de los cuáles sólo once de ellos controlan el 70 por ciento del mercado nacional. Estos grupos son: Uribe, Fuentes, Nieto, Bello, Flama Gas, Unigas, Zaragoza, Tomás Zaragoza, Ramírez, Mavarack y Soni.

3.1.4) COMPORTAMIENTOS.

3.1.4.1) POLÍTICA DE PRECIOS

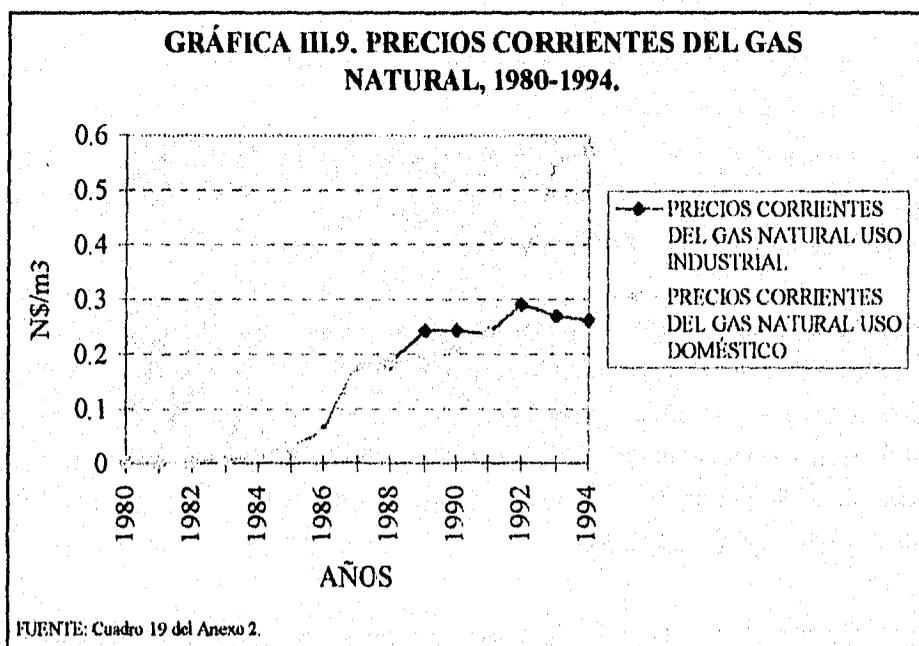
En términos generales, es posible afirmar que a lo largo del tiempo PEMEX ha estado constreñido a dos políticas de precios bien definidas: la primera, que va desde los inicios de PEMEX hasta 1981, caracterizada por precios bajos y subsidios; y la segunda, de 1982 a 1996, caracterizada por el intento de eliminar los subsidios y por fijar los precios de acuerdo tanto a referencias internacionales como a la situación económica y financiera del país.

Formalmente, la fijación de precios de los hidrocarburos ha sido responsabilidad directa del Poder Ejecutivo, concretamente la Presidencia de la República y la Secretaría de Industria y Comercio (reemplazada en 1982 por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público -SHCP-). Sin embargo, no ha sido ajeno a este asunto las influencias de funcionarios de la extinta Secretaría de Programación y Presupuesto, de la Secretaría de Energía; de PEMEX e incluso de las presiones de industriales, transportistas y grupos de otros sectores.

En 1972, y después de casi 14 años de manutención del precio, se otorgó un aumento de 0.02 \$/m³ al gas natural. Dos años después, en 1974, y debido a la crítica situación financiera por la cual atravesaba PEMEX, el precio del gas natural pasó de 0.14 a 0.18 \$/m³, esta modificación en los precios del gas natural significó, por vez primera incrementos diferenciados según los sectores industrial y doméstico. De esta forma, los nuevos precios establecidos fueron: 0.18 \$/m³, para el

gas de uso industrial y 0.70 \$/m³ para el de uso doméstico. En 1979, con el fin de equilibrar la disparidad existente entre los precios internos y los prevalecientes en el mercado internacional, la Secretaría de Industria y Comercio (actualmente se le conoce como Secretaría de Comercio y Fomento Industrial) autorizó la modificación de los precios del gas natural y del combustóleo para uso industrial, ejercicio que se realizó bimestralmente durante el transcurso del año a una tasa de 1.5 % mensual. Tal política sería mantenida en 1980 y en 1981 aunque en este último año el incremento bimestral sería de 2.5 mensual. El precio del gas natural para uso doméstico, por su parte, se mantendría invariable en 1.21 pesos por metro cúbico entre 1979 y principios de 1982¹³⁵ (ver *cuadro 18 del Anexo 2*).

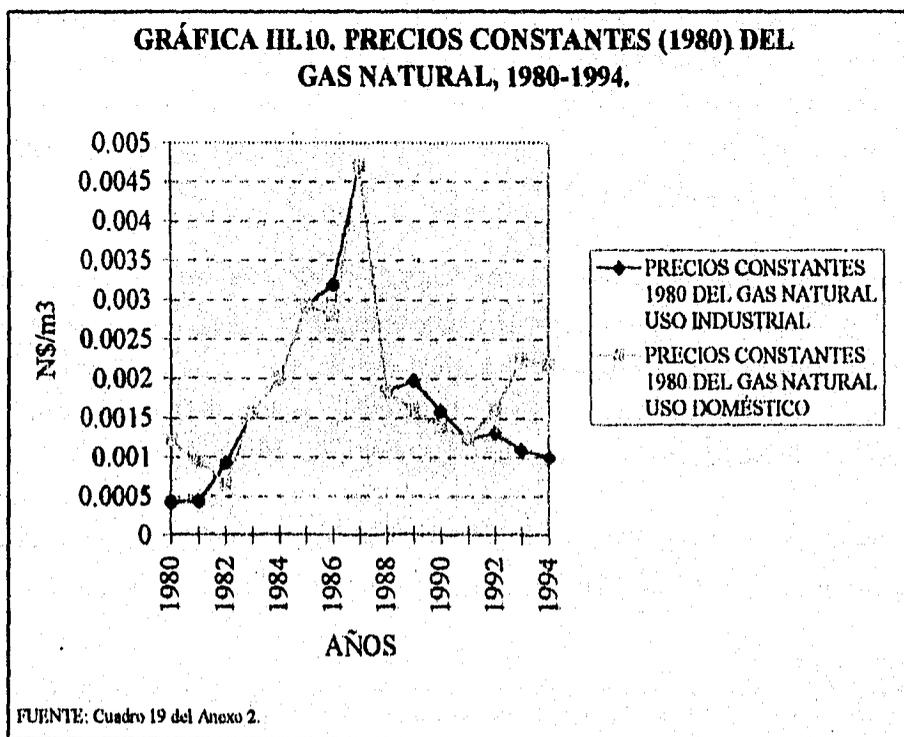
A partir de este último año y debido a un largo período de deterioro de los precios reales de los hidrocarburos ocurrieron bruscos ajustes en éstos, y en particular en los del gas natural. Así, el precio del gas natural para uso industrial se establecía en 0.89 \$/m³, sujeto además a un incremento mensual de 5 % durante 12 meses. A fines de 1982, el precio de venta del gas de uso industrial, quedó en 1.70 y el de uso doméstico en 1.21 \$/m³, y a finales de 1985 el precio del gas llegó a 30.05 \$/m³ (ver la gráfica III.9); estos aumentos se reflejaron en el precio real del gas (ver el *cuadro 19 del Anexo 2*).



¹³⁵ Márquez, D., Miguel, *La Industria del Gas... op., cit.*, p. 115.

Para el año de 1987 se observó un incremento del precio del gas natural, tanto de uso industrial como de uso doméstico, en aproximadamente 600 % con respecto a 1985, quedando en 183 \$/m³. En 1988 se mantiene constante el precio, principalmente por dos motivos: el primero, debido a que es un año electoral y segundo, al establecimiento de varios pactos económicos (del PSE I al PSE VI); por lo que, no hubo un incremento proporcional en los precios con respecto a la inflación, así los respectivos aumentos del precio corriente del gas tanto para uso industrial como para uso doméstico no se reflejan en el precio real (ver gráficas III.9 y III.10). El incremento anual de los precios siempre fue mayor al incremento anual de la inflación.

En 1989 y 1990 el precio del gas de uso industrial se incrementó a 0.243 N\$/m³; sin embargo, para el gas de uso doméstico el precio fue de 0.197 N\$/m³ y 0.212 N\$/m³, respectivamente (ver gráfica III.10). El precio del gas natural para uso industrial a partir de 1991 se vinculó al de importación considerando precio promedio del mercado spot y agravándolo con costos adicionales por impuestos, transportación y distribución. Asimismo, el precio del gas de uso doméstico se incrementó en 1993 a 0.550 N\$/m³, observándose un incremento -mayor a la inflación- importante con respecto al año de 1992, en el que, el precio se ubicaba en 0.355 N\$/m³.



De diferente forma, se observa que en el año de 1993 el precio de gas de uso industrial es menor a 0.269 N\$/m³, algunos de los factores que originó esta situación, fueron tanto la entrada en vigor del Tratado de Libre Comercio (TLC) en 1992 como la estrategia de desplazar al combustóleo, debido a que el gas natural comenzó a desplazar al combustóleo, a éste se le asignó un precio equivalente al 85 % del valor del gas natural¹³⁶. La variable inflación no fue relevante en la fijación de los precios del gas, ya que en algunas ocasiones el incremento de estos era mayor a la inflación o en algunas ocasiones no existió incremento como es el caso, a partir de 1989, del gas de uso industrial (ver cuadro 19 del Anexo 2).

La política de precios para los petrolíferos durante 1994 consideró las cotizaciones de referencia en mercados externos relevantes, incluyendo ajustes por diferencias de calidad y costos de transporte. El gas natural para uso doméstico tuvo un precio controlado con un desliz mensual de 3.5 %, el cual fue eliminado a partir del 1 de abril de 1994 instrumentando un mecanismo de precios ligado al mercado internacional a partir del segundo semestre, con ello se eliminaron algunos de los subsidios que históricamente caracterizaron a este mercado. De este modo, el precio de gas de uso industrial tuvo un ligero descenso en 1994, en donde el precio fue de 0.292 N\$/m³. Para el caso de gas de uso doméstico el precio al cual se vendió fue de 0.572 N\$/m³.

En 1995, el precio promedio del gas natural fue de 477.25 \$/m³. De igual forma, por causa del accidente de Cactus, Chiapas, tanto el precio de gas natural como del gas LP no aumentará, debido a que una vez por contrato PGPB está obligado a suministrar los volúmenes de gas natural o LP a un precio fijo; además de que, el precio de estos productos no depende aún de las condiciones existentes entre la binomio oferta-demanda.

Por otra parte, PEMEX-GAS ha comunicado a las distribuidoras de gas natural que, a partir de junio del presente año, se estará eliminando el subsidio que se otorgaba a los consumidores industriales de gas natural por concepto de costos de distribución, el cual se ha venido otorgando vía las distribuidoras. La eliminación se llevará a cabo en forma paulatina durante junio, julio y agosto, de manera que en septiembre próximo, el gas natural se comercializará sin subsidio alguno¹³⁷.

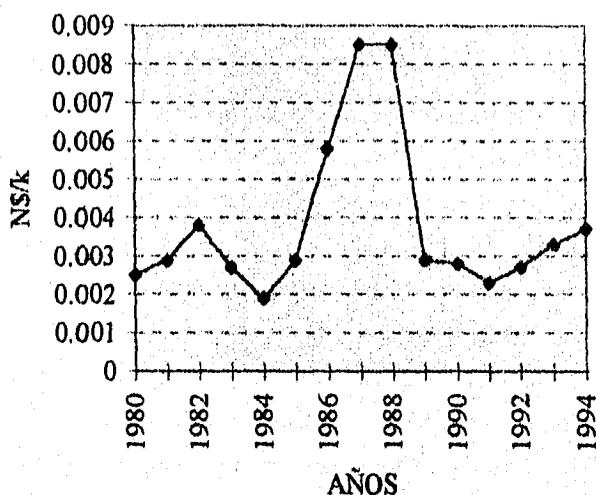
En relación al precio real del gas licuado, éste aumentó de 1992 a 1993 cerca de 25 por ciento gracias al desliz mensual de 2.5 por ciento en términos monetarios, el aumento en el precio real del

¹³⁶ Gómez, Flores, Pedro C., *Opciones de Abasto: Mercado de América del Norte*, 4to. Foro de Energía, Refinación, Gas y Administración de los Recursos Petroleros, Fundación Cambio XXI, México, D. F., 1994.

¹³⁷ Véase *El Financiero*, 25 de junio de 1996.

gas LP se viene dando desde 1985 (ver gráfica III.11). Al igual que el gas natural, el incremento anual en el precio del gas LP fue mayor a la inflación (ver cuadro 20 del Anexo 2). En 1994 el precio de gas licuado para uso doméstico alcanzó su nivel internacional y se suspendió el deslizamiento mensual de 2.5 por ciento, implementándose una política de precios ligada a cotizaciones internacionales a partir de agosto.

GRÁFICA III.11, PRECIOS CONSTANTES (1980) DEL GAS LP, 1980-1994.



FUENTE: Cuadro 20 del Anexo 2.

Cabe mencionar que en toda la administración salinista se realizaron una gran variedad de pactos económicos -efectuados entre el Gobierno Federal, sectores empresarial y obrero- con el objeto de estabilizar los precios tanto de los productos que produce la iniciativa privada como de los principales energéticos, en donde se incluye el gas natural, gas licuado, gasolinas, electricidad y algunos otros petrolíferos; los pactos realizados fueron del Pacto de Estabilidad y Crecimiento Económico (PECE) I al PECE VIII.

A principios de la presente administración, el precio del gas LP se mantuvo fijo debido al programa PARAUSEE; sin embargo, dentro de la actual Alianza para la Recuperación Económica (APRE)

nuevamente no se le sujeta a un esquema de precios fijos¹³⁸. Por lo que, a principios del año pasado (1995) se abandonó el mecanismo que ligaba el precio a referencias internacionales y se sometió a un desliz anual del 10 % -en abril se autorizó un incremento del 20 % en el precio al público-. En dos ocasiones la comisión al distribuidor pasó de 158 a 192 pesos por tonelada, la primera tuvo una repercusión en el precio al público, y la segunda, en el subsidio que PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA ya otorgaba a las ventas de gas licuado desde el mes de enero, cuya magnitud en 1995 fue de 2 932 millones de pesos¹³⁹. El precio del gas licuado para uso doméstico fue de 2 263.87 \$/Ton. y para carburación de 2 154.36 \$/Ton¹⁴⁰.

Con respecto a la petroquímica, en los sesenta, los precios de muchos de los productos petroquímicos disminuyeron hasta el punto de reducir los márgenes de utilidad a niveles que restringieron fuertemente las posibilidades de reinversión¹⁴¹, esto fue debido a la política de desarrollo industrial llevada a cabo por el gobierno, en esa época; por lo que, con dar los precios más abajo de su valor real de producción -siendo que los costos de producción eran muy elevados, ya que se tenían niveles de capacidad nominal por debajo de los llamados mínimos económicos- se pensaba que se apoyaría el desarrollo de la industria. De fines de 1976 a 1982, los precios internos de los petroquímicos básicos se fueron distanciando, en forma creciente, de los internacionales, como consecuencia tanto del alza de los precios internacionales como de las sucesivas devaluaciones del peso mexicano a partir de 1976. Este fenómeno adquiere particular relevancia si se toma en cuenta que en este periodo el volumen de importaciones de productos petroquímicos básicos se incrementó, y que PEMEX absorbió la diferencia entre los costos de importación y los precios de reventa en el mercado interno. Se estima que el subsidio así otorgado por la empresa al sector privado se elevó de 1 339 millones de pesos en 1977 a 5 331 millones en 1979¹⁴².

¹³⁸ En abril de 1991 se constituyó el Comité de Precios de Productos Petrolíferos, Gas Natural y Productos Petroquímicos - integrado por SE, SHCP, SECOFI, SECODAM, y por PEMEX, que actúa como secretaria técnica- cuyo propósito es el de instrumentar la nueva política de precios. Empero, el gas LP constituyó una excepción importante. Para este producto se ha mantenido y se maneja un complejo sistema de comercialización. Véase Poder Ejecutivo Federal, *Programa de Desarrollo y ... op. cit.*, p. 21.

¹³⁹ PEMEX, *Memoria de Labores*, México, PEMEX, 1995, p. 4.

¹⁴⁰ Para el mediano plazo se piensa liberar el mercado del gas licuado, con lo cual, se pueda evitarle a PGPB el subsidio y, en segundo lugar, para que sean los mecanismos de mercado los que establezcan el costo de distribución a partir del precio del producto, ya que, el gas licuado tiene un precio internacional, como muchos otros energéticos. Así, los precios al público deberán reflejar los costos reales de abastecimiento de cada punto de consumo, en cambio, PGPB vendería el gas licuado al mayoreo, en sus centros embarcadores, a un precio que refleje el costo de oportunidad del producto, con base en referentes internacionales en cada centro embarcador.

¹⁴¹ Snoeck Michele, *La Industria Petroquímica Básica en ... op. cit.*, p. 48.

¹⁴² Snoeck Michele, *El Comercio Exterior de Hidrocarburos y ... op. cit.*, p. 114.

En 1982, ante las dificultades financieras de PEMEX y el creciente déficit de sus operaciones en el área petroquímica, el gobierno decidió abatir progresivamente dicho subsidio. Para ello, se estableció un sistema de ajuste trimestral de los precios internos, con el fin de llegar paulatinamente a una situación en la que la diferencia entre éstos y los precios internacionales no rebasara 20 por ciento. Esta tarea resulto particularmente difícil en medio del proceso de devaluación de la moneda nacional frente al dólar, que se inició en ese año y que no termino hasta 1988. No obstante, las fuertes y repetidas alzas en los precios internos de los petroquímicos básicos en 1982, éstos continuaron distanciándose de los del mercado mundial.

De lo anterior, se puede decir que los efectos de las políticas instrumentadas y principalmente las implantadas a partir de 1982, se manifestaron en variaciones, tanto en los volúmenes de ventas internas, como en los ingresos obtenidos por dichas ventas, los cuales tuvieron una variación mucho mayor con respecto a la variación efectuada en los volúmenes de ventas. Empero, hasta 1982 la política de precios había sido más el resultado de las dificultades financieras del Gobierno y de PEMEX, que de estudios basados en aspectos técnicos-económicos del producto.

Finalmente, cabe señalar que, el hecho de que el año de 1982 se haya convertido en parte aguas en la política de precios de los hidrocarburos, no viene dado solamente por el mero encarecimiento de los productos, sino porque a través de las nuevas políticas se intentaría reducir el ahorro de energía y avanzar en el proceso de diversificación de sus fuentes. Estas medidas sí han ayudado a disminuir el consumo de energía. Sin embargo, ha sido también necesario implantar otras medidas -análisis de exergía, mayor uso de plantas de ciclo combinado, cambio en algunas normas ecológicas, etc.- para el ahorro energético. En la actualidad el potencial de ahorro económicamente factible es de aproximadamente el 20 % del consumo actual, lo que supondría un consumo evitado de más de 130 MMB anuales de petróleo equivalente.

3.1.4.2) POLÍTICA DE INVERSIONES

Con respecto a la política de inversiones, se tiene que la principal época de éstas fue el periodo de 1976-1982, que como ya se ha comentado fue el tiempo en el cual realmente se desarrolló la industria del gas natural. Por lo que, debido a la situación económica de principios de 1983, de este año hasta el presente, las inversiones sólo ayudaron a mantener un nivel determinado de producción que nunca excedió los 3 800 MMPCD. Durante el decenio de 1980 la inversión en la industria de los petroquímicos básicos fue modesta; entre 1982 y 1987, la inversión de PEMEX se

redujo constantemente cada año y pasó, de 476 millones de dólares en 1982 a 300 millones en 1987¹⁴³

En 1994, PGPB inició la construcción de tres plantas endulzadoras y estabilizadoras de condensados de 24 MBD, dos en Cd. Pemex y una en Nuevo Pemex, Tab.; una planta fraccionadora de hidrocarburos de 104 MBD en Nuevo Pemex y una planta criogénica de 500 MMPCD en Nuevo Pemex. Después del accidente de Cactus, Chiapas, PEMEX-GAS va a intensificar la construcción de las plantas criogénicas tanto de Nuevo Pemex como las dos plantas que explotaron en Cactus, se piensa que la construcción será de 12 meses para la primera y de 18 meses para las segundas.

En el presente año el programa de inversión de PGPB es de 1 361 millones de pesos. Así también, una importante cantidad de recursos de PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (esta subsidiaria requiere para actividades de exploración N\$ 13 000 millones en 1996 y N\$ 20 000 millones para 1999)¹⁴⁴ se destinarán al desarrollo de infraestructura gasera en la Región Marina de Tabasco, como puede ser caso del gasoducto que iría de Atasta a las plantas de gas de Cd. Pemex y Nuevo Pemex¹⁴⁵, el cual podría transportar volúmenes adicionales de gas a partir de 1997¹⁴⁶.

3.1.4.3) POLÍTICA DE PRODUCCIÓN

De 1952 a 1964 la producción de gas natural se incrementó un 428.1 %, pasando de 256 MMPCD a 1 352 MMPCD, respectivamente. En 1970 la producción de gas natural se estableció en 1 822 MMPCD, habiendo un incremento de 25 % con respecto a 1964. La producción de gas natural en 1970 estaba compuesta casi 65 % por gas natural no asociado y 35 % por gas asociado; la Región Norte aportó el 57 % del total del gas producido.

Entre 1970 y 1976, la producción de gas natural experimentó un aumento cercano a 16 % al pasar de 1 822 MMPCD a 2 108.6 MMPCD. Las razones que explican el lento crecimiento de la producción son: en primer lugar, las actividades de producción fueron dirigidos preferentemente a la explotación de crudo en vez de gas, y en segundo lugar, debido a que el número de yacimientos de gas asociado, a los cuales se podía imprimir una mayor extracción, eran escasos. La participación relativa de la

¹⁴³ Véase Comisión Petroquímica Mexicana, *Programa de Inversiones en Petroquímica*, México, 1989 y ANIQ. En 1989, la CPM señalaba la necesidad de invertir entre 1989 y 1995 casi 6 000 millones de dólares en la industria petroquímica. Según datos de la ANIQ, las inversiones de toda la industria química entre 1989 y 1992 ascendieron a 3 229 millones de dólares.

¹⁴⁴ Véase *El Reforma*, 18 de octubre de 1995.

¹⁴⁵ Esta obra entró en operación en septiembre de 1995.

¹⁴⁶ Véase *El Financiero*, 16 de marzo de 1996.

Región Norte en el total nacional producido, a fines de 1976, pasaría a ser de sólo 22 por ciento. De los 2 108.6 MMPCD producidos en 1976, aproximadamente 49.9 % correspondió al gas no asociado y 50.1 % al asociado. Por otra parte, a fines de 1982 se obtuvo un incremento de 2 200.1 MMPCD en la producción de gas natural con respecto a 1977 al producirse 4 246.3 MMPCD. La producción de gas no asociado aumentó sólo en 89.3 MMPCD. En lo que respecta al gas asociado, 1 190.4 MMPCD se obtuvo en 1977 y 3 301.1 MMPCD en 1982. El hecho de que a nivel nacional la producción de gas natural se hubiera más que duplicado en doce años (1970-1982), se debió a que la producción de gas asociado casi se triplicó. Esta mayor producción fue el resultado del acelerado desarrollo otorgado a la producción de crudo, particularmente, en las Regiones Sur y Marina, lo que a su vez implicó un desplazamiento en términos de ubicación geográfica de las principales fuentes de gas natural.

A partir de 1982, la producción de gas natural ha tenido un paulatino pero sostenido descenso, disminuyó 14 % en 1990 y 12 % en 1995. La disminución en la producción de gas natural se debió al abatimiento de la presión en los yacimientos de gas no asociado, al número insuficiente de nuevos campos, y a la disminución de la relación gas/aceite en los campos de gas asociado. Entre 1994 y 1995 la producción de gas natural creció en 3.7 por ciento, esto se debió a la mayor producción de gas no asociado. La producción de gas no asociado pasó de 495 MMPCD en 1988 a 605 MMPCD en 1995. Durante los primeros cuatro meses del presente año, la producción de gas alcanzó un promedio de 4 247 MMPCD, volumen de producción semejante al que se obtuvo en 1982. Sin embargo, después del accidente de Cactus, Chiapas, la producción disminuyó 9 por ciento.

Desde 1974 hasta 1995, la Región Sur ha sido la principal zona productora del país, ya que ésta ha participado con aproximadamente el cincuenta por ciento de la producción nacional. De igual manera, le sigue la Región Marina como la segunda región productora del país, quedando la Región Norte en último término, colaborando esta región con sólo 348 MMPCD en 1995. La disminución de la participación de la Región Norte, en el total de gas producido, se debió a la disminución en términos absolutos de la producción; así también, al poco éxito alcanzado por las actividades de perforación en la zona, la incosteabilidad de los proyectos ligados a la explotación de gas natural, los precios a los cuales se vendía el gas y al aumento de la producción en la Región Sur.

Asimismo, al observar cuidadosamente la evolución de la política de producción, es perfectamente válido afirmar que el desarrollo de las actividades ligadas a su aprovechamiento quedaron completamente ligadas a las prioridades y ritmo fijados por las políticas formuladas y ejecutadas en relación con las actividades de exploración y explotación del crudo.

3.1.5) RESULTADOS.

3.1.5.1) EFICIENCIA PRODUCTIVA

La eficiencia productiva se estudiará a través de los siguientes parámetros: reservas probadas de gas natural, productividad de la mano de obra, volúmenes de gas quemado y la relación producción bruta de gas/producción de gas seco. Por lo que:

* Las reservas probadas de gas natural¹⁴⁷ representaron en 1964 alrededor de 44 % (11 511 MMMPC) del total de reservas probadas de hidrocarburos totales, en 1970 tal participación descendería a un poco menos de 41 % (11 396 MMMPC). Al contar con reservas de gas declinantes, la cuestión de aumentar la extracción se hacía delicada, puesto que ponía en peligro el margen de seguridad deseado de 20 años en la relación reservas/producción (R/P), como efectivamente sucedió pocos años después al pasar dicha relación a un nivel de 17 años en 1970 y 15, en 1975. A finales de los años ochenta existió un incremento en las reservas probadas de gas natural, ya que de 11 924 MMMPC evaluadas en 1975, pasaron a 64 510 MMMPC a fines de 1980. Dicho incremento se debió, en parte, a la intensa actividad exploratoria realizada en años previos, pero básicamente al nuevo método instrumentado por PEMEX que incorporaba a las reservas probadas, reservas aún no comprobadas por perforaciones.

De igual forma, de principios de 1980 a 1996 el nivel de reservas de gas natural¹⁴⁸ disminuyó, puesto que las reservas pasaron de 75 352 MMMPC en 1983 a 67 668 MMMPC en 1996¹⁴⁹ (la reducción de 7 684 billones de pies cúbicos significó el equivalente a 7 años de producción siendo ésta de 3 000 MMPCD o a 5.26 años con una producción de 4 000 MMPCD). Lo anterior ha originado que en la actualidad la relación R/P sea de 48 años; de modo que, para el comportamiento observado desde la década pasada, se ha visto una disminución paulatina de esta relación, más si vemos que en 1986 la relación R/P era de 61 años. La disminución en la relación R/P se debió principalmente a la baja actividad en la búsqueda de nuevas reservas, al paulatino y sostenido crecimiento de la producción y a la reducción en los programas de exploración. Otros factores que también concluyeron fueron las deficiencias operativas, la reglamentación excesiva y la carga fiscal.

¹⁴⁷ Antes de 1964, las cifras de las reservas solamente se disponen en volúmenes totales; es decir, se integran las reservas de petróleo, gas y condensados.

¹⁴⁸ En un horizonte de mediano plazo se podría ver una mayor disminución en la relación R/P, ya que en los planes de PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, se tiene contemplado un aumento en la producción de crudo, lo cual reduciría las reservas de gas asociado que se encuentran principalmente en la Región Marina, y en un horizonte de largo plazo la reducción de las reservas de gas asociado de la Región Sur.

¹⁴⁹ En comparación con Canadá y Estados Unidos la relación R/P es muy superior.

* La productividad de la mano de obra¹⁵⁰, en MMPCD de producción de gas bruto por empleado, ha mostrado una tendencia cíclica, ya que de 1973 a 1978 se observó un aumento en la productividad siendo este aumento de 0.086 a 0.095 (la productividad en estos años se debió al aumento en la producción y al incremento del personal contratado, el cual fue contratado dada la expansión vista en la industria del gas y en la petroquímica básica). En los años 1983-1988 se observó una disminución en la productividad, la cual fue de aproximadamente 0.021 MMPCD/empleado, esta disminución es comparable al 29.16 % de la productividad de 1988, las causas principales que originaron ésta disminución fueron: un menor volumen producido, y el continuo incremento del personal contratado; así como, al efecto que generó la exagerada cantidad de personas contratadas entre 1978 y 1983.

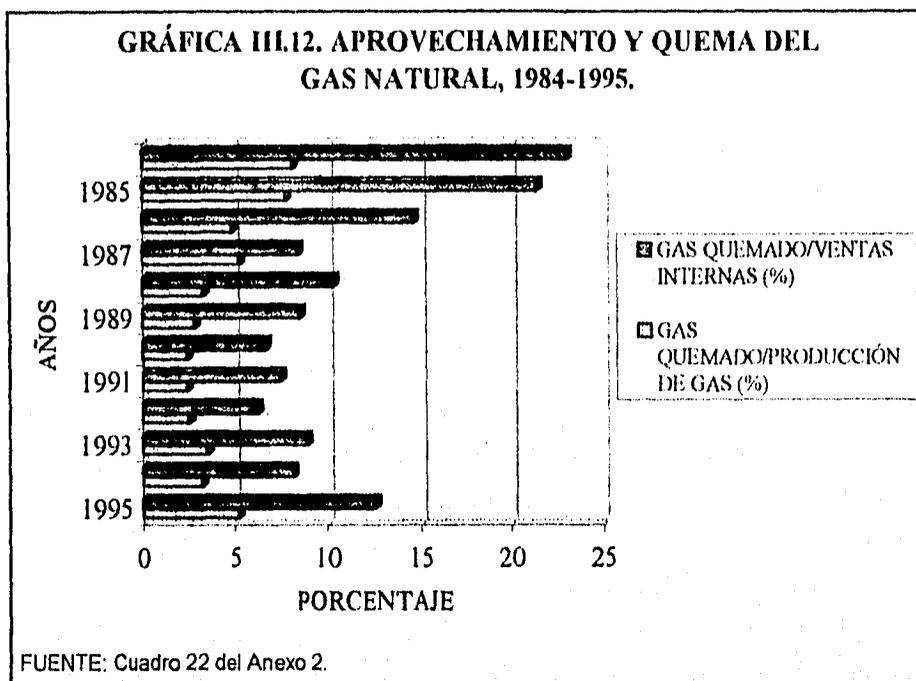
Para 1995, la productividad vuelve a tener un aumento, viéndose que pasó de 0.072 MMPCD/empleado en 1988 a 0.092 MMPCD/empleado¹⁵¹. En el año de 1993 se generó la mayor productividad observada en las últimas dos décadas, siendo esta de 0.126 MMPCD/empleado. Este incremento en la productividad se debió principalmente a dos razones: al constante y creciente aumento de la producción del gas y al recorte de personal existente en los años 1991-1993; por lo que, la producción fue cercana a un volumen no menor de 3 500 MMPCD, pero con la utilización de menor mano de obra (la gran mayoría de esta mano posee la cualidad de tener experiencia).

* La relación entre el gas quemado/producción bruta de gas, entre 1984-1995, fue en promedio de 4 %, mientras que la relación entre el gas quemado/ventas internas fue de 11 %. En efecto, los volúmenes de gas quemado pasaron de 303 MMPCD en 1984 a 87 en 1991 -año en el que se ha tenido el menor volumen- y 196 en 1995. Con respecto a la producción, estos volúmenes de gas quemado representaron: 7.7 % en 1985, 3.5 en 1993, y 5.2 en 1995 (ver gráfica III.12 y *cuadro 22 del Anexo 2*). Del mismo modo, se puede ver que en los últimos siete años, el volumen de gas quemado ha disminuido considerablemente, observándose en los periodos 1990/91 y 1993/94 un aumento positivo en la variación porcentual de la producción bruta y una disminución en la del gas quemado, solamente entre 1991 y 1992 el 2.4 % de la producción bruta de gas fue quemado. Las disminuciones en los volúmenes de gas quemado se debieron principalmente a las instalaciones de

¹⁵⁰ En la obtención de estos factores de productividad se tomó en cuenta el número total de empleados de PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, ya que no hubo información para separar las plazas relacionadas con el proceso de inversión.

¹⁵¹ En 1996, la relación Producción bruta de gas/No. trabajadores descenderá considerablemente, por causa de una disminución en la producción y principalmente por un incremento en el personal contratado -plazas temporales-, el cual se requerirá para poder llevar a cabo la construcción y reparación de las plantas de los centros productivos de Cuetas, Chiapas y Nuevo Pemex, Tabasco.

compresores, ductos, así como de plantas endulzadoras, criogénicas y de absorción. Estas instalaciones se hicieron principalmente en Nuevo Pemex, Tab.



En 1993, la cantidad de gas liberado a la atmósfera fue equivalente al 3.5 por ciento de la producción bruta, siendo ésta última de 3 576 MMPCD. Igualmente, en 1994 y 1995, la cantidad de gas liberado fue de 118 y 196 MMPCD, respectivamente. De esta forma, el año pasado se volvió a tener un volumen de gas quemado semejante al observado hace diez años, lo anterior se debió esencialmente tanto a la política de aumento en la producción bruta de gas como a un mayor volumen de petróleo producido y exportado¹⁵².

¹⁵² Por causa del accidente de Cactus y por el eventual incremento en la producción de petróleo y, por ende, de gas, se espera que a mediano plazo exista un mayor aumento en el volumen de gas quemado, pudiendo ser el caso en el que se volvieron a tener los volúmenes registrados a principios de la década de los ochenta (en 1981 se quemaron 665.2 MMPCD y en 1982 el volumen de gas quemado fue de 638.1 MMPCD). Las razones que en última instancia explicarán la mantención de importantes volúmenes de gas quemado serán: i) el retraso en la construcción de plantas e instalaciones para el aprovechamiento de gas natural asociado producido, el cual será debido a que los recursos financieros con los cuales contará PEMEX, se otorgarán en forma prioritaria a la creación de la infraestructura para la explotación del crudo; ii) la prioridad que tiene y tendrá el crudo en las actividades productivas y de exportación; iii) el retraso en la disponibilidad de las instalaciones desde el diseño hasta su puesta en marcha (en los últimos dos años se tuvieron los siguientes casos: en Nuevo Pemex, Tab., tanto una planta criogénica como una endulzadora de condensados, y en Ciudad Pemex, Tab., dos plantas endulzadoras de condensados; así como, el gasoducto que irá de Atasta a Nuevo Pemex, Tab.); iv) a la falta de capacidad de procesamiento de gas endulzado en Cactus, Chiapas, y v) en cierta forma, a la ausencia de coordinación entre las dependencias encargadas de la elaboración y ejecución de programas de actividades para el crudo, y aquellas encargadas del aprovechamiento del gas natural.

* La relación entre la producción bruta de gas y la producción de gas seco ha observado una disminución de 1984 a 1995, siendo ésta de 0.087; por tanto, la relación observada en estos años fue de 0.745 y 0.658, respectivamente (ver cuadro III.3). Esto nos indica que aunque la producción bruta de gas en 1995 fue semejante a la de 1984, dicha producción contenía una mayor cantidad de líquidos condensables, azufre, bióxido de carbono, etc., lo que originó que la producción de gas seco fuera menor, dicha producción fue de 2 473 en 1995 y de 2 796 en 1984. De 1988 hasta la fecha no se ha podido obtener la misma relación vista a principios de los años ochenta; en los primeros años de esta década la relación promedio ha sido de 0.697.

CUADRO III.3. PRODUCCIÓN BRUTA DE GAS Y DE GAS SECO.					
Año	Producción Bruta de Gas (MMPCD)	Variación Porcentual	Producción de Gas Seco (MMPCD)	Variación Porcentual	Producción de Gas Seco/ Producción Bruta de Gas (%)
1988	3478		2511		0.722
1990	3652	5.0	2586	2.9	0.708
1992	3584	- 1.8	2526	- 2.3	0.704
1994	3625	1.1	2570	1.7	0.708
1995	3758	3.7	2477	- 3.6	0.659

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores y Anuario Estadístico*, 1984-1995.

No obstante, que tanto en 1990 como en 1994 se observó una misma relación (ver cuadro III.3), en este último año se tuvo un mejor aprovechamiento del gas de formación debido principalmente a dos razones: primero, la recuperación de líquidos fue mayor, y segundo, se obtiene esta relación empleándose una menor capacidad en las plantas tanto en las recuperadoras de líquidos (criogénicas y de absorción) como las endulzadoras de gas amargo. De igual forma, sólo en los años 1992-1994, el comportamiento de la producción de gas seco fue mayor al observado en la producción bruta de gas natural.

De 1995 a 1996, la variación porcentual tanto de la producción bruta de gas como de la del gas seco disminuirán. Además, todo parece indicar que en 1996 la relación entre la producción de gas seco y la producción bruta de gas será de aproximadamente 0.60-0.62; en tal caso, esta relación obtenida sería la más baja de los últimos diez años.

3.1.5.2) EFICIENCIA ASIGNATIVA

De 1945 a 1973, la situación financiera de la industria del gas se deterioró, debido a que los precios del gas quedaron congelados. Los ingresos de PEMEX no sólo se vieron mermados por el congelamiento en los precios, sino también por el crecimiento en sus gastos, transferencias e inversiones que exigía la expansión de la industria del gas.

Los incrementos en los precios de los energéticos a finales de 1973, y el reingreso posterior de México al mercado internacional de crudos modificaron las perspectivas financieras de PEMEX. Empero, los precios permanecieron congelados hasta 1976, y los incrementos de 1977 a 1980 no compensaron el deterioro que sufrieron con la inflación. Además, en 1975, aumentaron las obligaciones fiscales de la compañía. De la misma forma, ante el incremento de las inversiones requeridas para el desarrollo de la industria, la paraestatal siguió recurriendo al endeudamiento, lo que mermó en extremo su capacidad de crédito ante la crisis financiera en la que se sumergió el país a fines de 1976.

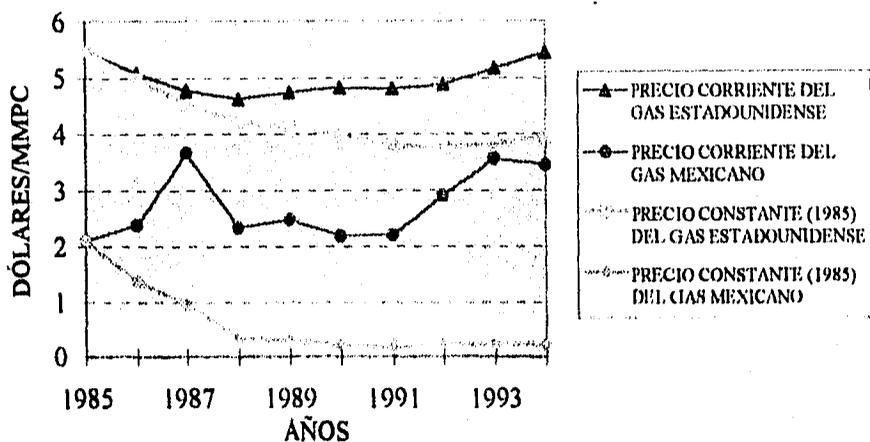
Después de 1982, la situación económica de la paraestatal se deterioró aún más. Las causas primordiales de esta situación fueron la baja en los precios del petróleo, la tendencia inflacionaria y el aumento de la deuda tanto de PEMEX como del país. De esta manera, los precios del gas y sus derivados dejaron de ser subsidiados en gran medida (en la actualidad se sigue subsidiando al gas LP y en menor proporción al gas natural), dada la mala situación financiera de la paraestatal y del país. Para un mayor ingreso por parte del gobierno, estos precios se aplicaron a fórmulas que tuviesen como factores las condiciones económicas, financieras del país, al igual que la referencia de los precios internacionales. El aumento en los precios no reflejó una mejor situación financiera para PEMEX, debido principalmente a que su función ha sido la de proporcionarle liquidez al gobierno, para que éste pudiera con sus compromisos de deuda y de inversión pública.

Asimismo, los subsidios¹⁵³ al precio del gas natural han hecho que la paraestatal no tenga aún los mismos niveles de ganancias que tienen algunas otras empresas petroleras. Lo anterior se puede ver en la gráfica III.13, en donde se hace una comparación del precio promedio del gas natural (a precios corrientes y a precios constantes de 1985) con respecto al precio promedio (a precios corrientes y a precios constantes de 1985) del gas comercializado en los Estados Unidos¹⁵⁴.

¹⁵³ Los subsidios han ido disminuyendo paulatinamente por causa de la actual política económica; por lo que, al ya no existir los subsidios onerosos de años anteriores, PEMEX ha dejado de tener pérdidas totales.

¹⁵⁴ Se realiza esta comparación tomando como base que las empresas estadounidenses basan sus ganancias netas en un precio real y competitivo del gas (este precio refleja realmente los costos de producción, de transporte, etc.).

**GRÁFICA III.13. PRECIOS DEL GAS NATURAL
COMERCIALIZADO EN MÉXICO Y ESTADOS UNIDOS,
1985-1994.**



FUENTE: Cuadro 21 del Anexo 2.

De esta gráfica, se observa que los precios corrientes del gas mexicano no reflejan la verdadera ubicación en el contexto económico de una relación adecuada del precio de venta; por lo que, a pesar de los incrementos observados en el precio corriente, de 1985 a 1988 el precio del gas a pesos constantes de 1985 disminuye continuamente. En años subsiguientes el precio del gas se mantuvo en un nivel constante, el cual osciló entre un intervalo de 0.2 \$/MMPC a 0.4 \$/MMPC (excepto en 1990, año en el que el precio fue de 0.93 \$/MMPC). En Estados Unidos el precio real del gas ha disminuido de 1980 a 1992 (el promedio anual de esta disminución fue de 5.3 %); sin embargo, en México también se ha tenido este mismo comportamiento, pero siendo éste mayor ya que el promedio anual fue de 27.2 %. Lo anterior hace ver que los ingresos de las empresas gaseras mexicanas sean cada día menores en comparación con las empresas estadounidenses; en consecuencia, las empresas mexicanas tienen menores recursos para poder desarrollar las áreas de producción, las economías de escala, la investigación y desarrollo, etc.

El precio del gas natural de México sigue estando muy abajo de un precio competitivo como es el caso del precio de gas de los Estados Unidos, entre las causas de esta situación están: la política nacional de precios, la inflación existente en los años setenta, ochenta y noventa (en cada país), la baja eficiencia de la distribución y procesamiento del gas en México. Conjuntamente, el precio del gas estadounidense casi siempre ha seguido la evolución de la inflación, habiendo casos en los que

cuales existiendo una variación porcentual anual negativa de la inflación, el precio del gas tenía una disminución mayor a dicha variación porcentual; en cambio, en México tanto las devaluaciones como las fuertes tasas de inflación obtenidas han hecho que exista una disminución en el precio real del gas.

Además de lo anterior, PEMEX no ha podido elevar completamente sus precios al precio internacional debido tanto al bajo poder adquisitivo existente entre los mexicanos como a la situación económica por la que ha pasado la planta industrial en estos dos últimos sexenios. Así también, al ver la gran diferencia existente entre los precios se puede analizar que esta diferencia se debió a los grandes subsidios realizados por décadas a este energético, y a la gran cantidad que representan estos.

3.1.5.3) EL PAPEL DE LA INDUSTRIA EN LA ECONOMÍA NACIONAL

En el periodo 1976-1982 se observa la mayor participación de la industria del gas en el Producto Interno Bruto del sector energético, siendo que en 1981 y 1982 esta participación fue del 0.66 %. Para principios de los noventa (1991 y 1992) la participación de la industria en el PIB del sector fue de tan sólo 0.41 %. Al contrario de la industria del gas, la participación de la petroquímica básica, tuvo una participación de 4.61 % entre 1981 y 1983, y de 8.5 % entre 1991 y 1993. Un factor de esto es el mayor valor agregado que tienen los petroquímicos básicos en relación al gas natural.

En la década de los ochenta, la participación de la industria del gas y de sus derivados (petroquímicos básicos) fue de 6.36 % en relación al Producto Interno Bruto del sector energético; para principios de esta década la participación aumentó considerablemente a 22 242 millones de nuevos pesos (pesos constantes de 1980) en 1991 y de 20 973 millones de nuevos pesos en 1992, lo que en forma porcentual significó un 8.9 % en promedio del PIB del sector energético.

Con respecto a su participación en el Producto Interno Bruto Nacional, esta sólo fue de 0.17 % en 1981 y de 0.37 % en 1992, aunque vemos que esta participación es significativa dentro del PIB nacional, se observa que ésta ha tenido un incremento paulatino. La participación del sector energético en el PIB disminuyó en los últimos años; por ejemplo, en 1987 llegó a representar 4.8 por ciento, en tanto que en 1995 alcanzó sólo 3 por ciento.

3.2) PERSPECTIVAS DE LA INDUSTRIA NACIONAL DEL GAS NATURAL.

3.2.1) POLÍTICA DE INVERSIONES.

Las áreas en donde pudiera existir en el corto plazo una inversión por parte de PEP, en lo referente a la actividad exploratoria son: la Cuenca de Burgos, Macuspana, Simijovel, Papaloapan y Sabinas; destacan también las áreas de gas asociado del litoral de Tabasco y las áreas de Comacaleo, Juliva y Cuichapa (ver cuadro III.4). En tanto, para el largo plazo, PEP ha detectado zonas como la Cuenca de Burgos hacia el Golfo de México, la extensión costa afuera de las Cuencas de Tampico, Misantla y Salina del Istmo.

Región Marina	Región Sur	Región Norte
* Litoral Tabasco Marino * Campeche	* Litoral Tabasco Terrestre * Julivá * Comacaleo * Simijovel * Macuspana	* Bacalao * Sardina * Cazes * Falcón * Camargo

FUENTE: PODER EJECUTIVO FEDERAL, PROGRAMA DE DESARROLLO ... OP. CIT., p. 76

CUADRO III.4. PROYECTOS DE INCORPORACIÓN DE RESERVAS

Del mismo modo, PEMEX-GAS construirá en los próximos años un gasoducto que partirá de Reynosa a la frontera, este ducto de 24 pulgadas deberá facilitar la exportación -actualmente el gas se exporta desde Reynosa en ductos de 14 y 16 pulgadas-, superando así el problema de la baja presión¹⁵⁵. Por otra parte, debido a la reactivación del concurso de la planta termoelectrica Mérida III será necesario la construcción del gasoducto (cuyo costo se estima en más de 400 millones de dólares) correspondiente, la operación comercial del gasoducto se prevé para octubre de 1999. El ducto podrá partir indistintamente de Ciudad Pemex, Tabasco, o de la misma península de Atasta, Campeche, y deberá permitir la conversión a gas natural de las centrales Mérida II, Lerma, Nachi, Cocom, así como de las plantas de vapor y ciclo combinado de Valladolid.

¹⁵⁵ Véase *El Financiero*, 13 de junio de 1996.

Como otra posible inversión se tiene que la Mid-America Pipeline Company, Amoco Pipeline Company y Navajo Pipeline Company firmaron un memorándum de entendimiento para la formación de una alianza estratégica con PEMEX, PMI Comercio Internacional y PGPB para la construcción de un gasoducto transfronterizo de 250 Km. de la terminal de salida (Menéndez) de Cd. Juárez a Estados Unidos. Por otra parte, el Departamento de Energía de Estados Unidos informó que existen varios los proyectos para la construcción y operación de gasoductos transfronterizos que ha sido aprobados, por esa dependencia. Los gasoductos tienen una capacidad estimada en 1 650 MPCD de gas natural, con lo cual la capacidad anual de la distribución de gas, a través de las fronteras de ambos países, se incrementará a 602 000 millones de pies cúbicos¹⁵⁶. De estos proyectos¹⁵⁷ se tiene que:

* En la primera zona geográfica -Mexicali- la empresa Distibuidora de Gas Natural, ganadora de la licitación, surtirá 40 millones de pies cúbicos diarios al construir un ducto que abastecerá las necesidades de la planta Rosarito (planta de energía eléctrica), de 546 industrias manufactureras y de cerca de 446 compañías industriales; este gasoducto estará conectado al ducto que va desde Alberta hasta California; es decir, estará conectado con los ductos Wild Horse-Lost Cabin-Muddy Creek y Kern River¹⁵⁸. La construcción del gasoducto requerirá de una inversión de entre 40 y 50 millones de dólares.

* El Paso Natural Gas ha propuesto que colocaría un gasoducto de este a oeste en el sur de los Estados Unidos, conectando en Yuma, Arizona, y continuando hasta Rosarito. Este ducto tendría una longitud de 336 Kilómetros, en comparación con los 232 kilómetros del ducto propuesto por SDG&E¹⁵⁹.

* Public Service of New Mexico (PNM)-Gas Service construiría un nuevo ducto en Santa Teresa, Nuevo México, cerca de la frontera, el cual se conectaría con un ducto de PEMEX para surtir un parque industrial en Chihuahua. Para facilitar la venta de gas en México, PNM también construiría un ducto conectado con el sistema de El Paso Natural Gas en el lado norteamericano.

¹⁵⁶ Véase *El Financiero*, 2 y 3 de noviembre de 1995.

¹⁵⁷ Véase *El Financiero*, 17 de abril de 1996.

¹⁵⁸ En la etapa inicial del nuevo sistema se abastecerá las necesidades industriales y comerciales de Mexicali, posteriormente los de la planta de PEMEX "El Rosarito" y diversos programas de cogeneración eléctrica. La rentabilidad del proyecto se debe a la cercanía geográfica de Mexicali con la frontera estadounidense. Asimismo, el gas que distribuirá a Baja California será de origen estadounidense, ya que por un lado la cercanía con la frontera hace más económica su conducción y, por otro, la sobreproducción de este combustible en Estados Unidos -estimada en cerca de 1.1 mil millones de pies cúbicos diarios- hace más competitivo los precios del combustible estadounidense, según comenta Michael Misrahi vocero de Pacific Enterprise.

¹⁵⁹ Véase *El Financiero*, 29 de mayo de 1996.

* Dos consorcios, El Paso Natural Gas¹⁶⁰ y Pacific Interstate Offshore Company (PIOC), han propuesto proyectos de gasoductos para surtir gas a San Agustín Valvidia, a la termoeléctrica de Samalayuca II y a la ciudad de Chihuahua. El nuevo ducto de El Paso NG recorrería 58 kilómetros desde Texas y tendría capacidad para mover 700 MPCD, de los cuales 175 MPCD serían para Samalayuca II.

Para un futuro las inversiones en toda la industria del gas natural, bajo el nuevo reglamento, se estiman en cerca de 10 000 millones dólares, todo esto será posible con las posibles o próximas alianzas estratégicas entre empresas nacionales e internacionales. De esta manera, se espera que en el país existan importantes inversiones privadas -principalmente extranjeras- en tres segmentos del mercado: la complementación de la red troncal de ductos, la construcción de ramales entre la red troncal y las zonas de consumo, y la creación de nuevas redes de distribución local.

3.2.2) POLÍTICA DE PRODUCCIÓN

La política de producción para 1996 y 1997 es la siguiente: la producción de crudo se elevará en 9.7 por ciento este año en relación a 1995, al promediar 2 864 MMBD y alcanzar 2 899 MMBD en el mes de diciembre¹⁶¹. Por lo tanto, al tomar en cuenta la producción del gas asociado y la misma producción del gas no asociado se piensa que la producción de gas natural deberá elevarse de 3 759 MMPCD en 1995 a 4 299 MMPCD en este año, lo cual representa un incremento anualizado del 14.3 por ciento¹⁶². Para el año de 1997, de acuerdo al plan de negocios de PEP, la producción de gas será de 4 280 MMPCD. La meta de exportación del gas natural es de 539 MMPCD. Los principales campos que ayudarán a que esto suceda son: Cantarell, Ku, Abkatún-Pol-Chuc, Girdas, Samaria-Iride, Chicontepec, etc.

Como se advierte, el perfil de inversiones previsto por PEP permitirá, en caso de que se aprueben las asignaciones presupuestales correspondientes, llevar la producción bruta de gas natural, antes de endulzamiento y eliminación de líquidos, a más de 5 000 MMPCD en el año 2000 (ver cuadro III.5) excedentes sobre la demanda máxima prevista en 1996 y 1997 y déficit anuales promedio de 138 MMPCD entre 1998 y 2000, equivalentes a entre 2 y 3 por ciento de esa demanda.

¹⁶⁰ El nuevo ducto de El Paso NG recorrería 58 kilómetros desde Texas y tendría capacidad para mover 700 MPCD, de los cuales 175 MPCD serían para Samalayuca.

¹⁶¹ Para el año 2000 se tiene estimado que la producción de crudo sea de aproximadamente 1 086 MMBD.

¹⁶² *El Financiero*, 20 de febrero de 1996.

Concepto y unidad	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Inversiones (Miles de MMNS)	10.5	13.5	17.7	19.6	17.7	14.1
Producción petróleo (MBID)	2 728	2 847	2 957	2 955	3 058	3 089
Producción de gas natural (MMPCD)	3 830	4 280	4 273	4 238	4 577	5 072

FUENTE: INICER EJECUTIVO FEDERAL, PROGRAMA DE DESARROLLO... OF CFI, p. 77

CUADRO III.5. ESTIMACIONES DE INVERSIONES Y NIVELES DE PRODUCCIÓN

De igual forma, se entiende que por las causas del accidente de Cactus, Chiapas, las políticas de producción propuestas en el plan sectorial y explicadas anteriormente, no se llevarán a cabo de acuerdo a las condiciones actuales de PEMEX-GAS; empero, éstas sólo podrían realizarse si existe el apoyo del Gobierno Federal y de la Secretaría de Hacienda con respecto a una mayor designación en la partida presupuestal de PGPB como a una acreditación en sus planes de inversión.

3.2.3) FACTORES DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

Los estudios de prospectiva del sector de la energía en México apuntan al hecho de que en el resto del presente decenio y más allá, se incrementará considerablemente la importancia del gas natural. En general, se estima que el mercado nacional de gas absorberá en el año 2000 un volumen cercano a los 3 400 millones, este volumen variará considerablemente por causa del accidente registrado en Cactus, Chiapas. Los factores de crecimiento de la demanda de gas natural serán, principalmente, los siguientes¹⁶³:

a) La ampliación del consumo de combustibles industriales derivada del crecimiento de la planta industrial. En el sector industrial se observará un crecimiento moderado, del orden del dos al tres por ciento, se prevé un cierto grado de sustitución de combustóleo por gas fundamentalmente impulsado por la necesidad de tener procesos limpios para dar una mayor competitividad a la industria.

¹⁶³ Véase Lajous V. Adrián, *Perspectivas del Gas Natural en México*, Primer Foro Nacional de la Industria Petrolera en México, 1995; *La Jornada*, 22 de mayo de 1995 y Toussaint, Mauricio, *El Gas Natural como un Factor Estratégico...*, op. cit., 1995.

b) La entrada en vigor -en 1998- de la normatividad ecológica, mediante las normas NOM-085-ECOL.-1994¹⁶⁴ y NOM-086-ECOL.-1994¹⁶⁵, en términos relativos el factor primordial que impulsará la demanda es el factor ecológico (casi el 50 por ciento del crecimiento de la demanda se verá explicado por la implantación de estas normas ecológicas), ya que el gas natural se considera por excelencia el combustible más limpio, pues no hay emisiones de dióxido de azufre y las emisiones en términos de CO₂ son mínimas comparables con combustibles líquidos. Prácticamente de 1994 a 1998 se espera un crecimiento del orden del siete al ocho por ciento impulsado por la adopción de las normas ecológicas y, a partir de 1998 se observará un crecimiento sostenido. De 1994 al año 2005 se espera un crecimiento en promedio del tres al cuatro por ciento¹⁶⁶.

c) Las modificaciones existentes en el marco regulatorio de la industria del gas natural y de la Comisión Reguladora de Energía.

d) Los avances tecnológicos en la generación eléctrica, con una mayor participación de unidades de ciclo combinado que utilizan gas natural¹⁶⁷. Asimismo, en la industria eléctrica se tiene planeado (para el periodo 1995-2004) instalar 13 039 MW de los cuales 7 634 MW se generarán mediante plantas de ciclo combinado, principalmente en la construcción de las plantas: Samalayuca II, Mérida III, Rosarito 7 y 8, Altamira, Laguna I, Mexicali I y otras plantas similares en Campeche, Chihuahua, Monterrey, Mexicali, Hermosillo, Altamira y la Laguna¹⁶⁸ (ver Mapa III.3 y cuadro III.6). El sector eléctrico crecerá cerca del 10 por ciento en promedio anual para el año 2005.

¹⁶⁴ Esta norma se publicó el primero de agosto de 1994, en dicha norma se establecen límites realistas de emisiones a la atmósfera por zonas y por tamaños de quemadores para el periodo 1994-1997, y de 1998 en adelante contempla límites más estrictos, considerando que las grandes calderas y los grandes quemadores están concentrados en la industria eléctrica y en la gran industria, a los cuales se les da un tratamiento distinto por el impacto que tienen en la atmósfera y por las posibilidades de control que se tiene de éstos. Los contaminantes que controlará la norma son el dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas de humo y monóxido de carbono.

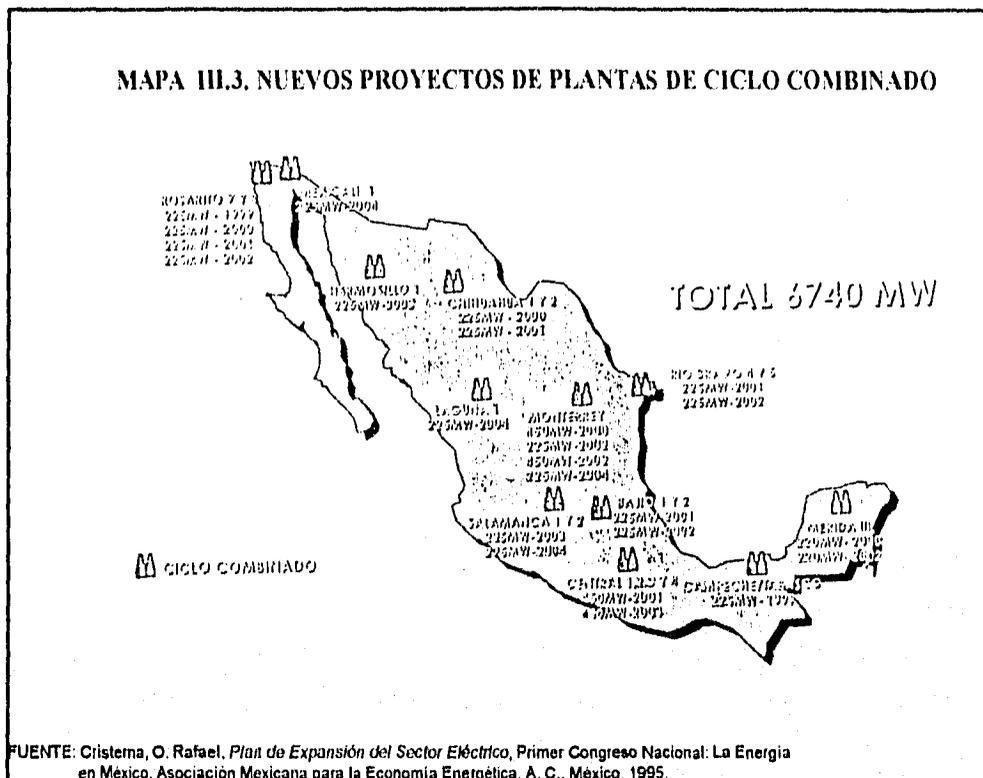
¹⁶⁵ Esta norma, que se publicó el 10 de agosto de 1994, establece las especificaciones de los combustibles fósiles líquidos y gaseosos hasta 1997, y las características de productos petrolíferos con mejor calidad y mayor eficiencia energética, que entrarán en vigor a partir del primero de enero de 1998 para alcanzar las metas ecológicas propuestas por la autoridad ambiental. Los combustibles que regula son: Magna Sin para zonas metropolitanas, zona fronteriza norte y resto del país; Nova Plus para zonas metropolitanas y resto del país; Diesel Sin, Diesel Dealfurado, Diesel Industrial, Gasoleo Industrial, Combustóleo y Gas Natural.

¹⁶⁶ Véase Mohar, Gustavo (PGPB), *Perspectivas del Mercado del Gas Natural en México*, XI Curso sobre Planificación Energética: Integración de Mercados, PUE, UNAM, 1994.

¹⁶⁷ Las ventajas técnicas de las plantas de ciclo combinado son: la alta eficiencia térmica, su construcción modular, sus niveles de contaminación bajos, sus menores requerimientos de inversión y tiempos de construcción en comparación con otras tecnologías.

¹⁶⁸ Véase la revista *Siderurgia* XXXI/4-95, México, 1995, pp. 42-43.

MAPA III.3. NUEVOS PROYECTOS DE PLANTAS DE CICLO COMBINADO



Con el programa de expansión de CFE, en el año 2004 el gas natural representará el 45 % del consumo total de combustibles del Sector Eléctrico, el carbón con un 19 %, el diesel prácticamente ya no participará y, se reducirá la participación del combustóleo al 36 %¹⁶⁹

e) La existencia de una amplia capacidad de generación eléctrica, de quemado dual (gas/combustóleo) y el bajo costo de conversión de calderas para el uso del gas, en zonas con factibilidad de suministro. Por lo que, la CFE podrá reacondicionar, si así lo requieren, todas las centrales termoelectricas que se encuentran en las zonas ambientalmente criticas como Guadalajara, Monterrey, los municipios de Tijuana y Ciudad Juárez, y en los corredores industriales de Coatzacoalcos-Minatitlán, Irapuato-Celaya, Salamanca, Tula-Vito-Asasco y Tampico-Madero-Altamira, para que utilicen gas natural en lugar de combustóleo¹⁷⁰.

¹⁶⁹ Véase Cisterna O. Rafael, *Plan de Expansión del Sector Eléctrico*, Primer Congreso Nacional: La Energía en México, Asociación Mexicana para la Economía Energética, A. C., México, 1995.

¹⁷⁰ Véase Poder Ejecutivo Federal, *Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía, 1995-2000*, México, Secretaría de Energía, diciembre 1995, p. 92.

**CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN REQUERIDA, 1995-2004.
(PLANTAS TIPO CICLO COMBINADO)**

PROYECTOS EN PROCESO DE CONSTRUCCIÓN O COMPROMETIDOS					
Nombre	Unidad	Tipo	Capacidad	Operación Comercial	
			MW	Mes	Año
Samalayuca II	U - 1	CC	173	ENERO	1998
Samalayuca II	U - 2	CC	173	ABRIL	1998
Samalayuca II	U - 3	CC	173	JUNIO	1998

PROYECTOS A REALIZAR								
Proyecto	Ubicación	Fecha límite	Capacidad requerida en sitio (MW)					
			1999	2000	2001	2002	2003	2004
Mérida III **	Yucatan	1996		440				
Rosarito 7 y 8	Baja California	1996	225	225				
Campeche/Tabasco	Campeche/Tab.	1996	225					
Chihuahua 1 y 2	Chihuahua	1996		225	225			
Monterrey	Nuevo León	1996		450		225	450	225
Río Bravo 4 y 5	Tamaulipas	1997			225	225		
Bajío 1 y 2	Querétaro	1997			225	225		
Central 1, 2, 3 y 4	Valle de México	1997			450		450	
Rosarito 9 y 10	Baja California	1997			225	225		
Altamira	Tamaulipas	1998					450	225
Hermosillo 1 y 2	Sonora	1998					225	150
Salamanca 1 y 2	Guanajuato	1998					225	225
Laguna 1	Durango	1999						225
Mexicali 1	Baja California	1999						225

** ORIGINALMENTE SE PLANEO UNA UNIDAD PARA EL AÑO 2001, PERO EN EL NUEVO ADJUDICUM SE ESPECIFICA QUE DICHA PLANTA OPERARÁ EN EL AÑO 2000.
FUENTE: PODER EJECUTIVO FEDERAL, PROGRAMA DE DESARROLLO Y... OP. CIT. p. 47

CUADRO III.6. CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, 1995-2004.

f) La penetración del gas natural en los mercados residencial (principalmente en los usos de aire acondicionado y calefacción) y comercial, a través de redes urbanas de distribución. Siendo la Región Norte del país la que ofrece mayores atractivos. En el sector doméstico se observaría un crecimiento considerable¹⁷¹.

¹⁷¹ En el caso de México la mayor parte de las necesidades de combustible dentro del sector doméstico se proveen por medio de gas licuado a diferencia, por ejemplo de Estados Unidos donde el gas natural tiene una fuerte penetración en el sector doméstico. Dentro de las zonas urbanas de México, salvo en unas cuantas ciudades, no existen redes de distribución de gas natural, por lo que, se piensa que el sector doméstico ofrecería importantes oportunidades sobre todo si se piensa que puede ser una alternativa más económica para proveer las necesidades de dicho sector.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN: AMBIENTE INTERNO.

Como se ha comentado, una de las funciones principales del análisis de la situación (parte importante de este trabajo) es el establecer en dónde está la firma; es decir, se estudia a todos los factores externos e internos, pasados, presentes y futuros que pueden intervenir en el desarrollo de una organización. Así, después de haber analizado el ambiente externo como el ambiente particular de PEMEX-GAS, es necesario ahora determinar y examinar los aspectos funcionales de PGPB. El estudio del ambiente interno de la subsidiaria es primordial, puesto que con éste se podrán identificar las fortalezas y debilidades (factores que ayudarán a determinar las estrategias).

Asimismo, los aspectos que se consideran en este capítulo pueden ser repetitivos, ya que PGPB es la única firma que abarca todas las actividades de la industria; sin embargo, el objetivo es dar un mayor énfasis a los aspectos internos de PGPB. Por consiguiente, los principales puntos a estudiarse en esta evaluación son:

4.1) ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL¹⁷².

Hasta 1989, las estructuras, sistemas y normas de trabajo de Petróleos Mexicanos generalmente estaban rezagados del dinamismo de los cambios en el aparato productivo e incompatibles respecto a las dimensiones, necesidad y complejidad de la empresa. Incluso, muchos de esos elementos no se habían modificado desde la expropiación.

En PEMEX predominaba una estructura piramidal y centralizada que tomaba las decisiones, además de concentrar los recursos. Su organización estaba, desfasada en relación con los requerimientos planteados por las dimensiones y complejidades tecnológicas; así como, por la integración productiva y administrativa. En su estructura administrativa predominaban las barreras, aislamientos y falta de coordinación entre subdirecciones, en las que cada una operaba independientemente y atendiendo a sus propios criterios y metas, sin congruencia.

Como resultado de lo anterior, los sistemas de planeación, dirección, control, información y evaluación, no operaban eficazmente, obteniéndose una baja calidad administrativa, el predominio de imperativos del corto sobre el largo plazo y una creciente dificultad para identificar oportunidades o debilidades microeconómicas de inversión. Se privilegiaba lo urgente sobre lo realmente importante y

¹⁷² Estructura organizacional es la forma en que están ordenadas las unidades administrativas que componen un órgano u organismos y la relación que guardan entre sí.

estratégico; se dificultaba la sincronización adecuada entre el ciclo económico y el ciclo sectorial por los grandes requerimientos de capital, su uso intensivo y los largos períodos de maduración, se observaba un deterioro de la eficiencia y la capacidad productiva; igualmente, se tenía un excesivo incremento en el personal empleado¹⁷³.

Varios de estos factores actuaron en forma independiente o conjunta en el proceso de reestructuración de PEMEX. De esta forma, de 1983 a 1988, se realizaron las primeras modificaciones tendientes a la reestructuración de PEMEX, a fin de corregir y reordenar la integración armónica de la industria petrolera con la economía, y para tratar de consolidar los logros en la capacidad productiva mediante cambios en los sistemas administrativos, de planeación, control, comercialización, de dirección, y de reestructuración de finanzas. También, se decidió evitar excesos de la dirección en la toma de decisiones en materia de inversiones, precios y producción.

El proceso de reestructuración se intensificó y aceleró en los últimos años en dos fases claramente delimitadas¹⁷⁴. La primera de 1989 a junio de 1992, periodo durante el cual el proceso de modernización avanzó substancialmente al modificarse objetivos operativos, estrategias, sistemas y procedimientos, establecerse un nuevo marco de relaciones laborales, reconvertirse y racionalizarse la planta productiva y el empleo. Al mismo tiempo, se avanzó hacia la conformación de una nueva estructura organizativa, redimensionando y descentralizando funciones y recursos, a las nuevas divisiones operativas u organismos creados, como fue el caso de la División de Petroquímica Básica y Gas Natural¹⁷⁵.

¹⁷³ Véase, Leos Chávez, Héctor, *Origen y Naturaleza de la Modernización de Petróleos Mexicanos*, Tesis de Posgrado (Maestría), Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, Instituto Politécnico Nacional, 1992, pp. 99-101.

¹⁷⁴ Un papel muy importante en este proceso lo desempeñó la firma estadounidense de consultoría McKinsey and Co., contratada por PEMEX en 1989 para efectuar los estudios y proyectos de la reestructuración interna. Las principales propuestas de esta firma contemplaron la conformación de PEMEX a manera de las grandes corporaciones, organizadas por divisiones especializadas; así como, la descentralización de la toma de decisiones y funciones de apoyo a los niveles operativo, regional y a los centros de trabajo.

Cabe destacar que internamente en PEMEX, particularmente en la Gerencia de Desarrollo Institucional - desde mediados de los ochenta se presentó a la Subdirección de Planeación y Coordinación el proyecto; sin embargo, no existió ni la coyuntura propicia ni la voluntad política para ejecutarlo, ya se habían realizados estudios previos a los de McKinsey, en torno a la reestructuración de PEMEX. Ese departamento había sugerido incluso siete opciones de reestructuración que iban desde un esquema que fortalecía la estructura tradicional con sistemas de información y de coordinación, hasta esquemas corporativos con un órgano central controlador y empresas subsidiarias; o bien, de descentralización funcional y territorial. En gran medida McKinsey retomó mucho de estos trabajos para formular sus "novedosas" propuestas. Véase, Leos Chávez, Héctor, *Origen y Naturaleza de la Modernización de... op. cit.*, p. 134.

¹⁷⁵ También se crearon las siguientes divisiones: Comercio Internacional, Mexpetro, y la División Operativa de la Subdirección de Producción Primaria.

La segunda fase de cambio organizacional se inició en mayo de 1992, al profundizarse aún más el proceso de reestructuración; al igual que, la descentralización administrativa de PEMEX, modificándose, para ello, por iniciativa presidencial, la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, para dar paso a una nueva estructura integrada por una dirección central y cuatro empresas públicas descentralizadas, subsidiarias de PEMEX, con sus respectivos órganos de gobierno, patrimonio, facultades, y obligaciones. Así, dentro de las cuatro subsidiarias formadas, se encuentra PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA. Para la creación de PGPB se empleó en gran parte la estructura que tenía la División de Petroquímica Básica y Gas Natural.

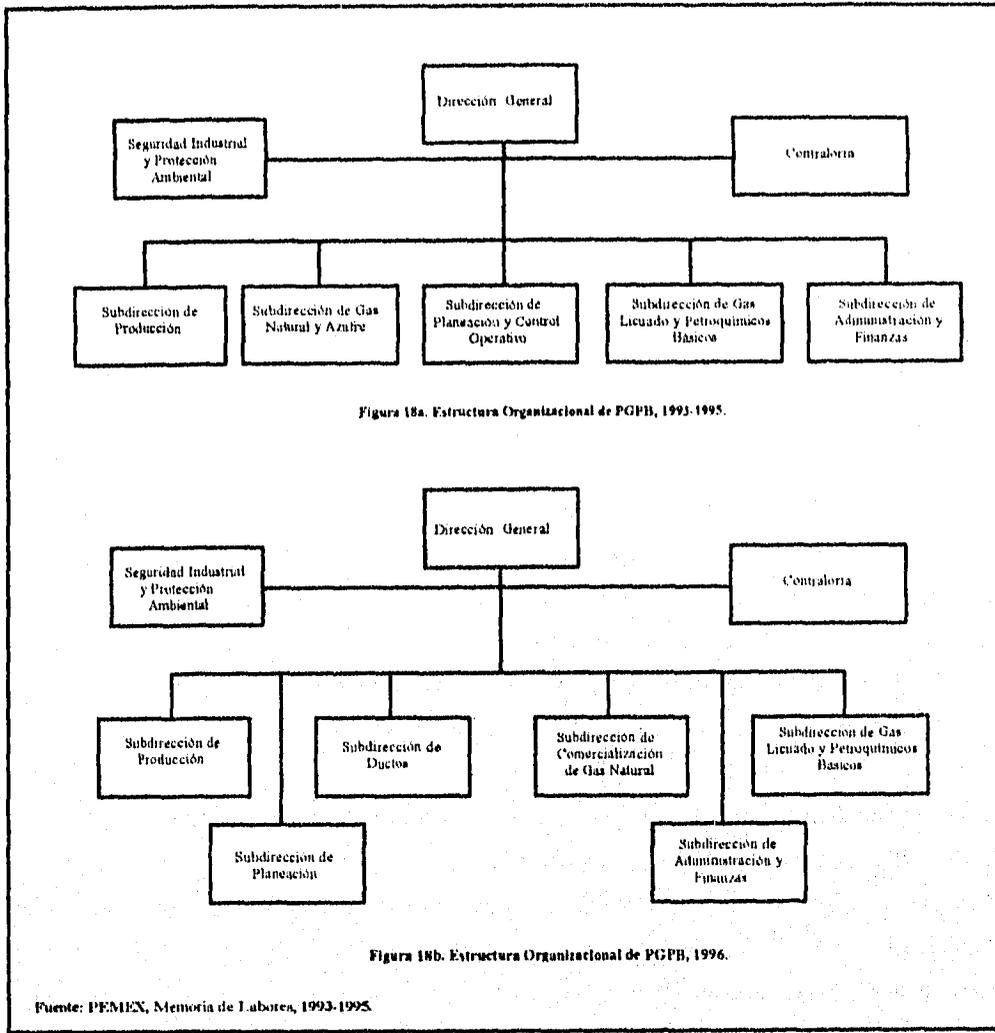
De esta manera, PGPB fue integrada con áreas de apoyo técnico y administrativo, así como órganos de planificación y control. Por lo que, su estructura se conformó, de 1992 a principios de 1995, mediante las Subdirecciones de Producción, Gas Natural y Azufre, Gas Licuado y Petroquímicos Básicos, y dos áreas de apoyo: Planeación y Control Operativo, Administración y Finanzas¹⁷⁶ (ver gráfica IV.1). Con esta estructura, PGPB podría relacionar y coordinar sus áreas, procesos y líneas de administración, producción, distribución y comercialización.

Asimismo, las modificaciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo se orientan a mejorar el desempeño de la industria del gas natural -específicamente en las actividades relacionadas con su transporte, almacenamiento y distribución-, a actualizar su tecnología y, particularmente, a la satisfacción de un mercado más complejo y más relacionado con el exterior. Estas modificaciones se complementaron, como ya se ha comentado, con la emisión del nuevo Reglamento de Gas Natural y la publicación de las facultades normativas de la Comisión Reguladora de Energía.

Es por ello que, ante el nuevo entorno regulatorio, en 1995 PGPB, reorganiza y redimensiona su estructura en el ámbito central, regional y local¹⁷⁷, creándose una nueva subdirección encargada del transporte por ducto de gas, separándose de las actividades de comercialización cuya función se asignó a otras subdirecciones. Esta nueva estructura permitirá tanto mejorar la operación de la firma como disminuir los gastos de operación y administración; además, de segmentar las actividades que estarán sujetas a la competencia. La nueva estructura se compone de las Subdirecciones de Producción, Ductos, Comercialización de Gas natural, y Gas licuado y Petroquímicos Básicos; además de dos áreas de apoyo: la Subdirección de Administración y Finanzas y la Subdirección de Planeación (ver gráfica IV.1).

¹⁷⁶ Véase PEMEX, *Memoria de Labores*, México, PEMEX, 1993, p.213.

¹⁷⁷ PEMEX, *Memoria de Labores*, México, PEMEX, 1995, p. 78.



GRÁFICA IV.1. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE PGPB.

La Subdirección de Ductos es la innovación principal de la estructura de firma, siendo ésta responsable del transporte de gas natural y gas LP a través de los sistemas troncales de ductos. Con este cambio se podrá distinguir nitidamente el transporte de gas como una línea de negocios en sí misma, desligada de las tareas de comercialización.

La nueva estructura de la Subdirección de Comercialización de Gas Natural considera principalmente la comercialización y la importación/exportación de este producto. En la Subdirección de Gas Licuado y Petroquímicos Básicos la principal modificación consistió en la transferencia de las funciones y el personal de comercio exterior de gas licuado, petroquímicos básicos y azufre a P.M.I. Comercio Internacional, quedándose a cargo de la supervisión de las actividades de comercio internacional de gas LP que realice P.M.I.

Mediante esta nueva estructura el número de empleados fue de 11 649 (11 141 plazas definitivas y 508 plazas temporales) siendo un 14 % y 26.6 % menor con respecto a 1994 y 1988, respectivamente; pero un 9.4 % mayor que en 1993 -el número de empleados era de 10 643-, año en el que realmente se pudo constituir PGPB como una empresa. Lo que se ha observado es una variación en las plazas temporales y un predominio de aproximadamente el 80 por ciento de personal sindicalizado.

Además, se observa que se mantiene la estructuración de departamentalización de funciones, este tipo de organización consiste en el agrupamiento de las actividades y de las tareas de acuerdo a las funciones principales de la empresa. Empero, las ventajas de este tipo de organización son: permitir agrupar especialistas bajo una jefatura común -economía de escala-, maximizar resultados con el mínimo personal, simplificar el entrenamiento y capacitación, facilitar el control de resultados. Las desventajas son: reducir la cooperación interdepartamental, se corre el riesgo de que los objetivos particulares de cada departamento respecto a la organización en su conjunto puedan ser inconsistentes, la organización se vuelve inflexible ante los cambios del medio.

Igualmente, la reestructuración efectuada en PGPB se debió al futuro crecimiento, modificación o diversificación de sus instalaciones de producción; al cambio tecnológico que va inducir la automatización de los gasoductos; a los posibles cambios en sus políticas internas de comercialización, reclutamiento de personal, contratación de obras y servicios, apertura o asociación con inversionistas externos, etc.; y a los cambios en el ambiente de tipo político, social, económico, etc., que alteran la interrelación de la empresa con su ámbito de acción. De igual forma, en esta nueva reestructuración se toma en cuenta el futuro mercado del gas natural; ya que en éste existirá una competencia cuantitativa y cualitativa diferente, una constante innovación tecnológica, nuevos e importantes competidores, y un mayor volumen comercializado. En consecuencia, PGPB tratará de soportar el empuje, costos, precios y sistemas de comercialización de la nueva competencia.

4.2) CAPACIDAD Y APROVECHAMIENTO DE LAS PLANTAS ENDULZADORAS (GAS HÚMEDO AMARGO Y CONDENSADOS) Y RECUPERADORAS DE LÍQUIDOS (CRIOGÉNICAS Y ABSORCIÓN).

Antes de ver el aprovechamiento en la capacidad de las plantas, se explicará brevemente cuáles han sido las últimas instalaciones y, por ende, el incremento en la capacidad de producción. Con lo anterior se sabrá cuál es la capacidad total de cada una de las distintas plantas.

De esta manera, la capacidad de tratamiento de gas natural se ha visto incrementada, desde finales de la década de los setenta hasta la fecha, por la instalación de nuevas plantas. De éstas destacan (ver *cuadro 24 del Anexo 2*):

- en 1986 y 1988, la entrada en operación de dos plantas, una endulzadora de gas amargo de 400 MMPCD y la otra recuperadora de licuables (criogénica) de 500 MMPCD. Esto se hizo en Nuevo Pemex, Tab. La instalación de la primera planta se debió a la necesidad de aprovechar el gas natural bruto producido, y con ello evitar el desperdicio de grandes volúmenes de gas quemado o enviados a la atmósfera; y la segunda, para aprovechar y recuperar una mayor cantidad de etano, propano más pesados, ya que con la nueva planta endulzadora de gas amargo, la producción de gas dulce aumentó. El objetivo de la instalación de estas plantas se consiguió en cierta medida. De modo que, la recuperación de líquidos sí aumentó, viéndose que éste incremento pasó de 381.5 MBD en 1989 a 452 MBD en 1995 (ver *cuadro 23 del Anexo 2*); en cambio, la disminución del volumen de gas quemado sólo se efectuó de 1988 a 1992, ya que de 1993 a 1995 el volumen de gas quemado fue semejante al que se tenía antes de la instalación de estas plantas (ver *cuadro 22 del Anexo 2*).

- en 1987 y 1991, se instalaron dos plantas endulzadoras de condensados, teniendo cada planta una capacidad de 24000 BD. Las instalaciones se hicieron en Nuevo Pemex, Tab. Al haber un mayor aumento en los volúmenes de gas natural bruto hacia las instalaciones de Ciudad Pemex, Tab. y Nuevo Pemex, Tab., el volumen de condensados se incrementaría; por lo que, era indispensable la instalación de estas dos plantas. Además de que, desde principios de los años ochenta se estimaba un crecimiento en la demanda del gas licuado.

El objetivo de la instalación de estas plantas se consiguió sólo con la primera planta, debido a que antes de la instalación de ésta, la recuperación de condensados era de 75 772.2 BD, y tres años después de la instalación, el volumen de condensados recuperados fue de 91 900 BD; por lo que, se tuvo un incremento de 21.3 por ciento. Sin embargo, con la segunda planta no se observó ningún aumento considerable en la recuperación de condensados; de modo que, en 1992 la recuperación de condensados era de 98 600 BD en 1991, mientras que en 1995 ésta fue de 101 000 BD, sólo existió un 2.4 por ciento de crecimiento.

- en 1988, la instalación de una planta endulzadora de gas amargo de 30 MMPCD de capacidad. La instalación se hizo en Matapionche, Ver., esta planta se encontraba en Totonaca, Tam.

La capacidad total por tipo de planta ha sido la siguiente (ver *cuadro 24 del Anexo 2*)

- * Plantas de absorción: 1 300 MMPCD (1984-1996);
- * Plantas criogénicas: 2 479 MMPCD (1984),
2 979 MMPCD (1985-1986),
2 829 MMPCD (1987),
3 329 MMPCD (1988-23 de julio de 1996),
2 329 MMPCD (24 de julio de 1996- hasta la fecha);

- * Plantas recuperadoras
de líquidos (criogénicas
y absorción): 3 779 MMPCD (1984),
4 279 MMPCD (1985-1986),
4 129 MMPCD (1987),
4 629 MMPCD (1988-23 de julio de 1996),
3 629 MMPCD (24 de julio de 1996- hasta la fecha);

- * Plantas endulzadoras
de condensados: 84 000 BD (1984-1986),
108 000 BD (1987-1989),
96 000 BD (1990-1991),
120 000 BD (1992-1996);

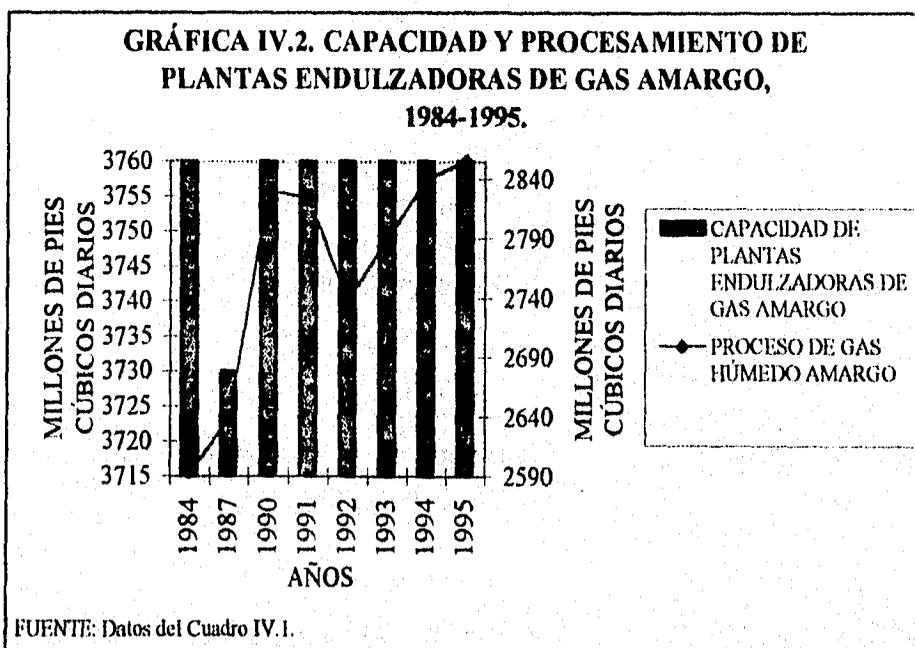
- * Plantas endulzadoras
de gas húmedo
amargo: 3 760 MMPCD (1984-1985, 1988-1996), y
3 730 MMPCD (1986-1987).

4.2.1) APROVECHAMIENTO DE LA CAPACIDAD DE LAS PLANTAS ENDULZADORAS DE GAS HÚMEDO AMARGO.

La capacidad de las plantas endulzadoras de gas amargo no ha variado de 3 760 MMPCD en los últimos seis años; en cambio, el nivel de proceso del gas húmedo amargo se ha mantenido, de 1984 a 1995, en un intervalo de 2 550 MMPCD a 2 900 MMPCD.

Los volúmenes de gas húmedo amargo procesado se encuentran por abajo de la capacidad de las plantas endulzadoras de gas amargo (ver gráfica IV.2). El aprovechamiento más bajo en la capacidad de éstas plantas se obtuvo durante 1984, con un 69 por ciento. En este mismo año, el volumen de la producción bruta de gas natural fue uno de los volúmenes más altos registrados durante 1984-1995; la baja en el volumen de gas húmedo amargo con relación al elevado volumen obtenido de gas natural bruto fue consecuencia principalmente de la elevada cantidad de gas natural quemado o enviado a la atmósfera -322 MMPCD-, la cual se realizaba debido a la falta de instalaciones de transporte, proceso, etc.

En 1996, por causa de la explosión que se efectuó en Cactus, Chiapas, el aprovechamiento de estas plantas disminuirá considerablemente, debido a la disminución en los volúmenes de gas húmedo amargo; esta disminución no será tan grande, ya que parte del volumen de gas amargo que se enviaba a Cactus, Chiapas, se utiliza y se envía ahora a los centros petroquímicos de Ciudad Pemex, Nuevo Pemex, Tabasco y Pajaritos, Veracruz, respectivamente.



Igualmente, el año en el cual se ha visto un mejor aprovechamiento de éstas plantas fue el año 1995, en el cual se tuvo una mayor cantidad de gas amargo obteniéndose con esto, un aprovechamiento del 75.9 por ciento. La disponibilidad de mayor infraestructura hizo que se tuviera éste rendimiento. El

porcentaje de aprovechamiento de la capacidad de las plantas endulzadoras de gas amargo existente en los últimos once años fue de aproximadamente 73 por ciento¹⁷⁸ (ver cuadro IV.1).

CUADRO IV.1. APROVECHAMIENTO DE LA CAPACIDAD DE LAS PLANTAS ENDULZADORAS Y RECUPERADORAS DE LÍQUIDOS, 1984-1995.								
AÑOS	1984 ^A	1987 ^A	1990	1991	1992	1993	1994	1995 ^B
Capacidad de Plantas Endulzadoras de Gas Amargo (MMPCD)	3760	3730	3760	3760	3760	3760	3760	3760
Proceso de Gas Húmedo Amargo (MMPCD)	2594	2638	2830	2824	2738	2790	2840	2855
Aprovechamiento de la capacidad de las plantas endulzadoras de gas amargo (%)	69	70.7	75.3	75.1	72.8	74.2	75.5	75.9
Capacidad de Plantas Recuperadoras de Líquidos (MMPCD)	3779	4129	4629	4629	4629	4629	4629	4629
Proceso de Gas Dulce (MMPCD)	3300	3328	3589	3605	3546	3456	3479	3541
Aprovechamiento de la capacidad de las plantas recuperadoras de líquidos (%)	87.3	80.6	77.5	77.9	76.6	74.6	75.2	76.5
Capacidad de Plantas Endulzadoras de Condensados (MBD)	84	108	96	96	120	120	120	120
Proceso de Condensado (MBD)			98.5	98.6	99	104	106	108
Aprovechamiento de la capacidad de las plantas de condensados (%)			102.6	102.7	82.5	86.7	88.3	90.0

^ANo se pudo obtener el volumen procesado de condensados.

^BNo se pudo obtener el volumen procesado del gas

dulce de este año; sin embargo, el valor dado es una estimación realizada mediante cálculos personales.

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores, 1984-1995* y PEMEX, *Anuario Estadístico, 1987-1995*.

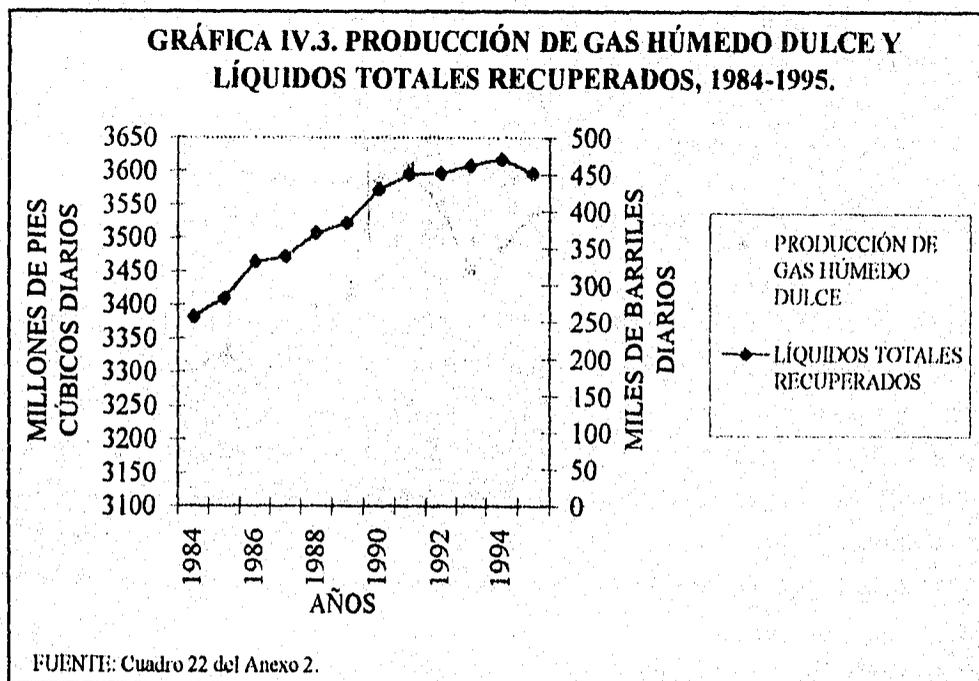
No obstante, el aumento registrado en la producción bruta del gas natural en los dos últimos años, los volúmenes procesados en las plantas endulzadoras de gas amargo disminuyeron; por lo que, se observa que el aumento en la producción del gas húmedo amargo se registró en áreas donde no existe infraestructura adecuada para su procesamiento. De igual forma, si se toman en consideración tanto las políticas de producción, las cuales indican un aumento en los volúmenes de producción, como los casos en que existieran paros en las plantas; así también, el que PGPB no pueda contar con capacidades excedentes de relevo que pudieran asegurar una operación continua tanto de las plantas

¹⁷⁸ La capacidad utilizada en las plantas de endulzamiento de gas y condensados registraron un índice de aprovechamiento cercano al 80 por ciento, ligeramente superior a los de Estados Unidos y Canadá, que se aproxima a 70 por ciento.

de proceso como de recompresión, harán que en el mediano plazo los volúmenes quemados de gas se incrementen, pudiendo llegar a ser estos iguales o mayores a los registrados durante finales de los años setenta y principios de los ochenta.

4.2.2) APROVECHAMIENTO DE LA CAPACIDAD DE LAS PLANTAS RECUPERADORAS DE LÍQUIDOS.

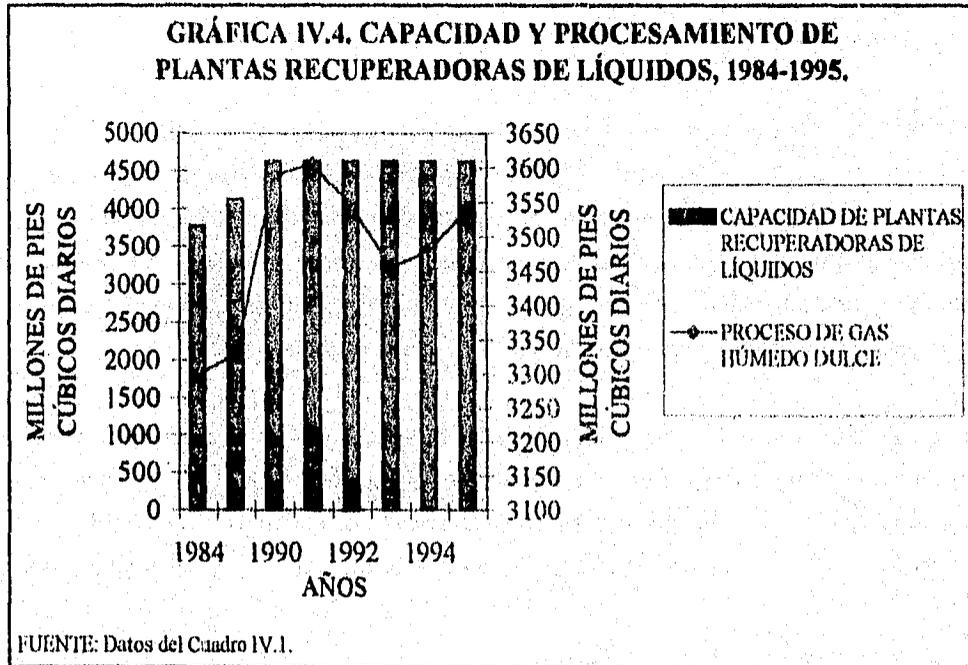
Durante 1987 se procesaron 3 328 MMPCD de gas húmedo dulce, cantidad inferior en 2.3 por ciento al recibido en 1988. La recuperación de etano, propano más pesados fue en 1988 superior en 9.5 por ciento al volumen recuperado en 1987. Así, de 1987 a 1988 se tuvo una mayor recuperación de líquidos con respecto al volumen de gas húmedo dulce procesado. Asimismo, en 1989 se procesaron 3 414 MMPCD de gas húmedo dulce, volumen inferior en 5.1 % al de 1990. La recuperación de líquidos etano y más pesados fue de 384 MBD, la cual no supera a la cifra lograda en 1990; de esta manera, de 1989 a 1990, existió un incremento de 0.4 por ciento en la disponibilidad de gas y de 11.7 por ciento en la producción de líquidos (ver gráfica IV.3). Esto es indicador del considerable aumento en la productividad de las plantas, logrado mediante la continuación de las políticas de mejoramiento en la operación. También, en los años subsecuentes (1991-1994), el volumen de gas húmedo dulce procesado disminuyó un 3.5 %, y en cambio, la recuperación de líquidos aumentó un 4.4 %, pasando de 451 MBD a 471 MBD.



El aumento en la productividad se puede hacer más notorio si se analiza el período 1984-1995; por lo que en éste, con sólo un aumento del 7.3 por ciento en el volumen de gas húmedo dulce procesado la recuperación de líquidos aumentó un 83.2 por ciento, pasando de 257 000 barriles diarios a 471 000 MBD. La adición de mayores volúmenes recuperados de líquidos ayudó en gran parte tanto a contrarrestar el incremento de la demanda y con ello evitar la importación de mayores volúmenes, como a depender menos de la obtención de éstos -etano, propano más pesados- sólo a través de procesos de refinación.

A pesar de la ampliación observada en el volumen de gas húmedo dulce procesado, el aprovechamiento de la capacidad de las plantas recuperadoras de líquidos se ha mantenido de 1984 a 1995 en un promedio aproximado de 77.3 por ciento; por lo que, el incremento en la capacidad de las plantas ha sido mayor al volumen de proceso de gas (ver gráfica IV.4). Por lo tanto, se puede decir que la políticas de producción se enfocaron al incremento en el fraccionamiento de líquidos del gas. De 1983 a 1987, el mayor aprovechamiento de estas plantas fue en los años 1984 y 1987, con un 87.3 % y 80.6 %, respectivamente (ver cuadro IV.1).

Igualmente, en el período 1988-1995, el mayor aprovechamiento de la capacidad de las plantas criogénicas y de absorción fue en 1991, con un 75.7 % de aprovechamiento.



En el presente año, empero, por falta de las dos plantas criogénicas -500 MMPCD cada una- del complejo petroquímico de Cactus, el aprovechamiento de las plantas recuperadoras de líquidos aumentará notablemente, por causa de que la disminución en la capacidad total será mayor a la disminución en el volumen de gas húmedo dulce, siendo la primera de 21.6 por ciento y pudiendo ser la segunda de 12 a 18 por ciento. Si los volúmenes de gas amargo y dulce que se procesaban en Cactus, Chiapas, no hubieran sido ocupados en otras plantas entonces sí se podría hablar de un descenso en el aprovechamiento de las plantas criogénicas y de absorción. El aumento en el aprovechamiento de estas plantas no se verá reflejado en una mayor recuperación de líquidos

De todas las plantas -endulzadoras de gas amargo y de condensados y recuperadoras de líquidos- será esta última la única que tendrá un incremento en su rendimiento.

4.2.3) APROVECHAMIENTO DE LA CAPACIDAD DE LAS PLANTAS ENDULZADORAS DE CONDENSADOS.

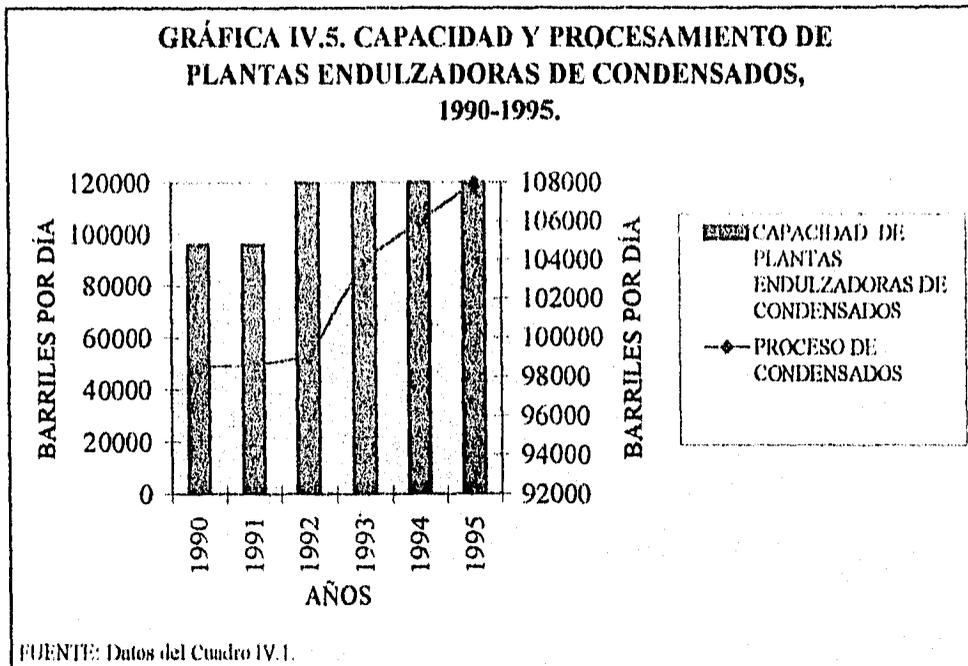
El aprovechamiento de las plantas endulzadoras de condensados -gas LP y naftas- fue mayor al cien por ciento en 1990 y 1991; sin embargo, al instalarse en 1992 una nueva planta de 24 MBD (ver *cuadro 24 del Anexo 2*), el aprovechamiento de éstas disminuyó por lógica a un 82.5 por ciento. El incremento en los volúmenes procesados (ver gráfica IV.5) ha generado notablemente un mayor aprovechamiento de las plantas, observándose que éste pasó de un 82.5 % en 1992 a un 90 % en 1995 (ver cuadro IV.1).

El proceso de condensados dulces, amargos y corrientes internas pasó de 98.5 MBD en 1990 a 108 MBD en 1995, observándose un ascenso del 9.6 por ciento. No obstante, la ampliación en el volumen de condensados estabilizados -estos van al separador de líquidos y condensados-, se tuvo un mayor crecimiento en la producción de los condensados de procesamiento; siendo éste de 11.1 por ciento, al pasar de 81 MBD en 1990 a 90 MBD en 1995. Con éste incremento se tuvieron mayores volúmenes obtenidos de etano, gas licuado y gasolinas naturales.

Empero, a mediano plazo disminuirá la cantidad de líquidos recuperados y aumentarán los volúmenes de gas quemado, debido principalmente tanto al accidente de Cactus, Chiapas, como al retraso de las instalaciones y ampliaciones que se efectuarían tanto en Nuevo Pemex, Tab. como en Ciudad Pemex, Tab.¹⁷⁹. Este retraso se debió a dos razones: primero, a la devaluación del peso en

¹⁷⁹ Se comentaron en el capítulo anterior esta política de ampliación o instalación de dichas plantas; por lo que, para no ser repetitivos en esta cuestión no se especifican éstas en este apartado.

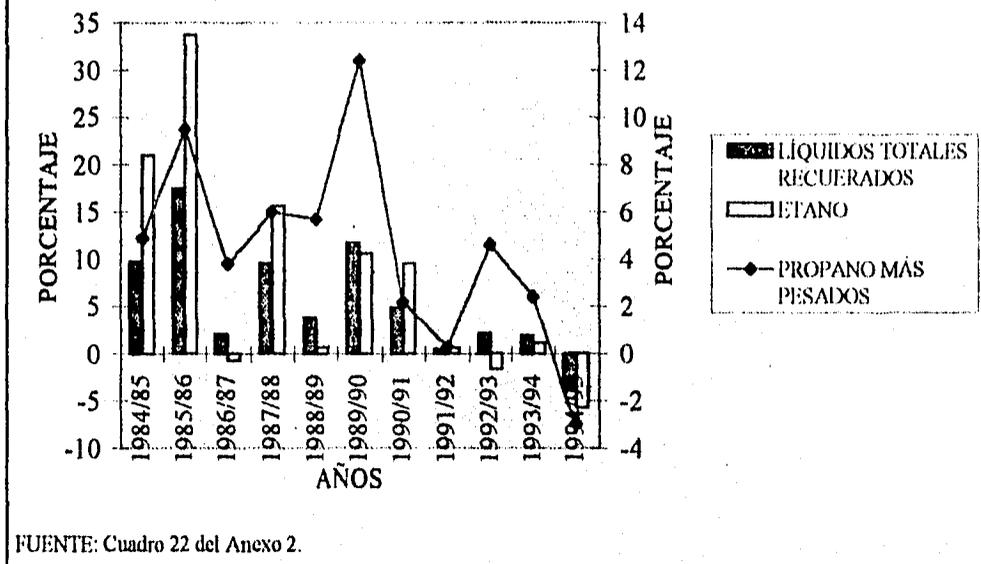
GRÁFICA IV.5. CAPACIDAD Y PROCESAMIENTO DE PLANTAS ENDULZADORAS DE CONDENSADOS, 1990-1995.



1994, y segundo, a que no hubo un entendimiento entre autoridades gubernamentales, PGPB y compañías contratistas sobre el precio al cual estas últimas harían las obras.

Por otra parte, al ver la gráfica IV.6, se observa que el comportamiento en la producción tanto del etano como del propano más pesados no ha seguido la misma tendencia que la producción o recuperación de líquidos totales, las políticas de separación o fraccionamiento han estado ligadas principalmente a los precios de los productos y a la demanda de éstos. Por ejemplo, de 1992 a 1993, la producción de gas licuado aumentó 8.9 %, la producción de etano cayó 2.1 % y la de gasolinas naturales un 1.8 %. La reducción en el volumen etano, gas LP y gasolinas naturales obedece fundamentalmente a la caída en la demanda del gas natural. Esto llevó a un menor proceso de gas natural dulce. También, es importante recalcar que al aumentar el volumen de líquidos recuperados no siempre existe un substancial incremento en las exportaciones, y si casi siempre una ampliación en los volúmenes importados. En cambio, al existir una disminución en la recuperación de líquidos, por lo general las importaciones aumentan y las exportaciones disminuyen, lo cual nos indica que esto ha sido consecuencia de un ciclo depresivo en la industria petroquímica secundaria y de una contracción en la demanda interna del gas LP, esto último se debió al aumento generado en los precios (ver cuadro 20 del Anexo 2).

GRÁFICA IV.6. VARIACIÓN PORCENTUAL DE LÍQUIDOS RECUPERADOS, 1984-1995.



Al compararse las capacidades nominales que se tuvieron a lo largo del periodo 1984-1995 en las plantas de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA con los volúmenes de gas producidos, se observa que las capacidades existentes fueron suficientes, nominalmente, en las plantas endulzadoras de gas amargo y recuperadoras de líquidos. No obstante, la capacidad nominal en las plantas endulzadoras de condensados fue suficiente a partir de 1992, de modo que en 1990 y 1991 la cantidad a producir era mayor a la capacidad de las plantas (ver cuadro IV.1).

Del mismo modo, es imprescindible hacer notar que el aprovechamiento promedio -de los años 1984-1995- de las capacidades de las plantas tanto endulzadoras de condensados y gas amargo como de las recuperadoras de líquidos será insuficiente para un futuro, especialmente si se considera que para finales de este siglo o principios del otro se espera un incremento en la producción -la producción podría incrementarse de 4 300 MMPCD a 4 600 MMPCD-, es por ello de gran importancia la instalación de las nuevas plantas.

4.3) RELACIÓN ENTRE LAS PLANTAS ENDULZADORAS DE GAS AMARGO Y RECUPERADORAS DE LÍQUIDOS POR CENTRO DE PRODUCCIÓN.

La relación existente entre las capacidades de las plantas endulzadoras de gas amargo y recuperadoras de líquidos -criogénica y absorción- es importante; ya que, dentro del proceso de obtención del gas seco, una planta es continuación de la otra. Por lo que, al haber un aumento en el

volumen de gas natural bruto se debe de ver si se tiene la capacidad necesaria para procesar el gas húmedo dulce obtenido de las plantas endulzadoras de gas húmedo amargo.

Para ver ésta relación es necesario saber que capacidad se tiene en cada centro de procesamiento de gas (ver cuadro IV.2); de esta forma, de los nueve centro de procesamiento de gas natural y líquidos, sólo en cinco centros existen plantas tanto endulzadoras de gas húmedo amargo como recuperadoras de líquidos. Los centros de producción a los cuales se hace referencia son: Cactus, Chiapas; Cd. Pemex-Nuevo Pemex, Tabasco y Matapionche-Poza Rica, Veracruz.

CUADRO IV.2. CAPACIDAD Y RELACIÓN ENTRE LAS PLANTAS ENDULZADORAS DE GAS AMARGO Y RECUPERADORAS DE LÍQUIDOS			
Centro de procesamiento	Capacidad total de las plantas endulzadoras de gas amargo -MMPCD- (1)	Capacidad total de las plantas recuperadoras de líquidos -MMPCD- (2)	Relación entre las capacidades (1)/(2)
Cactus, Chiapas.	1 800	450 ^A	4.0
Cd. Pemex, Tabasco.	800	750	1.1
Nuevo Pemex, Tabasco.	800	1 000	0.8
La Venta, Tabasco.	-----	382	-----
La Cangrejera, Veracruz.	-----	30	-----
Matapionche, Veracruz.	60	50	1.2
Pajaritos, Veracruz.	-----	192	-----
Poza Rica, Veracruz.	300	275	1.1
Reynosa, Tamaulipas.	-----	552	-----

^A Se toma en cuenta la capacidad actual; es decir, la capacidad existente antes del accidente de Cactus, Chiapas, no se considera.

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores*, 1984-1995. , y PEMEX, *Anuario Estadístico*, 1987-1995.

En los centros de La Venta (Tabasco), La Cangrejera-Pajaritos (Veracruz) y Reynosa (Tamaulipas), sólo hay plantas recuperadoras de líquidos, ya que el gas que se distribuye a estos centros es un gas que contiene una significativa cantidad de azufre y de óxido de carbono. Así también, por causa del percance en Cactus, Chiapas, en la planta recuperadora de líquidos de Pajaritos se está procesando gas húmedo amargo y no gas húmedo dulce, lo que generará si se emplea demasiado tiempo problemas de corrosión tanto en las tuberías como en la misma instalación del equipo, debido a que éste gas contiene pequeñas cantidades de azufre en su composición.

Además, de acuerdo a diseño, las plantas recuperadoras de líquidos son plantas que al tener contacto con el azufre o cualquier otra mineral, éstas empiezan a tener un daño; con lo cual, se necesitaría realizar continuamente medidas de mantenimiento o en su caso un cambio de tubería, maquinaria, etc.

De los centros que tienen los dos tipos de plantas, la relación existente entre éstas es la siguiente:

- La mayor relación es la que se tiene en Cactus, Chiapas, debido al accidente que sufrió este centro petroquímico, disminuyéndose por éste la capacidad de las plantas recuperadoras de líquidos (la capacidad actual es de 450 MMPCD). Antes del accidente, la relación era de 1.2, la cual indica que si se emplean las 10 plantas endulzadoras de gas húmedo amargo -dos tienen capacidad de 100 MMPCD y ocho de 200 MMPCD- a su máxima capacidad existiría un faltante de 350 MMPCD; es decir, no existiría la infraestructura necesaria para procesar 350 MMPCD de gas húmedo dulce.

La relación actual es de 4.0 (ver cuadro IV.2), lo que nos indica que en este centro se necesita tener una mayor capacidad en las plantas criogénicas, el faltante actual es de 1 000 MMPCD. Es por ello, que en la actualidad PEMEX-GAS está procesando una mayor cantidad de gas húmedo amargo en otros centros.

- En los centros de procesamiento de gas natural y líquidos de Matapionche-Poza Rica, Veracruz y Ciudad Pemex, Tabasco la relación es de 1.2, 1.1 y 1.1, respectivamente (ver cuadro IV.2). Estas relaciones nos indican que la capacidad de las plantas endulzadoras de gas amargo es mayor en un 6-10 por ciento a la capacidad existente en las plantas criogénicas y de absorción (ver *cuadro 24 del Anexo 2*). Igualmente, en el centro de Ciudad Pemex solamente existe una diferencia de 50 MMPCD, y en los otros dos centros esta diferencia suma 35 MMPCD; al emplearse o aumentarse el procesamiento de gas húmedo amargo a su máxima capacidad, la diferencia -85 MMPCD- se enviaría como gas húmedo dulce a otros centros.

- Solamente en el complejo petroquímico de Nuevo Pemex, Tabasco, la relación entre las dos plantas es menor a la unidad, siendo esta de 0.8 (ver cuadro IV.2). El haber una relación menor a la unidad es indicativo de que la capacidad de las plantas recuperadoras de líquidos es mayor a la capacidad de las plantas endulzadoras de gas húmedo amargo. Por lo que, en este centro solamente se puede procesar un máximo de 800 MMPCD de gas amargo, y en caso de que existiera un excedente de gas húmedo dulce en otros centros se podría emplear el déficit de la capacidad no utilizada de este centro, lo que generaría una mayor obtención de gas seco, etano, gas L.P y gasolinas naturales.

4.4) RELACIÓN PRODUCCIÓN DE GAS SECO/No. DE EMPLEADOS Y LÍQUIDOS RECUPERADOS/No. DE EMPLEADOS.

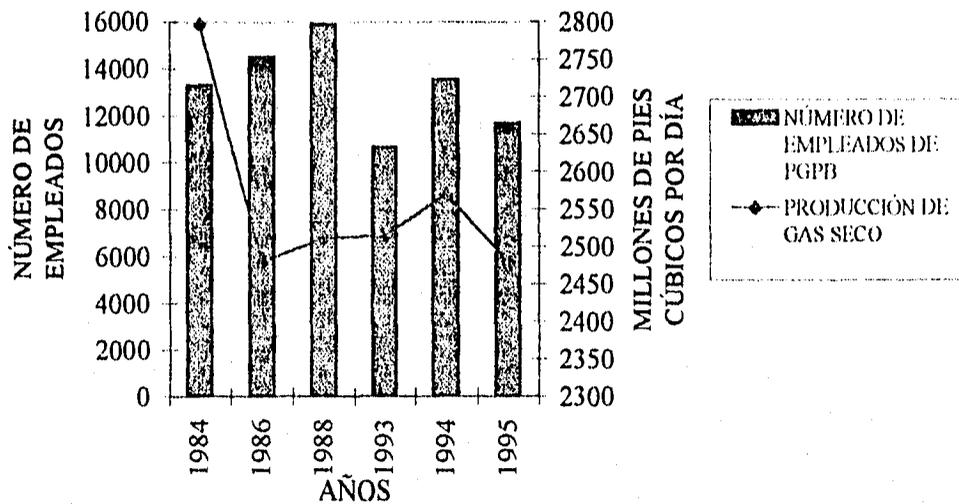
La productividad de la mano de obra¹⁸⁰ en MMPCD de producción de gas seco por empleado, ha mostrado una tendencia cíclica (ver gráficas IV.7 y IV.8). En los años 1984-1988 se observó una disminución en la productividad, la cual fue de aproximadamente 0.018 MMPCD/empleado, esta disminución es comparable al 34.6 % de la productividad de 1988. La productividad descendió, como resultado, en parte, del lento proceso de maduración de las grandes sumas de inversiones aplicadas en la construcción y ampliación de centros de producción, de una mayor complejidad tecnológica.

Del mismo modo, cabe destacar que en dicha actividad se observó un crecimiento excesivo del personal ocupado, en contradicción con la aplicación de tecnología más moderna, intensiva en capital y ahorradora de mano de obra. También, de 1984 a 1988, el personal empleado tuvo un gran crecimiento en comparación con la disminución del volumen de gas natural bruto producido: 19.52 por ciento contra 7.3 por ciento respectivamente. Evidentemente que el acelerado crecimiento del empleo precisamente en un período en que las reservas y producción de gas natural bruto disminuyeron y que la producción de líquidos aumentó en menor medida que el trabajo, determinaron descensos considerables en los índices de productividad parcial de la mano de obra.

El crecimiento explosivo del personal fue uno de los rasgos distintivos de las administraciones de PEMEX durante la mayor parte de los ochenta. De hecho, existió una marcada proclividad a incrementar el empleo en forma desproporcionada con respecto a las necesidades reales, ritmo y niveles de la producción e inversión de la industria. Aparte del aspecto meramente cuantitativo, el

¹⁸⁰ En la obtención de estos factores de productividad se toma en cuenta el número total de empleados de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, ya que no hubo información para separar las plazas relacionadas con el proceso de inversión.

GRÁFICA IV.7. EMPLEADOS DE PGPB Y PRODUCCIÓN DE GAS SECO, 1984-1995.



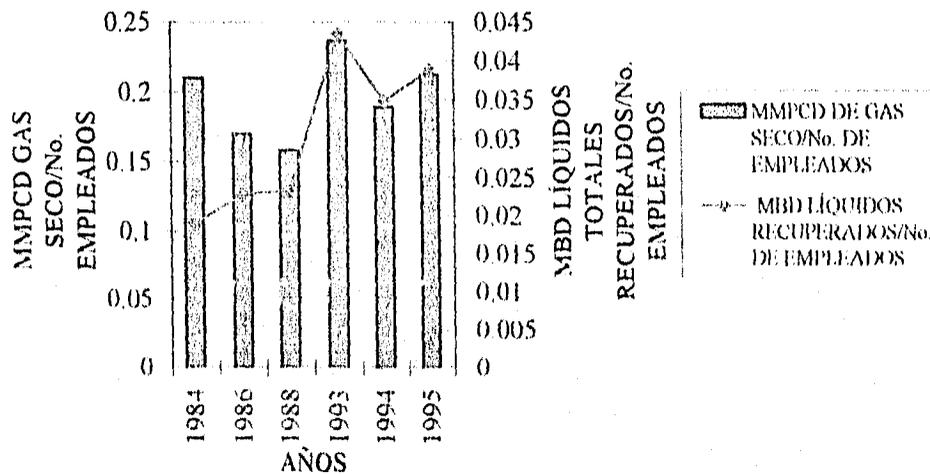
FUENTE: PEMEX, *Memoria de Labores*, 1984-1995, y PEMEX, *Anuario Estadístico*, 1986-1994.

crecimiento del empleo observó también deficiencias desde el punto de vista cualitativo. De hecho, el marco normativo de relaciones laborales prevaeciente hasta mediados de 1989, impedía lograr una administración eficiente, transparente y sana, y solventaba fugas irracionales, injustificables e ilegales de recursos por contratos de obras y servicios.

En las políticas de empleo predominaron criterios empiristas o de interés de grupo. La contratación de trabajadores se realizaba seleccionando, no a los más competentes y que respondieran a los intereses de la empresa, sino a los impuestos por el sindicato y el alto personal directivo, propiciando así la línea del menor esfuerzo y el logro de rápidos y máximos beneficios amparados en el paternalismo sindical y permitido por la institución. Además, se registraba una excesiva rotación de personal y una estructura de empleo en que la mayoría de los trabajadores eran transitorios, lo cual impedía capitalizar los grandes esfuerzos de capacitación y objetivos de especialización de puestos.

La productividad vuelve a tener un aumento, incrementándose de 0.052 MMPCD/empleado en 1988 a 0.063 MMPCD en 1995; en el año de 1993 se generó la mayor productividad observada en las últimas dos décadas, siendo ésta de 0.088 MMPCD/empleado (ver gráficas IV.7 y IV.8). Este incremento de la productividad se debió esencialmente a tres razones: primero, al nulo incremento en la producción del gas; segundo, a la instalación de nuevas plantas a finales de los ochenta, y tercero, al recorte de personal existente en los años 1991-1993; por lo que, la producción se realizó en un

GRÁFICA IV.8. PRODUCTIVIDAD: GAS SECO/No. EMPLEADOS Y LÍQUIDOS TOTALES RECUPERADOS/No. EMPLEADOS, 1984-1995.



FUENTE: Datos obtenidos de las Memorias de Labores (1984-1995) y de los Anuarios Estadísticos (1986-1994) de PEMEX.

intervalo de volumen de 2 450 a 2 590 MMPCD, pero con la utilización de menor mano de obra, la gran mayoría de esta mano de obra posee la cualidad de tener experiencia.

En comparación con el período 1984-1988, de 1988 a 1994, el personal empleado tuvo un decrecimiento en comparación con los volúmenes constantes de gas natural bruto producido. Por causa del accidente de Cactus, Chiapas, en el presente año, la producción de gas seco disminuirá de ocho a doce por ciento; además de que, existirá un incremento en el personal contratado -plazas temporales-, el cual se requerirá para poder llevar a cabo la construcción y reparación de las plantas de los centros productivos de Cactus, Chiapas y Nuevo Pemex, Tabasco. De esta manera, en 1996 la productividad disminuirá notablemente en comparación al resultado obtenido en el año 1995.

La productividad de la mano de obra en MBD de producción de líquidos recuperados por empleado, durante el período 1984-1988 tuvo una tendencia de aumento, la cual fue de aproximadamente 0.005 MBD/empleado, este aumento es comparable al 20 % de la productividad de 1988. Asimismo, la productividad vuelve a tener un aumento, pasando de 0.035 MBD/empleado en 1994 a 0.04 MBD/empleado en 1995 (ver gráficas IV.7 y IV.8), esto sucede a pesar de que en 1994 se obtuvo la mayor cantidad de líquidos recuperados; sin embargo, a su vez existió un aumento del personal contratado, originado por el inicio de la construcción de nuevas plantas. En el año de 1993 se generó la mayor productividad observada en las últimas dos décadas, siendo esta cercana a 0.045 MBD/empleado -esto se debió sobre todo a que es en este año cuando PGPB tiene el mínimo

número de personal contratado. También, en 1996 esta productividad descenderá, debido a las mismas causas por las cuales disminuirá la productividad de la mano de obra en MMPCD de producción de gas seco por empleado.

4.5) VALOR Y VOLUMEN DE LAS VENTAS INTERNAS.

Del análisis realizado a partir de la relación entre volúmenes vendidos internamente e ingresos devengados, y la participación de estos últimos en el total de ingresos obtenidos por PGPB, por concepto de ventas, también totales, es posible sacar dos conclusiones preliminares: la primera, que hasta 1982 los incrementos en los ingresos obtenidos fueron resultado del aumento de los volúmenes vendidos, más que de los exiguos incrementos de precios; y la segunda, que a lo largo del periodo, 1983-1995, los incrementos en los ingresos se debió al aumento en el precio de los productos, especialmente del gas natural y del gas LP (ver cuadro IV.3).

Por lo general, en los últimos diez años -excepto en 1994 y 1995- ha sido el gas natural la principal fuente de ingresos, en comparación con los ingresos que se han tenido por medio de la venta de los siguientes productos: azufre, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, la mezcla de pentanos, propano, butano, isobutano, etc. En los años en los cuales el gas natural no fue el principal producto vendido, se debió a un mayor aumento en el ingreso obtenido por conducto de las ventas del gas LP (ver cuadro IV.3).

Es de notarse una gran diferencia entre el porcentaje de aumento en los volúmenes de gas natural y gas LP vendidos con el porcentaje de incremento en los ingresos. Por lo que, de 1985 a 1995, el porcentaje de aumento del volumen vendido de gas natural fue de sólo el 20 por ciento, pasando de 1 297 MMPCD a 1 552 MMPCD. El incremento en el ingreso fue del 2 197 por ciento, ya que en 1985 se obtuvieron 226 millones de pesos contra 5 191 millones de pesos en 1995 (ver cuadro IV.4). Igualmente, para el gas licuado de petróleo, el incremento en el volumen vendido y los ingresos obtenidos por sus ventas fueron de 10.4 por ciento y 22 659 por ciento, respectivamente; siendo que en 1985 el ingreso fue de 29 millones de pesos y en 1995 de 6 600 millones de pesos.

El poco incremento observado en los volúmenes vendidos fue efecto tanto del aumento en los precios como del poco desarrollo industrial, comercial, etc., generado en el país; no obstante, el aumento en los precios fue causa, como ya se ha comentado, de la necesidad de un mayor ingreso por parte del Gobierno Federal.

CUADRO IV.3. VENTAS INTERNAS ¹ DE PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA ²								
(Millones de pesos)								
Producto	1985		1986		1987		1988	
	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor
Gas Licuado (MTon)	5677	29	5585	237	5668	570	5918	1367
Gas Natural (MMPCD)	1297	226	1171	486	1143	1001	1193	1868
Azufre (MTon)	456	9	462	20	509	42	556	49
Hexano (MTon)	48	3	37	5	48	11	49	17
Materia Prima para Negro de Humo (MTon)	206	3	205	5	263	11	242	28
Producto	1989		1990		1991		1992	
	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor
Gas Licuado (MTon)	5918	1440	6257	1103	6753	1403	7455	2150
Gas Natural (MMPCD)	1193	2697	1343	2890	1467	2691	1448	3037
Azufre (MTon)	556	54	682	86	743	195	734	122
Hexano (MTon)	49	27	55	40	53	53	53	49
Materia Prima para Negro de Humo (MTon)	242	32	247	40	180	28	159	24
Mezcla de pentanos (MTon)	0	0	2	1	5	2	9	4
Producto	1993		1994		1995			
	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor
Gas Licuado (MBD)	249	3255	255	4729	255	6600		
Gas Natural (MMPCD)	1380	3426	1450	3478	1552	5191		
Azufre (MTon)	204	26	389	54	416	147		
Hexano (MTon)	51	42	50	46	45	76		
Materia Prima para Negro de Humo (MTon)	122	17	138	21	173	56		
Mezcla de pentanos (MTon)	16	7	18	8	16	14		

¹ No se toma en cuenta al heptano, propano, butano e isobutano debido a que tanto su volumen como su valor son marginales en cuanto al total de las ventas. ² Tanto las cifras de cantidad como de valor están redondeadas.

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores*, 1984-1995 y PEMEX, *Anuario Estadístico*, 1987-1995.

De igual forma, cuando ha existido un aumento en el precio del gas natural la demanda se ha contraído; es decir, en el lapso 1985-1987, el precio del gas natural para uso tanto doméstico como

industrial aumentó en promedio un 510 por ciento (ver *cuadro 19 del Anexo 2*) mientras que la demanda se contrajo un 11.9 por ciento y el ingreso por venta del gas natural se amplió un 343 por ciento. En los años 1991-1993, la demanda decreció un 5.9 por ciento y el ingreso aumentó solamente un 27.3 por ciento, debido al incremento en el precio del gas natural para uso doméstico, a la baja en el precio real del combustible; así como, a la disminución en el consumo de PEMEX-PETROQUÍMICA y a la contracción del PIB industrial y del PIB manufacturero.

En cambio, de 1987 a 1991, existió un crecimiento del 17.5 por ciento en la demanda -se vendieron 1 143 MMPCD en 1987 y 1 467 MMPCD en 1991-, la causa principal de esto fue la disminución en el precio real del gas natural -industrial y doméstico- siendo ésta de aproximadamente 73.7 por ciento. En esta situación el ingreso por ventas de éste producto aumentó un 169 por ciento, ya que PEMEX-GAS obtuvo 1 001 millones de pesos en 1987 y 2 691 millones de pesos en 1991 (ver *cuadro IV.4*).

CUADRO IV.4. VENTAS INTERNAS¹ DE GAS NATURAL Y GAS LP DE PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA² (Millones de pesos)									
		1985		1986		1987		1988	
Producto	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	
Gas Licuado (MTon)	5677	29	5585	237	5668	570	5918	1367	
Gas Natural (MMPCD)	1297	226	1171	486	1143	1001	1193	1868	
		1989		1990		1991		1992	
Producto	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	
Gas Licuado (MTon)	5918	1440	6257	1103	6753	1403	7455	2150	
Gas Natural (MMPCD)	1193	2697	1343	2890	1467	2691	1448	3037	
		1993		1994		1995			
Producto	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor			
Gas Licuado (MBD)	249	3255	255	4729	255	6600			
Gas Natural (MMPCD)	1380	3426	1450	3478	1552	5191			

¹ No se toma en cuenta al heptano, propano, butano e isobutano debido a que tanto su volumen como su valor son marginales en cuanto al total de las ventas.

² Tanto las cifras de cantidad como de valor están redondeadas.

Por otra parte, cuando ha habido un crecimiento en el precio real del gas LP por un período de tiempo mayor a un año, no ha existido una disminución en su consumo; solamente en los años 1985-1986, 1988-1989 y 1994-1995 la demanda se redujo o mantuvo en su mismo nivel de consumo (ver cuadro IV.4). El crecimiento en la demanda del gas licuado de petróleo -43.1 por ciento entre 1988 y 1994- se debió substancialmente a un descenso en su precio real, en 1988 éste era de 0.0085 N\$/kg. y en 1994 era de 0.0037 N\$/kg. (ver cuadro 20 del Anexo 2)

4.6) VALOR Y VOLUMEN DE LAS VENTAS DE GAS NATURAL Y GAS LP POR REGIÓN¹⁸¹

El incremento de las ventas internas en las Regiones Centro, Sur y Noreste (en menor proporción en esta última), durante el período 1983-1995, se debió al crecimiento que experimentó la producción proveniente de Ciudad Pemex, y a la incorporación de los campos productores del Mesozoico. El substancial ascenso en la producción de gas a partir de 1985, permitió no sólo incrementar las ventas internas en la Región Sur sino también en las Regiones Centro y Occidente, pese al crecimiento que experimentó el consumo interno de PEMEX en el mismo período.

Las principales regiones de consumo de gas natural son: Centro -abarca los estados de Oaxaca, parte de Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Hidalgo-, Noreste -comprende sobre todo los estados de Nuevo León, parte de Veracruz, Tamaulipas- y Occidente -cubre los estados de Jalisco, Michoacán, San Luis Potosí, Guanajuato- (ver Mapa III.2). Estas regiones consumidoras son las más importantes por que es aquí donde se encuentran la mayoría de las plantas duales -Puerto Altamira, Colmi 1 y 2, Petacalco 5 y 6-, las plantas petroquímicas de PEMEX -excepto el centro petroquímico de Camargo, que se encuentra en la Región Noroeste- y algunas plantas petroquímicas de la iniciativa privada (CELANESE, BASF, NEGROMEX, CYDSA, VITRO, etc.). En estas regiones también existen grandes centros comerciales, zonas residenciales e industrias cementeras.

En estas mismas regiones en el mediano plazo el consumo se incrementará, ya que, se construirán catorce plantas de ciclo combinado -Monterrey, Río Bravo 4 y 5, Salamanca 1 y 2, Bajío 1 y 2, Central 1,2, 3 y 4, Mérida III y Campeche-, y varias plantas existentes se convertirán a gas, como son: Altamira, Salamanca, Tula y Reynosa.

¹⁸¹ Tanto en este punto como en los siguientes factores: resultado de operación, resultado de operación por producto, coeficiente de rentabilidad e índice de productividad, el período de tiempo de análisis abarca solamente el período 1993-1995, debido principalmente a la falta de disponibilidad de información.

Las ventas internas en las Regiones Noreste, Occidente y Centro representaron para PEMEX-GAS un ingreso de 2 707 millones de pesos, 2 930 millones de pesos y 4 198 millones de pesos durante 1993, 1994 y 1995, respectivamente (ver cuadro IV.5). El monto de este ingreso en relación a las ventas totales de gas natural por región fue en promedio de 79-85 por ciento en cada uno de los tres años. Con esto se puede resaltar, que éstas cuatro regiones son las de mayor importancia, para PGPB, en cuanto a la comercialización interna del gas natural.

CUADRO IV.5. VENTAS INTERNAS DE GAS NATURAL POR REGIÓN						
(Millones de pesos)						
	1993		1994		1995	
REGIÓN	CANTIDAD	VALOR	CANTIDAD	VALOR	CANTIDAD	VALOR
Noreste	448	1101	509	1242	539	1684
Noroeste	114	286	79	183	107	403
Centro	537	1317	528	1232	488	1685
Occidente	114	290	177	456	217	829
Sur	104	246	94	198	122	356
Naco	10	39	5	15	10	31
Cd. Juárez	48	133	56	141	64	189
Piedras Negras	5	14	3	11	4	13
Total	1380	3426	1450	3478	1552	5191

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores, 1993-1995*.

PEMEX, *Anuario Estadístico, 1993-1994*.

Del mismo modo, de 1993 a 1994 sólo hubo ascenso en los volúmenes de ventas en las Regiones Noreste, Occidente y Ciudad Juárez; el que no existiera incremento en el consumo en otras regiones se debió ante todo a la sustitución del gas a combustóleo por parte de Comisión Federal de Electricidad. En forma contraria, de 1994 a 1995, se tuvo un crecimiento en los volúmenes consumidos en casi todas las regiones -la única región en la que no se incrementó la demanda fue en la Región Centro, ésta se contrajo un ocho por ciento- a pesar del fuerte aumento registrado en los precios del gas.

En forma parecida al gas natural, las regiones de mayor consumo del gas LP son regiones que se encontrarían dentro de las Regiones Centro -Poza Rica, Puebla, Matapionche, Tierra Blanca, S.M. Texmelucan, Tepejí del Río y Tula-, Occidente -Guadalajara, Salamanca y Abasolo- y la Región Noroeste -Cd. Juárez, Mexicali, Rosarito, Topolobampo, Tijuana y Nogales-. El orden en que se mencionan estas regiones, es el orden que se tiene con respecto a su consumo. De 1991 a 1995, el total de ventas de gas licuado de petróleo en estas regiones aumentó en 4.7 por ciento, pasando de 191 MBD en 1991 a 200 en 1995; en cambio, el ingreso real generado por éstas tuvieron un aumento del 352 por ciento, obteniéndose en 1991 y en 1995, 1 141 millones de pesos y 5 157 millones de pesos, respectivamente (ver *cuadro 26 del Anexo 2*). Los ingresos obtenidos por PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA en estas regiones con respecto al total de los ingresos por ventas de gas LP representaron aproximadamente un 79 por ciento. Al igual que las regiones de consumo del gas natural, las zonas de consumo del gas licuado de petróleo se concentran en las Regiones Centro y Occidente, aunque la substancial diferencia recae en las Regiones Noroeste y Noreste, siendo la primera de gran importancia en las ventas del gas licuado de petróleo y la segunda en las ventas del gas natural.

Entre las principales regiones de consumo del gas licuado de petróleo -comentadas en el párrafo anterior- en la región comprendida por Poza Rica, Puebla, Matapionche, Tierra Blanca, S.M. Texmelucan, Tepejí del Río y Tula ha habido un decrecimiento en la demanda -5.3 por ciento-, ya que se vendieron 113 MBD en 1991 y 107 MBD en 1995 (ver *cuadro 26 del Anexo 2*). En forma contraria, en la región que abarca las ciudades de Guadalajara, Salamanca y Abasolo se ha incrementado notablemente tanto el volumen de ventas como los ingresos obtenidos por éstas, el crecimiento de ventas de 1991 a 1995 fue de 56.7 por ciento y el de los ingresos obtenidos de 529.4 por ciento (estos incrementos se debieron al crecimiento en la demanda y, principalmente, a la construcción de otro centro de distribución, siendo éste la terminal de Abasolo, Gto.). En las otras regiones la demanda se ha mantenido constante o con una variabilidad mínima en los volúmenes vendidos. De igual forma, a diferencia del gas natural, el mercado del gas licuado de petróleo es menos cambiante y mucho más estable, debido sobre todo a que la mayor cantidad de consumo la realiza el sector doméstico, además de que su consumo en los sectores eléctrico e industrial es nulo.

4.7) VALOR Y VOLUMEN DE LAS IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES

El volumen de las importaciones de gas natural disminuyó en 1993 por causa de la contracción del consumo interno de este combustible. Las desviaciones en la demanda programada de cada sector consumidor, limita la planeación y genera costos adicionales, por ejemplo, en el primer semestre de 1994 se exportaron excedentes de gas natural de 19 MMPCD generados por la menor demanda de

Comisión Federal de Electricidad, en el segundo semestre -de este mismo año- se presentó un mayor requerimiento de CFE, lo que derivó en un aumento de las importaciones y, consiguientemente, en la cancelación de las exportaciones a partir de julio, las cuales se habían mantenido desde diciembre de 1993. Además, debido a la baja capacidad de almacenamiento de PGPB, las importaciones de gas natural crecieron; por lo que, el volumen promedio de gas natural importado fue de 29.7 por ciento mayor que en el año 1993, en el cual se importaron 97 MMPCD.

En 1994 se exportaron 3 MBD de gas natural equivalentes a combustóleo. Cabe mencionar que las exportaciones de gas natural constituyen una variable de ajuste a las fluctuaciones del mercado interno, dada la baja capacidad de almacenamiento de gas, cuyo manejo ha evitado el cierre de pozos, al mismo tiempo que permite el ingreso de divisas. De la misma forma, durante 1995 PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA el valor de las exportaciones por 351 millones de dólares significó una reducción de 7 por ciento, lo que se explica básicamente por la reducción en 41 millones de dólares en la exportación de pentanos. En contraste, se realizaron compras en el exterior por 339 millones de dólares, 57 millones más que las realizadas en 1994, el 63 por ciento del incremento lo explica la importación de propano.

La balanza comercial del gas natural arrojó en 1995 un resultado negativo de 152 MMPCD. Por su parte, las importaciones promediaron 173 MMPCD, volumen superior en 38 por ciento a lo realizado en 1994, debido al accidente ocurrido en el estado de Tabasco, la sustitución de combustóleo por gas natural por parte de la Comisión Federal de Electricidad, y el impacto de los huracanes Opal y Roxanne. Este último requirió de la importación emergente de 3 995 MMPC con un costo aproximado de 7 millones de dólares para el gas natural. El saldo del comercio exterior fue deficitario en 87 millones de dólares. Con relación a la balanza comercial del butano y propano ésta resultó deficitaria en 12 Mton. y 66 millones de dólares.

De 1985 a 1990, las exportaciones de gas licuado de petróleo fueron en promedio de 24.2 MBD lo que representó un ingreso de 104.2 millones de dólares; sin embargo, de 1991 a 1995, las exportaciones tanto en valor como en volumen disminuyeron a 84.6 millones de dólares y 17.2 MBD, respectivamente (ver cuadro IV.6). En cambio, de 1991 a 1995, las exportaciones de pentanos aumentaron tanto en valor como en cantidad un 247 por ciento y 255 por ciento, respectivamente, con respecto al período 1985-1990, en el cual se vendieron 7.5 MBD generándose un ingreso de 41 millones de dólares. En 1988 no hubo exportaciones de pentanos.

Las exportaciones de gas natural tanto en valor como en volumen, durante 1991-1993, han sido en promedio anual de 15 MMPCD y 10.3 millones de dólares (ver cuadro IV.6). También, las

exportaciones de azufre se incrementaron de 24 Mton. en 1991 a 540 Mton. en 1995. Las exportaciones de hexano, propano, butano crudo, gasolinas naturales han variado considerablemente, ya que éstas sólo se han realizado en casos de que exista un excedente en la producción y/o una contracción en la demanda interna.

CUADRO IV.6. VALOR (Millones de dólares) Y VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA¹									
		1985		1986		1987		1988	
Producto	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	
Gas Licuado (MBD)	18	125	17	59	9	74	19	19	
Pentanos (MBD)	9	47	13	62	15	47	0	0	
Hexano (MTon)	1	0.4	0.1	0.03	0	0	0	0	
		1989		1990		1991		1992	
Producto	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	
Pentanos (MBD)	5	102	9	65	16	102	21	118	
Gas Licuado (MBD)	29	28	47	243	33	165	19	96	
Butanos-butenos (MBD)	0	0	0	0	10	2	21	3	
Azufre (MTon)	0	0	0	0	24	2	0	0	
Propano (MBD)	0	0	0	0	0	0	0.04	0.2	
Butano crudo (MTon)	0	0	0	0	3	0.3	0	0	
Butano (MTon)	0	0	0	0	4	20	39	6	
		1993		1994		1995			
Producto	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	
Gas Natural (MMPCD)	5	4	19	15	21	12			
Pentanos (MBD)	29	167	37	191	27	150			
Gas Licuado (MBD)	8	38	13	59	13	65			
Butanos-butenos (MBD)	0	0	0	0	0	0			
Azufre (MTon)	506	23	531	24	540	33			
Propano (MBD)	0	0	4	22	4	24			
Butano crudo (MTon)	36	5	7	1	0	0			
Butano (MTon)	10	51	13	66	12	66			

¹Tanto las cifras de cantidad como de valor están redondeadas.

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores*, 1984-1995.

PEMEX, *Anuario Estadístico*, 1987-1995.

En los últimos años, las exportaciones de hexano, propano, butano crudo, gasolinas naturales han sido esporádicas. Así también, el orden de los productos mediante los cuales PEMEX primero, y después PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA han tenido un mayor ingreso por ventas de exportación han sido: los pentanos, el butano, el gas LP, el azufre, el butano crudo, las gasolinas naturales, y por último, el gas natural.

Igualmente, en 1993, 1994 y 1995, las exportaciones sólo representaron en promedio un ocho por ciento en relación al total de los ingresos obtenidos por PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA; a pesar de que esta participación no es aún significativa, la tendencia fue hacia el alza. De igual manera, las importaciones representaron en promedio aproximadamente sólo un siete por ciento pero del total de egresos de PGPB.

Al igual que las exportaciones, las importaciones llevan una tendencia de incremento. Se observa difícil que a mediano plazo se pueda cambiar esta tendencia, ya que como se comentó en las líneas anteriores, el principal producto tanto exportado como importado es el gas licuado de petróleo.

En los años 1985-1990, las importaciones de gas natural fueron en promedio de 18.3 MMPCD lo que representó un egreso de 16.6 millones de dólares; empero, de 1991 a 1995, las importaciones tanto en valor como en volumen aumentaron un 706.5 por ciento y 555.4 por ciento, respectivamente (ver cuadro IV.7). Aún habiendo existido éste gran aumento, el gas natural no representó para PGPB el mayor egreso con respecto a su partida por compras de importación, siendo el principal egreso las importaciones del gas LP. En el período 1985-1995 el valor y volumen de las importaciones de éste último producto fueron en promedio anual de 23.5 MBD y 154.5 millones de dólares. Con respecto a las importaciones de propano, de 1991 a 1995, fueron éstas de 5.8 MBD y 41.8 millones de dólares; el butano crudo solamente se ha importado en el año 1994 -24 Mton.-. Los principales productos importados por la subsidiaria desde 1991, como se ha comentado, han sido el gas licuado de petróleo, el gas natural y el propano -el orden en que se describen estos productos representan su importancia en los egresos por compras de importación de la PGPB-.

Como se ve el gas natural nunca se ha considerado como un producto importante en relación al ingreso que PGPB obtiene por conducto de las exportaciones. Por el contrario, el gas natural ha llegado a ser en algunas ocasiones el principal producto importado, esto sucedió en los años 1991, 1992 (ver cuadro IV.7). El principal producto importado -a excepción de 1991 y 1992- ha sido el gas LP. Desde 1991 se ha empezado a importar propano.

En el primer cuatrimestre de 1996 el volumen de exportación del gas natural fue de 36.4 MMPCD. No obstante, durante el presente año, se espera un baja en el valor y cantidad de las exportaciones de PGPB; ya que, desde finales de julio no se realizan exportaciones del gas licuado de petróleo y del gas natural -por falta de capacidad de producción PGPB suspendió sus exportaciones-. Conjuntamente, existirá una reducción en las exportaciones de azufre, pentanos, propano y butano.

CUADRO IV.7. VALOR (Millones de dólares) Y VOLUMEN DE LAS IMPORTACIONES DE PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA ¹								
Producto	1985		1986		1987		1988	
	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor
Gas Natural (MMPCD)	4	6	5	7	6	7	6	7
Gas Licuado (MBD)	35	286	25	165	16	87	19	19
Propano (MBD)	0	0	0	0	0	0	0	0
Butano crudo (MTon)	0	0	0	0	0	0	0	0
Producto	1989		1990		1991		1992	
	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor
Gas Natural (MMPCD)	46	36	43	31	164	106	250	179
Gas Licuado (MBD)	21	105	21	165	100	100	22	144
Propano (MBD)	0	0	0	0	60	60	7	52
Butano crudo (MTon)	0	0	0	0	0	0	0	0
Producto	1993		1994		1995			
	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor
Gas Natural (MMPCD)	97	78	125	82	173	99		
Gas Licuado (MBD)	24	160	30	185	30	195		
Propano (MBD)	6	45	1	8	7	44		
Butano crudo (MTon)	0	0	24	6	0	0		

¹ Tanto las cifras de cantidad como de valor están redondeadas.

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores*, 1984-1995.

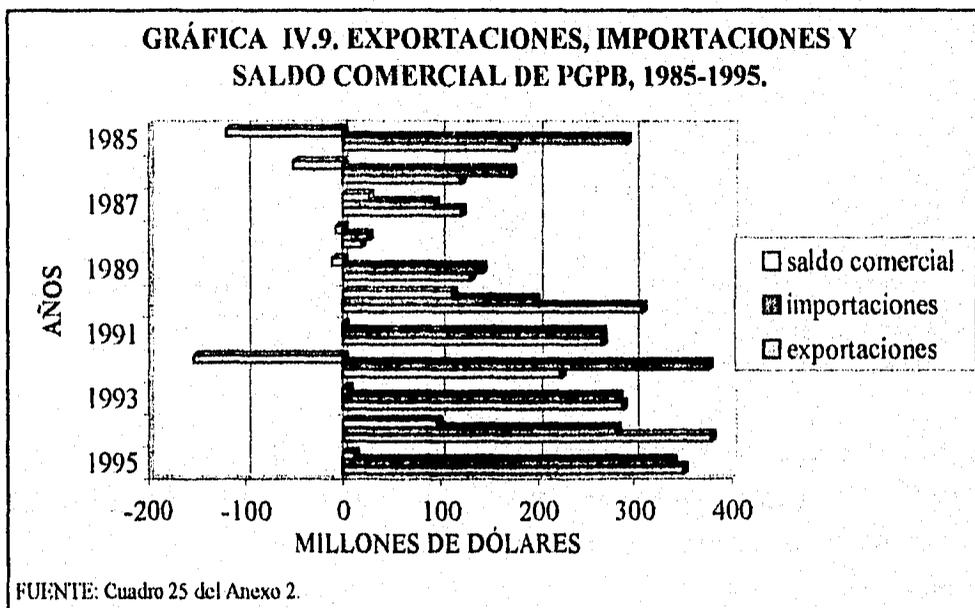
PEMEX, *Anuario Estadístico*, 1987-1995.

Del mismo modo, de enero a abril del presente año, el volumen importado de gas natural fue de 44.3 MMPCD. En el mes de agosto, un mes después del accidente de Cactus, Chiapas, se importaron 300 MMPCD de gas natural; se estima que el volumen mensual importado de gas natural de septiembre a diciembre sea de aproximadamente 200 MMPCD. Incluso, en agosto y septiembre se importaron

168 mil toneladas de gas LP. De esta manera, el valor y cantidad de las importaciones de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA aumentarán en gran medida.

Por otra parte, al analizar el saldo comercial de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA se observa que durante cinco de los seis años que abarca el periodo 1985-1990 existió un saldo deficitario (ver gráfica IV.9), teniéndose el mayor saldo negativo en 1985, siendo éste de 120 millones de dólares, y el menor en 1988, el cual fue de 7 millones de dólares. En estos años solamente se exportaba gas LP, pentanos y en algunas ocasiones hexano; en cambio, se importaba gas natural, gas licuado de petróleo.

El déficit comercial en 1985 y 1986 fue por causa de un mayor volumen de importación del gas LP y de una baja considerable tanto en el precio de exportación del mismo como en su producción interna. De manera contraria, de 1991 a 1995, el saldo comercial ha tenido un comportamiento positivo; por lo que, el saldo superavitario ha sido de 53.5 millones de dólares. En este mismo lapso, se exportaron pentanos, gas LP, butanos-butenos, propano, azufre, gas natural y butano, y se importó gas licuado de petróleo, gas natural y propano; por lo que, existió un incremento en el número de productos tanto exportados -cinco- como importados -uno- en relación al período anterior. En 1992 se tuvo el mayor superávit en la balanza comercial, el cual fue de 152 millones de dólares, lo que representó 7 por ciento más que el de 1990 (ver cuadro 27 del Anexo 2). Asimismo, en 1995 PGPB registró un saldo positivo en su balanza comercial con el exterior por 12 millones de dólares, que contrasta con la obtenida en el año previo de 96 millones de dólares.



El promedio anual tanto de los ingresos como de los egresos de PGPB por concepto de ventas de comercio exterior ha sido 216 y 200 millones de dólares, respectivamente. Esto nos da como resultado un saldo positivo de 16 millones de dólares, el cual se logró mediante el aumento en las exportaciones de azufre, butano, propano y a una constante exportación de pentanos y gas licuado de petróleo. Empero, no se puede decir que este superávit se debió a una disminución en las importaciones, ya que de acuerdo a la media, que fue de 200 millones de dólares, en los últimos cinco años la cantidad de egresos fue mayor a ésta (ver *cuadro 27 del Anexo 2*)

Para el presente año se espera un gran déficit en el saldo comercial de PGPB, debido a los grandes volúmenes importados de gas natural y gas licuado de petróleo y a la nula o poca exportación de sus productos; este saldo deficitario va a ser mayor al que tuvo la subsidiaria en 1985.

4.8) GASTO POR INVERSIÓN

De 1991 a 1995, el aumento en el gasto real por inversión fue equivalente a un 157 por ciento, aumentando de 137 millones en 1991 a 738 millones en 1995 (ver cuadro IV.8); un factor importante de lo anterior fue el mayor impulso realizado por el Gobierno Federal, PEMEX y PGPB con respecto al desarrollo del mercado del gas natural, el cual se está generando debido, como ya se comentó, al cambio en la estructura de la misma industria y a la próxima implantación de las nuevas normas ecológicas.

La inversión realizada por PGPB con respecto a la Investigación y Desarrollo ha sido nula o prácticamente marginal en relación a la inversión total, ya que en 1993, 1994 y 1995 ésta fue en promedio de sólo un 0.68% del gasto real total por inversión realizado por PEMEX-GAS en esos mismos años.

Del mismo modo, de 1991 a 1995, en relación con la inversión total de PEMEX, la participación de la inversión de PGPB ascendió de un 1.5 por ciento en 1991 a 4.6 por ciento en 1995, aumentando un 206.6 por ciento. Sin embargo, a pesar de que en 1995 se presentó la mayor inversión, ésta no fue la más importante si se considera la relación existente entre la inversión total de PGPB y la inversión total anualizada realizada por Petróleos Mexicanos; la mayor relación se registró en 1994, siendo ésta relación de 6.1 (ver cuadro IV.8). Lo anterior nos indica que PEMEX prefirió enfocar sus inversiones tanto al incremento en la extracción y producción del crudo como a la instalación y mejoramiento de algunas plantas de PEMEX-REFINACIÓN.

CUADRO IV.8. GASTO POR INVERSIÓN POR CONCEPTO DE PGPB					
(Millones de pesos)					
	1991 ⁱ	1992 ⁱ	1993	1994	1995
Servicios personales			0	18	27
Rehabilitación, modificación y reacondicionamiento por contrato			38	119	164
Obras			203	381	435
Adquisiciones			60	82	104
Investigación y Desarrollo			3	7	1
Estudios de preinversión			0	4	5
Otros			0	3	3
TOTAL	137	220	272	614	738
Inv. PGPB/Inv. Total PEMEX (%)	1.51	2.4	3.5	6.1	4.6

ⁱ En estos años no se pudo conseguir el gasto por inversión por concepto.

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores, 1993-1995*.

PEMEX, *Anuario Estadístico, 1993-1994*.

Entre 1993 y 1994 existió un aumento del 125.7 por ciento en el gasto por inversión por parte de PEMEX-GAS, debido principalmente a que en 1994, la subsidiaria inició la construcción de tres plantas endulzadoras y estabilizadoras de condensados de 24 MBD, dos en Cd. Pemex y una en Nuevo Pemex, Tabasco; además de, una planta fraccionadora de hidrocarburos de 104 MBD y una planta criogénica de 500 MMPCD en Nuevo Pemex, todas bajo la modalidad de precio alzado y tiempo determinado. Éstas plantas permitirán aprovechar condensados que de otra manera se reinyectarían a la corriente de petróleo crudo, incrementar la recuperación de líquidos de gas, aumentar la capacidad de fraccionamiento de licuables, abastecer de gas natural a las plantas termoeléctricas localizadas en la península de Yucatán y reducir los costos de distribución y comercialización del gas licuado a nivel nacional.

Igualmente, en 1995 el gasto por inversión se distribuyó de la siguiente manera: rehabilitación, modificación y reacondicionamiento por contrato 164 millones, obras 152 millones, adquisiciones 68 millones y el restante se gastó en investigación y desarrollo, estudios de preinversión, etc. En este año, el avance registrado en la construcción de las plantas mencionadas anteriormente fue totalmente insignificativo.

En el presente año, el presupuesto de inversión asignado a PGPB es de 1 361 millones de pesos, equivalentes a 181.5 millones de dólares¹⁸². Por consiguiente, el plan inicial de inversión de PEMEX-GAS se distribuye de la siguiente manera:

- El monto de recursos asignados a los proyectos correspondientes a seguridad industrial y protección ambiental es de 257 millones de pesos (34.3 millones de dólares) y representa el 26 por ciento del presupuesto. Entre los proyectos más importantes -según PGPB- en este rubro están la rehabilitación, mantenimiento y supervisión de la red nacional de ductos, la inspección y rehabilitación del tren de líneas, obras de actualización de seguridad en la terminal del tren refrigerada de Pajaritos y obras de ecología.

- Los proyectos que permitirán automatizar la red de gasoductos tienen designado un monto de 144 millones de pesos (19.2 millones de dólares) y representan el 14 por ciento del presupuesto total. Los proyectos más importantes en este rubro son: SCADA¹⁸³ red de gas Valle de México, SCADA Subgerencia Zona Centro, Expansión SCADA interior red de gas de Monterrey, así como el ducto transistmico de gas licitado de petróleo de 12 pulgadas de diámetro por 250 kilómetros Minatitlán-Salina Cruz.

- Para la continuación de los proyectos de construcción de las plantas de Nuevo Pemex y Cd. Pemex, Tabasco, se tienen asignados 436 millones de pesos (58.1 millones de dólares) y representan el 43 por ciento del presupuesto total.

- Los proyectos que contribuirán a mejoras en procesos, ahorro de energía y reducción en los costos de transporte tienen asignado un monto de 167 millones de pesos (22.3 millones de dólares) que representan el 17 por ciento del presupuesto total.

Asimismo, de enero a julio del presente año, no hubo ningún avance en la construcción de estas obras, principalmente por causa de problemas operativos y financieros. Empero, por causa del accidente de Cactus, Chiapas, PEMEX-GAS se ve obligado a terminar la construcción fundamentalmente de la planta criogénica de 500 MMPCD de Nuevo Pemex, la cual se encuentra a un 37 por ciento de su construcción.

¹⁸² Para la obtención de este valor, se empleó como dato de referencia una paridad de 7.50 pesos por dólar. Asimismo, los demás valores dados en millones de dólares se obtuvieron tomando en cuenta esta misma relación.

¹⁸³ El término SCADA se refiere a la automatización, control de supervisión y adquisición de datos.

Del plan de inversión, se puede deducir tres puntos: primero, la inversión para mantenimiento y supervisión de la red de gasoductos -de éste y de los anteriores años- resulta mínima; por tanto, la inversión en este rubro no ha sido prioridad para PEMEX y PGPB. La disminución en los recursos necesarios para realizar un buen mantenimiento ha provocado daños irreversibles que se han manifestado en un incremento en los índices de gravedad y frecuencia de accidentes y daños a instalaciones; así como, obstrucciones al flujo de hidrocarburos. Como mejor prueba de lo anterior esta la explosión de las dos plantas criogénicas en el complejo petroquímico de Cactus; el costo de construir estas dos plantas, junto con la inversión requerida para terminar la planta en Nuevo Pemex, será aproximadamente mayor en 76 por ciento al presupuesto de inversión total de este año.

Segundo, el monto de inversión para la ampliación de las plantas es marginal, ya que con éste solamente se podrá tener un adelanto parcial, y por ende, la terminación de las plantas no se realizará en el tiempo estimado. En caso de que continúe la misma situación, PEMEX-GAS se verá imposibilitado en poder producir la cantidad de gas seco necesaria para surtir a una creciente demanda, se estima que el crecimiento anual de la demanda sea del 4 por ciento. Y por último, el monto de inversión asignado y el avance en la automatización de su sistema nacional de gasoducto fue mínimo; por lo cual, a mediados de este año PGPB firmó un contrato con el consorcio formado por las empresas Tenneco Energy y Westcoast Energy, la finalidad de este contrato es que este consorcio se encargue de terminar la automatización de la red nacional de ductos de gas natural -el contrato firmado es por dos años y medio-. De esta manera, se observa que PGPB esta tomando muy en cuenta que para el año 1998 habrá acceso abierto en todo su sistema de transporte y distribución; por lo que, es de pensar que sabe de su rezago en este punto y de la responsabilidad y problemas que tendría en caso de demorarse más tiempo.

4.9) INGRESO PROMEDIO POR PRECIO REAL DEL GAS NATURAL

Durante todo el tiempo en que PEMEX ha vendido el gas natural, el incremento anual del precio real de éste ha sido menor al aumento anual del precio al cual se ha vendido. Al tomar en cuenta la diferencia anual existente del precio real del gas natural, la paraestatal ha obtenido un menor ingreso en relación al que realmente hubiese obtenido en caso de que los aumentos en los precios hubieran tenido una tendencia de incremento equivalente al aumento de la inflación. De acuerdo al cuadro IV.9, se observa que en 1988 el precio promedio real -pesos constantes de 1985- del gas natural fue de 0.0579 N\$/m³, siendo que el precio promedio real del gas era de 0.0888 N\$/m³ en 1987. La diferencia existente fue de 0.0309 N\$/m³; por lo que, PEMEX-GAS dejó de percibir 381 millones de nuevos pesos (pesos constantes de 1985).

Aunque, en 1987 y 1988, el precio promedio -precio corriente- del gas natural se mantuvo constante, el precio real del gas disminuyó 34.7 por ciento; ya que, el precio real del gas -a pesos constantes de 1985- fue de 0.0888 N\$/m³ en 1987 y de 0.0579 N\$/m³ en 1988 (ver cuadro IV.9). Si se observa el período 1985-1994, solamente en los años 1986, 1987, 1992 y 1993 existió un incremento en el precio real; no obstante, este incremento no fue proporcional al aumento anual de la inflación. A diferencia del precio promedio, el precio real del gas natural no ha tenido un incremento constante.

A pesar de existir mecanismos que ligan el precio de gas natural a referencias internacionales, en el período 1988-1991 y en 1994, la diferencia anual del precio promedio real del gas natural fue negativa, lo cual nos indica que durante estos años, hubo una disminución en el precio real y, por ende, PEMEX-GAS dejó de percibir un considerable ingreso. De igual forma, la disminución en el precio real del gas natural es un indicativo de que los incrementos en los precios no toman en cuenta los costos de producción, transporte, etc.; además, se puede determinar que los precios que fija PEMEX no dependen de sus lineamientos económicos y financieros, sino de los lineamientos establecidos por el gobierno federal.

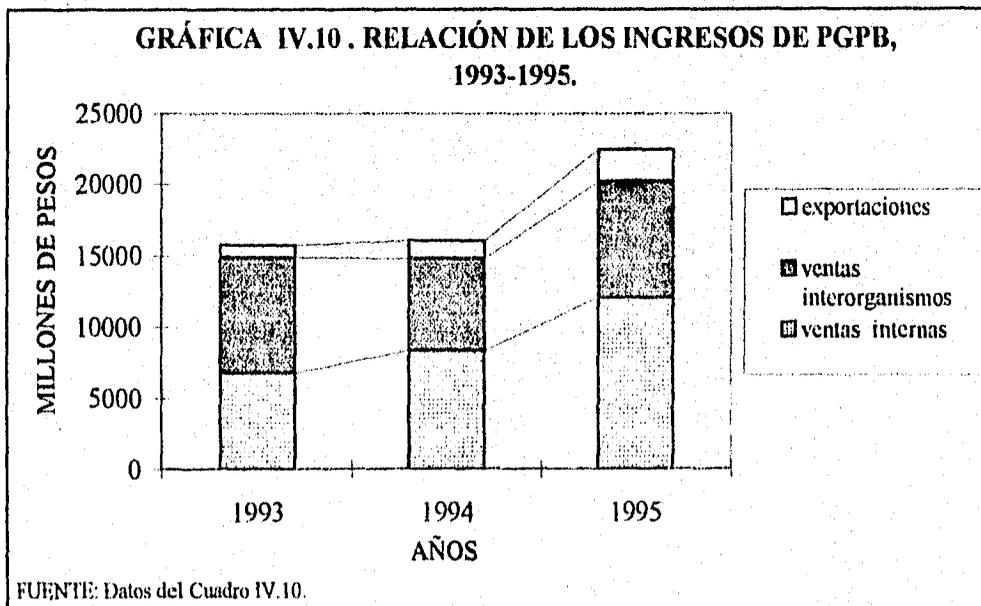
CUADRO IV. 9. INGRESO PROMEDIO POR PRECIO REAL DEL GAS NATURAL					
AÑOS	VENTAS (Millones de metros cúbicos)	PRECIO PROMEDIO DEL GAS NATURAL ¹ (N\$/ Metro cúbico)	PRECIO PROMEDIO REAL DEL GAS NATURAL ¹ (N\$ constantes de 1985/ Metro cúbico)	DIFERENCIA ANUAL DEL PRECIO REAL DEL GAS NATURAL (N\$ constantes de 1985/Metro cúbico)	INGRESO (Millones de Nuevos pesos -constantes de 1985-/ metros cúbicos)
1985	13 407	0.0300	0.0300	-----	-----
1986	12 105	0.0540	0.0310	0.0010	12
1987	11 815	0.1830	0.0888	0.0578	693
1988	12 332	0.1830	0.0579	(0.0309)	(381)
1989	12 332	0.2200	0.0562	(0.0017)	(21)
1990	13 883	0.2275	0.0466	(0.0096)	(133)
1991	15 164	0.2360	0.0387	(0.0079)	(120)
1992	14 968	0.3225	0.0456	0.0069	103
1993	14 265	0.4095	0.0525	0.0069	98
1994	14 989	0.4170	0.0498	(0.0027)	(40)

¹ Se promediaron los precios del gas natural para uso tanto industrial como doméstico.

4.10) RESULTADOS DE OPERACIÓN

En los tres años que tiene PGPB como empresa independiente, el resultado de su operación solamente ha generado pérdidas en 1993; en cambio, en los años 1994-1995 tuvo utilidades. Las causas principales que originaron que se tuvieran pérdidas fueron: un bajo ingreso tanto en las ventas al público como en las exportaciones por bajos volúmenes de ventas, un elevado egreso por compras interorganismos¹⁸⁴ y por conceptos de amortización de deuda y depreciación de infraestructura (ver cuadro IV.10). Por el contrario, las principales causas que hicieron que PGPB tuviera las utilidades en los años 1994-1995, se debieron a un aumento en los ingresos de las ventas internas y de las exportaciones; así como, de una disminución en las compras interorganismos. A diferencia de 1995, en 1994 se tuvieron menos egresos por importaciones, 962 millones de pesos en 1994 y 2 166 millones de pesos en 1995; por lo cual, se tuvo un incremento del 125 por ciento.

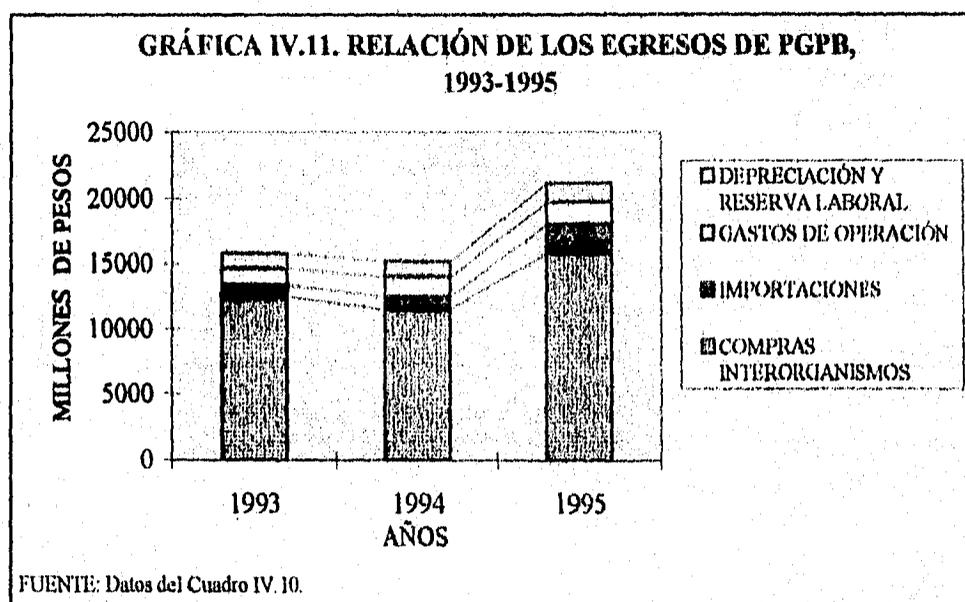
En forma global, de 1993 a 1995, los ingresos aumentaron de 15 744 millones de pesos a 22 475 millones de pesos (ver cuadro IV. 10). Éstos se constituyeron esencialmente por ventas al público o internas (49.6 %), ventas interorganismos (42.5 %) y exportaciones (7.8 %). En el mismo período, los ingresos por ventas internas o ventas al público como por exportaciones aumentaron un 78.4 por ciento y 151.2 por ciento, respectivamente (ver gráfica IV. 10).



¹⁸⁴ Las compras interorganismos se refieren a las compras que hace PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA u PEMEX-REFINACIÓN, PEMEX-PETROQUÍMICA y PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

Las ventas internas aumentaron debido a un ascenso en los volúmenes de venta y ante todo a un elevado incremento en el precio del gas licuado de petróleo, y las exportaciones a una mayor adición en el precio de exportación del gas LP; además de, una fuerte ampliación entre la relación dólar-peso. Conjuntamente, el menor ingreso por ventas interorganismos, se debió sobre todo a que PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA dejó de vender crudo reconstituido, ya que la planta mediante la cual se producía este producto pasó a ser parte de PEMEX-REFINACIÓN. La participación de estos ingresos con respecto al total de ingresos disminuyó 15 por ciento; de modo que, en 1993 éstos representaban 51 por ciento y en 1995 únicamente 36 por ciento.

Por otra parte, los egresos aumentaron de 15 806 millones de pesos a 21 153 millones de pesos (ver cuadro IV.10). El concepto de egresos de PGPB se constituye por compras interorganismos (77.5 %), importaciones (9.4 %), gastos de operación (5.7 %), depreciación, amortización y subsidios (12.5 %). En el mismo período (1993-1995) los egresos de las compras interorganismos, costos de operación y depreciación se incrementaron un 27.5, 30.2 y 6.1 por ciento, respectivamente (ver gráfica IV.11). A pesar de existir un aumento en los precios de los productos comprados a PEMEX-REFINACIÓN y a PEMEX-PETROQUÍMICA -a esta última se le empezó a comprar pentanos desde 1994- la disminución de las compras interorganismos se debió substancialmente a una reducción en las compras a PEMEX-EXPLORACIÓN-PRODUCCIÓN, se dejó de comprar petróleo crudo ligero y superligero. Así también, los egresos por importaciones crecieron debido a un mayor volumen de gas natural importado y a la devaluación del peso, pasando éste de 3.4 a 7.5 por dólar.



CUADRO IV.10. RESULTADOS DE OPERACIÓN DE PGPB			
(Millones de pesos)			
	1993	1994	1995
UTILIDAD DE OPERACIÓN	-61	894	1322
INGRESOS	15744	16083	22475
Ventas al público	6784	8348	12103
Ventas interorganismos	8067	6461	8134
PEP	1297	1217	1403
PR	3991	2137	1877
PP	2765	3095	4840
PC	14	11	15
Exportaciones	890	1274	2236
Otros ingresos ⁱ	3	1	2
EGRESOS	15806	15189	21153
Variables	13321	12469	18030
Compras interorganismos	12442	11507	15864
PEP	11198	9427	12217
PR	711	1272	1949
PP	532	808	1698
Importaciones	879	962	2166
Fijos	2485	2720	3122
Operación	1288	1535	1677
Producción	522	578	732
Ventas	256	306	339
Administración	202	275	279
Corporativo	309	377	328
Depreciación y amortización	958	906	1017
Reserva Laboral	239	279	428
Memorándum (Subsidio al consumidor)	741		3501

ⁱⁱ Incluye ventas de energía al sector energético

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores, 1993-1995*.

PEMEX, *Anuario Estadístico, 1993-1994*.

Con respecto a los costos de producción, se presentaron considerables avances para disminuir éstos, fundamentalmente en los rubros de gastos de operación y por servicios de PEMEX-CORPORATIVO. Las dificultades para reducir los gastos de operación se debieron, aparentemente a la rigidez e imposibilidad de comprimir demasiado los conceptos de sueldos y salarios, y a la adquisición de materiales.

Por causa del accidente de Cactus, Chiapas, en el presente año PEMEX-GAS tendrá un fuerte incremento en sus egresos, ya que existen pérdidas por más de 54 millones de dólares debido a daños físicos y al paro de la producción; además de que, existirán aumentos en los costos de importación y transporte del gas natural y gas licuado de petróleo. Así como, en el costo de reposición de las dos criogénicas que será de 120 millones de dólares cada una, el costo de los sistemas de ductos dañados que unen esas plantas con el resto de las instalaciones del complejo y el costo necesario para poder terminar la planta criogénica en Nuevo Pemex, Tabasco. Otro costo menos tangible será el circular gas húmedo amargo, contaminante por su alto contenido de azufre e impurezas, por ductos que transportaban gas seco; este caso se observa en el gas que actualmente se le distribuye a la planta de Pajaritos.

Al mismo tiempo, los ingresos de PGPB disminuirán notablemente al no obtener ésta ganancias por causa de la producción diferida de gas natural, gas LP y azufre que no podrán producirse en los próximos meses. Igualmente, por una baja en los volúmenes vendidos, del gas natural, gas LP y azufre, principalmente. También, la baja en el ingreso se deberá a la nula exportación tanto del gas natural como del gas licuado de petróleo; la subsidiaria suspendió temporalmente sus contratos de exportación. De esta manera, se podría dar el caso, el cual es muy probable, que para este año PEMEX-GAS no tenga utilidades y si en cambio pérdidas en el resultado de su operación.

4.11) RESULTADO DE OPERACIÓN POR PRODUCTO

En 1993, los principales productos vendidos fueron el gas seco, gas licuado de petróleo, crudo reconstituido, naftas y pentanos, representando el 39.2 %, 21.4 %, 20.6 %, 4.7 % y 3.5 % del total de las ventas efectuadas por PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, respectivamente. Empero, este ordenamiento cambio en 1994, por lo que los productos más vendidos fueron el gas seco, gas LP, crudo reconstituido, gasolinas y pentanos.

En 1995, los principales productos vendidos fueron: el gas seco, el gas LP, las gasolinas, los pentanos y el etano (ya no se vende el crudo reconstituido). Por causa de la devaluación de diciembre de 1994 y, consecuentemente, al aumento en los precios de los productos (la demanda se

Con respecto a los costos de producción, se presentaron considerables avances para disminuir éstos, fundamentalmente en los rubros de gastos de operación y por servicios de PEMEX-CORPORATIVO. Las dificultades para reducir los gastos de operación se debieron, aparentemente a la rigidez e imposibilidad de comprimir demasiado los conceptos de sueldos y salarios, y a la adquisición de materiales.

Por causa del accidente de Cactus, Chiapas, en el presente año PEMEX-GAS tendrá un fuerte incremento en sus egresos, ya que existen pérdidas por más de 54 millones de dólares debido a daños físicos y al paro de la producción; además de que, existirán aumentos en los costos de importación y transporte del gas natural y gas licuado de petróleo. Así como, en el costo de reposición de las dos criogénicas que será de 120 millones de dólares cada una, el costo de los sistemas de ductos dañados que unen esas plantas con el resto de las instalaciones del complejo y el costo necesario para poder terminar la planta criogénica en Nuevo Pemex, Tabasco. Otro costo menos tangible será el circular gas húmedo amargo, contaminante por su alto contenido de azufre e impurezas, por ductos que transportaban gas seco; este caso se observa en el gas que actualmente se le distribuye a la planta de Pajaritos.

Al mismo tiempo, los ingresos de PGPB disminuirán notablemente al no obtener ésta ganancias por causa de la producción diferida de gas natural, gas LP y azufre que no podrán producirse en los próximos meses. Igualmente, por una baja en los volúmenes vendidos, del gas natural, gas LP y azufre, principalmente. También, la baja en el ingreso se deberá a la nula exportación tanto del gas natural como del gas licuado de petróleo; la subsidiaria suspendió temporalmente sus contratos de exportación. De esta manera, se podría dar el caso, el cual es muy probable, que para este año PEMEX-GAS no tenga utilidades y sí en cambio pérdidas en el resultado de su operación.

4.11) RESULTADO DE OPERACIÓN POR PRODUCTO

En 1993, los principales productos vendidos fueron el gas seco, gas licuado de petróleo, crudo reconstituido, naftas y pentanos, representando el 39.2 %, 21.4 %, 20.6 %, 4.7 % y 3.5 % del total de las ventas efectuadas por PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, respectivamente. Empero, este ordenamiento cambio en 1994, por lo que los productos más vendidos fueron el gas seco, gas LP, crudo reconstituido, gasolinas y pentanos.

En 1995, los principales productos vendidos fueron: el gas seco, el gas LP, las gasolinas, los pentanos y el etano (ya no se vende el crudo reconstituido). Por causa de la devaluación de diciembre de 1994 y, consecuentemente, al aumento en los precios de los productos (la demanda se

contrajo principalmente en el gas seco, gas licuado de petróleo, naftas y etano) no existió una disminución en el ingreso de PGPB. En caso de que se hubiera seguido vendiendo el crudo reconstituido el ingreso hubiera sido mayor.

En éstos tres últimos años se ha observado que para PGPB sus principales productos son el gas seco, el gas LP, las gasolinas y los pentanos, los cuales representan aproximadamente el 75 por ciento de sus ingresos; en cambio, los resultados de operación de los líquidos, etano, naftas, butanos, azufre, hexano, materia prima para negro de humo y otros sólo representan el 25 por ciento.

Asimismo, de 1993 a 1995, el ingreso aumentó un 42.7 por ciento, ya que en 1993 se tuvo como ingreso 6 731 millones de pesos menos que los ingresos obtenidos en 1995 (ver cuadro IV.11). Empero, la utilidad de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA en estos mismos años fue en ascenso, debido substancialmente a una continúa disminución en los egresos de la misma.

CUADRO IV.11. RESULTADO DE OPERACIÓN POR PRODUCTO¹ (Millones de pesos)			
	1993	1994	1995
Utilidad De Operación	459	894	1322
Ingresos	15744	16083	22475
Gas Seco	6169	6386	9096
Gas Licuado	3372	4929	7015
Gasolinas	349	784	2454
Pentanos	549	721	1371
Etano	488	524	740
Líquidos	207	281	420
Butanos	159	221	414
Azufre	97	135	364
Naftas	754	404	71
Crudo	3251	1345	0
Reconstituido			
Otros	347	354	530

¹ Excluye el I.V.A.

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores, 1993-1995*, y PEMEX, *Anuario Estadístico, 1993-1994*.

Es importante comentar que no todos los volúmenes de los productos que vende PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA son directamente producidos por la empresa, existen varios casos en los cuales compran determinados productos a PEMEX-REFINACIÓN -a esta firma, PGPB le compra importantes volúmenes de hexano, materia prima para negro de humo, azufre y gas licuado de petróleo- y a PEMEX PETROQUÍMICA SECUNDARIA -a esta firma, PGPB le compra hexano, los pentanos y el heptano-.

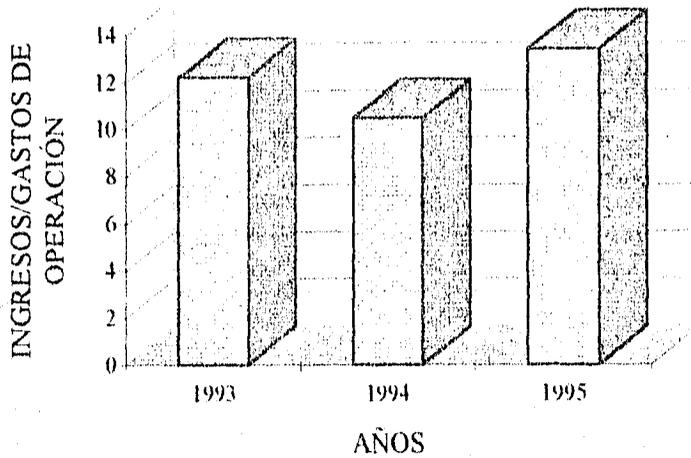
En el presente año, por la explosión en dos plantas criogénicas de 500 MMPCD cada una, los ingresos que obtendrá PGPB por venta de sus productos disminuirán notablemente, al no obtener ésta ganancias por causa de la producción diferida de gas natural, gas LP y azufre que no podrán producirse en los próximos meses. De igual forma, por una baja en los volúmenes de venta fundamentalmente del gas natural, pentano, naftas, butano, gas LP y azufre. También, la baja en el ingreso se deberá a que desde finales de julio no se realizan exportaciones del gas licuado de petróleo y del gas natural; además de que, existirá una disminución en las exportaciones de azufre, pentanos, propano y butano.

4.12) COEFICIENTE DE RENTABILIDAD (INGRESOS/COSTOS DE OPERACIÓN) E ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (INGRESOS/No. TRABAJADORES)

El coeficiente de rentabilidad operativa de la empresa, expresado en términos de la relación ingresos por ventas respecto a los gastos de operación, se ha recuperado gradualmente al pasar de un nivel de 12.22 en 1993 a 13.41 en 1995 (ver gráfica IV.12). Como consecuencia, la competitividad operativa de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA se amplió significativamente al obtener ésta mayores ingresos por ventas. La tendencia de aumento de los ingresos por ventas fue mayor a la observada en los gastos operativos. Los ingresos por ventas totales -ventas internas, ventas interorganismos y exportaciones- se incrementaron un 42.7 por ciento, mientras que los gastos de operación aumentaron en mayor proporción, en términos reales un 30.2 por ciento; de esta forma, se pasó de 1 288 millones de pesos en 1993 a 1 677 millones de pesos en 1995.

Empero, en 1994 el coeficiente de rentabilidad fue de sólo 10.47 (ver gráfica IV.12), existiendo un incremento significativo en el ingreso de 2.5 por ciento de 1993 a 1994; en forma contraria, existió un considerable aumento en los gastos de producción pasando éste de 1 288 millones de pesos a 1 535 millones de pesos. Es decir, se tuvo un incremento real del 19.2 por ciento. Por tanto, no se pudo abatir los costos de producción, ventas, administración y servicios del corporativo. Para 1996, el coeficiente de rentabilidad disminuirá en gran medida, debido a que se espera una baja en los ingresos y un aumento en los gastos de producción; este coeficiente de rentabilidad podría ser más

GRÁFICA IV.12. COEFICIENTE DE RENTABILIDAD DE PGPB, 1993-1995.



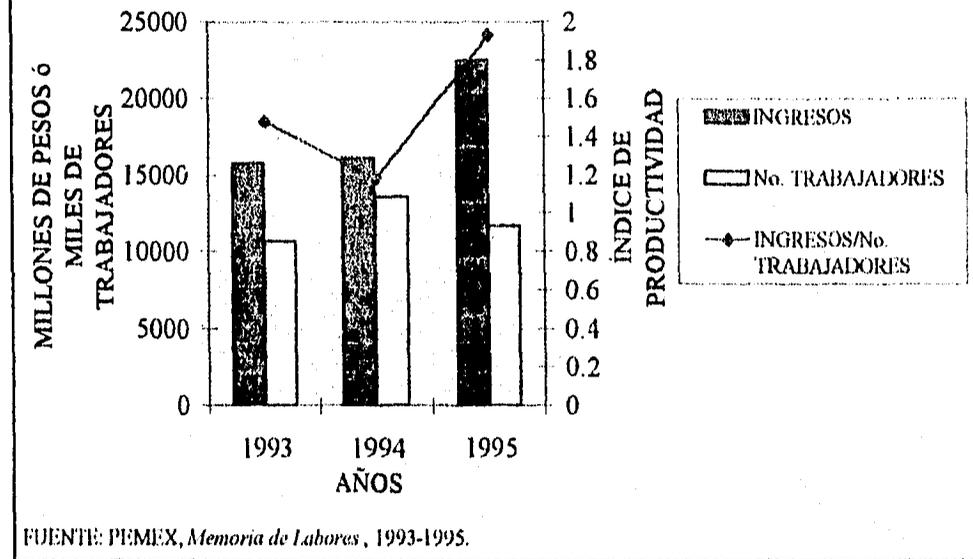
FUENTE: Datos del Cuadro IV 10.

bajo que el de 1994. Como se ha comentado anteriormente, la causa principal de la baja en el coeficiente de rentabilidad es el percance que tuvo PEMEX-GAS en sus instalaciones de Cactus, Chiapas.

El índice de productividad, expresado en términos de la relación ingresos por ventas respecto a la cantidad de trabajadores, ha ascendido considerablemente; ya que éste pasó de un nivel de 1.48 en 1993 a 1.93 en 1995 (ver gráfica IV.13). Por lo que, este índice de productividad de PGPB aumentó elocuentemente al obtenerse menores ingresos por ventas y al incrementarse el número de trabajadores. Los ingresos por ventas aumentaron (42.8 por ciento), mientras que la cantidad de empleados ascendió un 9.4 por ciento, se pasó de 10 643 empleados a 11 649 empleados.

Sin embargo, en 1994 el índice de productividad fue de tan sólo 1.18 (ver gráfica IV.13), existiendo un incremento del 2.1 por ciento de 1993 a 1994. Con respecto a los ingresos totales de PGPB, el número de empleados creció en mayor medida al pasar de 10 643 trabajadores a 13 530 trabajadores; la adición fue del 27.1 por ciento. El aumento en el número de empleados se debió a que en este año se inició la instalación de varias plantas, entre las cuales se encuentran la planta criogénica de 500 MMPCD, la planta fraccionadora de líquidos de 104 MBD y las tres plantas endulzadoras de condensados de 24 MBD cada una. No obstante, por causa de la crisis y de problemas de entendimiento entre PEMEX-GAS y las empresas contratistas no se continuó la construcción; por consiguiente, el personal transitorio contratado en 1994 ya no fue recontratado en

**GRÁFICA IV.13. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD
(INGRESOS/TRABAJADOR), 1993-1995.**



1995. La disminución del personal de PGPB en 1995, fue por causa de la reestructuración que tuvo la subsidiaria en ese mismo año.

En 1996, la relación Ingresos/No. trabajadores descenderá considerablemente, por causa de una disminución real en los ingresos de ventas de PGPB y de un incremento en el personal contratado - plazas temporales-, el cual se requerirá para poder llevar a cabo la construcción y reparación de las plantas de los centros productivos de Cactus, Chiapas y Nuevo Pemex, Tabasco.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE LA MATRIZ DAFO

Una vez realizado el análisis ambiental (ambiente externo, particular e interno) de PEMEX-GAS, y con base en esta información, se procede con el análisis de la matriz DAFO. Es decir, se efectúa la identificación de las fortalezas y debilidades, obtenidas del análisis interno; conjuntamente, se identifican las oportunidades y amenazas provenientes del análisis externo. Los factores externos e internos (pasados, presentes y futuros) que se determinan, son aspectos que pueden intervenir en el desarrollo de PEMEX-GAS.

Para la formulación de las estrategias, las debilidades y fortalezas se comparan sistémicamente, mediante un enfoque estructurado, con las amenazas y oportunidades.

5.1) IDENTIFICACIÓN DE LOS ASPECTOS EXTERNOS

En este punto se identificarán los principales aspectos externos de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA para un horizonte de planeación que comprende el mediano plazo. Para cada elemento se antepuso una clave, A_i para las amenazas y O_j para las oportunidades, esto fue con el fin de identificar y hacer referencia a cada uno de ellos. Se aclara que el orden en que están dispuestos no representa una jerarquización, ver cuadros V.1a, V.1.b, V.2a y V.2.b.

CUADRO V.1a. Análisis Externo de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	
Clave	AMENAZAS (PGPB)
A ₁	Cambios constantes en la tecnología
A ₂	Desincorporación o transferencias de activos a otras subsidiarias de PEMEX
A ₃	Crecimiento en el poder de negociación de clientes
A ₄	Futuro cambio en la paridad del peso
A ₅	Mayor intervención del gobierno
A ₆	Integración a la industria nacional del gas natural de empresas transnacionales

CUADRO V.1b. Análisis Externo de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	
Clave	AMENAZAS (PGPB)
A ₇	Probable venta por parte del gobierno de los ramales con que PGPB surte a los clientes del norte del país
A ₈	Mayor dificultad en la obtención de recursos financieros
A ₉	Presión externa para una posible privatización de activos de PEMEX
A ₁₀	Atraso por parte de PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN en la construcción del gasoducto que deberá de ir de Atasta a Ciudad Pemex
A ₁₁	Producción de grandes volúmenes de combustóleo y bajo precio del mismo
A ₁₂	Acceso abierto en los sistemas de transporte y distribución de PGPB permitido antes de 1998

CUADRO V.2a. Análisis Externo de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	
Clave	OPORTUNIDADES (PGPB)
O ₁	Cambio en el uso de combustibles industriales
O ₂	Restricción ambiental en la composición de los hidrocarburos
O ₃	Cercanía a los Estados Unidos como país consumidor de gas
O ₄	Perspectivas futuras de un alto crecimiento de la demanda
O ₅	Empresas de consultoría nacionales más preparadas
O ₆	Existencia de barreras de ingreso a la industria
O ₇	Próximo incremento en la producción de gas natural por parte de PEMEX-EXPLORACIÓN-PRODUCCIÓN
O ₈	Atraso en las licitaciones de las termoeléctricas

CUADRO V.2b. Análisis Externo de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	
Clave	OPORTUNIDADES (PGPB)
O ₉	Entrada de empresas internacionales sin lazos con las regiones ni identificación con las comunidades
O ₁₀	Investigación y desarrollo tecnológico y de ingeniería, a través del Instituto Mexicano del Petróleo, y otros centros de investigación y desarrollo
O ₁₁	Poder considerar en el cálculo de tarifas y precios del gas natural un ajuste anual por concepto de inflación y por un factor de eficiencia reflejado en los aumentos de la productividad
O ₁₂	La introducción de la competencia en las actividades de transporte, distribución, almacenamiento y comercialización del gas natural
O ₁₃	Un mayor aumento en los ingresos totales de PEMEX

Una vez obtenido lo anterior y para un mejor entendimiento de las amenazas y oportunidades derivadas del análisis externo, se explicará a continuación algunos de estos factores:

AMENAZAS.

Cambios constantes en la tecnología (A₁).

La innovación y el desarrollo tecnológico son los factores más dinámicos del proceso de globalización y adaptación de cualquier empresa petrolera transnacional. Los métodos técnicos, los procesos aplicados y los materiales utilizados en el procesamiento del gas natural se están acelerando y superando. Esto ha sido posible por el incesante avance en la investigación científica a partir de la creciente interacción de empresas, centros de investigación y de disciplinas científicas. Las innovaciones y desarrollo tecnológico han permitido reducir o fusionar líneas de producción, o bien, dividir las internacionalmente. Igualmente, los cambios tecnológicos han sido determinantes en el uso, costo de insumos primarios y en la generación de ventajas comparativas.

El existir un constante y notable desarrollo tecnológico en los procesos del gas natural hace que PEMEX-GAS tenga cada vez un acelerado retroceso en cuanto a sus plantas criogénicas, absorción, endulzadoras de condensados y gas amargo más si se considera que la mayor parte de estas plantas se construyeron hace aproximadamente veinte años.

De igual forma, el retraso tecnológico de PGPB también se observa en cuestiones como del sistema de gasoductos, los procesos administrativos, etc. Un mayor retroceso tecnológico por parte de PGPB hace que ésta tenga una considerable desventaja con respecto a otras compañías como Conoco, Tenneco, Enova, El Paso Natural Gas, etc. Algunas de las desventajas que tiene la paraestatal son el tener una mayor dificultad en la operatividad y control de las plantas y procesos de distribución y transporte, así como un menor aprovechamiento de las economías de escala e integración vertical, de la curva de aprendizaje y un menor nivel de productividad en el uso los insumos.

Desincorporación o transferencias de activos a otras subsidiarias de PEMEX (A₂).

La desincorporación o transferencia de activos de PEMEX-GAS a otras subsidiarias de PEMEX, hace que PGPB tenga varios factores en contra, como son: dejar de vender un producto, menores ingresos por disminución de ventas, un menor volumen de venta de un determinado producto. El efecto de una transferencia de PGPB a otra subsidiaria ya se realizó, dado que PEMEX-GAS transfirió la despuntadora de la Cangrejera que produce crudo reconstituido a PEMEX-REFINACIÓN. Esta transferencia significó para PGPB una disminución en sus ingresos reales en los años de 1994 y 1995. Las ventas de crudo reconstituido equivalían el 20.6 por ciento del total de sus ventas.

Es importante comentar que no todos los volúmenes de los productos que vende PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA son directamente producidos por la empresa, existen varios casos en los cuales compran determinados productos a PEMEX-REFINACIÓN -a esta firma se le compran importantes volúmenes de hexano, materia prima para negro de humo, azufre y gas licuado de petróleo- y a PEMEX-PETROQUÍMICA -a esta firma se le compran hexano, los pentanos y el heptano-. De esta manera, la transferencia o desincorporación de algún otro activo equivaldría para PGPB tanto un incremento en los volúmenes de compra como un adelgazamiento en su estructura.

Crecimiento en el poder de negociación de los clientes (A3).

El poder de negociación de los compradores ha crecido fundamentalmente por el nuevo reglamento del gas natural; los factores substanciales que hacen que los clientes tengan un mayor poder de negociación son:

* Comprar grandes volúmenes con relación a las ventas del proveedor. Si una gran porción de las compras son adquiridas por PEMEX-PETROQUÍMICA y Comisión Federal de Electricidad, esto eleva la importancia de éstas dos firmas en los resultados de PGPB. Conjuntamente, PEMEX-PETROQUÍMICA (PP) y Comisión Federal de Electricidad (CFE) son fuerzas particularmente poderosas siendo que la industria del gas se caracteriza por grandes costos fijos lo que eleva el interés por parte de PGPB de tratar de mantener la capacidad de sus ductos al máximo.

* Enfrentar costos bajos por cambiar de proveedor. En el caso de CFE, ésta tiene la posibilidad de emplear en algunas de sus plantas generadoras -específicamente las plantas duales- gas natural o combustóleo según le convenga. El uso del gas natural en las plantas duales por parte de CFE dependerá de que PEMEX-GAS venda el gas natural a un menor precio equivalente, con mayor calidad y un mejor servicio en relación al que PEMEX-REFINACIÓN realice con respecto a las ventas del combustóleo.

* Plantear una real amenaza de integración hacia atrás. En el Reglamento del Gas Natural se especifica que cualquier empresa puede realizar el transporte y almacenamiento del gas natural para usos propios propios (en el mediano plazo se tendrá el caso de la empresa Arancia en Querétaro, Qro., la cual ya recibió el permiso correspondiente por parte de la Comisión Reguladora de Energía para construir su propio ducto para autoabastecimiento). Es por esto que, si la motivación de los compradores para integrarse hacia atrás está basada en la seguridad del abastecimiento u otros factores no relacionados con el precio, esto puede implicar que la paraestatal deba ofrecer mayores concesiones de precio para impedir la integración.

No sólo la amenaza de un mayor grado de integración es peculiarmente posible, sino que también esta integración le proporcionaría al comprador un conocimiento detallado de los costos de distribución, transporte o almacenamiento, lo cual es de gran ayuda en cualquier negociación.

* Tener información. Si PEMEX-PETROQUÍMICA, Comisión Federal de Electricidad y otros clientes de PEMEX-GAS tienen información completa sobre la demanda, los precios de mercados reales e incluso de los costos de PGPB, esto les proporcionará una mayor ventaja negociadora.

Con información completa, el comprador está en una mejor posición, lo cual le podría tanto asegurar que obtendrá precios más favorables como el poder contrarrestar los puntos de vista de los proveedores de que su situación está amenazada.

Mayor intervención del Gobierno Federal (A5).

La intervención del Gobierno Federal sobre PEMEX-GAS se realiza en forma directa e indirecta, esta intervención se establece fundamentalmente en tres puntos: la programación del presupuesto financiero y de inversiones, la revisión y aceptación de proyectos y estrategias, y la facilidad de sustituir a funcionarios o administradores de la subsidiaria.

Los tres puntos anteriores se consideran una amenaza, ya que en caso de que el Gobierno Federal continúe con una política económica que deliberadamente pretenda seguir saneando y equilibrando las finanzas públicas mediante la reducción creciente del gasto público; así como, de una atención privilegiada al cumplimiento de la deuda externa se esperaría entonces que en los próximos cinco años la asignación de recursos para la inversión de PEMEX-GAS sea pobre y austera. PGPB corre el riesgo de paralizar y desfasar proyectos de infraestructura, de no mejorar las etapas productivas, etc. Del mismo modo, debe tomarse muy en cuenta que en años pasados, la política del gasto público afectó de manera sobresaliente las actividades de operación y de expansión de PEMEX y, por tanto, de la subsidiaria. Con frecuencia, estos renglones fueron utilizados como variables para ajustar montos y límites del gasto público y, en no pocas ocasiones, la industria debió acatar decisiones que afectaron encadenamientos de inversiones y ajustes en la terminación de obras.

En los esfuerzos por controlar la inflación, Petróleos Mexicanos y sus subsidiarias coadyuvaron significativamente al reducirse el monto de sus inversiones y la presión sobre la demanda agregada nacional.

Asimismo, la facultad que tiene el gobierno federal para quitar y poner altos funcionarios será siempre una amenaza, puesto que en casi todos los aspectos claves y substanciales tanto del sector energético como de la industria del gas natural. No es posible que las decisiones importantes recaigan en personas que no conozcan a detalle el tema en cuestión. La continuación de estas medidas empeorará la situación presente y establecerá incertidumbre en el mediano plazo y, por consiguiente, se afectará el desarrollo de la industria nacional.

Possible venta por parte del gobierno de los ramales de distribución con que PGPB surte a los clientes del norte del país (A7).

El Gobierno Federal en muchos de tantos intentos por atraer la inversión en la distribución del gas natural en el norte del país tiene planeado incluir en las licitaciones de las zonas geográficas los ramales con los que cuenta PGPB. Como una mayor indicación de lo anterior y para evitar lios legales, el gobierno ha establecido que los ductos de distribución de PEMEX-GAS en Chihuahua y en otras zonas geográficas a ser licitadas deberán ser administrados por un fideicomiso, en el cual tendrán participación los ganadores de las licitaciones. Se tiene pensado que los ganadores se quedarán con la propiedad de los ductos sólo después de varios años.

El hecho de que la subsidiaria no conserve los ramales de distribución en el norte del país sería equivalente a que ésta perdiera algunos de sus clientes en el corto plazo y, principalmente, a dejar percibir ingresos. PEMEX-GAS no se encuentra en una situación holgada en términos financieros; por tanto, es una amenaza el que se quiera reducir en cierto grado tanto sus ingresos como sus nichos de mercado. Además, no es factible que la paraestatal pierda algo de su actual infraestructura en el norte del país más si se toma en cuenta que esta zona será la que tenga un mayor crecimiento en la demanda. En esta zona es donde se espera que exista una gran competencia.

Presión externa e interna para una posible privatización de activos de PEMEX (A9).

Para PEMEX-GAS este factor es una amenaza, ya que con la globalización de la economía se ha dado un mayor apoyo a la preferencia por los mecanismos de la economía de mercado y a la privatización de empresas estatales; de este último punto, PGPB podría no ser la excepción. Por lo que, en un mediano o largo plazo se intensificarán las presiones internas y, sobre todo, externas - gobierno estadounidense y transnacionales del petróleo y gas-, para que no existan más límites a la participación de la inversión privada en la industria petrolera mexicana. Igualmente, los partidarios a la privatizaciones estiman que los límites a la participación del capital privado sean solamente aquellos que fijen los propios capitalistas y el mercado, que en este caso serían los países que conforman el Grupo de los Siete y las empresas transnacionales más importantes.

Atraso por parte de PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN en la construcción del gasoducto que deberá ir de Atasta a Ciudad Pemex (A10).

A pesar de que en el presente año PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN cuenta con una cantidad importante de recursos para la inversión, la gran mayoría de éstos se han destinado y

continuarán destinándose al desarrollo de infraestructura petrolera en la Región Marina de Tabasco y, no así, en la terminación del gasoducto que irá de Atasta a las plantas de gas natural de Ciudad Pemex, Tabasco.

La construcción de este gasoducto, que comenzó en septiembre de 1995, es de vital importancia para PEMEX-GAS; de modo que, mediante éste se podrán transportar los volúmenes adicionales de gas natural que se esperan a partir de 1997 -se debe de recordar que en el plan de producción de PEP se tiene contemplado un substancial incremento en la producción bruta de gas natural-. En caso de que no se termine a tiempo la construcción del gasoducto, PGPB se verá imposibilitado a aumentar la producción tanto de gas seco como de etano, propano, gasolinas naturales, etc. Al mismo tiempo, la subsidiaria tendría una menor eficiencia en el aprovechamiento de la capacidad de sus plantas, pudiéndose dar el caso en el que los proyectos de ampliación en la capacidad de las plantas criogénicas, endulzadoras de condensados y fraccionadora de líquidos sean una inversión no rentable en términos estratégicos, financieros, económicos y técnicos.

De igual forma, al tomar en cuenta el próximo incremento en la demanda de gas natural, PGPB se vería obligado a aumentar aún más los volúmenes de importación del gas natural y del gas licuado de petróleo. Como se sabe, un mayor aumento en las importaciones de estos dos energéticos afecta directamente el rubro de egresos de PEMEX-GAS; si en los últimos tres años las importaciones totales representaron aproximadamente el nueve por ciento del total de egresos de la paraestatal, en un futuro próximo ésta participación se incrementaría considerablemente más si se toma en consideración que en el presente año las importaciones que ha realizado la subsidiaria han aumentado en gran medida por causa del accidente de Cactus, Chiapas. Para el próximo año se espera que los volúmenes de importación sean igual o significativamente menores a los del período de agosto a diciembre de 1996.

Permitirse el acceso abierto en los sistemas de transporte y distribución de PGPB antes de 1998
(A₁₂).

El acceso abierto en los sistemas de distribución y transporte de PEMEX-GAS no son una amenaza en los sistemas de Naco-Hermosillo, Ciudad Juárez y Piedras Negras, puesto que son los ductos que no están interconectados al resto de la red de ductos de PGPB. Empero, los siguientes accesos que se deberán dar si son una amenaza.

El acceso que se deberá dar a partir del 1 de enero de 1997 en los sectores de Chihuahua, Torreón, Monterrey y Reynosa es una amenaza por causa de que con este acceso abierto se permitirá al gas

importado competir con el gas natural que procesa PGPB tanto en la Región Norte como en la Región Sur. El acceso que se hará a partir del 1 de junio de 1997 en los sectores Cárdenas, Minatitlán, Tlaxcala, Veracruz, Venta de Carpio, Salamanca, Guadalajara, Madero, Mendoza y Valle de México implicará para PGPB ofrecer acceso en todos los ductos de transporte de gas natural. También, a partir del 8 de noviembre de 1997 se deberá dar acceso a todos los usuarios en el sistema nacional de la paraestatal, tanto para importaciones como para compras en planta. En estos dos últimos casos, el acceso abierto representa una amenaza para PEMEX-GAS, ya que el próximo año ésta no tendrá aún construidas las plantas eriogénicas que actualmente se construyen en Cactus, Chiapas y Nuevo Pemex, Tabasco. Con estas plantas la subsidiaria restablecería su producción y así podría ser un buen oferente de gas natural.

Si la paraestatal no reestablece en el corto plazo la operación de estas plantas, se tendrán los siguientes efectos: 1) La misma PGPB no podrá aprovechar en una forma óptima las economías de escala y de integración vertical; 2) No habrá estímulos ni seguridad para construir las plantas de ciclo combinado y sus respectivos gasoductos por parte de las industrias particulares y CFE; 3) Comisión Federal de Electricidad ya no pensará en reconvertir algunas de sus plantas generadoras de electricidad de combustóleo a gas natural, y 4) Las empresas transnacionales como Tenneco, El Paso Natural Gas, Conoco, etc., aprovecharán la posibilidad de adquirir un mayor mercado, incrementando así, sus sistemas de distribución y aprovechando a la vez las economías de escala e integración vertical, con lo cual podrán ofrecer el gas natural a un precio más competitivo.

El acceso al sistema de transporte y distribución de PEMEX-GAS antes de 1998 significa una amenaza, dado que actualmente la subsidiaria no tiene los mecanismos óptimos de automatización y control en su red de gasoductos. El que PGPB no tenga un adecuado sistema de automatización y control en la red influirá tanto en las tarifas como en los precios del gas natural; aparte, se daría un mal servicio, lo que podría generar conflictos entre ésta y sus clientes.

Incluso, con el contrato firmado entre la paraestatal y Tenneco -se recordará que este contrato se refiere a que la transnacional se encargará de establecer mecanismos de automatización y control en la red de gasoductos de PEMEX-GAS- no se tendrá una red automatizada y con sistemas modernos de operación y control antes de 1998, lo cual sí se tendrá pero hasta finales de 1998 o principios de 1999.

OPORTUNIDADES.

Cambio en el uso de combustibles industriales (O₁).

La entrada en vigor -en 1998- de la norma NOM-085-ECOL-1994 hará que exista un cambio en el uso de los combustibles industriales. Este cambio se deberá realizar, de modo que en dicha norma se establecen límites realistas de emisiones a la atmósfera por zonas y por tamaños de quemadores para el periodo 1994-1997, y de 1998 en adelante contempla límites más estrictos, considerando que las grandes calderas y los grandes quemadores están concentrados en la industria eléctrica y en la gran industria, a los cuales se les da un tratamiento distinto por el impacto que tienen en la atmósfera y por las posibilidades de control que se tiene de éstos. Los contaminantes que controlará la norma son el bióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas de humo y monóxido de carbono.

La oportunidad recae en que el gas natural es un energético poco contaminante; el combustóleo y el carbón son más contaminantes que el gas natural. A diferencia del carbón y del combustóleo, el gas natural no produce emisiones de bióxido de azufre y produce menores emisiones de monóxido de carbono y de óxidos de nitrógeno. De esta manera, PEMEX-GAS deberá aprovechar como empresa el detentar las ventajas de poseer la mayor parte del mercado nacional del gas, de realizar todas las etapas de la cadena industrial y de tener una gran infraestructura.

Cercanía a los Estados Unidos como país consumidor de gas natural (O₃).

La importancia de la cercanía a los Estados Unidos, desde el punto de vista del mercado del gas natural, es de gran ventaja u oportunidad para PEMEX-GAS puesto que los Estados Unidos es tanto por su naturaleza como por su crecimiento económico un gran demandante de energéticos, y si se toma en consideración que su relación de reservas de gas natural y producción es muy baja -la relación actual es de alrededor de 8.6 años-, entonces para un mediano y largo plazo el mercado estadounidense necesitará de otras fuentes oferentes de gas natural. Es por esto que, PGPB pudiera aprovechar el que posee infraestructura y el que PEMEX-EXPLORACION Y PRODUCCIÓN tiene una relación R / P del gas natural de aproximadamente 76.6 años. El mercado estadounidense debe verse como un eventual e inminente factor de desarrollo y crecimiento de la industria nacional del gas natural.

Perspectivas futuras de un alto crecimiento de la demanda (O₄).

En términos relativos el factor primordial que impulsará la demanda es el factor ecológico, debido a que el gas natural se considera por excelencia el combustible más limpio. Este factor prácticamente impulsará el crecimiento en la demanda. De igual forma, en el entorno de mayor competitividad internacional, se impone la necesidad de mejorar procesos; además de, cumplir con las normas ecológicas.

Prácticamente de 1994 al año 1998, se espera un crecimiento del orden del siete al ocho por ciento impulsado por la adopción de la norma ecológica que deberá entrar en vigor a partir de 1998 y después se observará un crecimiento sostenido; se estima que de 1994 al 2005 el crecimiento será en promedio del orden del tres al cuatro por ciento que es en sí importante.

Hacia 1998 se deberá observar un consumo adicional del orden de 730 millones de pies cúbicos diarios. Para alcanzar un consumo adicional hacia el año 2003 de 870 millones de pies cúbicos hay importantes proyectos por parte de la Comisión Federal de Electricidad para sustituir gas por combustóleo en las plantas de quemado dual (gas/combustóleo) y la reconversión de calderas para el uso del gas, en zonas con factibilidad de suministro. Por lo que, la CFE podrá reacondicionar, si así lo requieren, todas las centrales termoeléctricas que se encuentran en las zonas ambientalmente críticas como Guadalajara, Monterrey, los municipios de Tijuana y Ciudad Juárez, y en los corredores industriales de Coahuila-Coahuila-Coahuila, Coahuila-Coahuila-Coahuila, Coahuila-Coahuila-Coahuila, Coahuila-Coahuila-Coahuila, Coahuila-Coahuila-Coahuila y Coahuila-Coahuila-Coahuila.

Asimismo, en la industria eléctrica se tiene planeado (para el periodo 1995-2004) instalar 13 039 MW de los cuales 7 634 MW se generarán mediante plantas de ciclo combinado -las ventajas técnicas de este tipo de plantas son: la alta eficiencia térmica, su construcción modular, sus niveles de contaminación bajos, sus menores requerimientos de inversión y tiempos de construcción en comparación con otras tecnologías-, principalmente en la construcción de las plantas: Samalayuca II (519 MW), Mérida III (440 MW), Rosarito 7, 8, 9 y 10 (900 MW), Altamira (675 MW), Laguna I (225 MW), Mexicali I (225 MW), Salamanca I y 2 (450 MW), Bajío I y 2 (450 MW), Central 1, 2, 3 y 4 (900 MW), Campeche (225 MW), Chihuahua 1 y 2 (450 MW), Camargo (225 MW), Monterrey (1350 MW), Hermosillo 1 y 2 (375 MW), Altamira (675 MW) y Rio Bravo 4 y 5 (450 MW). El sector eléctrico crecerá cerca del 10 por ciento en promedio anual para el año 2005.

Observando este alto crecimiento estimado en la demanda del gas natural, PEMEX-GAS deberá aprovechar aquellos lugares en los cuales tenga alguna red de distribución o transporte cercana al

lugar de construcción de las plantas y, por consiguiente, incrementará sus ventas al congregar un mayor número clientes o de nichos de mercado. Desde la década de los setenta, en donde se dio el apoyo al crecimiento de la industria petroquímica, no se ha tenido tan elevadas expectativas de incremento en la demanda.

Existencia de barreras de ingreso a la industria (O₆).

Existen seis factores principales que actuarán como barreras para el ingreso a la industria nacional del gas natural:

* Economías de Escala. Las economías de escala frenarán el ingreso obligando al que pretende hacerlo producir en gran escala, en caso contrario, la empresa que desee ingresar corre el riesgo de entrar con una escala pequeña y de aceptar una desventaja en costos.

* Economías para la integración vertical. Estas economías se presentan cuando se operan en etapas sucesivas de producción o distribución. Solamente PEMEX-GAS realiza todas las etapas de procesamiento, almacenamiento, transportación y distribución; es decir, es la única empresa que tiene la oportunidad de aprovechar las economías que se obtienen por la integración vertical. La empresa que desee ingresar a la industria nacional del gas natural deberá hacerlo integrado verticalmente o enfrentará una desventaja en costos.

* Diferenciación del producto. La diferenciación del gas natural no se refiere a la lealtad de los clientes ni a la publicidad, sino al precio al cual se vende. La diferenciación creará una barrera para el ingreso obligando a los que participan en él, a vender el gas natural a un precio competitivo lo cual les representaría fuertes gastos sobre todo para adquirir los mercados ya establecidos.

Aunque PGPB no sea una firma que ofrezca un buen servicio, ni que venda el gas natural a un precio correspondiente a su servicio y calidad, tiene la ventaja (por lo menos en el corto plazo) de ser una empresa que dispone de infraestructura (plantas de proceso, canales de distribución, etc.) y, principalmente, de tener nichos de mercado ya establecidos. Además, tiene la ventaja de que los eventuales proyectos de inversión de las empresas que ingresarán a la industria tardarán un determinado tiempo en madurar, por lo que, en el corto plazo la subsidiaria no estará obligada a mejorar su servicio ni a vender el gas a un menor precio.

* Requisitos de capital. Como se sabe, la industria del gas natural es una industria que requiere de elevados capitales y la necesidad de invertir grandes recursos financieros para competir crea una

barrera de ingreso, en particular si se requiere el capital para publicidad, investigación y desarrollo, instalación de plantas y gasoductos, crédito al cliente, inventarios y para cubrir las pérdidas iniciales.

El requisito de capital es una barrera de ingreso para todas aquellas compañías nacionales que no han establecido alianzas estratégicas con alguna empresa extranjera y, especialmente, para aquellas que no disponen de considerables cantidades de recursos económicos. Para las compañías transnacionales esta barrera al ingreso no es en sí una amenaza, puesto que éstas tienen los recursos económicos necesarios para construir gasoductos, apoyar la investigación tecnológica, etc.

* Acceso a los canales de distribución. Se puede crear una barrera para nuevos ingresos por la necesidad de éstos de asegurar la distribución para su producto. Cuanto más limitados sean los canales de mayoreo o menudeo del gas natural y cuanto más los tenga atados PEMEX-GAS, es obvio que será más difícil el ingreso de otras compañías al sector industrial.

* Curva de aprendizaje o de experiencia. En algunos negocios como el de producir, procesar, transportar, distribuir y vender el gas natural, existe la tendencia observada de que los costos unitarios declinan en tanto la empresa adquiere más experiencia acumulada en la elaboración de un producto. Los costos bajan debido a que los trabajadores mejoran sus métodos y se vuelven más eficientes, se logra un mejor funcionamiento del equipo, etc.

Como en el caso de las economías de escala, la reducción en los costos con la experiencia se relacionan no sólo con la empresa como un todo sino que se originan de las operaciones y funciones individuales que componen la misma. La experiencia puede hacer que disminuyan los costos en la comercialización, la distribución, el transporte, la producción o en las operaciones de la producción, entre otras áreas.

En el caso de PGPB, ésta se considera como una empresa que tiene un gran avance en su curva de aprendizaje o de experiencia. Lo anterior tiene un mayor énfasis si se toma en cuenta que PEMEX tiene más de veinte años de producir, procesar, transportar, almacenar, distribuir y comercializar el gas natural. Las empresas nacionales, las cuales no tienen ninguna experiencia, que no establezcan alianzas estratégicas con alguna empresa extranjera de recién ingreso, tendrán costos más elevados, en relación a los que tiene PGPB o a los que tendrán las empresas transnacionales (al igual que la subsidiaria, estas firmas también tienen un gran avance en su curva de aprendizaje) y, simultáneamente, deberán soportar grandes pérdidas de iniciación porque los precios serán inferiores o casi iguales al costo.

Próximo incremento en la producción de gas natural por parte de PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (O₇).

La política de producción para 1996 y 1997 es la siguiente: la producción de crudo se elevará en 9.7 por ciento este año en relación a 1995, al promediar 2 864 MMBD y alcanzar 2 899 MMBD en el mes de diciembre. Por lo tanto, al tomar en cuenta la producción del gas asociado y la misma producción del gas no asociado se piensa que la producción de gas natural deberá elevarse de 3 759 MMPCD en 1995 a 4 299 MMPCD en este año. Para los años 1997, 1998, 1999 y 2000 de acuerdo al plan de negocios de PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, la producción bruta de gas natural será de 4 273 MMPCD, 4 238 MMPCD, 4 577 MMPCD y 5 072 MMPCD, respectivamente.

Con el propósito de que PEMEX-GAS esté en posibilidad de responder a la demanda de gas natural y evitar la importación de volúmenes significativos de este producto en el mediano y largo plazo -en estos dos últimos factores recae la oportunidad que tiene PGPB al aprovechar esta situación-, PEP ha orientado sus actividades al desarrollo de yacimientos de gas no asociado y a los de alta relación gas-aceite. En el caso de los primeros destacan los distritos de Reforma en Chiapas y de Reynosa en Tamaulipas. En este último distrito la actividad se ha concentrado en los campos Cuitláhuac, Merced, Culebra y Mojarreñas de la Cuenca de Burgos. En cuanto a los campos de alta relación gas-aceite los recursos se han dirigido especialmente a Muspac y Catedral en la Región Sur. Igualmente, los principales campos de la Región Marina que han ayudado a que esto suceda son: Cantarell, Ku, Abkatún-Pol-Chuc, Giraldas, Samaria-Iride y Chicontepec.

Atraso en las licitaciones de las termoeléctricas (O₈).

Durante años las autoridades han sido lentas para licitar los proyectos de generación independiente de energía eléctrica y, hasta el momento, sólo uno ha sido licitado: el de Mérida III. Ningún programa grande se ha concretado bajo la Ley de Servicio público de Energía Eléctrica de 1992.

La Secretaría de Energía ha solicitado a las firmas privadas que manifiesten su interés en los proyectos y propongan esquemas de construcción y financiamiento para llevarlos a cabo. Sin embargo, este enfoque ha generado propuestas conflictivas de parte de los diferentes participantes en los procesos. En general, las compañías de construcción proponen que las nuevas centrales se realicen bajo esquemas BLT (construir-arrendar-transferir), lo cual significa que serían arrendadas a la Comisión Federal de Electricidad y operadas por ella también. Esto implica que habría garantías gubernamentales para el servicio.

Las empresas especializadas en generación, en cambio, desean operar las centrales una vez que estén construidas y ganar dinero con ellas. Por consiguiente, prefieren esquemas BOT (construir-operar-transferir), lo cual significa que las operarían durante 20 años o más antes de transferir la propiedad a la CFE, o esquemas de generación independiente, que colocarían las plantas permanentemente en manos de las operadoras privadas.

De la misma forma, las próximas licitaciones de las plantas generadoras de electricidad no se podrán llevar a cabo en buenos términos porque no se han licitado los gasoductos que serían la garantía de aprovisionamiento de combustible para las centrales. Además, los créditos para la construcción de las plantas están condicionado a que exista garantías en el suministro del gas natural, ya que por el contrario, no habrá financiamiento para los proyectos.

La tardanza en las licitaciones de las plantas generadoras de electricidad y, por ende, de la licitación de los gasoductos, es una oportunidad para PEMEX-GAS; de modo que, al considerar el accidente de Cactus, Chiapas, la subsidiaria tuvo una baja en su capacidad de procesamiento y, por ende, el restablecimiento y aumento en su capacidad llevará un tiempo aproximado de veinte meses. La terminación de la construcción de las dos plantas criogénicas en Cactus, Chiapas, y la planta criogénica en Nuevo Pemex, Tabasco será hasta finales del próximo año o a mediados de 1998, es por ello que, PGPB necesita tiempo para estabilizar su capacidad y sus niveles de productividad y, el retraso existente en las licitaciones hace que la paraestatal tenga un tiempo de recuperación, con lo cual ésta evitaría el aumentar en un mediano plazo sus volúmenes de importación. También, PGPB evitaría el tener un déficit en su balanza comercial y el tener un incremento en sus egresos.

Entrada de empresas internacionales sin lazos con las regiones ni identificación con las comunidades (O₉).

Si las empresas transnacionales como Midcon, Tenneco, Conoco, El Paso Natural Gas, etc., no tienen lazos con las regiones ni identificación con las comunidades es una ventaja para PGPB, debido a que estas empresas necesitarán realizar una gran cantidad de análisis y estudios, un aumento en la contratación de personal, grandes campañas de publicidad y, principalmente, establecer una estructura organizacional en el país. Para que las firmas internacionales realicen todo lo anterior, requerirán tanto de determinados periodos de tiempo como de pérdidas de iniciación. Consecuentemente, PGPB deberá sacar ventaja de estos factores más si se toma en cuenta que estas empresas van a ser sus próximos competidores en las Regiones Noreste y Noroeste del país.

Investigación y desarrollo tecnológico y de ingeniería, a través del Instituto Mexicano del Petróleo, y otros centros de investigación y desarrollo (O₁₀).

Si se considera que en un futuro cercano existirá competencia en las Regiones Noreste y Noroeste del país, la investigación y el desarrollo tecnológico deberán de ser una prioridad para PGPB, puesto que la empresas con las cuales competirá tienen como ventaja competitiva el ser propulsoras de los aspectos tecnológicos de la industria del gas natural. De esta manera, la existencia del Instituto Mexicano del Petróleo, el cual es un centro de investigación y desarrollo tecnológico y de ingeniería especializado en cuestiones relacionadas a los hidrocarburos, es una oportunidad para PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA; así que, ésta debe de aprovechar tanto el personal especializado como la infraestructura, el conocimiento, la experiencia, etc., con que cuenta el IMP.

Un mayor aumento en los ingresos totales de PEMEX (O₁₃).

El aumento en los ingresos de PEMEX se ha debido principalmente a cinco factores: en primer lugar esta el factor Irak. Durante este año, el mercado ha estado a la expectativa de un pronto regreso del petróleo irakí a los mercados, pero esto no ha sucedido y ahora, con las hostilidades recientes y la fortalecida presencia de Estados Unidos en el Pérsico, es improbable que Irak vuelva pronto al mercado. Cada postergación de su reingreso brinda un impulso a los precios del crudo.

El segundo y tercer factor son el repunte de la demanda mundial de petróleo y los bajos inventarios en Estados Unidos, respectivamente. El cuarto factor, se atribuye al incremento en los volúmenes exportados por PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. Hasta agosto, PEP exportó un promedio diario de 1 531 MMBD, cifra que se compara con un promedio de 1 306 MMBD durante 1995. Incluso durante agosto, cuando se resintió el accidente de Cactus, las exportaciones casi no retrocedieron, al situarse en 1.524 MMBD.

El quinto y último factor se debe a que las exportaciones de crudo ligero Olmeca siguen aumentando, sustituyéndose una parte de las ventas de tipo intermedio Istmo. Las exportaciones de del crudo ligero Olmeca en este año han sido del orden de 480 MBD, más del doble del volumen de Olmeca que vendía PEP en 1993.

Del mismo modo, si permaneciera el mismo comportamiento de estos cinco factores, PEMEX seguiría incrementando sus ingresos. El hecho de que Petróleos Mexicanos tenga un mayor ingreso ayuda fundamentalmente a PEMEX-GAS en dos aspectos: primero, la subsidiaria podría satisfacer en el presente y el próximo año la demanda interna de gas natural y gas licuado de petróleo y,

segundo, podría avanzar substancialmente en la construcción tanto de las dos plantas criogénicas que se construyen en Cactus, Chiapas, como de la planta criogénica que se construye en Nuevo Pemex, Tabasco.

5.2) IDENTIFICACIÓN DE LOS ASPECTOS INTERNOS

En esta parte se continuó con la identificación de los aspectos internos de PGPB, anteponiendo D_k para las debilidades y F_m para las fortalezas, ver cuadros V.3, y V.4.

CUADRO V.3. Análisis Interno de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	
Clave	DEBILIDADES (PGPB)
D₁	Concentración del procesamiento del gas natural en la Región Sur del país
D₂	Insuficiente "Know How"
D₃	Eventual resultado negativo en las utilidades
D₄	Insuficiente investigación y desarrollo tecnológico en lo interno de la empresa
D₅	Bajo gasto real por inversión
D₆	Existencia de pesados mecanismos de reglamentación
D₇	Subsidio al precio del gas natural
D₈	Disminución en la capacidad de las plantas criogénicas -plantas recuperadora de líquidos-
D₉	Falta de autonomía de gestión
D₁₀	Problemas de financiamiento
D₁₁	Deficientes canales de distribución y comercialización
D₁₂	Ampliación en los índices de gravedad y frecuencia de accidentes y daños a instalaciones

CUADRO V.4. Análisis Interno de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	
Clave	FORTALEZAS (PGPB)
F ₁	Una estructura organizacional reorganizada y redimensionada en el ámbito central, regional y local
F ₂	Realizar las etapas de procesamiento, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de la cadena industrial del gas natural
F ₃	Disponer de infraestructura
F ₄	Acceso a economías de escala
F ₅	Importancia del volumen de venta del gas natural
F ₆	Recursos humanos debidamente preparados y especializados en muchas áreas
F ₇	Poder de negociación como proveedor
F ₈	Contratos de compra-venta de gas natural
F ₉	Tener la mayor parte de la red de transporte y distribución subutilizada
F ₁₀	Experiencia en el manejo, distribución y operación del gas natural
F ₁₁	Detentar mercados del gas LP, principalmente en las Regiones Centro, Noroeste y Occidente del país
F ₁₂	Poseer mercados naturales y cautivos del gas natural fundamentalmente en las Regiones Centro, Noreste, Occidente y Sur

Al igual que en el punto análisis anterior -análisis externo-, se explicará a continuación algunas de las debilidades y fortalezas derivadas del análisis interno, lo cual ayudará a tener un mejor entendimiento estos factores.

DEBILIDADES.

Concentración del procesamiento del gas natural en la Región Sur del país (D₁).

El origen de la producción de gas natural manifiesta un patrón regional que difiere del correspondiente al petróleo crudo y resulta de una mayor concentración por campo.

Como se ha visto, desde 1974 hasta 1995 la producción bruta de gas natural en la Región Sur ha contribuido con aproximadamente el 50 por ciento de la producción nacional, siendo la principal zona productora de gas. De igual manera, le sigue la Región Marina como la segunda región productora del país, quedando la Región Norte en último término -aún a sabiendas de que existe una gran cantidad de gas no asociado en esta región-. La Zona Marina, que aporta el 73 por ciento de la producción de petróleo crudo, contribuye con el 35 por ciento de la producción total de gas natural.

La importancia de los volúmenes de producción bruta de gas natural de las Regiones Sur y Marina han hecho que la mayor capacidad de las plantas de procesamiento de gas natural se concentre en la Región Sur. De la capacidad actual de las plantas recuperadoras de líquidos -se toma en cuenta la disminución en las plantas criogénicas que se tuvo por causa del accidente de Cactus, Chiapas- y de las plantas endulzadoras de condensados y gas amargo, aproximadamente el 95, 100 y 90 por ciento se encuentra concentrado en la Zona Sur del país, respectivamente. La región en consideración se comprende fundamentalmente por los estados de Chiapas, Tabasco y la parte sur del estado de Veracruz.

Empero, el que la capacidad de procesamiento de gas natural, por parte de PEMEX-GAS, este concentrada en la Región Sur del país, implica una debilidad para PGPB debido a que ésta tendrá un elevado nivel de costos, generados éstos esencialmente por concepto de la transportación-distribución y de un complejo y difícil aprovechamiento del gas; además de que, la paraestatal tendría una desventaja competitiva en precios con respecto a sus posibles competidores en las zonas Noreste y Noroeste. Las empresas transnacionales -Conoco, El Paso Natural Gas, Tenneco, etc.- tendrían una ventaja competitiva puesto que éstas tienen gasoductos interconectados a los campos y áreas de procesamiento de gas natural de Texas y Louisiana, de modo que los costos de distribución de los posibles competidores podrán ser menores a los de PGPB, lo que se vería reflejado en un menor precio de venta del gas. La distancia del punto de procesamiento del gas al punto de entrega del mismo, en las zonas del norte del país, será menor para las transnacionales.

Insuficiente Know how (D₂).

Si bien PEMEX-GAS puede acceder a la tecnología de punta, eso no basta para procesar, almacenar, transportar y distribuir gas natural, trabajar con eficiencia y productividad y en última instancia obtener el máximo beneficio económico. Otros factores, como las técnicas organizativas y administrativas, la gestión de riesgo financiero, la estrategia de subcontratación y las alianzas claves, constituyen verdaderos secretos industriales que solamente las grandes empresas transnacionales conocen y dominan; algunas de éstas son pioneras y promotoras de estos factores. Por tanto, esta debilidad recae en que PGPB no tiene el mismo nivel de conocimientos técnicos, económicos, financieros y estratégicos que el que tienen las firmas transnacionales como Amoco, Tenneco, El Paso Natural Gas, Enova, Arco, etc.

Eventual resultado negativo en las utilidades (D₃).

Por causa del accidente de Cactus, Chiapas, en los subsiguientes dos o tres años PEMEX-GAS tendrá un fuerte incremento en sus egresos, ya que por causa de éste, existen pérdidas por más de 54 millones de dólares debido a daños físicos y al paro de la producción. También, existirá un aumento en los egresos de la subsidiaria por causa de los siguientes factores: importación y transporte del gas natural y gas licuado de petróleo, reposición de las dos criogénicas que será de 120 millones de dólares cada una, sistemas de ductos dañados que unen esas plantas con el resto de las instalaciones del complejo y el costo necesario para poder terminar la planta criogénica en Nuevo Pemex, Tabasco. Otro costo menos tangible será el de flúor gas húmedo amargo, contaminante por su alto contenido de azufre e impurezas, por ductos que transportan gas seco; este caso se observa en el gas que actualmente se le distribuye a la planta de Pajaritos.

Al mismo tiempo, los ingresos de PGPB disminuirán notablemente al no obtener éstas ganancias tanto por una baja en los volúmenes vendidos como por la producción diferida de gas natural, gas LP y azufre que no podrán producirse en los subsecuentes dos años. Igualmente, la baja en el ingreso se deberá a la nula exportación tanto del gas natural como del gas LP; la subsidiaria suspendió temporalmente sus contratos de exportación. De esta manera, se podría dar el caso -el cual es muy probable- que este año, así como los próximos dos o tres años, PEMEX-GAS no tenga utilidades y sí en cambio pérdidas en el resultado de su operación.

El que PGPB no tenga un resultado positivo en cuanto a sus utilidades, es una debilidad para la misma, por las siguientes razones:

- * El substancial aumento en las importaciones y la nula exportación de gas natural y gas licuado de petróleo harán que se tenga un déficit comercial,
- * La pérdida o mínima utilidad influiría en el pensar de la Secretaría de Hacienda siendo que ésta podría decidir de acuerdo a los malos resultados el no incrementar el presupuesto para inversión, esto último sería una desventaja competitiva con respecto a los competidores del sur de los Estados Unidos quienes tiene una mayor apoyo financiero,
- * El costo necesario para cubrir las importaciones le restará de alguna forma presupuesto y sobre todo liquidez a la paraestatal, el cual será de gran importancia debido a que es indispensable que ésta estabilice y aumente la capacidad de las plantas criogénicas,
- * La pérdida o mínima ganancia en el resultado de operación podría generar y fomentar las presiones internas y externas con respecto a la privatización parcial de PGPB.
- * Los malos resultados generarían una presión dentro de la misma subsidiaria lo cual afectaría en el desarrollo de una mejor programación, coordinación, desarrollo e implementación de los proyectos de aumento en la capacidad, mantenimiento de la red de transporte y distribución

Insuficiente investigación y desarrollo tecnológico a lo interno de la empresa (D₄).

La inversión realizada por PEMEX-GAS con respecto a la Investigación y Desarrollo Tecnológico ha sido nula o prácticamente marginal en relación a la inversión total (en 1993, 1994 y 1995 la inversión fue en promedio de sólo 0.68 % del gasto real total por inversión). De los rubros de inversión de PGPB, entre los cuales están: servicios personales, obras, adquisiciones, estudios de preinversión, rehabilitación, modificación y reacondicionamiento por contrato, el rubro de investigación y desarrollo tecnológico ocupa el quinto lugar en importancia.

El poco apoyo que le da PGPB a la investigación y el desarrollo tecnológico se seguirá reflejando en una mayor desventaja competitiva con respecto a sus eventuales competidores -empresas transnacionales- fundamentalmente en las Regiones Noroeste y Noreste del país. La subsidiaria de PEMEX siempre tendría que depender de las firmas transnacionales para las cuestiones tecnológicas,

entre las cuales estarían el mejoramiento en la operatividad, mantenimiento y control de los procesos, de los sistemas de transporte y distribución, etc.

La dependencia en los factores tecnológicos siempre será una debilidad y ante todo una desventaja que tiene y seguiría teniendo PGPB en relación a sus proveedores de tecnología. Asimismo, si se piensa que en un futuro exista competencia en la industria nacional del gas natural, la investigación y el desarrollo tecnológico serán entonces una ventaja competitiva para las empresas como Tenneco, Amoco, El Paso Natural Gas, Conoco. Del mismo modo, es importante decir que PGPB no solamente tendría una desventaja competitiva por causa del nulo apoyo que da ésta a la investigación y el desarrollo tecnológico sino que también se debe tomar en cuenta que la paraestatal tendría desventajas en los procesos y curva de aprendizaje, entre otros factores, que se generarían con los nuevos avances tecnológicos que conseguirían las firmas transnacionales.

Bajo gasto real por inversión (D₅).

De 1991 a 1995, el aumento en el gasto real por inversión fue equivalente a un 257 por ciento, aumentando de 137 millones en 1991 a 352 millones en 1995. Sin embargo, este incremento en la inversión no fue el indispensable para poder llevar a cabo en un óptimo tiempo los proyectos correspondientes a la construcción de las plantas de Nuevo Pemex y Ciudad Pemex, Tabasco, seguridad industrial y protección ambiental, automatización de la red de gasoductos, y a los proyectos que coadyuvan a la disminución en los costos de transporte, a las perfeccionamiento en procesos y al ahorro de energía.

De la poca inversión que realiza PEMEX-GAS se puede deducir esencialmente los siguientes tres puntos (los cuales hacen que la subsidiaria tenga una debilidad): primero, la inversión para mantenimiento y supervisión de la red de gasoductos ha resultado mínima. La inversión en este rubro no ha sido prioridad para PEMEX y, por consiguiente, para PGPB. La disminución en los recursos necesarios para realizar un buen mantenimiento ha provocado daños irreversibles que se han manifestado en un incremento en los índices de gravedad y frecuencia de accidentes y daños a instalaciones; así como, obstrucciones al flujo de hidrocarburos. Como mejor prueba de lo anterior esta la explosión de las dos plantas criogénicas en el complejo petroquímico de Cactus, Chiapas.

Segundo, el monto de recursos asignados a los proyectos correspondientes a seguridad industrial y protección ambiental, automatización de la red de gasoductos, construcción de nuevas plantas, y a los proyectos que contribuyen a mejoras en procesos, ahorro de energía y reducción en los costos de

transporte, es muy inferior al que tiene cualquier empresa estadounidense o canadiense de importancia semejante o mayor a PGPB.

El hecho de que las firmas transnacionales tengan mayores recursos para inversión, así como el próximo ingreso de éstas a la industria nacional, hará que la paraestatal pierda poco a poco tanto sus ventajas competitivas actuales -poseer infraestructura tanto en unidades de procesamiento como en redes de transporte y distribución, realizar la etapa de procesamiento del gas, etc.- como su liderazgo nacional.

El tercero y último punto se refiere a que el monto de inversión para la construcción de tres plantas endulzadoras y estabilizadoras de condensados de 24 MBD, dos en Cd. Pemex y una en Nuevo Pemex, Tabasco; además de, una planta fraccionadora de hidrocarburos de 104 MBD y una planta criogénica de 500 MMPCD en Nuevo Pemex -todas bajo la modalidad de precio alzado y tiempo determinado- ha sido el inadecuado, de modo que con éste solamente se ha podido tener un adelanto parcial y, en consecuencia, las plantas no se han terminado en el tiempo estimado -la tardanza en cualquier proyecto implica un mayor gasto-. En caso de que continúe la misma situación, PEMEX-GAS se verá imposibilitado en poder producir la cantidad de gas seco necesaria para surtir a una creciente demanda; de tal forma, continuaría la cancelación de las exportaciones de gas natural y gas licuado de petróleo y el aumento en las importaciones de estos mismos productos .

Existencia de pesados mecanismos de reglamentación (D6).

Las empresas estatales o filiales de las mismas (en este caso PEMEX-GAS) siempre han sido campo fértil para el desarrollo de pesados mecanismos de reglamentación estatal, los cuales limitan peligrosamente la autonomía de gestión; es decir, la empresa pública está sumida en una maraña de leyes, decretos, acuerdos, etc., que conspiran contra la racionalidad administrativa. El control que ejercen las autoridades federales sobre las compañías estatales ha sido de carácter punitivo y de prevención mas no como instrumento para medir eficiencia y eficacia; por lo que, se ha descuidado el diseño de mecanismos que miden los términos en los que se están dando la gestión general, los resultados particulares y el empleo del patrimonio.

De esta manera, el proceder de pesados mecanismos de reglamentación constituyen una debilidad de PGPB, puesto que la existencia de numerosos controles externos en torno a la subsidiaria que, sin llegar a constituir un verdadero sistema de control, hacen que ésta tenga algunos problemas, como son: la pérdida de la agilidad en la toma de decisiones, la dilución en la responsabilidad ejecutiva, la dificultad en la planeación e implementación de proyectos financieros, operativos, etc. Los

mecanismos de reglamentación constituirán en un futuro cercano verdaderas barreras a la competencia.

Disminución en la capacidad de las plantas criogénicas -plantas recuperadoras de líquidos- (D₈).

Por causa del accidente de Cactus, Chiapas, la capacidad total de las plantas criogénicas pasó de 3 329 MMPCD (1988-23 de julio de 1996) a 2 329 MMPCD (24 de julio de 1996- hasta la fecha). La disminución en la capacidad de las plantas criogénicas se le considera como una debilidad para PEMEX-GAS, debido a que en los subsiguientes dos o tres años PGPB tendrá un fuerte incremento en sus egresos, existirán aumentos en los costos de importación y transporte del gas natural y gas licuado de petróleo. Al mismo tiempo, los ingresos de PGPB disminuirán notablemente al no obtener ésta ganancias por razón de la producción diferida de gas natural, gas LP y azufre, por la nula exportación tanto del gas natural como del gas licuado de petróleo (la paraestatal suspendió temporalmente sus contratos de exportación). También, por la pérdida de las plantas criogénicas en Cactus, Chiapas, la paraestatal no tendrá la adición de mayores volúmenes recuperados de líquidos; por tanto, no podrá contrarrestar el incremento de la demanda y con ello evitar la importación de mayores volúmenes.

Ampliación en los índices de gravedad y frecuencia de accidentes y daños a instalaciones (D₁₂).

La explosión en el complejo petroquímico de Cactus, Chiapas, es una muestra de que los índices de gravedad, frecuencia de accidentes y daños a instalaciones pueden ampliarse dentro de PGPB. La existencia de accidentes hacen que PEMEX-GAS se debilite, ya que las repercusiones de la explosión en el complejo petroquímico de Cactus son una carga económica inesperada, mucho más gravosa que la inversión indispensable para lograr un mantenimiento elemental, cuya carencia fue, según especialistas, la causa del siniestro. Aun cuando no se ha emitido un peritaje oficial, se da por hecho que la falta de mantenimiento en el complejo petroquímico fue el factor fundamental del siniestro que acabó con las dos plantas criogénicas.

Los siniestros no solamente generan una pérdida de recursos económicos (que tanta falta le hacen para otros rubros prioritarios de inversión), sino que también ponen en entredicho la capacidad y compromiso de PEMEX-GAS en cuanto a sus obligaciones como única empresa responsable del procesamiento del gas natural y, consiguientemente, encargada de suministrar el energético a todo el país. No es conveniente que la paraestatal tenga que gastar más en reparaciones que pudieron haberse evitado, que lo destinado a mantenimiento y capacitación de los trabajadores. El que PGPB siga escatimando en mantenimiento sólo habrá de redundar en el debilitamiento de la misma.

FORTALEZAS.

Una estructura organizacional reorganizada y redimensionada en el ámbito central, regional y local (F₁).

Ante el nuevo entorno regulatorio, en 1995 PGPB, reorganizó y redimensionó su estructura en el ámbito central, regional y local, creándose una nueva subdirección encargada del transporte por ducto de gas, separándose de las actividades de comercialización cuya función se asignó a otras subdirecciones. La nueva estructura se compone de las Subdirecciones de Producción, Ductos, Gas licuado y Petroquímicos Básicos, y Comercialización de Gas natural; además de dos áreas de apoyo: la Subdirección de Administración y Finanzas y la Subdirección de Planeación.

La reestructuración realizada por PGPB toma en consideración el eventual crecimiento de sus instalaciones de producción, el cambio tecnológico que se va inducir con la automatización de los gasoductos y los probables cambios en sus políticas internas de comercialización, reclutamiento de personal, contratación de obras y servicios, apertura o asociación con inversionistas externos, etc. Asimismo, se considera el futuro mercado del gas natural, dado que en éste existirá una persistente innovación tecnológica, una competencia cuantitativa y cualitativa diferente, nuevos e importantes competidores, y un importante volumen comercializado. En consecuencia, la nueva estructura de PGPB -estructura de departamentalización de funciones- es una fortaleza de la misma, puesto que con esta podrá soportar el empuje, costos, precios y sistemas de comercialización de la nueva competencia, agrupar especialistas bajo una jefatura común -economía de escala-, simplificar el entrenamiento y capacitación, reducir los gastos de operación y administración, facilitar el control de resultados y segmentar las actividades que estarán sujetas a la competencia.

Disponer de infraestructura (F₃).

La capacidad de las plantas con las que dispone actualmente PEMEX-GAS está comprendida de la siguiente manera: 3 629 MMPCD en las plantas recuperadoras de líquidos (criogénicas y absorción), 120 000 BD en las plantas endulzadoras de condensados y 3 760 MMPCD en las plantas endulzadoras de gas húmedo amargo. De igual forma, PGPB cuenta con una extensa red de ductos para el transporte y la distribución. La infraestructura de distribución actual es de 12 500 kilómetros.

El hecho de que PEMEX-GAS disponga de infraestructura, le da a ésta una gran ventaja, de modo que, puede aprovechar las economías de escala en las unidades de procesamiento del gas natural,

conseguir un ahorro en costos debido a las economías por integración vertical, evitar gastos de inversión de iniciación, de aprendizaje o de experiencia y, especialmente, crear una barrera para los nuevos ingresos por la necesidad de éstos de asegurar la distribución del gas. Cuanto más limitados sean los canales de transporte y distribución del gas natural y cuanto más los tenga PGPB, es obvio que será más difícil el ingreso al sector industrial. Igualmente, la capacidad excedente en la red de transporte le ayuda a satisfacer sus necesidades de almacenamiento del sistema, lo cual le ayuda a no invertir en unidades de almacenamiento; en cambio, las nuevas empresas estarán obligadas a construir plantas de almacenamiento o a tener contratos con empresas dedicadas especialmente al almacenamiento.

Acceso a economías de escala (F₄).

La presencia de economías de escala siempre presentan una ventaja en costos para PEMEX-GAS puesto que el procesamiento del gas natural que lleva a cabo es en gran escala. Esta ventaja en costos sólo puede igualarse alcanzando una escala comparable o la diversificación apropiada que permita compartir costos. El que la paraestatal procese el gas natural en gran escala le ayuda a distribuir sus costos fijos de operación sobre un gran número de unidades.

De la misma forma, la oferta del gas natural se basa en asegurar yacimientos con grandes reservas de gas natural. Es necesario preservar una reserva equivalente al menos igual a 20 años para que el movimiento por ducto del gas natural pueda alcanzar sus economías de escala. Lo anterior conlleva a decir lo siguiente, el que PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN tenga una reserva equivalente de gas natural mayor a 50 años ha hecho que PGPB aproveche las economías de escala en determinados gasoductos. La transportación de gas natural por ducto muestra economías de escala altamente significativas.

La factibilidad de aprovechar las economías de escala depende de que la empresa transportista, distribuidora o comercializadora de gas natural pueda contar con un flujo continuo del mismo, el cual lo tiene por decreto PGPB, dado que es la única empresa que se encarga del procesamiento del gas natural. Además, la subsidiaria es parte de PEMEX, por lo que ésta tiene en cierta forma un cuasiintegración con PEP, la cual se realiza esencialmente en las etapas de producción y procesamiento del gas natural. Esta cuasiintegración ayuda a que PEP y PGPB disminuyan costos unitarios, reduzcan el riesgo de interrupciones en la oferta y la demanda, etc. Esta congregación de intereses se deriva de la beneficiosa disposición, de compartir información, de reuniones más periódicas e informales a través de las gerencias, y del beneficio financiero directo entre las mismas subsidiarias.

Es muy difícil, a excepción de las empresas como Tenneco, Conoco, El Paso Natural Gas, Midcon, que alguna otra empresa petrolera pueda tener las economías de escala que presenta PEMEX-GAS en sus áreas de procesamiento, transporte, distribución, etc. Las empresas transnacionales, antes nombradas, solamente podrán alcanzar economías de escala en algunas áreas geográficas de las Regiones Noroeste y Noreste del país y, no así, en las Regiones Centro, Occidente y Sur.

Importancia del volumen de venta del gas natural (F₅).

La importancia del gas natural se puede observar en el consumo energético que realizan las industrias petroquímica, siderúrgica y química. Al igual que en estas tres industrias, en las industrias minera, vidriera, cervecera, celulosa y papel, fertilizantes, tabaquera, aluminio y huleira, el principal energético demandado es el gas natural.

La substancial participación del gas natural en el consumo energético de las industrias antes comentadas, conlleva a decir que, el gas natural es un insumo importante tanto para el éxito del proceso de fabricación de algunos productos como para la generación de energía eléctrica. De esta manera, se puede deducir que la fortaleza de PEMEX-GAS recae en que sus volúmenes de venta del gas natural son fundamentales en el desarrollo de estas industrias, la subsidiaria les vende un energético que les es primordial. También, existe una mayor ventaja por parte de la subsidiaria, ya que estas industrias no pueden almacenar por mucho tiempo el gas natural, por los altos costos que esto representa. Cabe mencionar que, con el paulatino ingreso de nuevas empresas petroleras a la industria y con la competencia que existirá en un futuro en ciertas zonas geográficas del país, el volumen de venta del gas natural de PGPB disminuya.

Poder de negociación como proveedor (F₇).

Los factores substanciales (ventajas) que hacen que PEMEX-GAS tenga un mayor poder de negociación como proveedor son:

- En la actualidad y en un mediano plazo, la industria nacional del gas natural seguirá dominada por PGPB; las empresas como la Comisión Federal de Electricidad, PEMEX-PETROQUIMICA, etc., seguirán dependiendo de la subsidiaria. Asimismo, en algunos casos, principalmente con los consumidores pequeños, la paraestatal continuará ejerciendo una influencia considerable en las condiciones de su servicio, en los precios y en la calidad del gas natural.

- La subsidiaria ejerce un gran poder de negociación en las industrias vidriera, cervecera, tabaquera, aluminio y hule, fertilizantes, minera, celulosa y papel; puesto que, el volumen de compra de gas natural de estas industria no representa una fracción importante en el total de ventas de gas natural de la paraestatal. Del mismo modo, PGPB tiene un mayor poder de negociación con respecto a todas las empresas que no son un cliente importante o que compran pequeñas volúmenes de gas natural.

- PEMEX-GAS tiene un significativo poder de negociación con respecto a las empresas que emplean el gas natural como insumo que les ayuda a producir sus productos o como combustible que les ayuda a generar su propia energía eléctrica, (siempre y cuando empleen plantas de ciclo combinado y de cogeneración). Este poder de negociación se debe a que los clientes que requieren el gas natural como insumo no pueden cambiar de proveedor dado que la subsidiaria es la única empresa que provee actualmente el gas natural y, los clientes que necesitan el gas natural como combustible requieren de grandes cantidades de recursos monetarios para cambiar o construir otro tipo de plantas, las cuales no utilizarían el gas natural como combustible. Empero, para un futuro es posible que exista un considerable número de empresas que compitan en forma directa con PGPB; por lo que, en ciertas zonas geográficas algunos de los clientes actuales de la subsidiaria podrán cambiar de proveedor.

- Otra factor que hace que PGPB tenga poder de negociación se origina de la importancia que tiene el gas natural. En años recientes éste ha adquirido en términos generales una particular importancia que le dan ventaja sobre el petróleo y el carbón sobre todo por sus características de combustible limpio, su poder calorífico y su aplicación en sectores industriales de importancia. Incluso, si se consideran las perspectivas a futuro que tendrá el gas natural, se concluiría que la utilidad del gas tenderá a acentuarse fundamentalmente por las nuevas normas ecológicas.

Tener la mayor parte de la red de transporte y distribución subutilizada (F₉).

La existencia de un exceso en la capacidad de transmisión de la red de gasoductos es una ventaja (una fortaleza) para PEMEX-GAS, puesto que si se considera que la subsidiaria piensa aumentar su capacidad de procesamiento y, por tanto, los volúmenes de gas que fluyen por las redes de transporte y distribución, existirá entonces la necesidad de tener un sobrante en la red de gasoductos. Es por ello que, el sobrante existente en la capacidad de transmisión puede ser equivalente al eventual aumento de los volúmenes de gas natural transportados o distribuidos. Lo anterior conlleva, a que PGPB pueda tanto aprovechar su red actual de transporte y distribución como obtener un mayor rendimiento por conducto de las economías de escala. De la misma forma, la subsidiaria no

tendría la necesidad de invertir en la construcción de nuevos gasoductos que solamente ayudarían a transportar el gas. Estos gasoductos no serían futuras redes de abastecimiento de las plantas de ciclo combinado que requerirá la Comisión Federal de Electricidad ni gasoductos especialmente hechos para transportar volúmenes de exportación.

Experiencia en el manejo, distribución y operación del gas natural (F10).

En algunos negocios, como PEMEX-GAS, existe la tendencia observada de que los costos unitarios declinan en tanto la empresa adquiere más experiencia acumulada en la elaboración de un producto. La experiencia que ha adquirido PGPB le ha ayudado a bajar sus costos de comercialización, de producción o de las operaciones de la producción; así como, de otras áreas. Los costos de la paraestatal han bajado, debido a que sus trabajadores han mejorado sus métodos y se han vuelto más eficientes, además de que, ha logrado un mejor funcionamiento del equipo, ha mejorado las técnicas para la medición y el control de las operaciones, etc. La reducción en los costos con la experiencia se relacionan no sólo con la empresa como un todo sino que se originan de las operaciones y funciones individuales que componen la misma.

La fortaleza que tiene la subsidiaria, al tener ésta un aceptable nivel de aprendizaje, hará que las empresas que próximamente ingresarán al sector, sin ninguna experiencia, tengan costos más elevados que los que tiene actualmente PGPB o los que tendrán las empresas transnacionales y, que deban soportar grandes pérdidas de iniciación y en equipo porque los precios serán inferiores o casi iguales al costo.

Detentar mercados del gas LP, principalmente en las Regiones Noroeste y Occidente del país (F11)

La capacidad de PEMEX-GAS de detentar canales de distribución y comercialización, por medio de los cuales vende el gas licuado en las regiones antes mencionadas, es una ventaja para la misma; puesto que, en las Regiones Noroeste-Occidente y en la ciudad de Piedras Negras, se estima que las empresas distribuidoras medianas y pequeñas, existentes o próximas a integrarse a la industria, hagan inversiones y, por ende, lleven a cabo campañas de fomento al consumo del gas natural (el consumidor final sería el sector residencial). Por lo que, el que PGPB tenga ya ganado una gran parte del mercado residencial de estas regiones, ligado a que posiblemente no realice inversiones en estas zonas y a la probable venta de sus ramales de distribución de gas natural, hace que esto sea un contrapeso o un recurso por medio del cual competiría con todas aquellas empresas que piensan invertir en la etapa de distribución. Igualmente, es una forma de evitar que las empresas transnacionales puedan surtir el gas natural que se distribuiría a en estas zonas.

Los grandes volúmenes de gas licuado que se consumen en estas regiones, esencialmente en la Región Noroeste, son factores de presencia y de vital importancia para PGPB; dado que, en esta región la paraestatal no tiene una adecuada y extensa red de distribución.

Poseer mercados naturales y cautivos del gas natural fundamentalmente en las Regiones Centro, Noreste, Occidente y Sur (F12).

La ventaja de tener un gran número de clientes y, por ello, de consumo de gas natural, recae principalmente en que la paraestatal controla casi todas las barreras a la entrada, mantiene un volumen de venta y un ingreso seguro, aprovecha las economías de escala y por integración vertical, establece las iniciativas de costos de operación y precios, y, tiene en cierta forma el control en cuanto a la comercialización interna del gas natural fundamentalmente en las industrias petroquímica, siderúrgica y eléctrica.

El predominio y los volúmenes de gas natural que comercia PGPB en estas regiones es tan grande que será difícil que para el mediano plazo algún competidor quiera rivalizar directamente. Sin embargo, para el largo plazo existe la posibilidad de que en determinadas zonas geográficas de estas regiones ciertas empresas compitan directamente con la subsidiaria; por lo que, habrá casos en los cuales la subsidiaria pierda algunos de sus clientes.

5.3) FORMULACIÓN DE ESTRATEGIAS

Esta etapa se divide en dos pasos: el primero paso consiste en la representación gráfica de la matriz DAFO (en su construcción se emplearon las claves de cada elemento obtenido, como se muestra en la gráfica V.1); y en el segundo paso, una vez construida la matriz, se comparan todas y cada una de las debilidades y fortalezas con las amenazas y oportunidades, haciendo esto de una manera ordenada y estructurada. El resultado de estas comparaciones fue la formulación de estrategias aplicables a PGPB, las cuales se especifican con la claves E_n. (ver gráficas V.5).

1^{er} Paso

La representación gráfica de la matriz DAFO se observa en la gráfica V.1.

GRÁFICA V.1. Representación gráfica de la matriz DAFO para PEMEX-GAS

		DEBILIDADES												FORTALEZAS														
		D ₁	D ₂	D ₃	D ₄	D ₅	D ₆	D ₇	D ₈	D ₉	D ₁₀	D ₁₁	D ₁₂	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	F ₅	F ₆	F ₇	F ₈	F ₉	F ₁₀	F ₁₁	F ₁₂			
A M E N A Z A S	A ₁																											
	A ₂																											
	A ₃																											
	A ₄																											
	A ₅																											
	A ₆																											
	A ₇																											
	A ₈																											
	A ₉																											
	A ₁₀																											
	A ₁₁																											
	A ₁₂																											
O P O R T U N I D A D E S	O ₁																											
	O ₂																											
	O ₃																											
	O ₄																											
	O ₅																											
	O ₆																											
	O ₇																											
	O ₈																											
	O ₉																											
	O ₁₀																											
	O ₁₁																											
	O ₁₂																											
O ₁₃																												

2^{do} Paso

Para que este último paso resulte más claro, enseguida se ejemplifica cómo se muestran unos ejemplos de como se obtuvieron seis estrategias:

Tratar de cambiar la relación con el Gobierno Federal y con PEMEX (E₂)

Ahora, como un primer ejemplo, se toma en cuenta la clave **D₉**, referente a la debilidad que presenta PGPB en la falta de autonomía de gestión (toma de decisiones, incapacidad de tomar iniciativas en la utilización del Cash Flow, etc.), la cual se ha debido a la dependencia con el Estado y PEMEX en su conjunto, véase la gráfica V.2.

Cabe señalar que la falta de autonomía de gestión de las empresas gubernamentales es un tema que va más allá de lo estrictamente económico, puesto que los criterios políticos son, en muchos de los casos, los predominantes, o bien, la causa que origina la precaria autonomía de las empresas. Entre más restringida es la autonomía de gestión y proyección de una empresa, más restringida son sus posibilidades de sobrevivencia y, más aún, de crecimiento, de desarrollo, y casi nulas las del éxito.

Por otro lado, PEMEX-GAS es susceptible de enfrentar en el mediano plazo una amenaza, al producirse cambios en el manejo de la política económica. Estos cambios se realizarían debido sobre todo a una devaluación en el tipo de cambio (clave **A₄**). El cambio en la paridad del peso se llevará a cabo en un futuro, ya sea por que el gobierno quiera mantener la competitividad en las exportaciones o porque pretenda sostener el superávit existente en la balanza comercial y en la cuenta corriente o simplemente por el ajuste que se realizaría tomando en cuenta la diferencia existente entre la inflación de los Estados Unidos y la inflación de nuestro país.

La existencia, en el mediano plazo, de una posible cambio en la paridad del peso retrasaría o haría más complicado el que se terminen de construir las dos plantas criogénicas de Cactus, Chiapas, las plantas criogénicas y endulzadora de condensados de Nuevo Pemex, Tabasco, y las dos plantas endulzadoras de condensados en Ciudad Pemex, Tabasco; así como, el gasoducto que se quiere construir en Reynosa, Tamaulipas (con este gasoducto se trataría de ampliar la capacidad de exportación). Incluso, la devaluación del peso haría que se tuviera un mayor egreso por concepto del pago de las importaciones y de los contratos de servicios adquiridos por PGPB.

El comportamiento que tenga la macroeconomía del país es de gran y vital importancia para PEMEX-GAS; esencialmente, esto recae en que la subsidiaria de PEMEX al ser una empresa pública

no tiene un control autónomo de sus utilidades. La aprobación de un mayor gasto de inversión para PGPB depende en cierta medida de un buen comportamiento de la economía nacional.

De esta manera, para poder enfrentar esta posible amenaza de la mejor manera, y dada la debilidad que presenta por la falta de autonomía -dependencia en la toma de decisiones-, sería conveniente seguir una estrategia que le permita a la paraestatal lograr una mejor relación con el Estado; y así ser más independiente, y que las decisiones importantes sean tomadas por la misma firma (clave E₂), ver gráfica V.2. Por tanto, se estaría en una posición más sólida e independiente para afrontar los cambios de la economía (devaluación del peso). El que PGPB trate de cambiar la relación que mantiene con el gobierno federal y con PEMEX le ayudaría a tener la facultad de intensificar la función de planeación, de mejorar las etapas productivas, de no paralizar y desfasar proyectos de infraestructura, de establecer sus propios recursos técnicos para instaurar sus prioridades de inversión, etc.

En otras palabras, o desde otra perspectiva, PEMEX-GAS tendría una mejor proyección como empresa; por lo que, con esta medida aseguraría su sobrevivencia, y se encauzaría aún mayor crecimiento y desarrollo y, finalmente, al éxito.

Eliminar paulatinamente y en un mediano plazo el subsidio al gas natural (E₃)

La integración a la industria nacional del gas natural de empresas transnacionales como Conoco, Enova, El Paso Natural Gas, Tenneco y Midcon es una amenaza (denominada con la clave A₆) para PEMEX-GAS, ya que estas empresas son las compañías transportistas de gas natural más grandes e importantes de los Estados Unidos y de Canadá. Igualmente, estas cinco empresas cuentan con mejores expectativas para atender las Regiones Noroeste y Noreste del país, al contar con yacimientos del combustible en las cercanías de la frontera mexicana -los yacimientos a los cuales se hace referencia son principalmente los campos del gas natural que se localizan en los estados de Texas y Louisiana-, lo cual les da ventajas competitivas en sus costos de operación. Otro factor importante es el que los gasoductos de PGPB no alcanzan algunas áreas urbanas de esa región, y el yacimiento de gas seco de Burgos, Tamaulipas, que podría surtir a esa zona, no ha sido suficientemente explotado.

En consecuencia, la paraestatal tiene la amenaza de que cualquiera de estas empresas se apropie de un gran número de clientes en las Regiones Noroeste y Noreste, lo que podría generar una mayor competencia tanto en precios como en servicios y en cierto punto una disminución para PGPB en sus ventas y, por ende, en sus ingresos. También, debe tomarse muy en cuenta que estas cinco empresas

tienen experiencia, tecnología, acceso a financiamiento y Know how, entre muchas otras ventajas. Asimismo, es sumamente amenazante para PEMEX-GAS la fusión entre El Paso Energy y Tenneco Energy, dos de las ocho compañías transportistas más grandes de gas en Estados Unidos. Ambas tienen la aspiración de penetrar los mercados energético y de distribución de gas natural en nuestro país. La eventual consolidación de éstas empresas en el sur de los Estados Unidos representará para la subsidiaria de PEMEX una amenaza en el mediano y largo plazo.

Por otra parte, durante todo el tiempo en que PEMEX ha vendido el gas natural, el precio real de venta de éste ha sido menor al precio al cual se ha vendido; de este modo, la paraestatal ha obtenido un ingreso menor en relación al que realmente hubiese obtenido en caso de no mantener subsidios (debilidad caracterizada con la clave D₇) en los precios del gas natural para uso tanto doméstico como industrial en relación a las ventas del gas.

Al tomar en cuenta tanto la integración a la industria de empresas transnacionales como el subsidio al gas natural y, al analizarlas en una forma sistemática, se puede determinar que lo más conveniente para maximizar esta debilidad y para minimizar esta amenaza es que PEMEX-GAS lleve a cabo una estrategia por medio de la cual pueda, mediante acuerdo con el gobierno federal, eliminar paulatinamente y en el mediano plazo el subsidio por concepto de costos de transportación y de distribución (clave E₃, véase gráfica V.2). El que la subsidiaria pueda evitar el egreso y las consecuencias que le representa el subsidio, le ayudarían a tener un mejor desarrollo referente a su actuar como empresa, a aprovechar sus ventajas competitivas, a tener costos de operación competitivos en las Regiones Noroeste y Noreste, a tener un mayor margen de acción en referencia a la relación precio-costo para así poder competir con Conoco, Midcon, El Paso Natural Gas, etc., a detentar un mejor servicio de distribución y comercialización, y a establecer un precio -para determinar este precio se tomarían en consideración los costos reales, la inflación y el costo de oportunidad- cada vez más cercano al precio real.

Además, le ayudaría a percibir un mayor ingreso, el cual lo podría emplear en proyectos de seguridad industrial, protección ambiental, automatización de gasoductos, construcción de plantas, etc. Con estas inversiones la subsidiaria podría tener un gran progreso, semejante al que mantienen las empresas transnacionales. Una mayor competitividad, una disminución en los egresos, un menor costo de operación, un mejor aprovechamiento de las economías de escala, le ayudarán a PGPB a poder contrarrestar las presiones y el ingreso de las firmas estadounidenses y canadienses.

Si la subsidiaria continúa realizando este subsidio hará que éste agregue un mayor grado de inestabilidad al sector industrial (industria nacional del gas natural).

GRÁFICA V.2. Representación gráfica de la matriz DAFO para PEMEX-GAS

		DEBILIDADES												FORTALEZAS													
		D ₁	D ₂	D ₃	D ₄	D ₅	D ₆	D ₇	D ₈	D ₉	D ₁₀	D ₁₁	D ₁₂	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	F ₅	F ₆	F ₇	F ₈	F ₉	F ₁₀	F ₁₁	F ₁₂		
A M E N A Z A S	A ₁																										
	A ₂																										
	A ₃																										
	A ₄																										
	A ₅																										
	A ₆																										
	A ₇																										
	A ₈																										
	A ₉																										
	A ₁₀																										
	A ₁₁																										
	A ₁₂																										
O P O R T U N I D A D E S	O ₁																										
	O ₂																										
	O ₃																										
	O ₄																										
	O ₅																										
	O ₆																										
	O ₇																										
	O ₈																										
	O ₉																										
	O ₁₀																										
	O ₁₁																										
	O ₁₂																										
O ₁₃																											

Realizar alianzas estratégicas y/o contratos de servicios con otras firmas (E₄)

Centremos nuestra atención en la clave D₁₀ (ver gráfica V.3), que se refiere a la debilidad que tiene PEMEX -consiguientemente PGPB- con respecto a los problemas de financiamiento, podríamos recalcar que esta debilidad está latente debido fundamentalmente a los problemas económicos de finales de 1994, lo que originó que el gobierno federal disminuyera el presupuesto; de tal manera, la subsidiaria se ha visto en la necesidad de paralizar diversos proyectos, ya sean en estudio y/o ejecución. Para minimizar esta debilidad debemos observar el otro aspecto que en este ejemplo se analizará, la clave A₈, que nos dice que una amenaza para PGPB sería una mayor dificultad en la obtención de recursos financieros. Esta amenaza se debe, esencialmente, a que los bancos internacionales cada vez ponen más presión al gobierno, en el sentido de que si se desea un préstamo para la industria del gas o petróleo éste deberá aumentar el número de privatizaciones en dichas industrias.

Si se analiza sistemáticamente el problema, vemos que la subsidiaria se encuentra y se encontrará en una situación muy difícil en caso de que la economía permanezca igual o llegase a empeorar. Así, la paraestatal perderá mucho camino frente al gran crecimiento que tendrá la industria nacional del gas natural, sobre todo, en lo referente al abastecimiento de gas seco, el cual deberá aumentar substancialmente por causa de los siguientes factores: incremento en el desarrollo de infraestructura de plantas de generación eléctrica (plantas de ciclo combinado), reconversión de las plantas duales, las cuales emplearan gas natural en vez de combustóleo y, la entrada en vigor de las nuevas normas ecológicas. Consecuentemente, PEMEX-GAS tendría que realizar una estrategia mediante la cual se garantizara la instalación y el mejoramiento de las plantas procesadoras de gas y recuperadoras de líquidos.

Por lo tanto, de seguir los problemas de financiamiento interno y dificultades en la obtención de préstamos, es conveniente que PGPB realice un cambio estratégico (clave E₄), teniéndose como principal opción el recurrir cada vez en mayor medida a otras fuentes privadas o extranjeras para reactivar la inversión realizándose para ello alianzas estratégicas o en su caso, efectuar contratos de servicio junto con otras empresas del ramo del petróleo o gas natural. Tanto los contratos de servicios como las alianzas estratégicas se llevarían a cabo con el objeto de mejorar las plantas existentes, de asegurar el acceso a mercados y tecnologías de punta y, de instalar nuevas plantas de procesamiento del gas amargo y recuperación de líquidos condensables. Se observa que los problemas anteriores son prioritarios en este momento, ya que el incrementar o maximizar las operaciones en las plantas endulzadoras de gas húmedo amargo, criogénicas, de absorción, endulzadoras de condensados y fraccionadoras de líquidos se debe principalmente a la falta de

capacidad actual en las plantas criogénicas y a la instalación en el mediano plazo de nuevas plantas de ciclo combinado.

Algunos de los contratos de obras y servicios que ha llevado a cabo la paraestatal es el contrato firmado entre ésta y Tenneco, se recordará que este contrato se refiere a que la transnacional se encargará de establecer mecanismos de automatización y control, supervisar especificaciones y cumplir con las expectativas de operación y rendimientos de la red de gasoductos de PEMEX-GAS.

Se debe aclarar que al hablar de alianzas estratégicas y de contratos de servicios, no se está haciendo referencia en ningún momento a una acción que implique cesión del control y de derechos exclusivos constitucionales en la explotación de hidrocarburos y sus derivados, y mucho menos al inicio de la privatización de dichas áreas.

Apoyar y mejorar las actividades de distribución y comercialización (E₁₃)

Como otro caso, se tiene la debilidad caracterizada por la clave **D₁₁** (véase la gráfica V.3) que comprende las deficiencias en la distribución y comercialización del gas natural. Esta debilidad se hace cada día más notoria, dado que en la última década PGPB no realizó las inversiones necesarias en la distribución para optimizar su operación y mantenimiento. La falta de apoyo y mejora a las actividades de distribución y comercialización se ha traducido tanto en un incremento de pérdidas como en un deterioro en la calidad del servicio y, en cierta manera, en la existencia de cuellos de botella en el sistema de distribución.

Por otra parte, en los últimos meses se han realizado cambios en la estructura de la industria nacional del gas natural (factor que ya se comentó con anterioridad), lo cual originará que a mediano y largo plazo exista competencia en algunas zonas geográficas en las actividades de transporte, distribución, almacenamiento y comercialización (oportunidad denominada con la clave **O₁₂**). Por lo cual, PEMEX-GAS deberá aprovechar la existencia de sus sistemas de transporte y distribución y, primordialmente, la ventaja de ser la única firma encargada del procesamiento del gas seco, con lo cual podría utilizar en mejor forma las economías de escala existentes en las etapas de proceso, transporte y distribución.

Esta oportunidad podría ser aprovechada por PGPB en las actividades de comercialización y distribución, ya que la subsidiaria tiene experiencia (la experiencia que ha adquirido PGPB le ha ayudado a bajar sus costos de comercialización) y la mayor cobertura en líneas de transporte y distribución. Por lo que, al aprovechar esta oportunidad podría minimizar su debilidad en este

GRÁFICA V.3. Representación gráfica de la matriz DAFO para PEMEX-GAS

		DEBILIDADES												FORTALEZAS												
		D ₁	D ₂	D ₃	D ₄	D ₅	D ₆	D ₇	D ₈	D ₉	D ₁₀	D ₁₁	D ₁₂	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	F ₅	F ₆	F ₇	F ₈	F ₉	F ₁₀	F ₁₁	F ₁₂	
A M E N A Z A S	A ₁										■	■														
	A ₂										■	■														
	A ₃										■	■														
	A ₄										■	■														
	A ₅										■	■														
	A ₆										■	■														
	A ₇										■	■														
	A ₈	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■												
	A ₉										■	■														
	A ₁₀										■	■														
	A ₁₁										■	■														
	A ₁₂										■	■														
O P O R T U N I D A D E S	O ₁										■	■														
	O ₂										■	■														
	O ₃										■	■														
	O ₄										■	■														
	O ₅										■	■														
	O ₆										■	■														
	O ₇										■	■														
	O ₈										■	■														
	O ₉										■	■														
	O ₁₀										■	■														
	O ₁₁										■	■														
	O ₁₂	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■												
O ₁₃										■	■															

ámbito, mediante una estrategia (referenciada con la clave E₁₃) que apoye y fortalezca dichas actividades. Con esto, la firma modernizaría estas dos áreas cercanas al cliente y, en consecuencia, podría tanto operar en forma óptima el sistema como mejorar la calidad del servicio de distribución, transporte y comercialización., evitando con ello problemas en los volúmenes de entrega y dificultades al establecerse las tarifas o precios.

Así también, la subsidiaria deberá concentrar su atención en la comercialización y distribución del gas natural porque es un producto altamente estandarizado, por lo que, su volumen de ventas, precio y oportunidad para su comercialización son sus rasgos fundamentales. El peso principal del ciclo de la cadena de la industria del gas natural ya no recae en su producción sino en su comercialización.

Mejorar la calidad del gas natural (E₁₄)

En 1995, PEMEX-GAS definió un sistema de precios para la Comisión Federal de Electricidad y firmó un contrato con esta paraestatal para la compra-venta de gas natural a partir de diciembre de 1995, mismo que seguirá en vigor hasta diciembre de 1996. El contrato cuenta con cobertura de riesgos derivados de la relación contractual entre la subsidiaria y CFE. Al mismo tiempo, PGPB ha firmado contratos de suministro de gas natural a largo plazo con las empresas petroquímicas. En el actual paradigma económico y comercial los contratos entre dos firmas son vistos como una práctica comercial natural.

Es una fortaleza (citada con la clave F₈, ver gráfica V.4) el que PGPB haya instrumentado la política de establecer contratos de compra-venta de gas natural con todos sus clientes, independientemente de su nivel de consumo. La existencia de contratos le ayudan tanto a establecer una cuasiintegración como a formalizar el vínculo comercial y la cobertura total del mercado. La cuasiintegración logra crear una gran comunidad de intereses entre PGPB y la CFE e industria petroquímica, disminuyéndose los costos unitarios, reduciéndose el riesgo de interrupciones en la oferta y la demanda, mitigándose el poder negociador de las dos partes, etc. Esta comunidad de intereses se deriva de la buena voluntad, de compartir información, de contactos más frecuentes e informales entre las administraciones, y del interés financiero directo que cada una de las partes tiene en la otra.

Por otro lado, la restricción ambiental en la composición de los hidrocarburos (norma NOM-086-ECOL-1994) es una oportunidad (clave O₂) para PEMEX-GAS, puesto que estará obligada a procesar un gas natural de mejor calidad y mayor eficiencia energética.

Al analizar sistemáticamente tanto la oportunidad O_2 -restricción ambiental en la calidad del gas natural- como la fortaleza F_8 -contratos de compra-venta de gas natural- se puede determinar que lo más favorable para maximizar esta fortaleza y esta oportunidad, es que PEMEX-GAS lleve a cabo una estrategia (clave E_{14} , véase gráfica V.4) mediante la cual mejore la calidad del gas natural.

Esta estrategia le ayudará a PGPB a cumplir con la norma ecológica evitando así sanciones económicas por parte de las autoridades gubernamentales y a ser una empresa más competitiva y eficiente. Asimismo, esta estrategia toma muy en cuenta que la Comisión Federal de Electricidad comprará exclusivamente un gas natural de buena calidad que le ayude a tener una mayor eficiencia energética y, CELANESE, HOESCHT, BASF, PEMEX-PETROQUÍMICA y otras industrias petroquímicas y químicas comprarán solamente un gas natural de buena calidad pudiendo así tener un mejor aprovechamiento de éste, un menor gasto en la eliminación de minerales u otras sustancias, etc.

En un futuro la calidad del gas natural será un factor importante, el cual se considerará en los contratos compra-venta. Igualmente, si se considera que la paraestatal posee mercados naturales y cautivos (algunos comprometidos mediante los contratos) se estaría de antemano comprometiendo a las compañías de nuevo ingreso, que ingresarían en el mediano plazo a la industria, a hacer grandes inversiones para que así puedan dar una mayor credibilidad a sus negocios, ofrecer una mejor calidad del gas natural y un excelente servicio; de tal manera, que tengan la posibilidad de abastecer en el futuro estos mercados.

Continuar y mejorar los contratos de compra-venta del gas natural (E₁₆)

Después de los cambios observados tanto en el interior de la organización administrativa y organizacional de Petróleos Mexicanos (julio de 1992) como en la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo (mayo de 1994), es PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB) la única empresa encargada de realizar las etapas de procesamiento, almacenamiento, transportación y distribución del gas natural (clave F_2 , véase gráfica V.4). Por lo que, PEMEX mantiene -mediante su subsidiaria- el control y el desarrollo de casi todas las etapas de la cadena de la industria del gas natural; así como, de la integración vertical existente entre esta industria y la de petroquímicos básicos. Lo anterior conlleva a lo siguiente:

El hecho de que PEMEX-GAS pueda realizar las etapas de procesamiento, almacenamiento, transportación y distribución, le ayuda a ésta a tener la ocasión de aprovechar las economías que se obtienen por la integración vertical. La subsidiaria tiene fundamentalmente la ventaja de obtener

economías de las operaciones combinadas, economías de información y economías como consecuencia de evitar el mercado.

El aprovechamiento de este tipo de economías, por parte de la paraestatal, hacen que ésta tenga una ventaja con respecto a otras empresas gaseras. La forma integral en que PEMEX-GAS abastece el gas natural puede observarse como competitivo.

- Los beneficios que obtiene PGPB al poder procesar el gas natural y, por ende, producir como subproductos al etano, propano y gasolinas naturales, le ayuda a ésta a tener otra ventaja sobre sus eventuales competidores, debido a que los beneficios de compartir son especialmente significativos si existen costos conjuntos.

Por otra parte, los elevados volúmenes de combustóleo que produce PEMEX-REFINACIÓN (PR) y el bajo precio del mismo (clave A₁₁, véase gráfica V.4) son una amenaza, debido a que éste es un producto que compite directamente con el gas natural -es un producto sustituto del gas-. En la actualidad el combustóleo se vende aproximadamente a un precio equivalente al 85 % del valor del gas natural.

Una excesiva producción de combustóleo y las cada día más frecuentes complicaciones en sus exportaciones por factores de calidad y de ecología, harán que PR venda su combustóleo a un menor precio, pudiendo ser éste igual o menor al costo que se requiere para su producción.

Al considerar tanto la excesiva cantidad de volumen de combustóleo que produce PEMEX-REFINACIÓN (PR) y el bajo precio del mismo como el que PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB) sea la única empresa encargada de realizar las etapas de procesamiento, almacenamiento, transportación y distribución del gas natural, y, al analizarlas en una forma sistemática, se puede determinar que lo más conveniente para maximizar esta fortaleza y para minimizar esta amenaza es que PEMEX-GAS efectúe una estrategia por medio de la cual pueda continuar y mejorar la realización de los contratos de compra-venta del gas natural (clave E₁₆, véase gráfica V.4).

Si PEMEX-GAS continua y mejora los contratos de compra-venta del gas natural mantendrá un mercado seguro y estable; por lo que, el gas que produce se venderá aún si el combustóleo tiene un precio equivalente mas bajo que éste. En consecuencia, es menos factible que la guerra de precios entre el gas natural y el combustóleo que existirá en un mediano y largo plazo, principalmente en aquellas zonas geográficas en las cuales la Comisión Federal de Electricidad tiene y tendrá tanto

GRÁFICA V.4. Representación gráfica de la matriz DAFO para PEMEX-GAS

		DEBILIDADES												FORTALEZAS												
		D ₁	D ₂	D ₃	D ₄	D ₅	D ₆	D ₇	D ₈	D ₉	D ₁₀	D ₁₁	D ₁₂	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	F ₅	F ₆	F ₇	F ₈	F ₉	F ₁₀	F ₁₁	F ₁₂	
A M E N A Z A S	A ₁																									
	A ₂																									
	A ₃																									
	A ₄																									
	A ₅																									
	A ₆																									
	A ₇																									
	A ₈																									
	A ₉																									
	A ₁₀																									
	A ₁₁																									
	A ₁₂																									
O P O R T U N I D A D E S	O ₁																									
	O ₂																									
	O ₃																									
	O ₄																									
	O ₅																									
	O ₆																									
	O ₇																									
	O ₈																									
	O ₉																									
	O ₁₀																									
	O ₁₁																									
	O ₁₂																									
	O ₁₃																									

plantas duales como plantas generadoras de electricidad reconvertidas a gas natural, afecte el desarrollo de las ventas del gas natural. Del mismo modo, con la realización de contratos, la paraestatal seguirá aprovechando las economías que se obtienen por la integración vertical; de esta manera, la subsidiaria tiene fundamentalmente la ventaja de poder obtener economías de las operaciones combinadas, economías de información y de economías como consecuencia de evitar el mercado. Es indispensable que PGPB aproveche las ventajas que le proporciona la integración vertical para que con esto pueda vender el gas natural a un precio competitivo.

También, la subsidiaria continuará aprovechando la forma integral en que abastece el gas natural, los beneficios que obtiene al producir como subproductos al etano, propano y gasolinas naturales, lo cual le ayuda a la paraestatal a tener ventaja sobre sus eventuales competidores dado que el competidor de recién ingreso, que no puede lograr los rendimientos adicionales de los subproductos, tendrá una desventaja en cuanto a los ingresos.

Con el establecimiento de contratos de compra-venta, PEMEX-GAS tiene otra ventaja sobre sus eventuales competidores, especialmente si se considera que esto crea una mayor presión; ya que, las empresas establecidas o de próximo ingreso tendrán que superar los costos estratégicos de la integración vertical los cuales comprenden el costo del ingreso, flexibilidad, equilibrio, habilidad para administrar la empresa integrada y el uso de incentivos organizacionales internos versus los incentivos del mercado. Asimismo, la existencia de contratos le ayudarán a mantener la cobertura del mercado y a formalizar el vínculo comercial estableciéndose una cuasiintegración con los clientes.

De la misma manera se formularon las estrategias restantes, véanse la gráfica V.5 y cuadro V.5. Incluso, se clasificó a cada una de ellas de acuerdo a la posición que guardan en los cuadrantes de la matriz siguiendo a la gráfica I.8 mostrada en el primer capítulo. Se aclara que el orden en que están dispuestas las estrategias no representa una jerarquización.

Una vez realizada la clasificación, se observa que se obtuvieron cuatro estrategias del tipo de supervivencia, dos del tipo defensivo, cinco del adaptativo y cinco del ofensiva.

No se debe olvidar que este análisis está basado en el supuesto de que una estrategia efectiva maximiza las fortalezas y oportunidades de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA y minimiza sus debilidades y amenazas.

GRÁFICA V.5. Representación gráfica de la matriz DAFO para PEMEX-GAS

		DEBILIDADES												FORTALEZAS													
		D ₁	D ₂	D ₃	D ₄	D ₅	D ₆	D ₇	D ₈	D ₉	D ₁₀	D ₁₁	D ₁₂	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	F ₅	F ₆	F ₇	F ₈	F ₉	F ₁₀	F ₁₁	F ₁₂		
A M E N A Z A S	A ₁		E _{4,10}	E ₄	E ₁₀	E ₈					E ₄						E ₁₀		E ₈								
	A ₂			E ₂													E ₂										
	A ₃							E _{3,15}	E _{7,16}						E ₅		E _{4,6}		E ₆	E ₆						E ₆	
	A ₄					E _{3,5}	E ₃	E ₇	E ₂	E _{3,5}							E ₃	E ₃								E _{3,5}	
	A ₅			E ₂		E ₂		E ₂		E ₂																	
	A ₆	E _{5,13}	E _{4,10}	E _{3,5}	E ₄	E ₈	E ₂	E ₃	E ₇	E ₂	E _{3,4}	E ₁₃	E ₁	E ₁₂	E ₁₂	E _{13,16}	E ₁₂	E ₆	E ₁₆	E _{3,6}	E ₁₃				E ₁₃	E ₆	
	A ₇									E ₂						E _{2,5}		E ₂								E ₁₃	E ₂
	A ₈		E ₄	E _{3,4}	E ₄	E ₄		E ₃	E ₄		E _{3,5}						E _{3,5}	E ₃									
	A ₉			E _{2,3}		E ₈				E ₂	E ₂		E ₁											E _{5,13}	E _{2,5}		
	A ₁₀								E ₆																		
	A ₁₁						E ₃	E ₇			E ₁₃	E ₁		E ₆		E ₁₂				E _{13,14}	E ₆					E ₅	
	A ₁₂		E ₄			E ₄			E ₇		E ₄	E ₁₃					E ₁₃						E _{1,13}				
O P O R T U N I D A D E S	O ₁			E ₁₂		E _{7,8}		E ₃	E ₇		E _{2,4}	E ₁₃			E ₁₂	E ₁₂	E ₇	E ₇							E _{14,16}		
	O ₂																			E ₁₄	E ₁₄						
	O ₃			E ₁₅		E _{4,15}									E ₁₅	E ₁₅	E ₁₅					E ₁₅					
	O ₄			E ₁₂		E _{7,8}			E ₇		E _{2,4}	E ₁₃			E ₁₂	E ₁₂	E ₇	E ₇				E ₁₂	E ₁₂				
	O ₅		E ₁₁		E ₁₁								E ₁₁			E ₁₆											
	O ₆							E ₃				E ₁₃			E _{13,16}	E ₁₂	E ₁₆			E ₁	E ₆		E ₁₂	E _{13,16}	E ₆		
	O ₇			E ₇		E _{4,8}			E ₇		E ₉				E ₁₂		E ₇		E ₅				E ₇				
	O ₈					E _{4,8}			E ₇		E ₁₃										E ₇	E ₆					
	O ₉										E ₁₅		E ₇	E ₁₂	E ₁₂		E ₁₂		E ₁₂		E ₁₂	E ₆			E _{13,16}	E ₁₂	
	O ₁₀		E ₁₀		E ₁₀							E ₁₀	E ₁			E ₁₀				E ₁₀							
	O ₁₁			E ₃				E ₃								E ₃		E ₃	E ₃		E ₃	E ₆					
	O ₁₂			E _{3,5}	E _{4,10}	E _{2,8}	E ₂	E ₃		E ₂		E ₁₃	E ₁		E ₁₃	E ₁₆	E ₁₃	E ₆	E ₁₆	E _{3,13}	E ₆	E ₁₃	E ₁₃	E _{3,13}	E _{13,14}		
O ₁₃				E ₂	E ₂					E ₂																	

CUADRO V.5. Estrategias propuestas para PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA		
Clave	ESTRATEGIA	Tipo
E ₁	Realizar programas efectivos y continuos de mantenimiento preventivo y correctivo	De supervivencia
E ₂	Tratar de cambiar la relación Gobierno-PEMEX-PGPB	De supervivencia
E ₃	Eliminar paulatinamente y en un mediano plazo el subsidio al gas natural	De supervivencia
E ₄	Realizar alianzas estratégicas y/o contratos de servicios con otras firmas	De supervivencia
E ₅	Optimizar la renta y minimizar los costos	Defensiva
E ₆	Continuar y mejorar los contratos de compra-venta del gas natural	Defensiva
E ₇	Aumentar la capacidad en las plantas de procesamiento de gas natural y recuperación de líquidos	Adaptativa
E ₈	Aumentar el gasto real por inversión	Adaptativa
E ₉	Fomentar el ahorro de energía al interior de la empresa, así como el cuidado al medio ambiente	Adaptativa
E ₁₀	Intensificar la vinculación con centros de investigación y de educación superior	Adaptativa
E ₁₁	Establecer alianzas con consultorías nacional	Adaptativa
E ₁₂	Aprovechar las oportunidades del mercado interno	Ofensiva
E ₁₃	Apoyar y mejorar las actividades de distribución y comercialización	Ofensiva
E ₁₄	Mejorar la calidad del gas natural	Ofensiva
E ₁₅	Establecer una política exportadora del gas natural	Ofensiva
E ₁₆	Modernizar los procesos productivos y de administración	Ofensiva

Para un mayor comprensión del porqué de estas estrategias, a continuación se explican las estrategias E₁, E₇, E₈, E₁₀, E₁₂, E₁₅ y E₁₆ (ver gráfica V.5).

Realizar programas efectivos y continuos de mantenimiento preventivo y correctivo (E₁)

El accidente que se llevó a cabo en el mes de julio del presente año en el complejo petroquímico de Cactus, Chiapas, es un ejemplo de que los índices de gravedad, frecuencia de accidentes y daños a instalaciones pueden ampliarse dentro de PGPB. La existencia de accidentes hacen que PEMEX-GAS se debilite, ya que las repercusiones son una carga económica inesperada, mucho más gravosa que la inversión indispensable para lograr un mantenimiento elemental.

De ahí la necesidad imperiosa de que la paraestatal revise su política en este renglón prioritario, de tal suerte que se puedan reducir al máximo las posibilidades de accidentes fatales y cada vez más costosos.

Los programas efectivos y continuos de mantenimiento preventivo y correctivo ayudarían a PEMEX-GAS a prescindir de un gasto económico inesperado; así como, a reducir tanto los índices de gravedad como la frecuencia de accidentes, disminuir los daños a instalaciones y evitar que se ponga en entredicho la capacidad y compromiso de PEMEX-GAS en cuanto a sus obligaciones como única empresa responsable del procesamiento del gas natural y, por ello, encargada de suministrar el energético a todo el país. Igualmente, podrían impedir que aumentaran las presiones de privatización disminuir los daños a instalaciones. No es conveniente que la paraestatal tenga que gastar más en reparaciones que podrían haberse evitado, que lo destinado a mantenimiento y capacitación de los trabajadores.

Lo estratégico de PGPB para el desarrollo nacional, lo delicado de los productos que maneja (gas natural, gas licuado de petróleo, propano, pentanos, azufre, gasolinas naturales, etc.), debieran ser factores que impidan el descuido y la irresponsabilidad en el manejo de los programas y presupuestos establecidos para mantenimiento.

Ninguna instalación de la subsidiaria debe carecer de los cuidados extremos para garantizar su seguridad y funcionalidad, independientemente de los costos inmediatos que ello implique, pues como ahora se puede constatar, se pierde mucho más en los accidentes. Escatimar en mantenimiento y capacitación, sólo habrá de redundar en el debilitamiento, no de PEMEX-GAS en particular, sino del país entero.

Aumentar la capacidad en las plantas de procesamiento de gas natural y recuperación de líquidos (E7).

PEMEX-GAS está obligado a incrementar su volumen de producción por causa del próximo incremento en la demanda de gas natural. Del mismo modo, es imprescindible hacer notar que la capacidad total de las plantas tanto endulzadoras de condensados y gas amargo como de las recuperadoras de líquidos será insuficiente para un futuro, especialmente si se considera que para finales de este siglo o principios del otro se espera un incremento en la producción de gas húmedo amargo -la producción podría incrementarse de 3 300 MMPCD a 4 000 MMPCD- y, por ende, la producción de gas húmedo dulce -esta producción se podría incrementar de 4 100 MMPCD a 5 000 MMPCD-.

En el caso de las plantas endulzadoras de gas húmedo amargo, la capacidad actual sería adecuada sólo hasta el año 1999; para el año 2000 se podría dar el caso en el que la producción sea de aproximadamente 4 000 MMPCD y la capacidad de las plantas de 3 760 MMPCD. En cuanto a las plantas recuperadoras de líquidos, el problema es más complejo aún, debido fundamentalmente a la falta de dos plantas criogénicas (cada planta tiene una capacidad de 500 MMPCD), si en 1998 no se tienen construidas estas plantas entonces el volumen a procesar de gas húmedo dulce sería mayor en 500 MMPCD a la capacidad de las plantas, este volumen prácticamente sería la capacidad de otra planta. De la misma forma, en caso de que si se tengan terminadas las dos plantas criogénicas y que estas ya hayan sido puestas en operación, el problema existiría pero hasta el año 2000, ya que la capacidad de las plantas sería de 4 629 MMPCD y el volumen a procesar de gas dulce de 5 000 MMPCD. También, si se tuviera el escenario en el cual se tienen construidas tanto las dos plantas criogénicas de Cactus como la planta criogénica de Nuevo Pemex, entonces el problema de la falta de capacidad se originaría en el caso en el que PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN aumente a más de 5 000 MMPCD la producción bruta de gas natural. Es importante aclarar que los escenarios anteriores se basan en que PEP si lleve a cabo su plan de producción anual, el cual estableció en su planta de negocios.

La subsidiaria en lugar de esperar el comportamiento de la demanda para aumentar sus inversiones o para recuperar su primera inversión, debería, a corto plazo, aumentar su capacidad y volumen de producción para reducir sus costos y penetrar exitosamente en los nuevos nichos de mercado. La reducción en los costos se lograría, dado que con un aumento en los volúmenes de gas producido y con una red de transporte y distribución subutilizada, PGPB aprovecharía en mejor forma su red actual de transporte y distribución, y obtendría un mayor rendimiento por conducto de las economías

de escala. El sobrante existente en la actualidad en la zona de producción de gas natural, se espera que aumente el volumen de los volúmenes de gas natural transportados y distribuidos.

Por las causas anteriores, es por ello que, la paraestatal debería realizar una estrategia por medio de la cual aumente la capacidad en las plantas de procesamiento de gas natural y en las plantas recuperadoras de líquidos, para llevar a cabo esta estrategia se considera que la construcción del nuevo gasoducto que irá de Atasta a Ciudad Pemex se termina antes de 1998. Este gasoducto es de vital importancia para PEMEX-GAS; de modo que, mediante este se podrán transportar los volúmenes adicionales de gas natural que se esperan a partir de 1997.

Si se considera las plantas que se están construyendo en la actualidad (tres plantas endulzadoras y estabilizadoras de condensados de 24 MBD, una planta fraccionadora de hidrocarburos de 104 MBD y tres plantas criogénicas de 500 MMPCD), se concluye que la construcción de estas plantas son necesarias y adecuadas. Empero, es indispensable que PGPB también construya otra planta endulzadora de gas amargo de 400 MMPCD y otra planta recuperadora de líquido (absorción) de 550 MMPCD, esta última planta se construiría en la Región Norte del país.

Los beneficios que obtendría PEMEX-GAS al aumentar la capacidad en las plantas endulzadoras de gas húmedo amargo, recuperadoras de líquidos, endulzadoras y estabilizadoras de condensados, serían los siguientes: no aumentaría aún más los volúmenes de importación del gas natural, seguiría dándole prioridad (factor estratégico de la paraestatal) a la producción de gas natural y gas licuado de petróleo (estos dos productos junto con los pentanos representan aproximadamente el 75 por ciento de los ingresos de la subsidiaria), compraría menos cantidad de azufre y gas licuado a PEMEX-REFINACIÓN disminuyendo con esto los egresos correspondientes a ventas interorganismos. Entre otros de los beneficios que tendría la subsidiaria estaría el evitar el desperdicio de grandes volúmenes de gas quemado o enviados a la atmósfera; el aumentar la capacidad de fraccionamiento de licuables, el aprovechar condensados que de otra manera se reinyectarían a la corriente de petróleo crudo, el abastecer de gas natural a todos sus clientes (existentes o futuros), el reducir los costos de distribución y comercialización del gas natural y del gas licuado y, el aprovechar y recuperar una mayor cantidad de etano, propano más pesados.

Aumentar el gasto real por inversión (F_R)

En caso de no revertirse las tendencias recientes en materia de inversiones, la paraestatal mantendrá su tendencia a la baja. De no haber cambios en las políticas de inversiones, pronto PGPB enfrentará el dilema de no satisfacer a la demanda interna con su propia producción y, en consecuencia, tendría

que incrementar en gran medida sus importaciones lo que le representaría un gran gasto. En estas condiciones es inminente e impostergable la reactivación de la inversión.

De esta manera, es importante que PEMEX-GAS aumente el gasto real por inversión. La realización de esta estrategia le ayudaría a la subsidiaria a:

- Incrementar la inversión en el rubro de mantenimiento y supervisión de la red de gasoductos. De este modo, se disminuirían los índices de gravedad, la frecuencia de accidentes y los daños a instalaciones. Se podría evitar un accidente semejante a la explosión de las dos plantas criogénicas en el complejo petroquímico de Cactus, Chiapas.
- Tener un nivel de inversión eficiente y razonable característico de las empresas petroleras. Con ello, la subsidiaria tendría un monto adecuado de recursos los cuales se asignarían tanto a los proyectos correspondientes a seguridad industrial y protección ambiental, automatización de la red de gasoductos, construcción de nuevas plantas como a los proyectos que contribuyen a mejoras en procesos, ahorro de energía y reducción en los costos de transporte

El hecho de que la paraestatal tenga los suficientes recursos para inversión hará que ésta no pierda su liderazgo nacional ni sus ventajas competitivas actuales -poseer infraestructura tanto en unidades de procesamiento como en redes de transporte y distribución, realizar la etapa de procesamiento del gas, etc.-. Por el contrario, PGPB se fortalecería y tendría un mejor panorama con respecto a sus competidores. PEMEX-GAS obligaría a las firmas transnacionales a no basar solamente su estrategia en el empleo de la tecnología de punta sino a utilizar otros métodos de competencia, lo que representaría un mayor gasto para éstas.

- Terminar la construcción de tres plantas endulzadoras y estabilizadoras de condensados de 24 MBD, de una planta fraccionadora de hidrocarburos de 104 MBD y de una planta criogénica de 500 MMPCD. Incluso, se eliminaría el gasto que implica el paro momentáneo o parcial de cualquier proyecto. En caso de aumentarse el gasto real de inversión para la construcción de nuevas plantas, PEMEX-GAS podría producir la cantidad de gas seco necesaria para surtir a una creciente demanda; de modo que, se disminuirían las importaciones de gas natural y gas licuado de petróleo y, se restablecerían y aumentarían las exportaciones de estos mismos productos.

Intensificar la vinculación con centros de investigación y de educación superior (E.10)

En 1993, 1994 y 1995 la inversión realizada por PEMEX-GAS con respecto a la investigación y desarrollo tecnológico fue en promedio de sólo 0.68 % del gasto real total por inversión. El poco apoyo que le da PGPB a la investigación y el desarrollo tecnológico se seguirá reflejando en una mayor desventaja competitiva con respecto a sus eventuales competidores, fundamentalmente en las Regiones Noroeste y Noreste del país. La subsidiaria de PEMEX siempre tendría que depender de las firmas transnacionales para las cuestiones tecnológicas, entre las cuales estarían el mejoramiento en la operatividad, mantenimiento y control de los procesos, de los sistemas de transporte y distribución, etc. Asimismo, si se piensa que en un futuro existirá competencia en la industria nacional del gas natural, la investigación y el desarrollo tecnológico será entonces una ventaja competitiva para la empresa que sí apoye este rubro.

Por lo anterior, es importante e indispensable que PGPB intensifique la vinculación con los centros de investigación y de educación superior; debido a que, los métodos técnicos, los procesos aplicados y los materiales utilizados en la producción se están aceleradamente superando y actualizando. De la misma forma, PGPB deberá tener una mayor vinculación con las escuelas y las universidades ya que éstas son fuente de abastecimiento de personas con diversos niveles y especialidades de preparación, las cuales podrían desempeñar las complejas actividades de la empresa. Y más aún, también son los centros de investigación científica y desarrollo tecnológico.

Para que la subsidiaria tenga un avance substancial en la investigación y el desarrollo tecnológico deberá tener una creciente interacción con los centros de investigación y de disciplinas científicas. Esta vinculación le ayudaría a PEMEX-GAS a tener un mejor desarrollo tecnológico, el cual le proveería de mayor competitividad, ayudándole a:

- i) incrementar sus volúmenes de producción y ventas,
- ii) reducir sus costos de producción,
- iii) mejorar la calidad de sus productos,
- iv) innovar productos o procesos,
- v) proteger al medio ambiente con productos o procesos menos contaminantes y
- vi) generar ventajas competitivas.

Del mismo modo, es importante decir que PGPB no solamente evadiría la desventaja competitiva que representa el tener un débil apoyo a la investigación y el desarrollo tecnológico sino que también

tendría ventajas en la curva de aprendizaje, en la eficiencia de los procesos y en las economías de escala, entre otros factores, que se conseguirían con los nuevos avances y desarrollos tecnológicos.

La innovación y el desarrollo tecnológico son los factores más dinámicos del proceso de globalización, en el cual está inmerso PEMEX-GAS. Por tanto, la dependencia en los factores tecnológicos no debe ser una debilidad o una desventaja para PGPB

Aprovechar las oportunidades del mercado interno (E₁₂).

Observando este eventual crecimiento en la demanda del gas natural, PEMEX-GAS debería aprovechar tanto la forma integral de como abastece el gas natural como aquellos lugares en los cuales tenga alguna red de transporte o distribución cercana al lugar de construcción de las plantas. También, PGPB debería aprovechar el que las empresas transnacionales como Midcon, Tenneco, Conoco, El Paso Natural Gas, etc., necesitarán realizar una gran cantidad de análisis y estudios, aumentar la contratación de personal, efectuar grandes campañas de publicidad, establecer una estructura organizacional y, sobre todo, considerar pérdidas de iniciación y determinados períodos de tiempo que requerirán éstas para poder llevar a cabo todo lo anterior. Incluso, la subsidiaria debería emplear la ventaja que tiene sobre estas empresas, ya que éstas no tienen lazos con las regiones ni identificación con las comunidades.

La subsidiaria debería participar esencialmente en las licitaciones de los gasoductos que requerirán las siguientes plantas: Salamanca 1 y 2 (450 MW), Bajío 1 y 2 (450 MW), Central 1, 2, 3 y 4 (900 MW), Chihuahua 1 y 2 (450 MW), Camargo (225 MW), Monterrey (1350 MW) y Río Bravo 4 y 5 (450 MW), Petacalco 5 y 6 (700 MW), y de las plantas generadoras de electricidad que se reconvertirán a gas natural como son Tula (650 MW), Salamanca (550 MW), Altamira (620 MW). Todas estas plantas son un nicho de mercado que debe intentar adquirir la subsidiaria; la importancia de estas plantas recae en la cercanía de éstas a la red nacional de gasoductos y en su capacidad de generación.

Si PEMEX-GAS aprovechará las oportunidades del mercado interno, le daría a ésta una gran ventaja; de modo que, aprovecharía las economías de escala en las unidades de procesamiento del gas natural, evitaría gastos de inversión de iniciación, de aprendizaje o de experiencia y, especialmente, fortalecería las barreras para nuevos ingresos por la necesidad de éstos de asegurar el transporte o la distribución del gas natural. Cuanto más limitados sean los canales de mayoreo o menudeo del gas natural y cuanto más los tenga atados PGPB, es obvio que será más difícil el ingreso de otras compañías al sector industrial. De igual forma, la subsidiaria tendría la ventaja de

seguir aprovechando las economías por integración vertical, entre las cuales se encontrarían principalmente las economías de las operaciones combinadas, las economías de información y las economías como consecuencia de evitar el mercado.

La ventaja que tendría PEMEX-GAS al seguir incrementando el número sus clientes y, por ende, de ventas, recaería fundamentalmente en que mantendría un volumen de venta y un ingreso seguro, establecería las iniciativas de costos de operación y precios, y, tendría en cierta forma el control en cuanto a la comercialización interna del gas natural, esencialmente en las industrias petroquímica, siderúrgica y eléctrica. Además, PEMEX-GAS se estaría previniendo de una posible competencia e integración a la industria nacional por parte del consorcio formado por El Paso Natural Gas y Tenneco Energy -se recordará que estas empresas se fusionaron a mediados de este año-. La eventual consolidación de éstas empresas en el sur de los Estados Unidos ya no representaría para la subsidiaria de PEMEX una amenaza en el mediano y largo plazo.

El predominio y los volúmenes de gas natural que comercializaría PGPB sería tan grande que sería difícil que algún competidor quisiera competir directamente. PEMEX-GAS seguiría siendo el líder en la Regiones Noreste, Occidente, Centro y Sur, es decir, continuaría siendo el líder en las principales zonas consumidoras de gas natural del país.

Por otra parte, no sería conveniente que PGPB amplíe su nicho de mercado en el sector doméstico, puesto que el contexto de ventas del gas natural para uso doméstico no se ha incrementado en los últimos años, es más en algunos años se ha tenido una disminución en los volúmenes de venta. Al mismo tiempo, en un corto y mediano plazo no se esperará un incremento del gas natural en el consumo doméstico. En las Regiones Centro, Sur, Occidente y Noreste no se ven los apoyos y tendencias al fomento del uso del gas natural para uso doméstico, y en caso de que esta tendencia se revierta será solamente en un horizonte de largo plazo (de 15 a 25 años). El no haber aumento en el consumo doméstico hace que PGPB no tenga un nicho de mercado atractivo, por lo que, sería más conveniente que la subsidiaria emplee su cartera de inversión en otros proyectos más estratégicos y mucho más rentables. Al haber cambiado la estructura de la industria nacional del gas natural hace que PEMEX-GAS ya no tenga como prioridad principal el desarrollar e impulsar el consumo en el sector doméstico.

Establecer una política exportadora del gas natural (E₁₅).

Los factores que hacen que se piense en esta estrategia son: la probable pérdida en el resultado de operación de PEMEX-GAS en los próximos dos o tres años; la infraestructura que posee PGPB, y el

crecimiento futuro de ésta; el eventual crecimiento de la producción de gas natural y, la probable situación en que la demanda interna no crezca en los tiempos establecidos, debido al atraso en las licitaciones de las plantas generadoras de electricidad.

El mercado de América Central también es un factor que influye en esta estrategia, ya que este mercado es atractivo debido a su cercanía con los centros de procesamiento de PGPB, así como a su creciente consumo de gas natural. América Central es un región que no dispone de grandes reservas de este energético; por lo que, la oferta interna existente se encuentra limitada. Asimismo, influye tanto la gran demanda de gas natural como la relación de reservas de gas natural existente en los Estados Unidos -la relación actual es de alrededor de 8.6 años-. Para un mediano y largo plazo el mercado estadounidense necesitará de otras fuentes oferentes de gas natural; por tanto, el mercado estadounidense debe verse como un eventual e inminente factor de desarrollo y crecimiento de la industria nacional del gas natural.

Si PEMEX-GAS estableciera una política exportadora de gas natural, le ayudaría a:

- Cancelar sus importaciones y, por consiguiente, disminuir en aproximadamente 85 millones de dólares sus egresos (este valor no considera el aumento de las importaciones que se han tenido después del accidente de Cactus, Chiapas); en caso de tomar en cuenta el costo actual de las importaciones habría una disminución mayor a 150 millones de dólares. El costo total de las importaciones de PGPB decrecería alrededor de un 25-30 por ciento y los principales productos de importación serían el gas natural y el propano.
- Vender el gas natural a un mercado que se encuentra cercano a la Región Sur del país (en esta zona se encuentran las principales plantas procesadoras de gas natural). Las exportaciones que se harían a este mercado, tendrían que ser cubiertas (en caso de que PGPB no tuviera un excedente en su producción) con importaciones provenientes de los Estados Unidos. El gas importado tendría que venderse a los clientes que se encuentran en las Regiones Noroeste y Noreste; de esta manera, se evitaría un costo adicional referente al transporte del energético; también, se trataría de mantener una estructura de precios competitiva. El gas importado tendría tener un menor precio con respecto al precio del gas exportado. La diferencia entre estos precios produciría una ganancia para PGPB y, por ende, se incrementaría sus ingresos.
- Tener otra alternativa para el incremento de ingresos y a no depender en demasía tanto de las ventas interorganismos como de las ventas al público; además de que, no estaría tan dependiente a la situación económica del país, la cual influye de manera directa en el comportamiento del mercado

nacional. La situación actual de la economía del país, esencialmente la variable inflación, hará que el precio real del gas natural siga descendiendo, por lo que, en caso de que aumentaran los volúmenes de venta en el mercado nacional, el ingreso real obtenido por estas ventas no se incrementaría sino que disminuiría.

- Obtener un mayor ingreso. Al comparar los ingresos obtenidos por exportaciones y por ventas internas, medidos en pesos corrientes y de acuerdo con el tipo de cambio para el año en cuestión, se deduce que los ingresos obtenidos por este concepto serían sensiblemente mayores a los obtenidos por ventas internas de gas. Esto se debería, fundamentalmente, al mayor precio al cual sería vendido el gas exportado, cuya diferencia con respecto al precio interno, compensaría por mucho la diferencia en los volúmenes vendidos.

- Evitar que su ingreso por exportaciones no dependa en gran medida de las exportaciones de gas licuado de petróleo y de pentanos.

- Incrementar sus ingresos en alrededor de 100-130 millones de dólares en caso de exportar un volumen de 100-200 MMPCD.

CONCLUSIONES

CONCLUSIÓN.

El modelo de Planeación Estratégica empleado en este trabajo fue de gran utilidad, debido a que este modelo de planeación se desarrolló tomando en cuenta la caracterización propia y situación actual tanto de PEMEX-GAS como de la industria nacional de gas natural. Además, una vez realizados el análisis ambiental como el de la matriz DAFO, se observa que efectivamente en el desarrollo de este trabajo si se hizo hincapié en el estudio y recolección de información relacionada con el ambiente general, particular e interno de PGPB.

Al realizar el análisis ambiental se tuvieron varios propósitos: por ejemplo, obtener una pintura entendible de la situación estratégica para poder describir lo más notable del ambiente interno y externo de la PGPB, dando las bases para formar la habilidad de responder a cuestiones críticas del ambiente, estimular el pensamiento creativo y proporcionar una base para continuar el proceso de planeación estratégica. De igual forma, en el análisis ambiental existieron varios factores que se tomaron en cuenta: primero, con el enfoque metodológico empleado en esta investigación, se piensa se mostró en gran medida la manera de llevar a cabo en forma armonizada un análisis completo de los principales factores que han intervenido en el desarrollo de PGPB; segundo, el alcance potencial de este análisis fue lo más amplio posible, en este trabajo se trató de cubrir cualquier factor importante del medio ambiente general, particular e interno de la subsidiaria.

Del análisis del estudio del ambiente en conjunción con el establecimiento del futuro deseado se obtuvo una imagen objetivo de PEMEX-GAS, esto último fue muy importante porque fue aquí donde se analizaron los entornos pasados y presentes, lo cual dio la pauta para determinar las estrategias que puedan ayudar a PGPB a ser una empresa competitiva. No obstante, se debe entender que el proceso de la planeación es un proceso continuo, especialmente en cuanto a la formulación de estrategias, ya que los cambios en el ambiente de cualquier sistema son continuos. La idea no es que los planes debieran cambiarse a diario, sino que la planeación debe efectuarse en forma constante y ser apoyada por acciones apropiadas en el momento adecuado.

El análisis del ambiente externo (general y particular) de PEMEX-GAS permitió identificar las variables que jugarán un papel determinante en el futuro de la subsidiaria. A este propósito, aspectos técnicos, económicos, financieros y políticos han sido identificados; por lo que, entre los primordiales aspectos que son o serán situaciones favorables de la subsidiaria están: el crecimiento en el poder de negociación de clientes, el futuro cambio en la paridad del peso, la integración a la industria nacional del gas natural de empresas transnacionales, la probable venta por parte del gobierno de los ramales con que PGPB surte a los clientes del norte del país, la mayor dificultad en

la obtención de recursos financieros, la producción de grandes volúmenes de combustóleo y el bajo precio del mismo, el permitirse el open access antes de 1998. Asimismo, entre los aspectos de mayor relevancia que se consideran como situaciones desfavorables para PGPB están: el cambio en el uso de combustibles industriales, las perspectivas futuras de un alto crecimiento de la demanda, la existencia de barreras de ingreso a la industria, el próximo incremento en la producción de gas natural por parte de PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, y la introducción de la competencia en las actividades de transporte, distribución, almacenamiento y comercialización.

El análisis particular de PGPB, siguiendo el paradigma SCP de la economía industrial, ha permitido examinar las políticas gubernamentales, las condiciones de base (oferta y demanda), la estructura y las fuerzas competitivas que influyen en ésta, las políticas de inversión, producción y precios, y el evaluar los resultados que se han conseguido. Las variables analizadas se tomaron (dependiendo su significado e importancia) como debilidades y/o fortalezas. A este respecto, el análisis realizado determinó que las principales variables (fortalezas) que influirán el progreso de la subsidiaria son: los contratos de compra-venta de gas natural, el poder de negociación como proveedor, el acceso a economías de escala, el disponer de infraestructura y el realizar las etapas de procesamiento, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de la cadena industrial del gas natural. Sin embargo, como factores limitantes que impedirán el funcionamiento de la subsidiaria están: el insuficiente Know How, el bajo gasto real por inversión, la disminución en la capacidad de las plantas criogénicas, los problemas de financiamiento, la ampliación de los índices de frecuencia de accidentes y los daños a instalaciones, etc.

De igual forma, se pudo constatar que para fines y estructura de este trabajo el empleo de la matriz DAFO fue una herramienta adecuada para la formulación de estrategias. Lo anterior se debió, sobre todo, a que ésta matriz es una estructura holística que guía el análisis de la situación prevaleciente en cualquier organización. En este caso el punto clave fue el que el análisis tomó en cuenta todos los aspectos (tanto externos como internos) importantes de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA. Con el empleo de cualquier otro enfoque para la obtención de estrategias (la matriz del producto, los ciclos vitales del producto, los modelos de computadoras, la matriz del mercado, la matriz de la potencialidad del negocio/Atractivo de la industria, la intuición, la suerte, la tormenta de ideas, etc.) no se hubiera podido abarcar todos los aspectos relevantes de PGPB.

De las estrategias formuladas, se observa que el mayor número de éstas corresponde a estrategias ofensivas y adaptativas; de esta manera, se puede determinar que las estrategias que necesita realizar PGPB, son estrategias que se obtienen de combinar una oportunidad del futuro, con una debilidad

del presente. También, son estrategias mediante las cuales se trata de aprovechar oportunidades externas con fortalezas internas, formando así la situación más favorable.

El menor número de estrategias formuladas correspondió a las estrategias que se formulan de comprender la situación menos favorable del medio ambiente exterior de la subsidiaria con una fortaleza y debilidad interna de la misma. De igual forma, de las estrategias formuladas (estrategias de supervivencia, defensiva, adaptativa y ofensiva) y dado los nuevos retos y objetivos a los que se enfrentará PGPB, se podría determinar que la subsidiaria necesitará, primordialmente, realizar programas efectivos y continuos de mantenimiento preventivo y correctivo; tratar de cambiar la relación Gobierno-PEMEX-PGPB; optimizar la renta y minimizar los costos; continuar y mejorar los contratos de compra-venta del gas natural; aumentar la capacidad en las plantas de procesamiento de gas natural y recuperación de líquidos; aprovechar las oportunidades del mercado interno; apoyar y mejorar las actividades de distribución y comercialización; establecer una política exportadora del gas natural, y modernizar los procesos productivos y de administración.

Por otra parte, el estudio que se ha realizado tiene límites, que constituyen estimulantes para investigaciones futuras. Por una parte, se tuvo un límite en cuanto a la realización de las otras etapas del Proceso de la Planeación Estratégica, así como a la disponibilidad de información. Para profundizar estas restricciones, sería necesario recurrir a estudios que comprendan:

a) un mayor análisis al interior de PGPB, en el cual se necesitaría determinar los factores que se relacionan con las etapas de distribución y transporte, conociendo los costos por obra y operación, tanto del propio gasoducto, como de los sistemas de compresión, las condiciones físicas de los gasoductos y compresoras e incluso el valor asignado al gas natural.

b) la evaluación, jerarquización y selección de estrategias, el desarrollo de misión y objetivos, la preparación de planes para implementación de estrategias. Además de estudios que referentes a la presupuestación y evaluación, la especificación de planes de contingencia y la revisión del desempeño de todas las anteriores etapas.

c) el desarrollo de los otros modelos de planeación comentados al inicio del trabajo. Por lo que, se recomendaría llevar a cabo el modelo 1, que por sus características, podría caer en la parte de posicionamiento ya sea por tener unos objetivos que tratan de diferenciarse de la competencia por costo o por tener ventas específicas en un nicho de mercado. El modelo 3 se ubicaría para desarrollar la misión, visión y objetivos, y por último, el modelo 4 en un análisis normativo, en donde busca la manera de llegar a una situación futura deseada.

En conclusión, PGPB es una firma de grandes características y de gran importancia para el país. Es por ello que, se espera que el trabajo aquí desarrollado ayude en alguna medida a que PGPB sea un factor de desarrollo tanto de la industria como del país en general. Empero, existe el problema de que la gran mayoría de las estrategias aquí propuestas no puedan ser de utilidad, sobre todo en caso de que se lleven a cabo los siguientes supuestos:

i) Las actividades ligadas al gas natural sigan subordinadas en gran medida a las prioridades y metas fijadas para la industria petrolera.

ii) El desarrollo de la industria del gas natural este sujeto a la existencia de excedentes financieros que resultasen después de atender los requerimientos originados por la producción de crudo y su proceso.

iii) El intenso ritmo que le seguirá dando PEMEX a la explotación de crudo, no este debidamente acompañado de los esfuerzos suficientes que permitieran el aprovechamiento del gas asociado.

Bajo tales circunstancias, difícilmente podría diseñarse una estrategia, que provista de planes para desarrollarla -y en la práctica dotada de recursos financieros-, puedan abordar eficazmente los problemas a los cuales debía hacer frente PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA. De igual forma, este estudio ha permitido mostrar que es posible llevar a cabo varios análisis, con un orden metodológico, mediante los cuales se puedan formular un conjunto de estrategias.

ANEXOS

ÍNDICE DE ANEXOS.

	PÁGINA
ANEXO 1	263
Cuadro 1	
Análisis de la Composición del Gas Natural	265
ANEXO 2	269
Cuadro 1	
Consumo Mundial de Energéticos, 1983-1993.	271
Cuadro 2	
Consumo Mundial de Gas por Región, 1983-1993.	272
Cuadro 3	
Participación de la Demanda Mundial de Gas Natural por Sector, 1994 y 2005.	272
Cuadro 4	
Reservas de Gas Natural, 1994.	273
Cuadro 5	
Producción Mundial de Gas Natural por Regiones.	274
Cuadro 6	
Comercio Exterior del Gas Natural en México, 1954-1995.	275
Cuadro 7	
Cifras de la Economía de México.	276
Cuadro 8	
Indicadores Energéticos y Económicos, 1983-1994.	277
Cuadro 9	
Producción de Gas Natural en México, 1970-1995	278
Cuadro 10	
Extensión y Diámetro de Gasoductos, 1938-1995	278
Cuadro 11	
Producción y Ventas Internas del Gas Natural, 1970-1995.	279
Cuadro 12	
Producción Bruta y Consumo de Petroquímicos Básicos, 1972-1982.	280
Cuadro 13	
Reservas Probadas de Gas Natural por Región (MMPC), 1977-1996.	280
Cuadro 14	
Producción de Petroquímicos Básicos, 1986-1995.	281

Cuadro 15	
Producción de Gas Natural por Región (MMPCID), 1970-1995.	282
Cuadro 16	
Ventas Internas de Petroquímicos Básicos, 1986-1995.	283
Cuadro 17	
Comercio Exterior de la Petroquímica Básica, 1991-1995.	283
Cuadro 18	
Precios de Venta de Combustóleo, Gas Natural y Gas LP en el D.F., 1970-1994.	284
Cuadro 19	
Precios de Venta del Gas Natural e Inflación, 1980-1994.	285
Cuadro 20	
Precio de Venta de Gas LP e Inflación, 1980-1994.	286
Cuadro 21	
Precios del Gas Natural, Comercial en México y Estados Unidos, 1985-1994.	287
Cuadro 22	
Aprovechamiento y Quema de Gas, 1984-1995.	288
Cuadro 23	
Proceso de Gas Natural y Condensados, 1985-1995.	288
Cuadro 24	
Capacidad de las Plantas Endulzadoras y Recuperadoras de Líquidos, 1990-1995.	289
Cuadro 25	
Proceso de Gas Natural, 1984-1995.	290
Cuadro 26	
Valor (Millones de pesos) y Volumen de las Ventas Internas de Gas LP por Región de PGPB, 1991-1995.	291
Cuadro 27	
Saldo Comercial de PGPB, 1985-1995.	292

ANEXO 1

ANEXO 1.

PANORAMA GENERAL DEL GAS

1) ASPECTOS FÍSICOS

El gas natural es un energético primario, mezcla de hidrocarburos gaseosos, cuyo principal componente es el metano, el cual puede representar hasta 99 % en algunos tipos de gas natural, mientras que en otros puede ser de 80 % o menos. Contiene además otros componentes de hidrocarburos como etano y pequeñas cantidades de butano, propano, presentes en concentraciones decrecientes (ver *cuadro 1*). A un gas natural que contiene compuestos de azufre y óxido de carbono (CO) se le denomina gas amargo en contraposición al gas dulce que no posee tales compuestos. Cuando el gas natural contiene cantidades apreciables de hidrocarburos, fácilmente condensables (tales como etano, propano y butano), se le llama húmedo, mientras que si éstos están presentes en cantidades pequeñas se le llama seco¹⁸⁵.

CUADRO 1. ANÁLISIS DE LA COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL	
Metano % en peso	92.3
Etano % en peso	6.3
Propano % en peso	1.4
Ácido sulfhídrico p.p.m.	35.0
Peso molecular	17.0
Peso específico (aire = 1000)	0.602
Poder calorífico neto (15.6 °C y 760 mmHg, kcal /m ³)	8640

Fuente: Consultants International Publications. 1991.

PEMEX. *Memoria de Labores*. 1995

¹⁸⁵ Márquez, D., Miguel, *La Industria del Gas en México, 1970-1985*, México, Programa de Energéticos, El Colegio de México, 1989, p. 13.

2) ASPECTOS TÉCNICOS-ECONÓMICOS

El gas nativo se encuentra en el subsuelo en estructuras similares a las del petróleo, los métodos de exploración y explotación son semejantes a los de éste. Con frecuencia el gas nativo aparece en los mismos yacimientos de petróleo ya sea en solución con éste ó en una capa superior, denominado en estos casos gas asociado. En otro tipo de geología sólo aparece gas y se denomina gas no asociado. Aproximadamente a nivel mundial el 40 % de las reservas de gas es asociado y 60 % no asociado.

Cuando el gas se encuentra en la capa superior al crudo, primero se extrae el crudo y después el gas. En caso de que el gas se encuentre en forma combinada con el petróleo, estos se extraen juntos, en donde las formas de extracción son por bombeo y por emanación natural. Una vez extraído, el gas nativo es procesado industrialmente por métodos de licuación, primeramente se licúan los gases aromáticos, después el butano y propano, principalmente; los residuos de estos procesos salen al mercado como gas natural.

En las primeras exploraciones petroleras el gas asociado constituía un subproducto que presentaba problemas para la extracción del petróleo y que había que eliminar quemándolo, no se le veía aplicación, pero con el tiempo se advirtió que se podía usar como combustible en las instalaciones locales y procesos de extracción del petróleo, más tarde se construyeron tuberías hasta centros de consumo más importantes como plantas termoeléctricas, parques industriales e industrias petroquímicas. El gas es llevado a los centros de consumo por medio de tuberías denominadas gasoductos presurizados cuya instalación se justifica cuando se tienen bien probadas las posibilidades de yacimientos en exploración; así como, la garantía de su consumo en el mercado.

La utilización del gas presenta problemas de almacenamiento y construcción de redes de distribución en zonas donde el consumo no absorbe la producción. Así también, tanto el bajo costo de su extracción como su poder calorífico, función de energético limpio y aplicación en sectores industriales de importancia, le dan ventaja sobre el petróleo y el carbón.

Siendo un combustible no renovable su precio debe incluir una renta que valore su condición de recurso sin futuro. Por lo general, es un recurso cuya localización es lejana de las ciudades industriales que harán uso de él; por consiguiente, su transportación es cara y requiere de una infraestructura costosa. De esta manera, se tiene que los costos de producción varían por

razones técnicas (diferencias climáticas, dificultades que presenta el terreno en el cual se opera, rendimiento por pozo, etc.) y en forma mucho más importante, por el hecho de que parte del gas (asociado) es obtenido como un subproducto o derivado de la producción de crudo. Pero con frecuencia, el mayor peso en los costos está representado por su transporte al mercado; en efecto, debido a la baja densidad del gas natural, los gasoductos resultan más caros que los oleoductos¹⁸⁶, y más caro aún es su transporte marítimo, ya que se requieren instalaciones portuarias y sofisticados medios para su licuefacción y regasificación.

Sin considerar costos ni problemas ambientales, toda aplicación de gas natural o de algún derivado de éste, puede ser sustituida por la de un producto del petróleo. Esto explica el hecho de que, en la mayoría de los casos, la infraestructura haya sido instalada y construida teniendo en cuenta el uso de productos petroleros.

¹⁸⁶ Por unidad de energía (BTU/ Kcal) conducida resulta más costoso un gasoducto que un oleoducto para crudo ligero.

ANEXO 2

ANEXO 2.

CUADRO 1. CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÉTICOS, 1983-1993.						
* CONSUMO MUNDIAL (MMB DE PETRÓLEO EQUIVALENTE)				VARIACIÓN PORCENTUAL		
AÑO	OIL	GAS	CARBÓN	OIL	GAS	CARBÓN
1983	2764.9	1334.1	1918.0			
1984	2812.7	1452.5	2001.2	1.7 %	8.9 %	4.3 %
1985	2809.2	1506.0	2081.5	-0.1 %	3.7 %	4.0 %
1986	2897.7	1661.9	2122.5	3.2 %	10.4 %	2.0 %
1987	2949.1	1634.5	2186.1	1.8 %	-1.6 %	3.0 %
1988	3039.1	1703.5	2225.5	3.1 %	4.2 %	1.8 %
1989	3090.1	1766.1	2244.3	1.7 %	3.7 %	0.8 %
1990	3140.1	1813.3	2229.0	1.6 %	2.7 %	-0.7 %
1991	3119.7	1837.6	2162.4	-0.6 %	1.3 %	-3.0 %
1992	3145.6	1849.2	2153.3	0.8 %	0.6 %	-0.4 %
1993	3121.4	1888.4	2141.3	-0.8 %	2.1 %	-0.6 %
83/93	32889.6	18447.1	23465.1	12.9 %	41.5 %	11.6 %

Fuente: Bp Statistical Review Of World, 1995.

CUADRO 2. CONSUMO MUNDIAL DE GAS POR REGIÓN, 1983-1993.								
AÑO	N.A.	A.L.	E	E.E.	O.M.	A	A.Y.A	TOTAL
1983	480.7	61.7	153.9	482.0	39.5	39.9	76.4	1334.1
1984	518.2	66.8	157.3	526.5	51.5	40.2	92.0	1452.5
1985	496.8	68.1	161.0	581.1	56.8	42.6	99.6	1506.0
1986	481.1	71.4	159.2	618.2	67.6	43.9	11.5	1661.9
1987	502.5	72.7	165.1	651.1	74.1	51.4	117.6	1634.5
1988	525.2	76.6	155.9	683.4	85.0	53.0	124.4	1703.5
1989	536.7	79.1	161.4	704.8	93.4	57.2	133.5	1766.1
1990	552.1	84.5	164.0	714.7	93.1	60.4	144.5	1813.3
1991	554.2	86.8	176.2	708.9	93.7	63.4	154.4	1837.6
1992	567.6	88.9	179.0	681.3	104.3	66.1	162.0	1849.2
1993	592.6	91.0	189.3	665.5	110.4	69.1	170.5	1888.4
	23.3%	47.5%	23.0%	38.1%	179.5%	73.2%	123.2%	41.5%

Fuente: Bp Statistical Review Of World, 1995.

CUADRO 3. PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA MUNDIAL DE GAS NATURAL POR SECTOR 1994 Y 2005 (%).		
SECTOR	1994	2005
DOMÉSTICO Y SERVICIOS	48	42
INDUSTRIA	36	27
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	16	31

Fuente: WEC Commission. *Energy for Tomorrow's World*. 15th

WEC Congress. Madrid, España 1992.

Rudetzki, Marian. *World Demand for Natural Gas: History and Prospects*. The Energy Journal.

CUADRO 4. RESERVAS DE GAS NATURAL, 1994.		
PAÍSES	(10⁹ Mto³)	RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN
USA	4.6	8.6
CANADÁ	2.2	16.6
MÉXICO	2.0	77.6
CENTRO Y SUDAMÉRICA	5.4	76.1
EUROPA OCCIDENTAL	5.4	24.7
EX-URSS	56.0	77.0
MEDIO ORIENTE	45.2	---
ÁFRICA	9.6	---
ASIA Y AUSTRALASIA	9.9	49.7
TOTAL MUNDIAL	141.0	66.4

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 1995.

CUADRO 5. PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL POR REGIONES.

REGIÓN/PAÍS	1984 (10 ⁹ Mto ³)	1994 (10 ⁹ Mto ³)
USA	507.17	542.06
CANADÁ	71.55	135.21
MÉXICO	31.89	25.44
CENTRO Y SUDAMÉRICA	44.88	70.33
EUROPA OCCIDENTAL	173.88	209.76
EX-URSS	547.95	670.82
EUROPA ORIENTAL	12.67	10.67
MEDIO ORIENTE	58.88	127.32
ALGERIA	31.44	50.33
EGIPTO	3.33	10.55
LIBIA	4.33	6.22
NIGERIA	2.78	4.11
AUSTRALIA	12.67	28.11
BRUNEI	8.33	9.33
CHINA	11.78	16.22
INDIA	4.00	17.33
INDONESIA	30.89	61.99
MALASIA	7.55	26.00
PAKISTÁN	7.78	13.89
TOTAL MUNDIAL	1 622.95	2 081.79

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 1995.

CUADRO 4. COMERCIO EXTERIOR DEL GAS NATURAL EN MÉXICO, 1954-1995.

AÑO	EXPORTACIONES		IMPORTACIONES	
	GLP (MB)	GN (MMm ³)	GLP (MB)	GN (MMm ³)
1954		0.22		
1956		0.14		
1958		1362.2		
1960		1387.2	154	
1962		1509.7		
1964		1563.7	59	
1966		1272.0	980	
1968		1220.2	1564	
1970		1099.6	2209	
1972		279.3	4942	
1974		11.9	4430	
1976			3774	
1978			2155	
1980	5328	2911.2	3053	
1982	431	2822.7	1315	54.78
1984	2905	1533.8	10454	52.85
1986	6375 (1)		9119	53.74
1988	10987		7134	65.29
1990	17228		7592	6.4 (3)
1992	6971		10840	36.2 (3)
1994	9234	...8 (2)	11424	18.5 (3)
1995	13 (4)	3.2 (2)	30 (4)	25.5 (3)

(1) Incluye Butano

(2) (3) MBD EQUIVALENTE A COMBUSTÓLEO; (4) MBD (Miles De Barriles Días)

Fuente: PEMEX. *Anuario Estadístico*. 1988 Y 1995.

INEGI. *Banco De Datos*. Febrero 1996.

CUADRO 7. CIFRAS DE LA ECONOMÍA DE MÉXICO					
COMPORTAMIENTO DEL PRODUCTO, SALARIO Y LA INFLACIÓN					
(Tasas Medias Anuales de Crecimiento)					
AÑOS	PIB	PIB Hab.	CONSUMO Hab.	SALARIO* PIB	INFLACIÓN
1970-1981**	6.9	4.1	3.4	1.7	18.5
1982-1993	1.4	-1.2	-0.7	-7.8	45.0
1982-1988	0.2	-2.4	-2.5	-9.0	83.4
1989-1993	2.8	0.1	0.7	1.5	15.6***
TASAS DE CRECIMIENTO DE LA INVERSIÓN					
(Tasa Media Anual de Crecimiento)					
PERÍODO	INVERSIÓN TOTAL	INVERSIÓN PÚBLICA	INVERSIÓN PRIVADA	INVERSIÓN* / PIB	
1970-1981	8.9	11.6	7.2	6.5	
1982-1993	0.8	-6.3	4.2	-2.0	
1982-1988	-11.2	-0.1	-6.0	0	
1989-1993	6.0	-0.5	8.1	3.4	
DÉFICIT CUENTA CORRIENTE Y PIB					
(En Millones de Pesos de 1980)					
AÑO	DÉF. CTA. CORR. (1)	PIB (2)		(1 / 2)	
1980	(10 740)	194 348		5.5 %	
1981	(16 052)	210 867		7.6 %	
1991	(11 330)	249 427		5.5 %	
1992	(20 680)	255 912		8.9 %	
1993	(18 891)	22 634.2****			
1994	(24 317)	23 429.9****			
1995	7 347.7	16 070.3****			

* Se considera la diferencia porcentual ** Se termina el período de crecimiento en 1981; en tanto, en 1982 se inicia la crisis económica y se empiezan a emplear las políticas neoliberales *** Se considera hasta marzo de 1994

**** Valor dado en millones de dólares

FUENTE: Sexto Informe de Gobierno (1994); NAFINSA, *La economía mexicana en cifras*, 10a. edición, 1986, NAFINSA;

A. Huerta, *La política neoliberal de estabilización económica en México*, Editorial Diana, 1994, p. 159.

INEGI, *Banco de Datos*, INEGI, 1996.

CUADRO 8. INDICADORES ENERGÉTICOS Y ECONÓMICOS, 1983-1994.

AÑO	CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA (petacalorías)	P.I.B NACIONAL (millones de pesos 1980)	POBLACIÓN NACIONAL (millones de habitantes)	INTENSIDAD ENERGÉTICA (Kcal/\$ producido)	CONSUMO PERCÁPITA (millones de Kcal/hab.)
1983	1165.293	4628937	70.586	251.7	16.5
1984	1183.975	4796050	71.934	246.9	16.5
1985	1209.810	4920430	73.337	245.9	16.5
1986	1184.612	4732150	74.797	250.3	15.8
1987	1232.870	4825445	76.316	255.5	16.2
1988	1249.956	4887641	77.896	255.7	16.0
1989	1324.290	5048950	79.539	262.3	16.6
1990	1325.930	5276684	81.250	251.3	16.3
1991	1359.400	5468560	83.029	248.6	16.4
1992	1383.153	5619836	84.881	246.1	16.3
1993	1372.076	5658540	88.401	242.4	15.5
1994	1421.179	5857859	90.017	242.6	15.8

Fuente: Secretaría de Energía, *Balance Nacional de Energía*, 1992-1994.

CUADRO 9. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN MÉXICO, 1970-1995.			
AÑO	GLP (BD) ¹	GAS NATURAL	
		(MM m ³)	(MMPCD)
1970	36202	18832	1822
1972	40242	18696	1804
1974	50517	21087	2040
1976	55701	21855	2109
1978	74078	26474	2561
1980	119753	36772	3061
1982	150800	43890	4246
1984	155140	38893	3753
1986	183320	35463	3431
1988	206842	36050	3478
1990	242800		3652
1992	244100		3584
1994	266900		3625
1995	257000		3758

(1) Equivalente A Combustóleo.

Fuente: PEMEX. *Anuario Estadístico*, 1988 Y 1995.

INEGI. *Banco De Datos*, Febrero 1996.

CUADRO 10. EXTENSIÓN Y DIÁMETRO DE GASODUCTOS 1938-1995.				
GASODUCTOS	AÑOS			
	1938*	1970	1981	1995
EXTENSIÓN (um)	500	4000	11270	12500
DIÁMETRO MÁXIMO (pulgadas)	14	24	48	48

* Incluye

Fuente: PEMEX. *Memoria De Labores*, 1984-1995

PEMEX. *Anuario Estadístico*, 1986-1994.

CUADRO 11. PRODUCCIÓN Y VENTAS INTERNAS DEL GAS NATURAL, 1970-1995.						
AÑO	PRODUCCIÓN			VENTAS INTERNAS		
	GLP (BD)	GAS NATURAL		GLP (MBA)	GAS NATURAL	
		(MM m³)	(MMPCD)		(BD)¹	(MMPCD)
1970	36202	18832	1822	12613		
1972	40242	18696	1804	13043		
1974	50517	21087	2040	15801		
1976	55701	21855	2109	23119		
1978	74078	26474	2561	28009		
1980	119753	36772	3061	37540		
1982	150800	43890	4246	48193	210900	1431
1984	155140	38893	3753	63046	193800	1315
1986	183320	35463	3431	65032	172600	1171
1988	206842	36050	3478	66031	168510	1143
1990	242800		3652	73001	197995	1343
1992	244100		3584	87764	213475	1448
1994	266900		3625	94498	213770	1450
1995	257000		3758	94350	228218	1552

(1) Equivalente a Combustóleo.

Fuente: PEMEX. *Anuario Estadístico*. 1988 Y 1994.

INEGI. *Banco De Datos*. Febrero 1996.

CUADRO 12. PRODUCCIÓN BRUTA Y CONSUMO DE PETROQUÍMICOS BÁSICOS.				
AÑO	PRODUCCIÓN BRUTA (1)		CONSUMO NAC. APARENTE(3)	
	(MTon)	IMPORTACIONES(2)	EXPORTACIONES	
1972	1 892.7	490.3	54.4	2 195.9
1974	2 499.8	523.7	21.2	2 816.8
1976	3 136.2	380.2	13.9	3 490.0
1978	4 140.2	660.6	30.2	3 909.4
1980	5 229.3	966.6	755.2	5 440.4
1982	7 731.8	1 071.6	872.9	7 930.5

(1) Excluye el anhídrido carbónico venteadado a la atmósfera.

(2) Incluye a PEMEX y particulares (no se toma en cuenta el anhídrido carbónico que se importa y que representa menos de 1%)

(3) Incluye la variación de inventario, excepto para 1982.

Fuente: Snoeck, Michele, *La Industria Petroquímica Básica en México, 1970-1982*, Programa de Energéticos, El Colegio de México, 1989, p.80.

CUADRO 13. RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL POR REGIÓN (MMMPC) 1977-96.							
REGIÓN	1977	1980	1983	1986	1989	1992	1996
NORTE (1)	14908	14172	41754	38692	37798	36681	36232
SUR (2)	12960	23606	21665	25678	23834	23160	19798
MARINA		11933	12166	11724	11113	11332	11638
TOTAL	27868	64510.7	75352	76536	73356	70954	67668

(1) Incluye la Zona Centro, Poza Rica y Papaloapan.

(2) Hasta 1982 comprendió las zonas: Sur, Sureste y Marina.

(3) Antes de 1983 la Región Marina estaba incluida en la Región Sur.

Fuente: PEMEX. *Memoria De Labores*. 1977-1983, 1995.

PEMEX. *Anuario Estadístico*. 1992 Y 1995.

CUADRO 14. PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS BÁSICOS(a), 1986-1995.

PETROQUÍMICOS BÁSICOS (MTon)	AÑOS					
	1986	1988	1990	1992	1994	1995
-HEXANO(1)	101	70	90	82	84	79
-AZUFRE	456	510	701	646	704	719
-MATERIA PRIMA PARA NEGRO DE HUMO(2)	544	944	252	169	137	166
-PENTANOS ^b (3)	1173	255	315	775	822	1032
-HEPTANOS(4)	13	7	10	14	13	14
-BUTANOS ^c	0	0	0	0	24	22
-PROPANOS ^c	0	0	0	0	1	2
-GASOLINAS NATURALES	0	0	0	111	95	80
TOTAL	2 287	1 786	1 368	1 686	1 785	1 814

(A) Se toma en cuenta la última clasificación, y el Azufre.

(B) En 1992 la despentanizadora de la cangrejera no pertenecía a PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

(C) En 1992 el Propano y Butano se reportaron en el Gas Licuado.

(1) Elaborado Por PEMEX PETROQUÍMICA SECUNDARIA (PPS) y PEMEX REFINACIÓN (PR)

(2) Elaborado por PR (3)(4) Elaborado por PPS

Fuente: PEMEX. *Memoria De Labores*. 1991-1995.

PEMEX. *Anuario Estadístico*. 1991-1994.

CUADRO 15. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN (MMPCD), 1970-1995.

AÑO	MARINA(1)	SUR(1)	NORTE
1970		783	1040
1972		929	874
1974		1242	799
1976		1475	634
1978		1748	814
1980	258	2481	809
1982	859	2675	712
1984	952	2210	591
1986	868	2077	486
1988	1002	2061	415
1990	1118	2059	475
1992	1174	1946	464
1994	1339	1807	479
1995	1379	1831	548

(1) Se refiere a gas asociado y no asociado.

Fuente: PEMEX. *Memoria De Labores*. 1970-1976.

PEMEX. *Anuario Estadístico*. 1984, 1992, 1995.

INEGI. *Banco De Datos*. Febrero 1996.

CUADRO 16. VENTAS INTERNAS DE PETROQUÍMICOS BÁSICOS(1), 1986-1995.

PETROQUÍMICOS BÁSICOS (MTon)	AÑOS					
	1986	1988	1990	1992	1994	1995
-HEXANO	37	48	55	53	50	45
-AZUFRE	462	509	682	734	389	416
-MATERIA PRIMA PARA NEGRO DE HUMO	205	263	247	159	138	173
-PENTANOS	0	0	2	9	18	16
-HEPTANO	6	8	7	6	7	5
-BUTANOS	0	0	0	0	1	1
-PROPANO	0	0	0	0	3	3
TOTAL	710	828	993	961	606	659

(1) Se toma en cuenta la última clasificación y el azufre.

Fuente: PEMEX. *Memoria De Labores*. 1991-1995., y PEMEX. *Anuario Estadístico*. 1991-1994.

CUADRO 17. COMERCIO EXTERIOR DE LA PETROQUÍMICA BÁSICA, 1991-1995.

PETROQUÍMICOS BÁSICOS	EXPORTACIONES				
	1991A	1992	1993	1994	1995
-PENTANOS(MBD)	16	21	29	37	27
-BUTANOS(MBD)	4	0	10	13	12
-BUTANOS-BUTENOS(MTon)	10	21	0	0	0
-AZUFRE(MTon)	24	0	506	531	540
-BUTANO CRUDO(MTon)	3	39	36	7	0
-GASOLINAS NATURALES(MBD)	0	0	0	4	4
	IMPORTACIONES				
-PROPANO(MBD)	8	7	6	1	7
-BUTANO CRUDO(MTon)	3	0	0	24	0

(A) Antes de 1991 no hubieron exportaciones de butanos y de azufre; el pentano siempre se ha exportado

Fuente: PEMEX. *Memoria De Labores*. 1991-1995., y PEMEX. *Anuario Estadístico*. 1991-1994.

CUADRO 18. PRECIOS DE VENTA DE COMBUSTÓLEO, GAS NATURAL Y GAS LICUADO EN EL D.F., 1970-1994.

AÑO	GAS NATURAL		GAS L.P. (\$/kg.)	COMBUSTÓLEO	
	IND. (\$/m ³)	DOMEST.		PESADO (\$/Lt.)	LIGERO
1970	0.12	0.12	0.85	117.05	135.90
1972	0.14	0.14	0.85	117.05	135.90
1974	0.18	0.70	2.05	200.00	230.00
1976	0.18	0.70	2.28	200.00	230.00
1978	0.26	0.77	2.40	260.00	300.00
1980	0.42	1.21	2.50	380.00	440.00
1982	1.70	1.21	7.00	1054.50	1224.50
1984	13.39	13.39	12.40	8353.60	9612.80
1986	58.00	50.43	105.00	35000.25	40428.50
1988	183.00	183.00	334.00	112487.00	129360.00
1990(1)	0.243	0.212	0.425	0.228	0.263
1992(1)	0.290	0.355	0.600	0.293	-----
1994(1)	0.262	0.572	0.986	0.268	-----

(1) NS/m³ y NS/kg., respectivamente

Fuente: PEMEX. *Anuario Estadístico*. 1988 Y 1995.

CUADRO 19. PRECIOS DE VENTA DEL GAS NATURAL E INFLACIÓN, 1980-1994

AÑO	INFLACIÓN	GAS NATURAL			
		INDUSTRIAL (PRECIOS CORRIENTES, N\$/m ³)	DOMÉSTICO (PRECIOS CORRIENTES, N\$/m ³)	INDUSTRIAL (PRECIOS CONSTANTES 1980, N\$/m ³)	DOMÉSTICO (PRECIOS CONSTANTES 1980, N\$/m ³)
1980	26.30	0.00042	0.0012	0.00042	0.00120
1981	28.01	0.00056	0.0012	0.00044	0.00094
1982	42.01	0.0017	0.0012	0.00093	0.00066
1983	110.23	0.006	0.006	0.00157	0.00157
1984	69.72	0.013	0.013	0.00200	0.00200
1985	57.89	0.030	0.030	0.00293	0.00293
1986	74.19	0.058	0.050	0.00320	0.00280
1987	118.21	0.183	0.183	0.00470	0.00470
1988	153.50	0.183	0.183	0.00185	0.00185
1989	23.79	0.243	0.197	0.00198	0.00160
1990	24.62	0.243	0.212	0.00159	0.00139
1991	25.02	0.237	0.235	0.00124	0.00123
1992	16.02	0.290	0.355	0.00131	0.00160
1993	10.45	0.269	0.550	0.00110	0.00225
1994	7.12	0.262	0.572	0.00100	0.00218

Fuente: PEMEX. *Memoria De Labores*. 1980-1995.

PEMEX. *Anuario Estadístico*. 1984, 1992, 1995.

INEGI. *Banco De Datos*. Febrero 1996.

CUADRO 20. PRECIO DE VENTA DEL GAS LP E INFLACIÓN, 1980-1994.			
AÑO	INFLACIÓN	GAS LÍCUADO DE PETRÓLEO	
		(PRECIOS CORRIENTES, N\$/m³)	(PRECIOS CONSTANTES 1980, N\$/m³)
1980	26.30	0.0025	0.0025
1981	28.01	0.0037	0.0029
1982	42.01	0.0070	0.0038
1983	110.23	0.0010	0.0027
1984	69.72	0.0124	0.0019
1985	57.89	0.0300	0.0029
1986	74.19	0.1050	0.0058
1987	118.21	0.3340	0.0085
1988	153.50	0.3340	0.0085
1989	23.79	0.3570	0.0029
1990	24.62	0.4250	0.0028
1991	25.02	0.4460	0.0023
1992	16.02	0.6000	0.0027
1993	10.45	0.8070	0.0033
1994	7.12	0.9860	0.0037

Fuente: PEMEX. *Memoria De Labores*. 1980-1995.

PEMEX. *Anuario Estadístico*. 1984, 1992, 1995.

INEGI. *Banco De Datos*. Febrero 1996.

CUADRO 21. PRECIOS DEL GAS NATURAL COMERCIAL EN MÉXICO Y ESTADOS UNIDOS, 1985-1994.				
AÑO	(PRECIOS CORRIENTES, \$/MMPC)		(PRECIOS CONSTANTES 1985, \$/MMPC)	
	ESTADOS UNIDOS	MÉXICO	ESTADOS UNIDOS	MÉXICO
1985	5.50	2.10	5.50	2.10
1986	5.08	2.39	4.98	1.37
1987	4.77	3.66	4.52	0.96
1988	4.63	2.33	4.21	0.35
1989	4.74	2.48	4.11	0.29
1990	4.83	2.19	3.98	0.22
1991	4.81	2.20	3.80	0.18
1992	4.88	2.91	3.74	0.23
1993	5.16	3.56	3.84	0.23
1994	5.44	3.46	3.95	0.21

Fuente: PEMEX. *Memoria De Labores*. 1980-1995.

PEMEX. *Anuario Estadístico*. 1984, 1992, 1995.

INEGI. *Banco De Datos*. Febrero 1996.

Revista Oil And Gas Journal. Septiembre 1995.

Investigación propia.

CUADRO 22. APROVECHAMIENTO Y QUEMA DE GAS, 1984-1995.

Año	Producción De Gas (MMPCD)	Variación Porcentual Anual	Ventas Internas (MMPCD)	Gas Quemado (MMPCD)	Variación Porcentual Anual	Gas Quemado/ Producción De Gas (%)	Gas Quemado/ Ventas Internas(%)
1984	3753		1315	303		8.1	23.0
1985	3604	- 3.9	1297	278	- 8.3	7.7	21.4
1986	3431	- 4.8	1171	171	- 38.5	4.9	14.6
1987	3498	1.9	2225	186	8.8	5.3	8.4
1988	3478	- 0.6	1143	118	- 36.6	3.3	10.3
1989	3572	2.7	1193	101	- 14.4	2.8	8.5
1990	3652	2.2	1343	89	- 11.9	2.4	6.6
1991	3634	- 0.5	1467	87	- 2.2	2.4	7.4
1992	3584	- 1.4	1448	90	3.4	2.5	6.2
1993	3576	- 0.2	1380	124	37.8	3.5	8.9
1994	3625	1.4	1450	118	- 4.8	3.2	8.1
1995	3758	3.7	1552	196	66.1	5.2	12.6

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores y Anuario Estadístico*, 1984-1995.**CUADRO 23. PROCESO DE GAS NATURAL Y CONDENSADOS**

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995*
Proceso de gas amargo (MMPCD)						2830	2831	2745	2797	2847	2862
Proceso de gas dulce (MMPCD)						3589	3605	3546	3456	3479	
Proceso de condensado amargo (MBD)						98.5	98.6	98.4	93	98	101
Licuidos totales recuperados (MBD)	249.1	321.7	337.3	364.2	381.5	426.2	451.3	451	462	471	452

* No se pudo obtener el volumen procesado del gas dulce de este año; sin embargo, el valor dado es una estimación hecha mediante cálculos personales.

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores y Anuario Estadístico*, 1985-1995.

CUADRO 24. CAPACIDAD DE LAS PLANTAS ENDULZADORAS Y RECUPERADORAS DE LÍQUIDOS

	Plantas endulzadoras		Plantas recuperadoras de licuables		
	de condensados (BD)	de gas amargo (MMPCD)	Absorción (MMPCD)	Criogénicas (MMPCD)	Total (MMPCD)
Cactus, Chis.	48000	2200 1800 ^{xii}		1600 1450 ^{xviii} 450 ^{xxvi}	1600 1450 ^{xv} 450 ^{xxvi}
La Cangrejera, Ver.				30	30
Cd. Pemex, Tab.	12000 ⁱ 48000 ⁱⁱ 72000 ⁱⁱⁱ	800	550	200	750
La Venta, Tab.			200	182	382
Matapionche, Ver.		30 60 ^{xiii}			
Nuevo Pemex, Tab.	24000 48000 ^{iv} 72000 ^v 96000 ^{vi} 120000 ^{vii}	400 800 ^{xiv}		500 1000 ^{xix} 1500 ^{xx}	500 1000 ^{xxvi}
Pajaritos, Ver.				192	192
Poza Rica, Ver.		300		275	275
Reynosa, Tam.			550		550
Totonaca, Tam.		30 ^{xv}			
Total	84000 ^{viii} 96000 ^{ix} 108000 ^x 120000 ^{xi}	3760 ^{vi} 3730 ^{xvii}	1300	2479 ^{xxi} 2979 ^{xxii} 2829 ^{xxiii} 3329 ^{xxiv} 2329 ^{xxvi}	3779 ^{xxi} 4279 ^{xxii} 4129 ^{xxiii} 4629 ^{xxiv} 3629 ^{xxvi}

ⁱ Hasta 1990 se consideró esta planta, la cual debido a la suficiente capacidad de Cactus y Nuevo Pemex volvió a rentizar la función de su servicio original. ⁱⁱ Desde 1994 están en construcción dos plantas, la capacidad de cada planta será de 24000 BD.

^{iii, vii} Desde 1994 está en obra de integración una planta estabilizadora de condensados de 24000 BD.

^{iv} En 1987 entró en operación la planta endulzadora y estabilizadora de condensados No.2. ^v El 5 de julio de 1991 se puso en marcha la tercera planta endulzadora y estabilizadora de condensados de 24000 BD de capacidad. ^{vi} Desde 1994 están en construcción una planta de 24000 BD.

^{viii} Esta capacidad total se tenía hasta 1986.

^{ix} Esta capacidad total se tuvo en 1990 y 1991. ^x Esta capacidad total se tuvo en los años 1987, 1988 y 1989. ^{xi} A partir de 1992 se ha mantenido esta capacidad total.

^{xii} Desde 1986 las plantas V y VI están en reconstrucción. ^{xiii} En 1988 entró en operación la planta endulzadora de gas amargo (ex-Totonaca) de 30 MMPCD.

^{xiv} En 1986 entró en operación la planta endulzadora de gas amargo No.2 de 400 MMPCD. ^{xv} Se transfirió esta planta a Matapionche, Ver.

^{xvi} Esta capacidad total se tuvo en los años 1984, 1985, 1988-1996. ^{xvii} Esta capacidad total se tuvo en 1986 y 1987.

^{xviii} Planta criogénica modular A liberada para su traslado a Matapionche, Ver.

^{xix} Se puso en marcha la planta criogénica No.2 de 500 MMPCD. ^{xx} Desde 1994 están en construcción una planta criogénica de 500 MMPCD de capacidad.

^{xxi} En 1984 se tenía esta capacidad total. ^{xxii}

En 1985 y 1986 se tenía esta capacidad total. ^{xxiii} Esta capacidad total se tuvo en 1987. ^{xxiv, xxv} Desde 1988 a julio 1996 se tuvo esta capacidad total.

^{xxvi} Esta capacidad total se tiene desde julio de 1996.

FUENTE: PEMEX, *Memoria de Labores*, 1985-1995., y PEMEX, *Anuario Estadístico*, 1987-1994.

CUADRO 25. PROCESO DE GAS NATURAL , 1984-1995.

Año	Producción gas húmedo dulce (MMPC)	Variación Porcentual Anual	Líquidos Totales Recuperados (MBD)	Variación Porcentual Anual	Etano (MBD)	Variación Porcentual Anual	Propano Más Pesados (MBD)	Variación Porcentual Anual
1984	3300		257		76		181	
1985	3333	1.0	282	9.7	92	21.0	190	4.9
1986	3283	- 1.5	331	17.4	123	33.7	208	9.5
1987	3328	1.4	338	2.1	122	- 0.8	216	3.8
1988	3404	2.3	370	9.5	141	15.6	229	6.0
1989	3414	0.3	384	3.8	142	0.7	242	5.7
1990	3589	5.1	429	11.7	157	10.6	272	12.4
1991	3605	0.4	450	4.9	172	9.5	278	2.2
1992	3546	- 0.6	452	0.4	173	0.6	279	0.3
1993	3454	- 2.6	462	2.2	170	- 1.7	292	4.6
1994	3479	0.7	471	1.9	172	1.2	299	2.4
1995			452	- 4.0	162	- 5.8	290	- 3.0

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores y Anuario Estadístico*, 1984-1995.

CUADRO 26. VENTAS INTERNAS DE GAS LP POR REGIÓN (Millones de pesos)						
Región	1991		1992		1993	
	Cantidad ¹	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor
San Juan Ixhuatepec	8	51	18	179	17	245
Poza Rica, Puebla, Matapionche, Tierra Blanca, S.M. Texmelucan, Tepeji del Río y Tula	113	726	115	1077	119	1607
Guadalajara, Salamanca y Abasolo	37	238	33	294	38	498
Cadereyta, Cd. Madero, Piedras Negras y Reynosa	22	105	22	186	24	304
Cactus, Pajaritos y Salina Cruz	14	87	14	107	15	166
Cd. Juárez, Mexicali, Rosarito, Topolobampo, Tijuana y Nogales	35	177	35	306	35	435
Total	215	1384	237	2149	249	3255
Región	1994		1995			
	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor		
San Juan Ixhuatepec	16	309	15	378		
Poza Rica, Puebla, Matapionche, Tierra Blanca, S.M. Texmelucan, Tepeji del Río y Tula	122	2289	107	2749		
Guadalajara, Salamanca y Abasolo	45	840	58	1498		
Cadereyta, Cd. Madero, Piedras Negras y Reynosa	25	460	24	622		
Cactus, Pajaritos y Salina Cruz	16	281	17	442		
Cd. Juárez, Mexicali, Rosarito, Topolobampo, Tijuana y Nogales	31	551	35	910		
Total	255	4729	255	6600		

¹ Se da en Millones de barriles diarios (MBD).

Fuente: PEMEX, *Memoria de Labores*, 1993-1995.

CUADRO 27. SALDO COMERCIAL DE PGPB¹ (Millones de dólares)			
AÑO	EXPORTACIONES	IMPORTACIONES	BALANZA COMERCIAL
1985	172	292	(120)
1986	121	172	(51)
1987	121	94	27
1988	19	26	(7)
1989	130	141	(11)
1990	308	196	112
1991	267	266	1
1992	223	375	152
1993	288	283	5
1994	378	281	97
1995	350	338	12

¹ Las cifras están redondeadas.

FUENTE: PEMEX, *Memoria de Labores*, 1985-1995.

PEMEX, *Anuario Estadístico*, 1987-1994.

**ÍNDICE DE CUADROS,
GRÁFICAS Y MAPAS EN LA
TESIS**

ÍNDICE DE CUADROS, GRÁFICAS Y MAPAS EN LA TESIS.

CUADROS	PÁGINA
Cuadro I.1	
Modelos de la Planación Estratégica.	28
Cuadro I.2	
Análisis Externo.	50
Cuadro I.3	
Análisis Interno.	51
Cuadro III.1	
Instrumentos de Regulación de Precios y Tarifas.	37
Cuadro III.2	
Principales Zonas Geológicas de Gas Natural.	105
Cuadro III.3	
Producción Bruta de Gas y de Gas Seco, 1988-1995.	139
Cuadro III.4	
Proyectos de Incorporación de Reservas.	143
Cuadro III.5	
Estimaciones de Inversiones y Niveles de Producción, 1995-2000.	146
Cuadro III.6	
Capacidad Adicional de Generación Eléctrica, 1995-2004.	149
Cuadro IV.1	
Aprovechamiento de la Capacidad de las Plantas Endulzadoras y Recuperadoras de Líquidos, 1984-1995.	161
Cuadro IV.2	
Capacidad y Relación entre las Plantas Endulzadoras de Gas Amargo y Recuperadoras de Líquidos.	167
Cuadro IV.3	
Ventas Internas (Millones de pesos) de PGPB, 1985-1995.	173
Cuadro IV.4	
Ventas Internas de Gas Natural y Gas LP de PGPB, 1985-1995.	174
Cuadro IV.5	
Ventas de Gas Natural por Región, 1993-1995.	176

Cuadro IV.6	
Valor (Millones de dólares) y Volumen de las Exportaciones de PGPB, 1985-1995.	179
Cuadro IV.7	
Valor (Millones de dólares) y Volumen de las Importaciones de PGPB, 1985-1995.	181
Cuadro IV.8	
Gasto por Inversión por Concepto de PGPB, 1991-1995.	184
Cuadro IV.9	
Ingreso Promedio por Precio Real del Gas Natural.	187
Cuadro IV.10	
Resultado de Operación de PGPB, 1993-1995	190
Cuadro IV.11	
Resultado de Operación por Producto de PGPB, 1993-1995.	192
Cuadro V.1a	
Análisis Externo de PGPB (Amenazas).	199
Cuadro V.1b	
Análisis Externo de PGPB (Amenazas).	200
Cuadro V.2a	
Análisis Externo de PGPB (Oportunidades).	200
Cuadro V.2b	
Análisis Externo de PGPB (Oportunidades).	201
Cuadro V.3	
Análisis Interno de PGPB (Debilidades).	215
Cuadro V.4	
Análisis Interno de PGPB (Fortalezas).	216
Cuadro V.5	
Estrategias propuestas para PGPB.	243

GRÁFICAS

Gráfica 1.1	
Representación Gráfica de los Procedimientos: por Composición y por Descomposición.	19
Gráfica 1.2	
Diagrama por Descomposición de Nuestro Sistema.	21

Gráfica I.3	
Modelo General de Planeación.	24
Gráfica I.4	
Modelo Conceptual del Proceso de Planeación Estratégica.	30
Gráfica I.5	
El Paradigma SCP.	35
Gráfica I.6	
Las Cinco Fuerzas Competitivas de un Sector Industrial.	37
Gráfica I.7	
Los Determinantes de un Sistema.	42
Gráfica I.8	
Bases para la Formulación de una Estrategia.	52
Gráfica II.1	
Consumo Mundial de Energéticos, 1983-1993.	59
Gráfica II.2	
Participación de la Demanda Mundial de Gas Natural por Sector, 1994 Y 2005.	60
Gráfica II.3	
Clasificación de las Actividades Económicas.	71
Gráfica II.4	
Diagrama de Flujo del Balance Energético Nacional.	73
Gráfica II.5	
Producción Bruta del Sector Energético por rama de actividad (en valor monetario), 1993.	74
Gráfica II.6	
Oferta Bruta de Energía Primaria (en unidades físicas), 1994.	75
Gráfica II.7	
Comercio Exterior de Energía Secundaria, 1989-1994.	77
Gráfica II.8	
Consumo Total Final de Energía (en unidades físicas), 1994.	78
Gráfica III.1	
Diagrama de Flujo para el Otorgamiento de Permisos.	89
Gráfica III.2	
Producción de Gas Natural, 1970-1995.	107
Gráfica III.3	
Producción de Gas por Región, 1970-1995.	108

Gráfica III.4	
Producción y Ventas Internas de Gas LP, 1970-1994.	114
Gráfica III.5	
Comercio Exterior del Gas Natural, 1980-1995.	115
Gráfica III.6	
Producción y Ventas Internas de Petroquímicos Básicos y Azufre, 1985-1994.	117
Gráfica III.7	
Marco Conceptual de la Estructura de la Industria de Gas Natural.	122
Gráfica III.8	
Estructura de la Industria del Gas Natural.	125
Gráfica III.9	
Precios Constantes 1980 del Gas Natural, 1980-1994.	128
Gráfica III.10	
Precios Corrientes del Gas Natural, 1980-1994.	129
Gráfica III.11	
Precios Constantes 1980 del Gas LP, 1980-1994.	131
Gráfica III.12	
Aprovechamiento y Quema del Gas Natural, 1984-1994.	138
Gráfica III.13	
Precios del Gas Natural comercializado en México y Estados Unidos, 1985-1994.	141
Gráfica IV.1	
Estructura Organizacional de PGPB.	156
Gráfica IV.2	
Capacidad y Procesamiento de Plantas endulzadoras de Gas Amargo, 1984-1995.	160
Gráfica IV.3	
Producción de Gas Húmedo Dulce y Líquidos Totales Recuperados, 1984-1995.	162
Gráfica IV.4	
Capacidad y Procesamiento de Plantas Recuperadoras de Líquidos, 1984-1995.	163
Gráfica IV.5	
Capacidad y Procesamiento de Plantas Endulzadoras de Condensados, 1990-1995.	165

Gráfica IV.6	
Variación Porcentual de Líquidos Recuperados, 1984-1995.	166
Gráfica IV.7	
Empleados de PGPB y Producción de Gas Seco, 1984-1995.	170
Gráfica IV.8	
Productividad: Gas Seco/No. Empleados y Líquidos Recuperados/No. Empleados, 1984-1995.	171
Gráfica IV.9	
Exportaciones, Importaciones y Saldo Comercial de PGPB, 1985-1995.	182
Gráfica IV.10	
Relación de los Ingresos de PGPB, 1993-1995.	188
Gráfica IV.11	
Relación de los Egresos de PGPB, 1993-1995.	189
Gráfica IV.12	
Coefficiente de Rentabilidad de PGPB, 1993-1995.	194
Gráfica IV.13	
Índice de Productividad (Ingresos/Trabajador), 1993-1995.	195
Gráfica V.1	
Representación Gráfica de la Matriz DAFO para PGPB.	229
Gráfica V.2	
Representación Gráfica de la Matriz DAFO para PGPB (Estrategias 2 y 3).	233
Gráfica V.3	
Representación Gráfica de la Matriz DAFO para PGPB (Estrategias 4 y 13).	236
Gráfica V.4	
Representación Gráfica de la Matriz DAFO para PGPB (Estrategia 14 y 16).	240
Gráfica V.5	
Representación Gráfica de la Matriz DAFO para PGPB (Todas las Estrategias).	242

MAPAS

Mapa III.1	
Red de Gasoductos.	109
Mapa III.2	
Regionalización de las Ventas de Gas Natural.	112
Mapa III.3	
Nuevos Proyectos de Plantas de Ciclo Combinado, 1995-2004.	148

**FUENTES
BIBLIOGRÁFICAS**

BIBLIOGRAFÍA.

LIBROS

- Ackoff, Russell, *Rediseñando el Futuro*, Editorial Limusa, México, 1984.
- Ackoff, Russell, *Guía Para Controlar El Futuro de la Empresa*, Editorial Limusa, México, 1986.
- Ackoff, Russell, *Planificación de la Empresa del Futuro*, Editorial Limusa, México, 1989.
- Angelier, Jean Pierre, *Economie Industrielle, Eléments de Méthode, L' Economie en Plus*, Press Universitaires de Grenoble, 1991.
- Ansoff, H. Y., *Implanting Strategic Management*, Englewood Cliffs, N. J., Prentice Hall, 1990.
- Ansoff, H. Y. *Estrategia de la Empresa*, Eansa, Pamplona, 1965.
- Bassols, Ángel, *Geografía Económica de México*, Editorial Trillas, México, 1990.
- Bowman, Cliffs y Aseh David, *Strategic Management*, Editorial Macmillan Education, 1987.
- Certo, Samuel y Peter, Paul, *Strategic Management Concepts and Applications*, Segunda edición, Editorial McGraw Hill, 1991.
- Churchman, W.C. *El Enfoque de Sistemas*, Editorial Diana, 1973.
- DOE/EIA, *Capacity and Service on the Interstate Natural Gas Pipeline System 1990*, Regional Profiles and Analyses, DOE/EIA, 1992.
- Fred, David, *Concepts of Strategic Management*, Tercera edición, Boston Publications, 1990.
- Fred, David, *Gerencia Estratégica*, Editorial Legis, 1988.
- Fuentes Zenón, Arturo, *El Problema General de la Planeación: Pautas para un Enfoque Contingente*, Cuadernos de Planeación y Sistemas, DEPEI, UNAM, México, 1991.

Fuentes Zenón, Arturo, *El Enfoque de Sistemas en la Solución de Problemas, la Elaboración del Modelo Conceptual*, Cuadernos de Planeación y Sistemas, DEPFI, UNAM, México, 1991.

Fuentes Zenón, Arturo, *Un Sistema de Metodologías de Planeación*, DEPFI, UNAM, México, 1994.

Gelman, O., Rangel, J., *Desarrollo del Enfoque Sistémico y Concreción de algunos Elementos Básicos para Definir y Analizar el Sistema Educativo en México*, Instituto de Ingeniería, UNAM, México, 1980.

Giraud, P. N., *Initiation à l'économie Industrielle Tome I*, Ecole Natenale Supérieur des Mine de Paris, Dec., 1991.

Hax, Arnold, *Estrategia Empresarial*, El Ateneo, Argentina, 1992.

Hax, Arnold y Maljuf, Nicolas, *Strategic Management an Integrative Perspective*, Editorial Prentice Hall, 1991.

Hofer, Charles y Schendel, Dan, *Planeación Estratégica: Conceptos Analíticos*, Editorial Norma, 1985.

Lara, Armando, *Para Entender la Economía Mexicana. Introducción a la Política Económica de México*, Facultad de Economía, UNAM, 1987.

Lecaillon Jacques, *Eléments D'économie Industrielle*, Mantchrestan, Paris.

Márquez, D. Miguel, *La Industria del Gas Natural en México, 1970-1985*, Programa de Energéticos, El Colegio de México, 1989.

Mason E., *Economic Concentration and the Monopoly Problem*, Cambrige University Press, 1957.

Méndez, Silvestre, *Problemas Económicos de México*, Editorial Mcgraw-Hill, México, 1991.

Meyer, Lorenzo y Morales Isidro, *Petróleo y Nación (1900-1987). La Política Petrolera en México*, Fondo de Cultura económica, 1990.

- Migliore, R. Henry, *Strategic Planning and Management*, Editorial Kogan Page Ltd., 1990.
- Miklos, Tomás y Tello Ma. Elena, *Planeación Prospectiva, Una Estrategia para el Diseño del Futuro*, Primera Edición, Editorial Limusa, México, 1991.
- Mintzberg, H. y Quinn, J., *The Strategy Process-Concepts and Contexts*, Prentice Hall, Inc. New Jersey, U.S.A., 1992.
- Negroe, Gonzalo, *La Planeación en el Proceso de Gestión*, Cuadernos de Planeación y Sistemas, DEPFI, UNAM, México, 1991.
- Ochoa, R., Felipe, *Método de los Sistemas*, DEPFI, UNAM, 2da. Edición, México, 1983.
- Porter, Michael E., *Estrategia Competitiva: Técnicas para el Análisis de los Sectores Industriales y de la Competencia*, Editorial CECSA, 1982.
- Porter, Michael, E., *Ventaja Competitiva: Creación y Sostenimiento de un Desempeño Superior*, Editorial CECSA, 1985.
- Porter, Michael, E., *La Ventaja Competitiva de las Naciones*, Editorial Vergara, 1991.
- Sánchez, G., *Técnicas para el Análisis de Sistemas. Parte I*, DEPFI, UNAM, México, 1993.
- Scherer y D. Ross, *Industrial Market Structure and Economic Performance*, Houghton Mifflin Co., 1990.
- Snoeck, Michele, *El Comercio Exterior de Hidrocarburos y Derivados en México, 1970-1983*, Programa de Energéticos, El Colegio de México, 1988.
- Snoeck, Michele, *La Industria Petroquímica Básica en México, 1970-1982*, Programa de Energéticos, El Colegio de México, 1989.
- Steiner, George, *Planeación Estratégica. Lo Que Todo Director Debe Saber*, Editorial CECSA, 1983.

Stern P. Jonathan, *Third Party Access in European Gas Industries. Regulation-driven Or Market-led?*, The Royal Institute of International Affairs, 1992.

Suárez R. Javier, *Un Modelo Cualitativo del Proceso de Solución de Problemas: El Modelo del Diamante*, Cuadernos de Planeación y Sistemas, DEPEFI, UNAM, México, 1991.

Thomson, Arthur, A. y Strickland III, A. J., *Strategic Management, Concepts and Cases*. Editorial BPI Irwin, 1990.

ARTÍCULOS Y PONENCIAS

Aguirre, P. Alejandro y Escobar T. Carlos, *Los Factores para la Competitividad en la Oferta del Gas Natural*, Primer Congreso Nacional de la Asociación Mexicana para la Economía Energética, A.C., México, 1995.

Angevine, E. G., *The Evolution of the Mexican Gas Industry*, Primer Congreso Nacional de la Asociación Mexicana para la Economía Energética, A.C., 1995.

Buendía, S.M., Neil y Elizalde B., Alberto, *Aplicación de la Matriz DAFO en la Formulación de Estrategias para el Sector Energético de México*, Primer Congreso Nacional: La Energía en México, Asociación Mexicana para la Economía Energética, A.C., México, 1995.

Bupp, C. I. y Schuller Frank, *Gas Natural: Conflictos y Compromisos*, Energía del Futuro, pp.81-110.

Cristerna, O. Rafael, *Plan de Expansión del Sector Eléctrico*, Primer Congreso Nacional: La Energía en México, Asociación Mexicana para la Economía Energética, A.C., México, 1995.

Chermak, M. Janie, *Emerging Environmental Markets: Improving the Competitiveness of Natural Gas*, The Energy Journal, Vol. 15, No. 3, 1994, pp. 75-91.

Davis A., *Strategic Planning for the Board*, Long Range Planning, Vol. 24, 1991, pp. 94-100.

Foss, Michelle Michot, Francisco García Hernández, y William A. Johnson, *The Economics of Natural Gas in Mexico*, The Energy Journal, Vol. 14, No. 3, 1993, pp. 17-50.

Foss, Michelle Michot, *Natural Gas Expectations in Mexico. A U.S. Analyst's Perspective*, Primer Congreso Nacional: La Energía en México, Asociación Mexicana para la Economía Energética, A.C., México, 1995.

Gastélum, Raúl, *La Política de Precios Internos de Productos Petroleros en México, 1976-1982*, Problemas del sector energético en México, Programa de Energéticos, El Colegio de México, 1985, pp. 95-103.

Gómez, Flores, Pedro C., *Opciones de Abasto: Mercado de América del Norte*, 4to. Foro de Energía. Refinación, Gas y Administración de los Recursos Petroleros, Fundación Cambio XXI, México, D.F., 1994.

Idenburg, P. J., *Four Styles of Strategy Development*, Long Range Planning, Vol. 26, No. 6, 1993, pp. 132-137.

International Atomic Energy Agency, International Institute for Applied Systems Analysis, Organization of the Petroleum Exporting Countries, United Nations Industrial Development Organization, *Energy in the 21st Century: New Challenges and Goals*, Opec Review. An Energy and Development Forum, 1993, pp.127-149.

Lajous-Vargas Adrián, *Natural Gas Development in Mexico*, Energy, Vol. 10, No. 2, 1985, pp. 129-138.

Lajous-Vargas Adrián, *La Explotación del Gas Natural*, Problemas del sector energético en México, Programa de Energéticos, El Colegio de México, 1985, pp. 107-119.

Lajous-Vargas Adrián, *Perspectivas del Gas Natural en México*, 1er. Foro Nacional de la Industria Petrolera de México, H. Cámara de Diputados, 1995.

Maire, Jacques y Boucharde Georges, *Perspectives de Développement du Gaz Naturel dans le Monde 2000-2030*, World Energy Council 16th Congress, Energy and Economic Development, 1995, pp. 9-26.

Mintzberg, H. *Rethinking Strategic Planning, Part I, Pitfall and Fallacies*, Long Range Planning, Vol. 27, No. 3, pp. 12-21, 1994.

Mintzberg, H. *Rethinking Strategic Planning, Part II, New Roles for Planners*, Long Range Planning, Vol. 27, No. 3, pp. 22-30, 1994.

Mohar Gustavo, *Perspectivas del Mercado del Gas Natural en México*, Integración de Mercados, XII Curso sobre Planificación Energética, Programa Universitario de Energía, UNAM, Universidad Complutense de Madrid, Universidad Politécnica de Madrid, 1994, pp. 61-66.

Morris Angélica, *La Distribución del Gas Natural en México*, Primer Congreso Nacional: La Energía en México, Asociación Mexicana para la Economía Energética, A.C., México, 1995.

Porter, M., *Towards a Dynamic Theory of Strategy*, Strategic Management Journal, Vol. 12, 1991, pp. 95-117.

Pourde, André, *Natural Gas Trade in North America Building up to the NAFTA*, The Energy Journal, Vol.14, No. 3, 1993, pp. 51-73.

Quintanilla M. Juan, *Demanda de Gas Natural en México*, XII Curso sobre Planificación Energética, Programa Universitario de Energía, UNAM, Universidad Complutense de Madrid, Universidad Politécnica de Madrid, 1994, pp.43-60.

Radetzki, Marian, *World Demand for Natural Gas: History and Prospects*, The Energy Journal, 1994.

Rodríguez, Padilla Victor, *El Comercio de Gas Natural, de México con Estados Unidos y Canadá: Una Mirada al Futuro*, Foro Las Perspectivas del Gas Natural en México, IMIQ, 1995.

Rodríguez, P. Victor y Vargas Rosío, *The Mexican Electricity Sector and Natural Gas Industry: A Status Report and Alternative Future Scenarios*, Institute of Americas, La Jolla, California, 1995.

Toussaint Mauricio, *Política Integral de Combustibles en México*, Integración de Mercados, XII Curso sobre Planificación Energética, Programa Universitario de Energía, UNAM, Universidad Complutense de Madrid, Universidad Politécnica de Madrid, 1994, pp. 23-32.

Toussaint, Mauricio, *El Gas Natural como un Factor Estratégico en la Modernización del País*, Primer Congreso Nacional de la Asociación Mexicana para la Economía Energética, 1995.

Williams, Sylvia, *Natural Gas Expansion-How Fast? Natural Gas Scenarios*, 15th World Energy Council Congress Commission Plenary Session No. 10, Madrid, España, 1992

Wilson, Ian, *Strategic Planning Isn't Dead, It Changed!*, *Long Range Planning*, Vol. 27, No. 4, 1994.

TESIS

Cuevas, Fernando, *La Reglamentación de un Monopolio Natural. El Caso de la Industria Eléctrica en América Latina: Un Enfoque Político-Económico*. Tesis de grado (Doctorado), Universidad de Montpellier, Francia, 1993.

González, Claudia, *Metodología para una Visión Estratégica*, Tesis de grado (Maestría), DEPFI, UNAM, México, 1994.

Leos, Chávez, Héctor, *Origen y Naturaleza de la Modernización de Petróleos Mexicanos*, Tesis de grado (Maestría), Escuela Superior de Ingeniería y de Arquitectura, Instituto Politécnico Nacional, 1992.

Morales P., Ileana, *Guía de Mercadotecnia Estratégica para el Empresario*, Tesis de grado (Maestría), DEPFI, UNAM, México, 1995.

Negroe, G., *La Planeación como un Proceso Básico en la Conducción*, Tesis de grado (Maestría), DEPFI, UNAM, México, 1980.

Sánchez, G., Gabriel, *Revisión de Algunos Esquemas de Planeación Normativo y Elaboración de una Propuesta*, Tesis de grado (Maestría), DEPFI, UNAM, México, 1983.

Sánchez, G., Gabriel, *Una Propuesta Teórico-Metodológica para la Evaluación de Programas Sociales: Enfoque a Programas Académicos Universitarios*, Tesis de grado (Doctorado), DEPFI, UNAM, México, 1994.

REVISTAS Y PUBLICACIONES PERIÓDICAS

British Petroleum Company P.I.C., *B.P. Statistical Review of World Energy*, Thumb, London, 1994.

Diario Oficial de la Federación, se consultaron los años 1994-1995 y de enero a septiembre de 1996.

El Financiero, se consultaron los años 1994-1995 y de enero a septiembre de 1996.

El Reforma, se consultaron los años 1994-1995 y de enero a septiembre de 1996.

El Universal, se consultaron los años 1994-1995 y de enero a septiembre de 1996.

INEGI, *El Sector Energético en México*, Edición 1994, México, INEGI, 1995.

La Jornada, se consultaron los años 1994-1995 y de enero a septiembre de 1996.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), *Anuario Estadístico*, México, PEMEX. Se consultaron los años 1985-1994.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), *Memoria de Labores*, México, PEMEX. Se consultaron los años 1985-1995.

Siderurgia XXXV/4-95, México, 1995.

DOCUMENTOS

Comisión Petroquímica Mexicana, *Programa de Inversiones en Petroquímica*, México, 1989.

Comisión Reguladora de Energía, *La Regulación del Gas Natural en México*, CRE, Volumen 2, 1995.

Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), *Estudios Económicos de la OCDE: México*, OCDE, París, Francia, 1992.

Poder Ejecutivo Federal, *Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía, 1995-2000*, México, Secretaría de Energía, diciembre 1995.

Secretaría de Energía (SE), *Balance Nacional de Energía 1994*, SE, México, 1995.

Secretaría de Relaciones Exteriores (SRE), *Información Petrolera Internacional NOV '95-ENERO '96*, Dirección general de análisis económico, SRE, México, 1996.

SEMIP, *Balance Nacional de Energía, 1991-1993*, SEMIP, México, 1991-1993.