



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ARAGÓN

LA AUDITORÍA DE DESEMPEÑO COMO INSTRUMENTO DE
MEDICIÓN DE RESULTADOS DE LAS POLÍTICAS PÚBLICAS Y DE
PROMOCIÓN DE MEJORES PRÁCTICAS OPERATIVAS, MÉXICO
2001-2006

(CASO SECTOR PETROLERO)

TESIS BAJO LA MODALIDAD
DE PRÁCTICA PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :
LICENCIADO EN ECONOMÍA
P R E S E N T A:
EDUARDO REFUGIO CONTLA BALLESTEROS

ASESOR:

LIC. MANUEL CAZARES CASTILLO





Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

Contenido

Introducción

	Página
CAPÍTULO 1. Marco Teórico y Conceptual	1
1.1 La Fiscalización Superior de la Federación	1
1.2 Taxonomía de las auditorías	3
1.3 La auditoría de desempeño	5
1.4 Las seis dimensiones de las auditorías de desempeño	6
1.5 Metodología de las auditorías de desempeño	8
CAPÍTULO 2 Marco Jurídico	15
2.1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos	15
2.2. Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y su Reglamento	16
2.3. Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	17
2.4. Ley de Fiscalización Superior de la Federación	18
2.5. Reglamento Interior de la Auditoría Superior de la Federación	21
CAPÍTULO 3. La Rendición de Cuentas y la Fiscalización	24
3.1. La Rendición de Cuentas	24
3.1.1. Concepto de rendición de cuentas	24
3.1.2. Elementos que constituyen la rendición de cuentas	24
3.1.3. Instrumentos para cumplir el mandato	25
3.1.4. Instrumentos de rendición de cuentas	28
3.2. La Fiscalización	29
3.2.1. Concepto de fiscalización	29
3.2.2. Tipos de organismos de fiscalización	29

3.2.3. La fiscalización en México	30
CAPÍTULO 4. La Auditoría de Desempeño como Instrumento de Medición de Resultados de las Políticas Públicas y de Promoción de Mejores Prácticas Operativas, México 2001-2006: caso sector petrolero	35
4.1. Contexto del sector petrolero	35
4.2. La medición de los resultados de las políticas públicas y la promoción de las mejores prácticas operativas en el sector petrolero	44
4.2.1. PEMEX Exploración y Producción	44
4.2.2. PEMEX Refinación	61
4.2.3. PEMEX Gas y Petroquímica Básica	75
Conclusiones	102
Bibliografía	107

Glosario de Términos

Término	Definición
Barril de petróleo crudo equivalente	El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para representar el inventario total de hidrocarburos. Su valor es el resultado de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente al líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo.
Gas asociado	Gas natural que se encuentra asociado con el petróleo crudo.
Gas no asociado	Gas natural que se encuentra en forma independiente en pozos de gas.
Hidrocarburos	Los hidrocarburos constituyen los elementos esenciales del petróleo. Sus moléculas contienen carbono e hidrógeno y se dividen en varias familias químicas según su estructura. Todas estas estructuras están basadas en la tetravalencia del carbón.
Índice de envío de gas a la atmósfera	Es la proporción de la producción anual de gas que es quemada en las instalaciones de producción como medida de seguridad. En las empresas petroleras internacionales, esa proporción se ubica entre 1% y 2%.
Petróleo crudo pesado	Petróleo crudo con densidad igual o inferior a 27° API (American Petroleum Institute).

Término	Definición
Petróleo crudo ligero	Petróleo crudo con densidad API superior a 27° y hasta 38°.
Petróleo crudo superligero	Petróleo crudo con densidad API superior a 38°.
Petrolíferos	Son los productos que se obtienen de la refinación del petróleo crudo entre los que se encuentran las gasolinas automotrices, la turbosina, el diesel y el combustóleo, principalmente.
Petroquímicos	Son productos que se elaboran a partir de materias primas que tienen su origen en el petróleo crudo y el gas natural.
Petroquímicos básicos	<p>La categoría de productos petroquímicos básicos se constituye por aquellos derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, que a continuación se enumeran.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Etano 2.- Propano 3.- Butanos 4.- Pentanos 5.- Hexano 6.- Heptano 7.- Materia prima para negro de humo 8.- Naftas 9.- Metano, cuando provenga de carburos de hidrógeno,

Término	Definición
	<p>obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.</p> <p>Estos productos sólo pueden ser elaborados por la Nación, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.</p>
Petroquímicos no básicos	Son todos aquellos productos y subproductos derivados de los petroquímicos básicos.
Reservas totales de hidrocarburos	Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre.
Reservas probadas	Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas que se pueden producir económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables en el momento de la evaluación.
Reservas probables	Cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, en trampas perforadas y no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas adyacentes a yacimientos productores en donde se considera que existe la posibilidad de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico en donde existan reservas probadas.

Término	Definición
Reservas posibles	Cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, en trampas no perforadas, definida por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas alejadas de las productoras, pero dentro de la misma provincia geológica productora, con posibilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico en donde existan reservas probadas.
Sísmica 2D y 3D	El método sísmico se utiliza para obtener información sobre el tamaño, la profundidad y la geometría de las estructuras geológicas subterráneas, empleando ondas de sonido. Los geólogos usan los datos sísmicos para determinar la existencia de estructuras geológicas que podrían contener volúmenes comerciales de hidrocarburos. Para ello, emplean métodos de estudio de sísmica bidimensional (2D) y tridimensional (3D).

Unidades de Medida

Unidad de medida	Definición
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
Mbd	Mies de barriles diarios.
MMpcd	Millones de pies cúbicos por día.

Introducción

La Administración Pública se refiere a todas las acciones económicas, sociales y políticas involucradas en la situación del gobierno. Las distintas funciones que realiza el gobierno son “Administración” de modo similar a como lo harían los agentes privados, aunque ciertamente existen peculiaridades en el caso del gobierno que lo diferencian del sector privado. Por ejemplo, el gobierno administra la aplicación de leyes a través de los cuerpos legislativo y judicial y la interpretación de las leyes queda a cargo de la corte y los tribunales de un modo directo.

En este contexto, la auditoría gubernamental es una técnica especializada y la aceptación de una responsabilidad pública para la revisión o verificación de las cuentas, documentos, actuaciones, sistemas, métodos, programas y/o proyectos de un ente, con el fin de llegar a formarse una opinión profesional de la situación que guarda éste y cuyo resultado conduce a la emisión de un informe técnico.

La función de auditoría se ha desarrollado desde hace mucho tiempo; sin embargo, la auditoría moderna surgió en el siglo XIX, cuando el crecimiento de las actividades del sector público tomó un rumbo tan complejo que una evaluación independiente y objetiva de la gestión financiera se tornó esencial.

La auditoría ha ampliado su ámbito de actuación a lo largo de la historia. La función de auditor ha pasado de asegurar la honestidad de los funcionarios de gobierno a examinar los estados financieros y a evaluar la eficacia, la eficiencia y la economía de los entes auditados.

La auditoría de desempeño es una práctica que surge de la necesidad de hacer eficiente el ejercicio de la administración pública. Canadá es uno de los países que más se ha preocupado por el desarrollo y la práctica de la auditoría de desempeño en el sector público. Los canadienses la llaman “*value for money*”, que literalmente se traduce “valor por dinero”. El valor al que se refiere es la disponibilidad y calidad de los productos que los entes públicos otorgan a la sociedad, y el dinero es la aportación que tales entes reciben por parte del gobierno, a nombre de los contribuyentes. Se trata pues de una auditoría para medir “el rendimiento social que la entidad logra sobre la inversión pública”.

Por otro lado, la industria petrolera paraestatal, representada por Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, es un área definida constitucionalmente como estratégica para el desarrollo de la economía nacional y un pilar fundamental para las finanzas públicas, pues los recursos provenientes del petróleo contribuyen con el 40% de los recursos del gobierno federal.

En la actualidad, la industria petrolera nacional atraviesa por una problemática de insuficiencia de recursos para la inversión, que se ha traducido en rezagos en la ampliación, modernización y mantenimiento de su infraestructura productiva y en

un deterioro importante de los niveles de eficacia en el cumplimiento de objetivos y metas relacionadas con la satisfacción de la demanda nacional de energéticos y de eficiencia en los procesos productivos.

Ante esa problemática, las auditorías de desempeño constituyen una herramienta útil para determinar el grado de cumplimiento de los objetivos y metas estratégicos de PEMEX, así como para identificar las causas raíz de los resultados alcanzados y proponer acciones preventivas y correctivas tendientes a mejorar la prácticas operativas del ente.

La presente investigación es un acto de desarrollo profesional, derivado de las circunstancias laborales que me permitieron experimentar un campo complejo como lo es la Auditoría de Desempeño; esencialmente aplicada a la industria petrolera en México, la cual tiene como justificación los motivos siguientes:

En primera instancia, en lo profesional, alcanzar el grado de licenciado en economía, así como demostrar la utilidad de las auditorías de desempeño como elemento para contribuir a la mejora de las prácticas operativas de los entes públicos y al fomento de la rendición de cuentas.

El tema de la fiscalización reviste gran importancia en la actividad del sector público y se vincula con la ciencia económica, pues mediante la fiscalización se evalúan los resultados alcanzados por los entes públicos federales en términos de la eficacia, eficiencia y economía con que se cumplen los objetivos y metas estratégicos definidos en el Plan Nacional de Desarrollo y en los Programas sectoriales de mediano plazo. En el caso concreto de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos, han atendido la demanda nacional de energéticos con suficiencia, calidad y a precios competitivos.

En segundo término, aprovechar la experiencia adquirida en la Auditoría Superior de la Federación, la cual, en su carácter de entidad de fiscalización superior, ha sido creada para apoyar a la Honorable Cámara de Diputados en el ejercicio de sus atribuciones constitucionales relativas a la revisión de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal, con objeto de conocer los resultados de la gestión financiera, comprobar si ésta se ajustó a los lineamientos señalados por el presupuesto y constatar la consecución de los objetivos y metas contenidas en los programas de gobierno.

A partir del año 2000, con la creación de la Auditoría Superior de la Federación (ASF), la función de fiscalización cobró mayor fuerza, pues se le otorgó a la ASF mayores atribuciones para el desarrollo de sus funciones.

La fiscalización se transformó de una revisión del origen y aplicación de los recursos públicos, a una evaluación del cumplimiento de objetivos y metas de los entes públicos federales, a manera de inducir el manejo eficaz, productivo y honesto de los recursos públicos y, de esta forma, apoyar al H. Congreso de la

Unión y al gobierno federal en la solución de problemas estructurales y a la identificación de oportunidades de mejora del desempeño de dichos entes.

En tercer y último término, siendo la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) un organismo descentralizado del Estado que tiene por objeto impartir educación superior para formar profesionales, investigadores, profesores universitarios y técnicos útiles a la sociedad, así como vincular la ciencia económica que desarrolla la UNAM mediante la actividad académica con la función fiscalizadora de la ASF, ya que en mayo de 2002 ambas partes suscribieron un convenio de colaboración con el objeto de promover la ejecución de diversas estrategias y actividades, a fin de promover la cultura de la rendición de cuentas en el ejercicio del gasto público.

La investigación realizada es de tipo descriptivo y explicativo:

- Es de tipo descriptivo porque se presentan los datos de las metas programadas y los resultados obtenidos por los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos, así como de sus tendencias.
- También es de tipo explicativo, porque se realiza un análisis e interpretación de estos resultados a la luz de las políticas públicas en materia de hidrocarburos establecidas en los documentos normativos de mediano plazo, que son el Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía, del periodo 2001-2006, así como en los programas institucionales de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos y en el Presupuesto de Egresos de la Federación de cada uno de los años del periodo analizado.

Con base en este análisis e interpretación, se formulan los dictámenes de cada resultado sobre el grado de cumplimiento de los objetivos estratégicos de los entes fiscalizados y se determina, en su caso, las posibles áreas generadoras de corrupción, si se opera con sanas prácticas gubernamentales y si se cuenta con un sistema de indicadores de evaluación de la gestión, así como la detección y promoción de oportunidades de mejora.

La investigación consistió en el análisis de la gestión financiera y operativa de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos, específicamente de PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación y PEMEX Gas y Petroquímica Básica, con el fin de determinar el grado de cumplimiento de los objetivos y metas y los resultados de la aplicación de los recursos públicos asignados.

El presente trabajo tiene como propósito analizar la contribución de las auditorías de desempeño en el aumento de la eficacia en el cumplimiento de los objetivos estratégicos de los organismos del sector petrolero, así como en la eficiencia y

economía con la que realizaron sus procesos operativos. A continuación se explica el alcance de cada uno de los capítulos de que consta el trabajo:

En el capítulo I se desarrolla el marco teórico y conceptual que contextualiza el trabajo de investigación realizado. En este apartado se definen los principales conceptos, universales y referentes a utilizar en el desarrollo del documento de tesis, como son la fiscalización superior, la taxonomía de las auditorías, la conceptualización de las auditorías de desempeño y de las seis dimensiones que abarca este tipo de auditorías, así como la metodología empleada para la realización de las auditorías de desempeño.

En el capítulo II se menciona el marco jurídico que sustenta la práctica de las auditorías gubernamentales, dentro de las cuales se encuentran las auditorías de desempeño, partiendo desde la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos hasta la normatividad interna de la Auditoría Superior de la Federación.

En el capítulo III se analiza la importancia de la rendición de cuentas, así como el concepto y los elementos que la integran; asimismo, se precisa el concepto de fiscalización, los tipos de organismos de fiscalización y la forma en que se realiza la fiscalización en México.

En el capítulo IV se ubica al sector petrolero en el contexto de la política pública nacional y sectorial, y se analiza la evolución y la problemática del sector que dan origen a la política pública actual en materia petrolera; se presentan los objetivos, estrategias y líneas de acción, así como la evaluación de los resultados de la gestión del sector petrolero en el periodo 2001-2006; y se analizan los impactos derivados de las auditorías de desempeño en la mejora de las prácticas operativas de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

En el capítulo V se presentan las conclusiones del documento, enfatizando las fortalezas y debilidades de las auditorías de desempeño como instrumento de promoción de las mejores prácticas operativas.

En relación con la metodología empleada, ésta consistió en lo siguiente.

Para la consecución de los objetivos del trabajo de tesis, la investigación desarrollada involucró una medición cuantitativa e interpretación cualitativa para conocer el desempeño de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en materia de producción, distribución y comercialización de petróleo crudo, gas natural, petrolíferos y petroquímicos.

Desde el punto de vista cuantitativo, se determinaron los resultados de los organismos de Petróleos Mexicanos en la satisfacción de la demanda interna de hidrocarburos y sus derivados y en la eficiencia y economía de los procesos productivos, mediante la elaboración de series estadísticas que permitieron realizar un análisis de los resultados alcanzados en el periodo de revisión. La

información estadística sirvió para precisar si Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios han cumplido sus objetivos y metas de producción, distribución y comercialización de hidrocarburos con calidad y a precios competitivos.

Aplicando una perspectiva cualitativa se analizaron los diferentes factores que han incidido en los resultados alcanzados por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en el cumplimiento de sus principales objetivos y metas, y en su desempeño operativo.

En el desarrollo del trabajo se aplicaron técnicas de auditoría, que son métodos prácticos de investigación y de prueba que el auditor utiliza para lograr la información y comprobación necesaria para emitir su opinión profesional. Las técnicas de auditoría más usada en esta investigación fueron: Análisis y revisión de estadísticas, encuestas, entrevistas a los servidores públicos, aplicación de cuestionarios de control interno, análisis de libros y artículos pertenecientes a la materia por auditar y observaciones directas.

El enfoque de la investigación fue macro, porque las actividades del sector petrolero se desarrollan en el ámbito nacional; y también dinámico, porque la industria petrolera nacional experimentó una constante transformación tanto en lo operativo como en lo administrativo a lo largo del periodo de estudio 2001-2006.

Finalmente, en relación con la información captada para el desarrollo del trabajo se tuvieron todas las facilidades institucionales para disponer de la misma. Por ello, agradezco a la Dirección General de Auditoría de Desempeño al Desarrollo Económico por el apoyo recibido en cuanto a las facilidades otorgadas para el acceso a la información.

Asimismo, agradezco el apoyo académico por parte del Lic. Manuel Cázarez Castillo, quien fungió como mi asesor de tesis, así como de las valiosas aportaciones realizadas por los Lics. Virginia Cervantes Arroyo, Hortensia Arroyo Vargas, Daniel Martínez Salinas y Helios Padilla Zazueta, integrantes del Consejo de Sinodales que revisaron el presente trabajo de investigación en la modalidad de práctica profesional, las cuales fueron vitales para el perfeccionamiento del mismo.

CAPÍTULO 1. Marco Teórico y Conceptual

1.1. La Fiscalización Superior de la Federación

La fiscalización se entiende como sinónimo de inspección, vigilancia, supervisión y de alguna manera evaluación, ya que evaluar es medir y medir implica comparar. El término significa cuidar y comprobar que se proceda conforme a la ley y a las normas establecidas al efecto. Es la acción por medio de la cual se evalúan y revisan las acciones de gobierno, considerando su veracidad, razonabilidad y el cumplimiento de la ley.

La fiscalización es superior cuando la realiza la Auditoría Superior de la Federación porque es el órgano superior de fiscalización de la Cámara de Diputados. De acuerdo con la Ley de Fiscalización Superior de la Federación se entiende por fiscalización superior a la “facultad ejercida por la Auditoría Superior de la Federación, para la revisión de la Cuenta Pública, incluyendo el informe de Avance de la Gestión Financiera, a cargo de la Cámara”. ^{1/}

Niveles de fiscalización

a) El control

De acuerdo con las instancias que lo aplican, el control gubernamental es interno o externo. Por lo que respecta al primero, es el que ejercen el Poder Ejecutivo sobre su propia gestión. La Secretaría de la Función Pública es una Secretaría de Estado de control interno. Este control se enmarca dentro del denominado “Sistema Nacional de Control y Evaluación Gubernamental”. ^{2/}

También se lleva a cabo un control interno a través de los Órganos de Control: de las Cámaras de Diputados, de Senadores, de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, de la Judicatura Federal, del Banco de México, del Instituto Federal Electoral, de la Comisión Nacional de los Derechos Humanos y del Tribunal Agrario.

El control externo es el que se ejerce desde una instancia distinta de la que administra y se llama superior cuando no existe una autoridad por encima de aquella que lo ejerce. ^{3/}

La Cámara de Diputados ejerce el control superior por conducto de la Entidad de Fiscalización Superior de la Federación.

^{1/} **Ley de Fiscalización Superior de la Federación**, Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 12 de septiembre de 2001.

^{2/} Auditoría Superior de la Federación, **Marco Operativo de las Auditorías de Desempeño**, México, 2007, p.108.

^{3/} Ibid, p. 109.

La fiscalización de los Poderes y los entes públicos federales se realiza a través de la revisión de la Cuenta Pública, misma que está a cargo de la Cámara de Diputados, la cual se apoya para tales efectos en la Auditoría Superior de la Federación. Esta fiscalización se ejerce de manera posterior a la gestión financiera.

Conforme a la Ley de Fiscalización Superior de la Federación, la Auditoría Superior de la Federación ha emitido el tomo I, Marco Rector para la Fiscalización Superior de la Gestión Gubernamental, que es el esquema operativo conformado por dos macroprocesos que agrupan y clasifican las principales actividades de la función fiscalizadora, que son:

- Análisis y Revisión de la Cuenta Pública (IR)
- Análisis y Revisión del Informe de Avance de Gestión Financiera (IA)
- Fincamiento de Responsabilidades y Promoción de otras Actividades (FR)
- Control y Seguimiento sobre la Atención de las Observaciones-Acciones Promovidas (CS)
- Control de Calidad (CC)

Según el artículo 24 de la Ley de Fiscalización Superior de la Federación, la Auditoría Superior cuenta con los siguientes instrumentos para realizar sus funciones: la auditoría, la inspección y la visita.^{4/}

La auditoría. La palabra auditoría se deriva de *Auditus= oír-oidor-audiencia, Videns= ver-veedor-veiencia.*

La auditoría es una revisión de un área administrativa, de una función, de un programa o política pública del ente auditado, a través de requerimientos de información (auditoría de escritorio) o mediante visitas domiciliarias a las oficinas del auditado o de un tercero.^{5/}

La auditoría gubernamental es una técnica especializada y la aceptación de una responsabilidad pública, para la revisión o verificación de las cuentas, documentos, actuaciones, sistemas, métodos, programas y/o proyectos de un ente público, con el fin de llegar a formarse una opinión profesional sobre la situación que guarda lo revisado o verificado y cuyo resultado conduce a la emisión de un informe.

^{4/} Ley de Fiscalización Superior de la Federación, op. cit., p. 9.

^{5/} Auditoría Superior de la Federación, op. cit., p.111.

La inspección es la verificación a través de visitas domiciliarias en las propias oficinas o instalaciones del ente auditado o de un tercero que busca verificar un documento específico o una persona determinada y donde podrían incluirse el seguimiento de observaciones y recomendaciones específicas.^{6/}

La visita (domiciliaria) es un hecho aislado, que necesariamente debe estar relacionado con una actividad determinada como es la auditoría y la inspección (o la inspección ocular) que realizan los jueces para verificar un hecho en un lugar determinado.

1.2. Taxonomía de las auditorías

Existen diversos tipos de auditoría, cada entidad de fiscalización superior a nivel internacional realiza las que van de acuerdo con el mandato que les fue conferido. Aquí sólo se refieren las más comunes:^{7/}

a) Auditoría financiera:

Revisa la forma y términos en que fueron captados los ingresos y su aplicación, verifica su situación contable; la observancia de los principios de contabilidad generalmente aceptados y las normativas aplicables. Su finalidad es comprobar la regularidad, transparencia y eficiencia en el uso de los recursos públicos.

b) Auditoría de obra pública e inversiones físicas

Revisa que las obras públicas ejecutadas se realizaron conforme a los proyectos, programas, presupuestos, especificaciones y costos estipulados en los contratos correspondientes, y que los contratos se celebraron de acuerdo a la normativa y leyes aplicables.

c) Auditoría de legalidad

Verifica el avance de los procesos jurídicos, así como la vigencia y aplicación de los instrumentos jurídicos que regulan la organización y operación de la entidad fiscalizada.

^{6/} Ibid, p.112.

^{7/} Ibidem.

- d) Auditoría de sistemas
- Evalúa el diseño y uso de los sistemas y procedimientos computabilizados, verificando que cuenten con controles adecuados y que garanticen exactitud y confiabilidad en el procesamiento de información.
- e) Auditoría ambiental
- Revisa el impacto ambiental que provoca el desarrollo de ciertas funciones de las entidades de gobierno y verifica que se cumpla la normativa y leyes en la materia.
- f) Auditoría de regularidad
- Se verifica que las entidades fiscalizadas capten, recauden, administren, ejerzan y apliquen los recursos públicos, conforme a los programas y presupuesto autorizados.
- g) Auditoría especial
- Se denominan especiales aquellas auditorías en las cuales, dada la complejidad o particularidad de las operaciones, programas o procesos por auditar (como, constituciones; desincorporaciones; concesiones, permisos, licencias y cesión de derechos; apoyos para saneamiento financiero; otorgamiento de subsidios; otorgamiento de transferencias; operaciones singulares; problemas estructurales, y gastos de la partida secreta), se aplican enfoques de auditoría diversos o tan específicos como las materias que se revisan, lo que impide clasificarlas en los conceptos de las auditorías de regularidad y del desempeño.
- h) Auditoría de riesgo
- Es una auditoría que se lleva a cabo principalmente para prever una situación que pudiera ser desfavorable a un determinado ente o a la administración pública en su conjunto.
- i) Auditoría de seguimiento
- El auditor debe constatar y verificar si se atendieron o solventaron las observaciones-acciones emitidas. La finalidad es determinar si se emprendieron acciones correctivas por parte de los entes auditados.

j) Auditoría de desempeño

La auditoría de desempeño es una evaluación del quehacer público, en la que se miden: la eficacia a través de resultados, con base en indicadores estratégicos y de impacto; la eficiencia, por medio de la fidelidad de la operación del programa, y con apoyo en indicadores de gestión; la economía, se mide por el costo de la política o programa público contra los resultados obtenidos. Además, la auditoría de desempeño corrobora el impacto de los resultados en la población objetivo a través de indicadores de calidad y de satisfacción del ciudadano. Finalmente analiza el comportamiento de los actores o servidores públicos, tanto de la entidad responsable de poner en práctica el programa o política pública como de los operadores de la misma.

1.3. La auditoría de desempeño

Desempeño es el nombre que se da a los resultados de la actuación de un ente u organización. Todo desempeño se mide por el resultado obtenido y se compara con los costos y otras circunstancias adversas que hacen improbable su realización. En virtud del desempeño se logran objetivos y metas que no se obtendrían mediante la inacción.^{8/}

De ahí que haya nacido una corriente académica, hoy predominante en los círculos especializados en el estudio de la acción gubernamental, que se le denomina behaviorismo o conductismo que estudia el comportamiento de grupos, instituciones, procesos o sistemas.

El desempeño del gobierno se relaciona con los tres tiempos simples: con el pasado para saber qué se pudo hacer y qué experiencias proporciona la historia; con el presente para hacer el máximo posible “aquí y ahora”; y con el futuro para preparar el camino de lo que falta por hacer. Por lo tanto, el desempeño del gobierno se relaciona con:

Primero: alcanzar la mayor cantidad posible de cada uno de los múltiples valores que el pueblo desea ahora;

Segundo: mantener la búsqueda de estos valores lo más compatible con el futuro inmediato; y

Tercero: preservar y aumentar la capacidad para buscar nuevos valores y alcanzarlos.

^{8/} Ibid, pp.119 y 120.

La evaluación del desempeño se asocia al juicio que se realiza una vez culminada la acción. Se busca responder a interrogantes claves sobre cómo se realizó la acción; si se cumplieron o no los objetivos (la medida en que estos se cumplieron); el nivel de satisfacción de la población objetivo, entre otras. En suma, se busca evaluar cuán bien o cuán aceptable ha sido el desempeño de determinado organismo público con el objeto de tomar medidas, en su caso, para perfeccionar su gestión.

La auditoría al desempeño es una auditoría sistemática, interdisciplinaria, organizada, objetiva, propositiva, independiente y comparativa del impacto social de la gestión pública y de la congruencia entre lo propuesto y lo obtenido.^{9/}

Su objetivo es evaluar el grado y forma de cumplimiento del ente auditado con un objetivo social; promover una gestión gubernamental responsable, honesta y productiva, así como la adopción de las mejores prácticas gubernamentales de la administración pública; y fomentar la rendición de cuentas.^{10/}

Busca que el Estado se convierta en una organización eficiente, eficaz y con una arraigada cultura de servicio público, encaminada a satisfacer las legítimas demandas de la sociedad actual.

En diversos países, la necesidad de hacer eficiente el ejercicio de la administración pública, trae aparejado el creciente interés por desarrollar técnicas que permitan evaluar la gestión de los entes de gobierno. Sobresalen en esta labor los países de origen sajón.

El concepto de auditoría de desempeño conlleva la necesidad de comparar, de medir el rendimiento alcanzado contra el propuesto a través de indicadores de desempeño y, de ser posible, establecer relaciones comparativas con otras administraciones similares consideradas como mejores.

1.4. Las seis dimensiones de las auditorías de desempeño

La auditoría de desempeño se conceptualiza como la revisión de las tres E's que son la eficacia, eficiencia y economía de la actuación, de la administración y de los resultados obtenidos del ente público; así como de las tres C's que se refieren a la calidad del bien o servicio, la competencia de los actores y la opinión del ciudadano-usuario.^{11/}

^{9/} Ibid, p.120.

^{10/} Ibid, pp.120 y 121.

^{11/} Ibid, p.121.

Eficacia: La eficacia es un concepto ligado esencialmente al logro de objetivos. Hace referencia a la relación existente entre los objetivos propuestos, los productos o recursos aportados y los objetivos alcanzados.

La eficacia consta de dos partes: una relativa a si se han logrado los objetivos de la política; y la otra, sobre si los acontecimientos deseados efectivamente han ocurrido, y si estos pueden atribuirse a la política aplicada. Para juzgar en qué medida los acontecimientos observados corresponden a la política se requiere efectuar una comparación. Los indicadores estratégicos o de resultados son los parámetros de comparación de la eficacia con la que se cumplieron los objetivos de un programa, actividad institucional o política pública.

Eficiencia: La eficiencia mide y califica el recorrido entre medios y fines; es la proporción entre la utilización de insumos, recursos costos, tiempo y forma en la que se relacionan los fines con los medios. A mayor eficiencia más racionalidad y optimización. La eficiencia se mide con indicadores de gestión.

Los indicadores de gestión se centran en los procesos clave a través de los cuales opera la institución para dar cumplimiento a los objetivos de la política pública.

Economía: La economía mide el costo o recursos aplicados para lograr los objetivos de un programa o política pública contra los resultados obtenidos; implica racionalidad, es decir, elegir entre varias opciones la alternativa que conduzca al máximo cumplimiento de los objetivos con el menor gasto presupuestal posible. Se mide comparando el costo unitario real de los productos o servicios que produce el ente contra el costo unitario presupuestado o estándar.

La competencia de los actores: Cuando hablamos de la competencia de los actores nos referimos a quienes realizan las tareas en el sector público: las instituciones y los servidores públicos. Con la revisión se busca determinar si la institución cuenta con los instrumentos jurídicos e institucionales que le permitan avanzar y alcanzar sus objetivos; y si las instituciones establecieron mecanismos que les permitan fortalecer su organización interna y consolidar el proceso de mejora constante del quehacer institucional. Otro aspecto a revisar es la competencia del personal que labora en las instituciones. Se asume normalmente que su actitud es el reflejo de lo que se piensa y se realiza en cada una de las dependencias públicas. Para evaluar la competencia del personal se realiza un análisis comparativo de sus capacidades y competencias respecto de un perfil del puesto.

La calidad del bien o servicio: Los componentes de una prestación de servicio se hacen conforme a los requerimientos del cliente o ciudadano-usuario, los cuales son: disponibilidad, que se refiera a que los ciudadanos deben tener facilidad de acceso físico a la administración a horas convenientes y se les debe ofrecer información en lenguaje simple y llano; oportunidad, que significa que el bien o servicio debe estar disponible cuando lo requiera el ciudadano; precio, que

significa que los bienes y servicios deben ser competitivos; y alternativas para el ciudadano, es decir, que éste debe tener oportunidades para elegir.

Ciudadano usuario: Se refiere a la opinión del ciudadano-usuario sobre el desempeño del sector público. De acuerdo con diversos estudios realizados por la OCDE, las percepciones y las evaluaciones del sector público y de su desempeño operan en tres niveles:

- En un nivel general, el público percibe y evalúa al gobierno como una entidad, los ciudadanos juzgan al sector público como un todo.
- En un segundo nivel, el ciudadano tiene un punto de vista del tamaño de las instituciones públicas y del tiempo de respuesta para tomar decisiones. Éste es el nivel de las quejas usuales contra la administración pública, y es tema de muchas discusiones.
- El tercer nivel, corresponde a la opinión de los ciudadanos sobre el trato y actitudes de los servidores en las oficinas públicas.

Para medir la satisfacción del ciudadano-usuario, las encuestas son un medio idóneo que permite determinar de manera específica la percepción que los beneficiarios tienen de los servicios públicos.

En las auditorías de desempeño se ha utilizado este medio con resultados importantes, que permiten, además de conocer la satisfacción del ciudadano, formular recomendaciones para mejorar la prestación de los servicios.

1.5 Metodología de las auditorías de desempeño

Para efectuar el proceso sustantivo de la fiscalización superior, el seguimiento sobre la atención de las observaciones- acciones promovidas y el fincamiento de responsabilidades que en su caso correspondan, la Auditoría Superior de la Federación utiliza un esquema metodológico que incluye normas, lineamientos y guías específicas para el desarrollo de sus funciones, así como para la conformación de su Programa Anual de Actividades y del Programa Anual de Auditorías, Visitas e Inspecciones respectivo; consistentes en las Políticas y Guías de los Macroprocesos de la Fiscalización Gubernamental y los Indicadores de Revisión para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública, que son el marco normativo institucional que el auditor siempre tendrá que considerar invariablemente para el análisis y revisión de la Cuenta Pública y del Informe de Avance de la Gestión Financiera.

También cuenta con el Tomo II de los Macroprocesos para la Fiscalización Superior, documento en el que se establecen los elementos técnicos, jurídicos y

administrativos que permiten realizar con eficacia, eficiencia y calidad las actividades para la Revisión de la Cuenta Pública y del Informe de Avance de la Gestión Financiera, así como con 14 Lineamientos Técnicos de la Auditoría Especial de Desempeño que norman el desarrollo de la planeación, ejecución y presentación de los informes de las auditorías de desempeño.

Este proceso metodológico inicia con la etapa de planeación, la cual parte de una fase de planeación genérica, que comprende un análisis macroeconómico, presupuestal, financiero y programático que permite reconocer los sectores, ramos, funciones, subfunciones y programas estratégicos y prioritarios.

Entre los principales insumos que son considerados para el análisis referido, se encuentran el Plan Nacional de Desarrollo; los programas regionales, especiales, sectoriales e institucionales; los programas operativos anuales; la Ley de Ingresos y el Presupuesto de Egresos de la Federación; así como los resultados que se derivan de la ejecución de estos dos últimos instrumentos. También se toman en cuenta la líneas de acción institucionales que incorpora la Visión Estratégica de la Auditoría Superior de la Federación.

Como fase siguiente se desarrolla una planeación específica que tiene como propósito identificar los entes públicos encargados de ejecutar los programas que se han determinado como prioritarios y/o estratégicos, los cuales resulta pertinente auditar en virtud de los resultados alcanzados en su gestión y de otros factores que se consideran relevantes. Paralelamente, se lleva a cabo la ponderación de las áreas, actividades, proyectos y rubros de ingreso y gasto más significativo.

Las fases de planeación mencionadas se desarrollan a partir del análisis de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal y de otras fuentes de información, entre las que destacan:

- Los informes de Gobierno que, por disposiciones legales, debe rendir el Ejecutivo Federal al Poder Legislativo, relacionados principalmente con las finanzas públicas, la situación económica y la deuda pública.
- Los estudios técnicos elaborados por la Auditoría Superior de la Federación y por el Centro de Estudios de Finanzas Públicas de la Cámara de Diputados, relacionados con el comportamiento del ingreso-gasto, la evolución y tendencias de los principales indicadores económicos, y las variaciones presupuestales, programáticas y financieras, entre otros. Además se examinan diversas publicaciones sobre el entorno financiero y económico del país, elaborados por firmas consultoras y organizaciones tanto del sector privado como gubernamentales.
- Los resultados de auditorías realizadas anteriormente por la Auditoría Superior de la Federación y el seguimiento sobre la atención de sus observaciones, ya que éstas aportan elementos de la problemática que se

presenta en cada ente público federal y permiten evaluar los esfuerzos y avances para resolverla.

- Los rubros considerados en los programas anuales de trabajo de los órganos internos de control de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal.
- Los estados financieros dictaminados por profesionales contratados por la Secretaría de la Función Pública.
- Los señalamientos de problemas e irregularidades expresados por la opinión pública a través de los distintos medios de comunicación.

El análisis metódico y estructurado de esta información, posibilita la formulación de indicadores que permiten identificar los sujetos y objetos de la revisión, los cuales son ponderados mediante la aplicación de los criterios de selección siguientes: a) el interés camaral; b) la evaluación financiera, programática y presupuestal; c) la importancia relativa de la acción institucional; d) los antecedentes de revisiones anteriores y e) la identificación de áreas de riesgo.

Como fase última de esta etapa de planeación, la Auditoría Superior de la Federación utiliza ciertas reglas de decisión respecto del conjunto jerarquizado de los sujetos y objetos de revisión, conformando así su Programa Anual de Auditorías, Visitas e Inspecciones. Tales reglas de decisión consideran los tres elementos siguientes: importancia, pertinencia y factibilidad.

El rigor en el análisis que de esta forma se efectúa, asegura que los entes públicos y rubros de auditoría cumplan con las dos primeras reglas de decisión mencionadas. Sin embargo, es conveniente señalar que la acción de la Auditoría Superior de la Federación queda en última instancia acotada por el número de técnicos que conforman su fuerza laboral y por el monto de los recursos presupuestales que le son asignados.

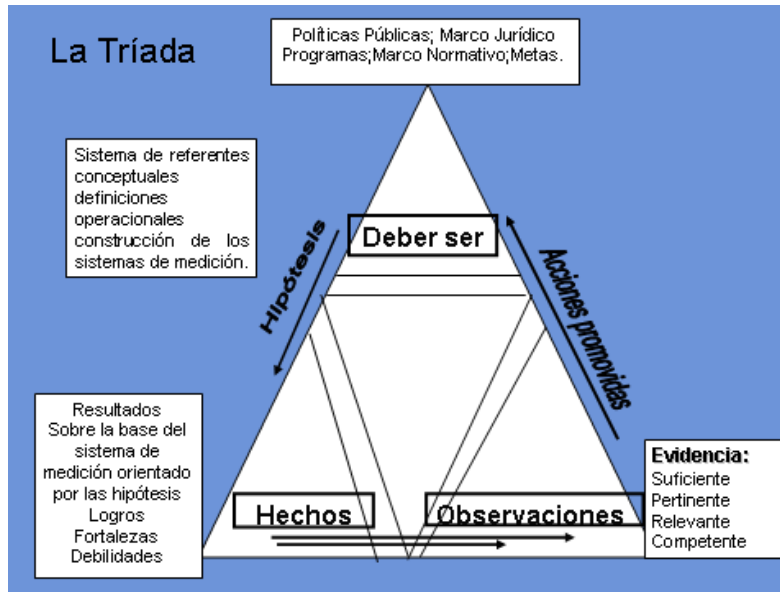
Tanto en el caso del Informe de Avance de Gestión Financiera como de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal, una vez seleccionados los entes públicos e identificado el objeto de la revisión, los datos e información que sustentan cada propuesta de auditoría, visita e inspección se registran en el Sistema de Control y Seguimiento de Auditorías (SICSA), donde se consignan, además del título y tipo de revisión, los objetivos de la misma, su justificación y los criterios de selección aplicados. Con la información registrada en el referido sistema, se integra el Programa Anual de Auditorías, Visitas e Inspecciones correspondiente, a partir del cual, y una vez aprobado por el Auditor Superior de la Federación y la opinión favorable del Consejo de Dirección de la Institución, se procede a la ejecución de los trabajos inherentes al desarrollo de las revisiones programadas.

Una vez determinados los sujetos y objetos de la revisión, se continúa con la etapa de ejecución, en la cual se procede a elaborar *la auditina*, que es la planeación detallada de la auditoría. Esta fase tiene como objetivo estructurar de manera ordenada y con rigor metodológico el proyecto de investigación para llevar a cabo la revisión de la política pública, programa, actividad institucional y/o proyecto autorizado. La *auditina* es el diseño previo de la auditoría, marca las líneas de investigación para valorar la eficacia, eficiencia y economía con que actuaron los responsables de la operación del programa, así como la calidad del bien o servicio, la competencia de los actores y la percepción del ciudadano usuario.

Los resultados de las auditorías de desempeño tienen una estructura triádica, la cual se detalla a continuación:

- El primer elemento de la triada es *el deber ser*, contenido en el mandato legal o normativo, así como estándares nacionales e internacionales. Se debe constatar que el documento que contiene *el deber ser* fue autorizado por la autoridad competente y que es vigente para el periodo revisado. El *deber ser* tiene que quedar evidenciado en la parte superior de la triada
- El segundo elemento son los resultados con base en el *deber ser*. Estos se demuestran con la evidencia suficiente, competente, pertinente y relevante respecto del mandato legal, normativo y/o los estándares utilizados. Esta parte corresponde con el ángulo inferior izquierdo de la triada.
- El tercer elemento son las observaciones de acuerdo con el posicionamiento de la ASF, que se refiere al dictamen del grupo auditor, en el que se debe señalar si se cumplió o no el mandato. En todos los casos debe hacerse explícito el pronunciamiento respecto al *deber ser* que se indicó al inicio del resultado. Esta parte corresponde al ángulo inferior derecho de la triada. Ver diagrama 1.

Diagrama 1 La Triada



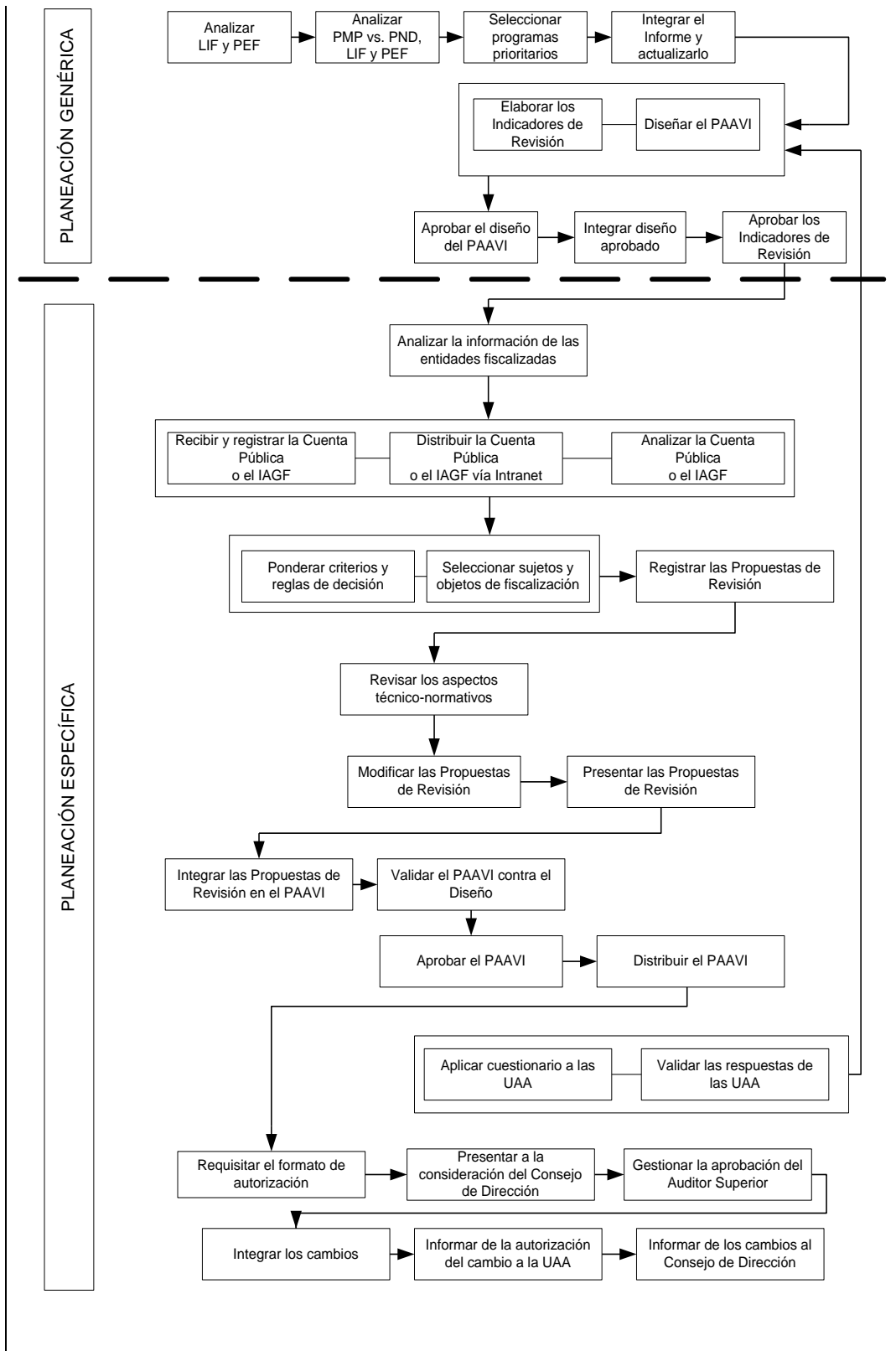
FUENTE: Auditoría Especial de Desempeño de la ASF, Lineamiento Técnico Núm. 3 *El Onus Probandi*, México, 2008, pp. 27-28.

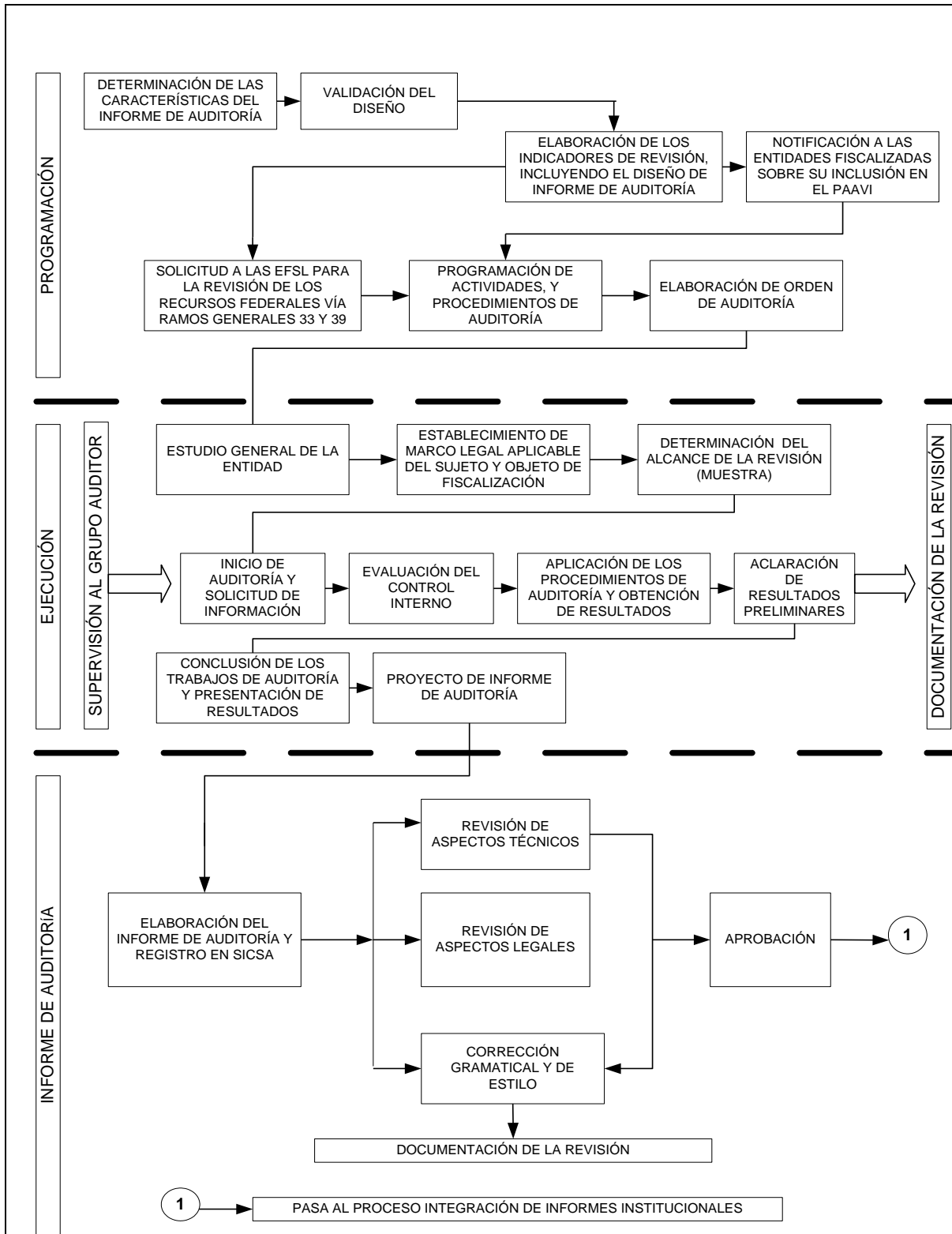
Practicadas y concluidas las revisiones programadas, se presentan los resultados a los entes fiscalizados para las aclaraciones correspondientes y, posteriormente, se procede a la integración del Informe del Resultado, el cual una vez revisado en sus aspectos técnicos, jurídicos y de corrección de estilo, se presenta a la Cámara de Diputados a través de la Comisión de Vigilancia a más tardar el 31 de marzo del año siguiente a aquél en el que se presenta la Cuenta Pública que se revisa.

Finalmente, se envían a los titulares de los entes auditados los oficios que contienen las observaciones y acciones promovidas, a efecto de que se instrumenten las acciones correctivas que se requieran con la finalidad de subsanar las deficiencias detectadas, de resarcir los daños que, en su caso, se hayan ocasionado a la hacienda pública federal o al patrimonio de los entes públicos fiscalizados o de capturar las oportunidades de mejora en el desempeño determinadas durante la auditoría. Los entes fiscalizados disponen de 45 días hábiles para informar a la Auditoría Superior de la Federación sobre las acciones adoptadas para la atención de las acciones promovidas.

A continuación se presenta el flujograma de la metodología para realizar auditorías de desempeño.

FLUJOGRAMA DE LA METODOLOGÍA DE LAS AUDITORÍAS DE DESEMPEÑO





LIF: Ley de Ingresos de la Federación.
 PEF: Presupuesto de Egresos de la Federación.
 PAAVI: Programa Anual de Auditorías Visitas, e Inspecciones.
 IAGF: Informe de Avance de la Gestión Financiera.
 UAA: Unidad Administrativa Auditora.
 FUENTE: Auditoría Superior de la Federación, **Macroprocesos para la Fiscalización Superior Vol. 2.- Revisión de la CP y del IAGF.- Proceso de Desarrollo.**

CAPÍTULO 2. Marco Jurídico

2.1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

En el artículo 74 se establecen las facultades exclusivas de la Cámara de Diputados, entre las que está revisar la Cuenta Pública del año anterior. Esta revisión tendrá por objeto conocer los resultados de la gestión financiera, comprobar que se ha ajustado a los criterios señalados por el presupuesto y el cumplimiento de los objetivos contenidos en los programas.

Para la revisión de la Cuenta Pública, la Cámara de Diputados se apoyará en la entidad de fiscalización superior de la Federación. Si del examen que ésta realice aparecieran discrepancias entre las cantidades correspondientes a los ingresos o a los egresos con relación a los conceptos y las partidas respectivas o no existiera exactitud o justificación en los ingresos obtenidos o en los gastos realizados, se determinarán las responsabilidades de acuerdo con la ley.

De acuerdo con el artículo 79, la Entidad de Fiscalización Superior de la Federación, de la Cámara de Diputados, tendrá autonomía técnica y de gestión en el ejercicio de sus atribuciones y para decidir sobre su organización interna, funcionamiento y resoluciones.

Entre las atribuciones de la Entidad de Fiscalización Superior de la Federación están:

1. Fiscalizar en forma posterior los ingresos y egresos; el manejo, la custodia y la aplicación de fondos y recursos de los Poderes de la Unión y de los entes públicos federales, así como el cumplimiento de los objetivos contenidos en los programas federales, a través de los informes que se rendirán en los términos que disponga la ley.

También fiscalizará los recursos federales que ejerzan las entidades federativas, los municipios y los particulares.

2. Entregar el Informe del Resultado de la Revisión de la Cuenta Pública a la Cámara de Diputados a más tardar el 31 de marzo del año siguiente al de su presentación. Dentro de dicho informe se incluirán los dictámenes de su revisión y el apartado correspondiente a la fiscalización y verificación del cumplimiento de los programas, que comprenderá los comentarios y observaciones de los auditados, mismo que tendrá carácter público.
3. Investigar los actos u omisiones que impliquen alguna irregularidad o conducta ilícita en el ingreso, egreso, manejo, custodia y aplicación de fondos y recursos federales, y efectuar visitas domiciliarias únicamente para exigir la exhibición de libros, papeles o archivos indispensables para la

realización de sus investigaciones, sujetándose a las leyes y a las formalidades establecidas para los cateos.

4. Determinar los daños y perjuicios que afecten a la Hacienda Pública Federal o al patrimonio de los entes públicos federales y fincar directamente a los responsables las indemnizaciones y sanciones pecuniarias correspondientes, así como promover ante las autoridades competentes el financiamiento de otras responsabilidades; promover las acciones de responsabilidad a que se refiere el título cuarto de esta Constitución y presentar las denuncias y querellas penales, en cuyos procedimientos tendrá la intervención que señale la ley.

Por otra parte, los artículos 25, 27 y 28 constitucionales definen a la industria petrolera como un área estratégica exclusiva del Estado sobre la cual no se podrán otorgar concesiones a los particulares, como se comenta a continuación.

Artículo 25, párrafo cuarto: el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.

Artículo 27, párrafos tercero y quinto: correspondiente a la Nación el dominio directo del petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, sobre los cuales el Estado no otorgará concesiones ni contratos y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos en los términos que señala la ley reglamentaria respectiva.

Artículo 28, párrafos cuarto y quinto: no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en áreas estratégicas como el petróleo y los demás hidrocarburos y la petroquímica básica; y que el Estado contará con los organismos y empresas que requieran para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo.

2.2. Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y su Reglamento

El 29 de noviembre de 1958 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo ^{12/} y el 25 de agosto de 1959 se publicó el Reglamento correspondiente, los cuales especifican las actividades que abarca la industria petrolera, mismas que se enuncian a continuación.

^{12/} / DOF, 28 de noviembre de 2008.

La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y de los productos que se obtengan de su refinación.

La exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración.

Se exceptúa del párrafo anterior el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral y la Ley Minera regulará su recuperación y aprovechamiento, y

La elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos que son: etano, propano, butanos, pentanos, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, naftas y metano cuando provenga de carburos de hidrógeno obtenidos en yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilicen como materia prima en procesos industriales petroquímicos.

Los párrafos primero y segundo del artículo 4º de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional señalan que la Nación llevará acabo la exploración y explotación del petróleo y de las demás actividades a que se refiere el artículo 3º., que se consideran estratégicas en términos del artículo 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, salvo lo dispuesto en el artículo 3º, respecto del transporte, el almacenamiento y la distribución de gas que podrían ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan.

El 9 de febrero de 1971 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, en materia de petroquímica, en el cual se divide a la industria petroquímica en dos grandes áreas: la industria petroquímica básica, reservada al Estado a través de Petróleos Mexicanos; y la industria petroquímica secundaria, con un máximo de 40% de capital extranjero.

2.3. Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios

El 16 de julio de 1992 se publicó en el DOF la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, con la que se crearon los organismos PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica, responsables de las funciones

operativas por línea integrada de negocio y el Corporativo de PEMEX como entidad conductora y responsable de la dirección estratégica de la industria petrolera estatal.

Conforme a lo establecido en el artículo 3º de esta Ley, las atribuciones de los organismos subsidiarios son:

- PEMEX Exploración y Producción.- Exploración y explotación del petróleo crudo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y su comercialización.
- PEMEX Refinación.- Procesos industriales de la refinación; elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados.
- PEMEX Gas y Petroquímica Básica.- Procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas.
- PEMEX Petroquímica.- Procesos industriales químicos cuyos productos no formen parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

2.4. Ley de Fiscalización Superior de la Federación

Esta ley tiene por objeto regular la revisión de la cuenta pública y su fiscalización superior.

En el artículo tercero de la Ley se establece que: La revisión de la Cuenta Pública está a cargo de la Cámara, la cual se apoya para tales efectos, en la Auditoría Superior de la Federación, misma que tiene a su cargo la fiscalización superior de la propia Cuenta Pública y goza de autonomía técnica y de gestión para decidir sobre su organización interna, funcionamiento y resoluciones, de conformidad con lo establecido en esta Ley.

De acuerdo con el artículo 14 de esta Ley, la revisión y fiscalización de la Cuenta Pública tiene por objeto determinar:

- I. Si los programas y su ejecución se ajustan a los términos y montos aprobados;

- II. Si las cantidades correspondientes a los ingresos o a los egresos se ajustan o corresponden a los conceptos y a las partidas respectivas;
- III. El desempeño, eficiencia, eficacia y economía en el cumplimiento de los programas con base en los indicadores aprobados en el presupuesto;
- IV. Si los recursos provenientes de financiamiento se obtuvieron en los términos autorizados y se aplicaron con la periodicidad y forma establecidos por las leyes y demás disposiciones aplicables, y si se cumplieron los compromisos adquiridos en los actos respectivos;
- V. En forma posterior a la conclusión de los procesos correspondientes, el resultado de la gestión financiera de los Poderes de la Unión y de los entes públicos federales;
- VI. Si en la gestión financiera se cumple con las leyes, decretos, reglamentos y demás disposiciones aplicables en materia de sistemas de registro y contabilidad gubernamental; contratación de servicios, obra pública, adquisiciones, arrendamiento, conservación, uso, destino, afectación, enajenación y baja de bienes muebles e inmuebles, almacenes, demás activos y recursos materiales;
- VII. Si la recaudación, administración, manejo y aplicación de recursos federales, y si los actos, contratos, convenios, concesiones u operaciones que las entidades fiscalizadas celebren o realicen se ajustan a la legalidad, o si no han causado daño o perjuicio en contra del Estado o su Hacienda Pública Federal o el patrimonio de los entes públicos federales;
- VIII. Las responsabilidades a que haya lugar; y
- IX. La imposición de las sanciones resarcitorias correspondientes en los términos de esta Ley.

En el artículo 16 se establecen las atribuciones de la Auditoría Superior de la Federación para la revisión y fiscalización superior de la Cuenta Pública, entre las que destacan:

- Establecer los criterios para las auditorías, procedimientos, métodos y sistemas necesarios para la revisión y fiscalización de la Cuenta Pública y el Informe de Avance de la Gestión Financiera.
- Evaluar el cumplimiento final de los objetivos y metas fijados en los programas federales, conforme a los indicadores estratégicos aprobados en el presupuesto, a efecto de verificar el desempeño de los mismos y la legalidad en el uso de los recursos públicos.
- Investigar, en el ámbito de su competencia, los actos u omisiones que impliquen alguna irregularidad o conducta ilícita en el ingreso, egreso, manejo, custodia y aplicación de fondos y recursos federales.

- Efectuar visitas domiciliarias, únicamente para exigir la exhibición de los libros y papeles indispensables para la realización de sus investigaciones, sujetándose a las leyes respectivas y a las formalidades prescritas para los cateos.
- Determinar los daños y perjuicios que afecten al Estado en su Hacienda Pública Federal o al patrimonio de los entes públicos federales y fincar directamente a los responsables las indemnizaciones y sanciones pecuniarias correspondientes.

En el artículo 20 se establece que la fiscalización del informe de avance de Gestión Financiera y la revisión de la Cuenta Pública están limitadas al principio de anualidad a que se refiere la fracción IV del artículo 74 Constitucional, por lo que en un proceso que abarque en su ejecución dos o más ejercicios fiscales, sólo podrá ser revisado y fiscalizado anualmente en la parte ejecutada precisamente en ese ejercicio, al rendirse la Cuenta Pública; lo mismo ocurrirá cuando el proceso se declare como concluido.

De acuerdo con el artículo 21, la Auditoría Superior de la Federación tendrá acceso a los datos, libros y documentación justificativa y comprobatoria relativa al ingreso y al gasto público de los poderes de la Unión y de los entes públicos federales, así como a la demás información que resulte necesaria, siempre que al solicitarla se expresen los fines a que se destine dicha información.

En el artículo 30 se establece el 31 de marzo del año siguiente a aquel en que la Cámara recibe la Cuenta Pública como el plazo improrrogable para que la Auditoría Superior de la Federación realice su examen y rinda a la Cámara, por medio de la comisión de Vigilancia, el informe del resultado correspondiente, mismo que tendrá el carácter de público y mientras ello no suceda, la Auditoría Superior de la Federación deberá guardar reserva de sus actuaciones e informaciones.

En el artículo 31 se establece que el Informe del Resultado que presenta la ASF deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Los dictámenes de la revisión de la Cuenta Pública;
- b) El apartado correspondientes a la fiscalización y verificación del cumplimiento de los programas, con respecto a la evaluación de la consecución de sus objetivos y metas así como de la satisfacción de las necesidades correspondientes, bajo criterios de eficiencia, eficacia y economía;
- c) El cumplimiento de los principios de contabilidad gubernamental y de las disposiciones contenidas en los ordenamientos legales correspondientes;
- d) Los resultados de la gestión financiera;

- e) La comprobación de que los Poderes de la Unión y los entes públicos federales, se ajustaron a lo dispuesto en la Ley de Ingresos y Presupuesto de Egresos de la Federación y en las demás normas aplicables en la materia;
- f) El análisis de las desviaciones presupuestarias, en su caso, y;
- g) Los comentarios y observaciones de los auditados.

En el supuesto que conforme al apartado b) de este artículo, no se cumplan con los objetivos y metas establecidas en los programas aprobados, la Auditoría Superior de la Federación hará las observaciones y recomendaciones que a su juicio sean procedentes.

2.5. Reglamento Interior de la Auditoría Superior de la Federación

De acuerdo con el artículo 1º la Auditoría Superior de la Federación de Cámara de Diputados es la Entidad de Fiscalización Superior de la Federación que tiene a su cargo la revisión de la Cuenta Pública.

En el artículo 3º se establece que la Auditoría Superior de la Federación conducirá sus actividades en forma programada y conforme a las políticas, que, para el logro de los objetivos institucionales, establezca el Auditor Superior de la Federación.

En los artículos 5º y 6º se establecen las atribuciones delegables e indelegables del Auditor Superior de la Federación, entre las cuales se encuentran las siguientes:

a) Delegables

- Representar a la Auditoría Superior de la Federación
- Revisar la Cuenta Pública del año anterior, incluido el Informe de Avance de Gestión Financiera.
- Designar a los inspectores, visitadores o auditores encargados de practicar las inspecciones, visitas y auditorías a su cargo y, en su caso, a los que han sido habilitados mediante la celebración de contratos de prestación de servicios.
- Revisar y evaluar la información programática incluida en la Cuenta Pública del Gobierno Federal.
- Formular las recomendaciones y los pliegos de observaciones que deriven de los resultados de la Cuenta Pública y del Informe de Avance de Gestión Financiera, las que remitirá a las entidades fiscalizadas.

- Autorizar la atención de las recomendaciones formuladas a las entidades fiscalizadas y que hayan sido plenamente atendidas.
- Instruir los procedimientos para el fincamiento de las responsabilidades resarcitorias a que den lugar las irregularidades en que incurran los servidores públicos o particulares, personas físicas o morales, por actos u omisiones de los que resulte un daño o perjuicio que afecte al Estado en su Hacienda Pública Federal o al patrimonio de los entes públicos federales, conforme a los ordenamientos legales y reglamentos aplicables.

b) Indelegables

- Aprobar el Programa Anual de Actividades de la Auditoría Superior de la Federación y hacerlo del conocimiento de la Comisión de Vigilancia de la Auditoría Superior de la Federación de la Cámara de Diputados.
- Aprobar el programa Anual de Auditorías, Visitas e Inspecciones, así como sus adecuaciones y modificaciones.
- Formular y entregar a la Cámara de Diputados por conducto de la Comisión de Vigilancia el Informe del Resultado de la Revisión de la Cuenta Pública en los términos y plazo que establezca la Ley de Fiscalización Superior de la Federación.
- Presentar denuncias y querellas en los casos de presuntas conductas delictivas de servidores públicos y particulares, cuando tenga conocimiento de hechos que pudieran implicar un daño o perjuicio al Estado en su Hacienda Pública Federal o al patrimonio de los entes públicos federales.
- Ser el enlace entre la Auditoría Superior de la Federación y la Comisión de Vigilancia de la Auditoría Superior de la Federación de la Cámara de Diputados.
- Recibir de la Comisión de Vigilancia el Informe de Avances de Gestión Financiera y la Cuenta Pública para su revisión y fiscalización.

De acuerdo con el artículo 9° a la Auditoría Especial de Desempeño le corresponde:

- Practicar auditorías de desempeño y especiales orientadas a verificar que los gastos correspondieron a los autorizados y se efectuaron con economía, eficacia y eficiencia; y que los bienes y servicios necesarios para la operación se adquirieron y contrataron en los términos del artículo 134 constitucional.
- Constatar que los bienes producidos y servicios ofrecidos por las entidades fiscalizadas correspondieron a los recursos erogados y cumplieron las metas propuestas con eficacia, eficiencia y economía.

- Verificar que las entidades fiscalizadas hayan establecido mecanismos adecuados para medir e informar sobre la eficacia de las acciones y la adopción de las prácticas más convenientes para la gestión pública.
- Vigilar que el impacto de los programas, proyectos, políticas y acciones gubernamentales corresponda a lo planeado y que cumplieron con las expectativas previstas en términos de costo-beneficio para la sociedad.
- Promover que la rendición de cuentas por parte de las entidades fiscalizadas incluya indicadores de desempeño que comprendan: indicadores estratégicos, de gestión y de servicios, que permitan evaluar los resultados de la gestión gubernamental, así como constatar la administración responsable, productiva y transparente de los recursos y de los servicios públicos que se prestan.
- Verificar el cumplimiento final de los objetivos y metas fijados en los programas federales, conforme a los indicadores estratégicos aprobados en el presupuesto anual a efecto de constatar el desempeño de los mismos y la legalidad en el uso de los recursos públicos.

En el artículo 20 se establecen las atribuciones de la Dirección General de Auditoría de Desempeño al Desarrollo Económico, adscrita a la Auditoría Especial de Desempeño, entre las cuales se encuentran las siguientes:

- Revisar y evaluar la información programática incluida en la Cuenta Pública en materia de producción e infraestructura.
- Practicar auditorías de desempeño conforme a los programas de trabajo aprobados por el Auditor Superior de la Federación, a fin de comprobar la eficacia, eficiencia y economía con que operan las entidades fiscalizadas en materia de producción e infraestructura, el grado de cumplimiento de objetivos y metas establecidas en los programas de gobierno, proyectos especiales, políticas y estrategias regionales a que se refiera el Presupuesto de Egresos de la Federación y demás ordenamientos aplicables, así como verificar el cumplimiento del marco jurídico correspondiente.
- Auditar, visitar e inspeccionar las siguientes dependencias del Poder Ejecutivo Federal: Energía; Comunicaciones y Transportes; Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación; Economía; Turismo; Reforma Agraria; incluyendo las entidades coordinadas por dichas dependencias; el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología y Tribunales Agrarios.

CAPÍTULO 3. La Rendición de Cuentas y la Fiscalización

3. 1. La Rendición de Cuentas

3.1.1. Concepto

La confianza de la sociedad en el gobierno se sustenta en la capacidad del Estado para garantizar tres condiciones fundamentales: un sistema electoral creíble; una adecuada administración de la justicia y un sistema de rendición de cuentas que permita al ciudadano conocer y evaluar el desempeño de la gestión gubernamental.^{13/}

Tradicionalmente la rendición de cuentas se ha definido como la responsabilidad de informar sobre una responsabilidad conferida. Pero a la luz de las nuevas realidades, los principios fundamentales de la administración, las prácticas y los instrumentos de gobierno actuales se puede formar una nueva definición basada en la obligación de demostrar el desempeño y asumir la responsabilidad correspondiente.

Bajo este contexto, la rendición de cuentas consiste en la obligación de quienes ejercen el poder público de informar de lo que se ha logrado o no sobre el mandato conferido, de someterse a evaluaciones de su desempeño y de dar a conocer los resultados de su gestión a los ciudadanos.

La rendición de cuentas se convierte en un elemento esencial de la democracia cuando se institucionaliza y se dispone de sanciones jurídicas que puede ser administrativas, políticas, civiles y penales. Supone la capacidad de las instituciones para hacer responsables a los gobernantes de sus actos y decisiones con respecto a los recursos que les proporcionan los ciudadanos en calidad de impuestos.

3.1.2. Elementos que constituyen la rendición de cuentas

La rendición de cuentas está constituida por los elementos siguientes:^{14/}

- a) Mandante. El pueblo, quien a través de su representación, el Poder Legislativo, señala sus demandas, aspiraciones y necesidades.
- b) Mandato. El conjunto de demandas, aspiraciones y necesidades del pueblo se convierten en mandato a través del Presupuesto de Egresos de la Federación que asigna la hacienda para realizar las acciones que correspondan.

^{13/} Auditoría Superior de la Federación, **Visión Estratégica**, México, 2004, p.3.

^{14/} Auditoría Superior de la Federación, **Marco Operativo, op. cit.**, pp. 52 y 53.

- c) Mandatario. El encargado de ejecutar el mandato popular es el Poder Ejecutivo Federal, el Judicial y los Órganos Constitucionalmente Autónomos en el ámbito de sus respectivas competencias.

Para que exista una cabal rendición de cuentas es necesario fortalecer en la sociedad y, sobre todo en las nuevas generaciones, una cultura orientada a ese propósito, como un elemento indispensable y vinculatorio del ejercicio de la democracia.

En este sentido, la cultura de la rendición de cuentas se establece sobre los criterios siguientes:

- Un sistema jurídico que exige la rendición de cuentas y su fiscalización.
- Un sistema administrativo preparado para rendir cuentas según periodos, demandas legislativas y exigencias populares.
- Un sistema de división de poderes donde se evalúan las políticas públicas con criterios de racionalidad, objetividad e imparcialidad.
- Un sistema social preparado para comprender e interpretar los informes que se rinden y actuar en consecuencia.
- Un sistema cultural y educativo donde los asuntos públicos son de interés de todos; donde lo público se publica y se transparenta; donde lo público se estudia en todos los niveles sociales y se aprende a discernir sobre la formulación de políticas públicas, sobre su ejecución, evaluación y fiscalización para conformar con todo ello el sentir de la voluntad popular.
- Un sistema ético donde se sancione moralmente la deshonestidad y la incompetencia; donde los asuntos públicos atraigan a los mejores hombres de la sociedad.
- Un sistema de fiscalización integral que evite, en lo posible, las desviaciones, las deshonestidades y la incompetencia, y encienda las alarmas ante cualquier acto de corrupción, y que además revise el desempeño de la gestión pública para que realice con eficiencia, eficacia y economía.

3.1.3. Instrumentos para cumplir el mandato

La actividad gubernamental se basa en un sistema de planeación. Este sistema se fundamenta en el artículo 26 Constitucional, en el cual se establece la obligatoriedad del Estado para organizar un sistema de planeación democrática del desarrollo nacional.

Mediante la planeación democrática se ha tratado de establecer esquemas de trabajo donde se articulen los esfuerzos del sector público con los sectores social y privado, orientados a la consecución de objetivos y prioridades del desarrollo nacional, bajo la rectoría del Estado. ^{15/}

La estructura del sistema de planeación tiene su sustento jurídico en la Ley de Planeación y en la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

En la primera, se establece que la planeación deberá llevarse a cabo como un medio para el eficaz desempeño de las actividades del Estado sobre el desarrollo integral y sustentable del país. Asimismo, se establecen las normas y principios básicos conforme a los cuales se llevará a cabo la planeación nacional del desarrollo y encausar, en función de éstas, las actividades de la Administración Pública Federal; y la necesidad de que mediante la planeación el Ejecutivo Federal fije objetivos, metas, estrategias y prioridades, asigne recursos, responsabilidades y tiempos de ejecución, y coordine acciones.

En la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal se establecen las bases de organización y las áreas de responsabilidad de la Administración Pública Federal, Centralizada y Paraestatal. Sobre esas bases se elaboran distintos documentos de planeación que se distinguen por su jerarquía, su cobertura espacial y temporal, y por la función que cumplen dentro del sistema. ^{16/}

En la planeación democrática se identifican tres ámbitos bien definidos: global, sectorial e institucional.

En el ámbito global la planeación se concretiza en el Plan Nacional de Desarrollo, el cual considera desde una perspectiva nacional a todos los sectores y regiones del país. Su función es definir los propósitos, la estrategia general y las principales políticas de desarrollo nacional, así como indicar los programas de mediano plazo que deberán elaborarse para atender las temáticas y prioridades económico sociales del mismo.

A partir del Plan Nacional de Desarrollo se elaboran los Programas Sectoriales de Mediano Plazo. Estos programas desagregan y detallan los principales planteamientos y orientaciones establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo, a través de la identificación de los objetivos, metas, políticas e instrumentos que en su conjunto contribuirán al logro de los objetivos y prioridades del Plan. Como ejemplo de estos programas están el de Energía, de Comunicaciones y Transportes, Turismo y el de Ciencia y Tecnología.

^{15/} Secretaría de Programación y Presupuesto, **Sistema Nacional de Planeación Democrática**, México, 1985, p.9.

^{16/} Ibid, p.15.

Para ejecutar los grandes objetivos de la planeación y dar operatividad al Plan, se requiere de la programación y presupuestación como mecanismos para transformar las políticas y objetivos nacionales en acción pública cotidiana. La vinculación entre las actividades de planeación y presupuestación se llevan a cabo a través de los componentes de la programación, como son:

- Definición de tareas, acciones y proyectos específicos;
- Determinación de los responsables de la ejecución; y
- Cálculo de los costos de cada programa.

Así surge el principal instrumento normativo que domina la organización de la dependencia o entidad que es el Programa Institucional. De éste se derivan las orientaciones para el corto y mediano plazo. Los compromisos de corto plazo deben estar plasmados en el Programa Operativo Anual.

El presupuesto es el programa de gobierno en cifras, es decir el mandato cuantificado. El presupuesto en cualquier país del mundo debe permitir distribuir la riqueza de una nación para generar el desarrollo económico y social, y consecuentemente mejorar la calidad de vida de sus habitantes. Para ello debe cumplir con tres preceptos básicos: equidad, eficiencia y estabilidad.

El Presupuesto en nuestro país contiene las erogaciones previstas para los Poderes de la Unión, incluye las previsiones de la administración pública central y paraestatal, así como las participaciones a estados y municipios y los compromisos derivados de la deuda pública.

La Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria establece (Art. 16), que la Ley de Ingresos y el Presupuesto de Egresos se elaborarán con base en objetivos y parámetros cuantificables de política económica, acompañados de sus correspondientes indicadores del desempeño, los cuales, junto con los criterios generales de política económica y los objetivos, estrategias y metas anuales, en el caso de la Administración pública Federal, deberán ser congruentes con el Plan nacional de Desarrollo y los programas que se derivan del mismo, e incluirán cuando menos lo siguiente:

- Las líneas generales de política económica;
- Los objetivos anuales, estrategias y metas;
- Las proyecciones de las finanzas públicas, incluyendo los requerimientos financieros del sector público, con las premisas empleadas para las estimaciones. Las proyecciones abarcarán un periodo de 5 años en adición al ejercicio fiscal en cuestión, las que se revisarán anualmente en los ejercicios subsecuentes; y

- Los resultados de las finanzas públicas, incluyendo los requerimientos financieros del sector que abarquen un periodo de los 5 últimos años y el ejercicio fiscal en cuestión.

Con la expedición de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH) se establece la obligación de establecer el sistema de evaluación del desempeño para verificar, al menos cada bimestre, la eficiencia, economía, eficacia, la calidad en la administración pública y el impacto social del ejercicio del gasto público.

Asimismo, se señala la incorporación de indicadores para evaluar los resultados presentados en los informes bimestrales, desglosados por mes, con énfasis en la calidad de los bienes y servicios públicos, la satisfacción del ciudadano y el cumplimiento de la LFPRH.

“Los indicadores del sistema de evaluación del desempeño deberán formar parte del Presupuesto de Egresos e incorporar sus resultados en la Cuenta Pública, explicando en forma detallada las causas de las variaciones y su correspondiente efecto económico”^{17/}

3.1.4. Instrumentos de rendición de cuentas

En México la rendición de cuentas se basa principalmente en datos contenidos en informes, vinculados más a una relatoría de hechos sobre programas o compromisos de trabajo, haciendo referencia al ejercicio presupuestario. De tal forma que la evaluación que realiza la Auditoría Superior de la Federación se basa en los contenidos de esos informes, en la interpretación y cruces de datos, de modo de enriquecer el análisis sobre la gestión pública, para ello se aplican metodologías e instrumentos que permitan sustentar una verdadera evaluación.

Los instrumentos que analiza la ASF son:

- A) Documentos normativos de mediano plazo:
 - a) Plan Nacional de Desarrollo;
 - b) Programas de mediano plazo: sectoriales, estratégicos: regionales, especiales e institucionales
- B) Operativos de corto plazo:
 - a) Programas anuales
 - Programa Operativo Anual Marco
 - Programa Operativo Anual

^{17/} Diario Oficial de la Federación, **Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria**, publicado el 27 de diciembre de 2006.

- Programa de trabajo
 - b) Ley de Ingresos
 - c) Presupuesto de Egresos
 - d) Convenios Únicos de Desarrollo
 - e) Contratos y convenios de concertación
 - f) Instrumentos administrativos
- C) De control
- a) Informes trimestrales de la situación económica y social
 - b) Informes de los gabinetes especializados
 - c) Informes de la Comisión Intersecretarial Gasto-Financiamiento
 - d) Informes de las auditorías gubernamentales
- D) De evaluación:
- a) Informe de Gobierno
 - b) Informe de Ejecución del Plan Nacional de Desarrollo
 - c) Cuenta de la Hacienda Pública Federal
 - d) Informes sectoriales e institucionales
 - e) Informes sobre áreas y necesidades específicas
 - f) Informe anual de evaluación de la gestión gubernamental

3.2. La Fiscalización

3.2.1. Concepto

La fiscalización se entiende como sinónimo de inspección, vigilancia, supervisión y de alguna manera evaluación, ya que evaluar es medir y medir implica comparar. El término significa cuidar y comprobar que se proceda con apego a la ley y a las normas establecidas al efecto. Es la acción por medio de la cual se evalúan y revisan las acciones de gobierno, considerando su veracidad, razonabilidad y el apego a la ley.

3.2.2. Tipos de organismos de fiscalización

Existen tres tipos básicos de organismos de fiscalización superior en el mundo: ^{18/}

- Oficinas de Auditorías o Contralorías. Actúan como órganos técnicos del Poder Legislativo, poseen autonomía técnica y de gestión, y son independientes frente a los entes auditados. Algunos de ellos poseen autonomía constitucional, lo cual les da una gran independencia frente a los poderes del Estado, aun cuando sus informes tengan como destinatario en primer lugar al Poder Legislativo.

^{18/} Auditoría Superior de la Federación, **Marco Operativo, op. cit.**, pp.57 y 58.

- Tribunales de Cortes de Cuentas. Operan mediante tribunales y sus decisiones son tomadas en forma colegiada por magistrados. Sus titulares son nombrados por el Poder Legislativo o la Asamblea Nacional y, en algunos casos, actúan con plena independencia de todos los poderes del estado. Su labor de fiscalización es fundamentalmente de carácter preventivo.
- Consejos de Auditorías. Su labor está supeditada a las estrategias y prioridades del ejecutivo. Funcionan a través de Consejos y las decisiones se toman colegiadamente y aunque su prioridad es resarcir recursos al erario, también realizan acciones de fiscalización preventiva y de desempeño.

3.2.3. La fiscalización en México

México tiene una gran tradición en materia de fiscalización que, aunque se inicia en la época de la colonia con la expedición de las Ordenanzas en 1554 y el Tribunal de Cuentas en 1605, fue fundamentalmente de carácter interno dependiente del virrey.

A partir de la firma de la Constitución en 1824, la fiscalización adquiere carácter institucional en la personalidad jurídico administrativa de la Contaduría Mayor de Hacienda, que fue creada por decreto el 16 de noviembre de ese año con el propósito de examinar y glosar las cuentas y gastos y crédito público que anualmente presentará la Secretaría de Hacienda al Congreso, consistente en las existencias de entrada y salida, resúmenes comparativos, balances, noticias de cuentas parciales, balanzas general y particulares, cuentas de ingreso y de orden, así como los ingresos de presupuesto por importaciones y exportaciones, de contribuciones interiores, servicios públicos, productos y aprovechamientos diversos, ingresos extraordinarios por contratos celebrados, empréstitos y utilidades de adelanto.

El decreto de creación establece que para el examen y glosa de cuentas que debe presentar el secretario de despacho de hacienda, se establece una contaduría mayor bajo la inspección de la Cámara de Diputados ejercida por medio de una comisión de cinco diputados nombrados por la misma, a quien le tocará examinar los presupuestos y las memorias del secretario del despacho de hacienda.

Con la constitución de 1917 se introdujeron cambios y adiciones sustanciales como la obligación de la Cámara de Diputados de revisar las cuentas públicas, dentro del periodo de sesiones inmediato siguiente al año referido de las mismas, así como la facultad del Congreso de la Unión para expedir la Ley Orgánica de la Contaduría Mayor de Hacienda.

Aún con la bastedad de las disposiciones jurídicas vigentes con relevancia en la materia, existían serias limitaciones para la operatividad de la Contaduría Mayor de Hacienda. Los aspectos considerados como los más evidentes de esas

carencias eran las limitaciones impuestas a sus facultades para la revisión de la Cuenta Pública; la extemporaneidad de la emisión de resultados de su revisión; el que no contara con una garantía legal plena en su autonomía de gestión; y el poco conocimiento que la población del país tenía de su carácter y atribuciones.

Por ello, a finales de los noventa, el Ejecutivo Federal y los partidos políticos convinieron en que al órgano superior de fiscalización se le debía dotar de características y atribuciones que garantizaran su eficiencia, tales como:

- Independencia técnica respecto a los entes fiscalizados: Autonomía de gestión.
- Protección jurídica frente a eventuales interferencias.
- Sujeción de órgano a la Constitución y a la Ley y no a orientaciones partidistas.
- Oportunidad en su función fiscalizadora.
- Mayor fortaleza en sus atribuciones de auditoría y fincamiento de responsabilidades.
- Imparcialidad, experiencia técnica y prestigio profesional de sus integrantes.
- Procedimiento transparente para la selección de su nivel directivo.
- Inamovilidad de su autoridad, salvo por causas graves y bajo procedimientos establecidos por la Ley.
- Concesión de facultades expresas para fiscalizar no sólo el gasto público como tal, sino la debida recaudación tributaria; el uso de subvenciones y el aprovechamiento de subsidios con fondos públicos federales; los mecanismos de contratación y servicio de la deuda pública y los procesos de desincorporación y disposición de bienes públicos federales.
- Facultad de determinar los daños y perjuicios que afecten a la hacienda Pública Federal y al patrimonio de los entes Públicos Federales y de fincar directamente las indemnizaciones y sanciones pecuniarias, así como de presentar en forma directa las denuncias penales procedentes.
- Función de revisar con mayor oportunidad la Cuenta Pública, apoyándose para esa labor en los controles internos de los entes fiscalizados y de investigar aquellos actos u omisiones que implique irregularidades o desviaciones, con la posibilidad de efectuar visitas domiciliarias conforme a la ley y con la capacidad de promover ante las autoridades competentes el cumplimiento de otro tipo de responsabilidades, lo que incluiría la posibilidad más amplia de hacer recomendaciones a los entes revisados.

El 29 de julio de 1999 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el decreto por el que se reformó los artículos 73, 74, 78 y 79 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Estas reformas sentaron las nuevas bases constitucionales para que el Congreso de la Unión expidiera la ley que regule la

organización de una nueva entidad superior de fiscalización y las demás leyes que normen la gestión, el control y la evaluación de los Poderes de la Unión y de los Entes Públicos Federales, partiendo de la base de un nuevo esquema de fiscalización superior de la Federación que regule de manera más eficiente, transparente y oportuna la revisión de la gestión financiera de los mismos, en el contexto de la Cuenta Pública que al efecto se rinda.

La Auditoría Superior de la Federación entró en funciones el 1º. De enero de 2000. Fue creada para apoyar a la H. Cámara de Diputados en el ejercicio de sus atribuciones Constitucionales relativas a la revisión de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal, con objeto de conocer los resultados de la gestión financiera, comprobar si se ajustó a los lineamientos señalados por el presupuesto y constatar la consecución de los objetivos y las metas contenidas en los programas de gobierno.

Su misión es la de informar veraz y oportunamente a la H. Cámara de Diputados y a la sociedad sobre el estado de la revisión del origen y aplicación de los recursos públicos y del cumplimiento de los objetivos y metas; inducir el manejo eficaz, productivo y honesto de los mismos; y promover la transparencia y la rendición de cuentas por parte de los Poderes de la Unión y de los entes públicos federales, en beneficio de la población a la que tienen el privilegio de servir.

En la Ley de Fiscalización Superior de la Federación, publicada en el Diario Oficial de la Federación del 29 de diciembre de 2000, se le confirieron a la Auditoría Superior de la Federación mayores atribuciones para cumplir con su misión, entre las que destacan las siguientes:

- Autonomía técnica y de gestión para decidir sobre su organización interna, funcionamiento resoluciones y manejo de los recursos presupuestales que le son asignados.
- Facultades para revisar a los tres poderes de la Unión, a los órganos federales constitucionalmente autónomos, y en general, a todas las instituciones públicas que ejerzan recursos federales, incluyendo los estados, los municipios y los particulares.
- Fincar directamente responsabilidades resarcitorias y aplicar multas y sanciones cuando se determinen daños patrimoniales a la Hacienda Pública Federal.
- Ordena que las revisiones se lleven a cabo con mayor oportunidad, reduciendo los plazos para la entrega de los informes.
- Admite la revisión anticipada de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal, a través de la evaluación del Informe de Avance de Gestión Financiera que rinde el Poder Ejecutivo por el primer semestre del año que ejerce el presupuesto respectivo.

- Establece el carácter público de los informes, una vez que éstos son entregados a la Cámara de Diputados.
- Faculta al Órgano Fiscalizador para solicitar, en situaciones excepcionales, información a los distintos poderes y entes auditados, revisando los conceptos que estime pertinentes y rendir el informe respectivo.
- Permite fiscalizar los subsidios que con cargo al presupuesto se otorguen a entidades federativas o particulares.
- Amplía las facultades de la Auditoría Superior de la Federación para llevar a cabo auditorías de desempeño que permitan determinar si la gestión gubernamental está cumpliendo con los objetivos previstos, en términos de su eficacia, eficiencia y economía.
- Faculta al órgano fiscalizador para establecer normas y procedimientos, métodos y sistemas de contabilidad y de archivo de libros y documentos justificativos y comprobatorios del ingreso y del gasto público.

Para cumplir eficaz y productivamente las responsabilidades que se derivan del marco jurídico renovado, la Auditoría Superior de la Federación se ha fijado como principales objetivos de su gestión los siguientes:

- a) Revisar la Cuenta de la Hacienda Pública Federal de manera objetiva, imparcial y oportuna para merecer la confianza y credibilidad de la H. Cámara de Diputados y de la sociedad.
- b) Fomentar gestiones públicas responsables, orientadas a la obtención de resultados y la satisfacción de las necesidades de la población.
- c) Apoyar al H. Congreso de la Unión y al Gobierno Federal en la solución de problemas estructurales y en la identificación de oportunidades para mejorar el desempeño de las instituciones públicas.
- d) Consolidar la transición de la entidad de fiscalización superior de la federación, maximizar el valor de sus servicios a la H. Cámara de Diputados y convertirla en una institución modelo.
- e) Establecer programas de aseguramiento de la calidad en la Auditoría Superior de la Federación, con el fin de constatar que se aplican las técnicas de auditoría apropiadas; que el tamaño de las muestras seleccionadas para cada caso asegure la representatividad y los niveles de confianza requeridos; que el contenido de los informes sea acorde con los objetivos previstos; y que el sistema automatizado para el seguimiento y control de las acciones promovidas permita conocer su impacto económico y social.

Las facultades asignadas en la Constitución y en su ley reglamentaria, y los objetivos definidos para la gestión, conforman el marco rector de la organización, de los procesos internos de trabajo y de la actuación de los servidores públicos de la Auditoría Superior de la Federación, la que se encuentra, hoy en día, en una

posición estratégica para contribuir a la consolidación de las instituciones que México requiere para impulsar su desarrollo democrático.

CAPÍTULO 4. La Auditoría de Desempeño como Instrumento de Medición de Resultados: caso sector petrolero.

4.1. Contexto del sector petrolero

- La historia

En marzo de 1938, el Gobierno de México decretó la expropiación de las propiedades de las compañías extranjeras que controlaban la explotación y aprovechamiento de los recursos del país a favor de la nación, debido a su negativa de acatar la orden de la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje de implantar nuevas condiciones de trabajo a la plantilla laboral. El 7 de junio de ese mismo año fue creado Petróleos Mexicanos como organismo descentralizado del Estado con personalidad jurídica y patrimonio propios, con el objeto de manejar los bienes muebles e inmuebles expropiados, a fin de recuperar la capacidad y mantener la plataforma de producción de hidrocarburos, hacer más eficientes y estructurar mejor los procesos productivos y explotar más racionalmente los yacimientos.

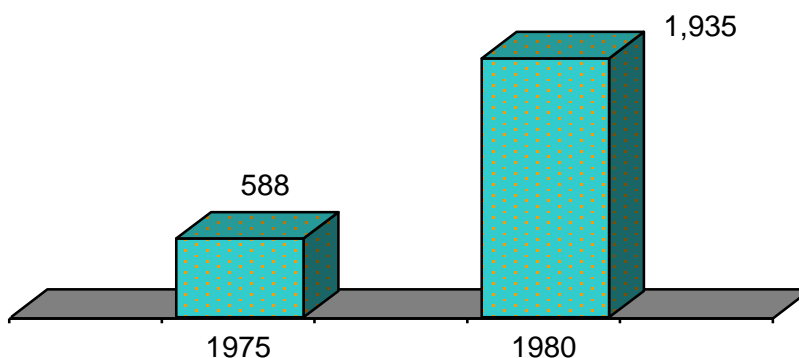
Después de la expropiación, la política de hidrocarburos se orientó principalmente a la autosuficiencia en la exploración y extracción de crudo, elaboración de petrolíferos, petroquímicos y gas natural. De la problemática que registró en ese entonces el sector hidrocarburos, destacan los altos costos en los procesos que limitaron la diversificación productiva y el aprovechamiento de las ventajas comparativas, así como el rezago tecnológico y bajos niveles de producción, derivado de la declinación natural de los yacimientos y falta de incorporación de nueva reservas.

La industria petrolera nacional cobró gran importancia a partir de la crisis petrolera internacional registrada en 1973, que hizo resurgir la importancia de la exploración y explotación de petróleo crudo, pues gracias a las inversiones realizadas en esos rubros y al descubrimiento de nuevos yacimientos, México aumentó la producción de petróleo crudo de 588.0 Mbd en 1975 a 1,935.0 Mbd en 1980, con lo cual pasó en cinco años de importador a exportador neto de petróleo crudo (Ver Gráfica 2).

^{19/}

^{19/} Secretaría de Energía, **Programa Sectorial de Energía 2001-2006**, México, 2001, p.29.

GRÁFICA NÚM. 2. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 1975-1980
(Miles de barriles diarios)



FUENTE: Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal; **Programa Nacional de Modernización Energética, 1990-1994.**

Ante este contexto, a finales de los años setentas Petróleos Mexicanos modificó la política energética a fin de participar en la apertura económica y la estrategia de modernización, principalmente para satisfacer la demanda al menor costo, incrementar la eficiencia del subsector, garantizar el suministro de productos, brindar seguridad jurídica a los particulares y mejorar la protección del medio ambiente.

A partir de los ochentas Petróleos Mexicanos se convirtió en el principal instrumento del Gobierno Federal para el ajuste macroeconómico y fiscal, al ser un importante generador de divisas y el mayor contribuyente del país con el 34% de los ingresos del Gobierno Federal;^{20/} no obstante en esa década se empezaron a dar signos de debilitamiento de las reservas totales de hidrocarburos, pues éstas disminuyeron de 72,008 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMBPCE) en 1981 a 67,600 MMBPCE, a finales de 1988, debido a las restricciones de recursos financieros a causa de la crisis económica del país que impactó la cartera de proyectos de inversión en el subsector petrolero.

En el periodo 1983-1988 la producción de petróleo crudo decreció 1.2% en promedio anual, en tanto que la de gas natural lo hizo en 3.4% en promedio anual y la demanda interna de gas natural se redujo en 18.3% en promedio anual, por la crisis financiera y económica que sufrió la economía nacional, por efectos de los movimientos en el mercado internacional del crudo que se agudizó en 1986; en contraste, al término de 1988 las ventas externas de petróleo crudo ascendieron a 1,306.7 mbd, superior en 57.8% al realizado en 1981, debido principalmente a una mayor colocación de crudo en el mercado internacional derivado del incremento de los precios internacionales, la producción de petrolíferos y petroquímicos

^{20/} Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, **Programa Nacional de Modernización Energética 1990-1994**, México, 1990, p.7.

mostraron incrementos del orden de 2.8% y 6.9%, en promedio anual y el volumen de crudo enviado a refinerías se incrementó al pasar de 1,074.2 mbd en 1983 a 1,178.2 mbd en 1988, la demanda de petrolíferos pasó de 1,029 mbd en 1983 a 1,206 mbd en 1988. ^{21/}

El incremento en la producción de refinados se debió a la mayor disposición de crudo en las refinerías, así como a la realización de adecuaciones en las plantas productivas para incrementar la producción de petrolíferos. Asimismo, el mayor volumen de ventas internas de petrolíferos se explica por el crecimiento de la demanda nacional, así como a la recuperación económica a finales de los ochentas.

En cuanto a la infraestructura de producción de refinados la capacidad nominal de refinación se incrementó en 19.9% al pasar de 1,630.5 mbd en 1983 a 1,954.5 mbd en 1988 debido principalmente por ajustes e incrementos en la refinería de Tula. Asimismo, a finales de los ochentas se efectuaron importantes modificaciones para llevar a cabo la transformación de sus estructuras productivas para mejorar la calidad de sus combustibles, procesar mayor cantidad de crudo maya, reducir la producción de combustóleo y la elaborar productos con mayor valor agregado.

A partir de 1990, Petróleos Mexicanos asumió la tarea de acelerar su transformación para hacer frente a los crecientes requerimientos del mercado nacional. Con la modernización como estrategia, PEMEX adoptó el compromiso de incrementar la eficiencia y la eficacia en la industria petrolera. ^{22/}

Para el efecto, se plantearon como objetivos: abatir costos, agilizar y simplificar procedimientos, aprovechar al máximo los mercados, equilibrar y ampliar líneas de producción, suprimir dispendios y producir lo que demandan los usuarios. Asimismo, se consideró necesario replantear las estructuras organizacionales, descentralizar funciones y responsabilidades.

Como parte de la modernización y desconcentración de funciones del sector energético, se dio un cambio de enfoque de negocios que estaba sustentado en una orientación meramente volumétrica con miras a la autosuficiencia, a otro basado en la maximización del valor económico de sus operaciones.

Bajo ese contexto, el 16 de julio de 1992 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, estableciéndose dos premisas: mantener la propiedad y el control del Estado Mexicano sobre los hidrocarburos y conservar la conducción central de Petróleos Mexicanos sobre cada una de las áreas en que se estructuran las

^{21/} *Ibid.* p. 108.

^{22/} Presidencia de la República, **Exposición de Motivos de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios**, México, 1992.

actividades de la industria, que van desde la exploración hasta la comercialización de petróleo crudo.

Con esta ley se crearon cuatro organismos descentralizados, responsables de las funciones operativas por línea integrada de negocio, en tanto que Petróleos Mexicanos se mantiene como entidad conductora y responsable de la dirección estratégica de la industria petrolera estatal. En estos organismos la iniciativa privada no podría tener participación alguna.

De esta manera, se optó por separar las tareas industriales y comerciales de Petróleos Mexicanos, sin descuidarlas o desintegrarlas, para encargar las actividades que abarca la industria a organismos descentralizados distintos, que tendrían un objeto específico, con responsabilidad jurídica y patrimonio propios; estructurados como empresas subsidiarias para apoyar y robustecer a Petróleos Mexicanos en el desarrollo integral de la industria petrolera estatal, observando cabalmente el mandato constitucional de la exclusividad del Estado en el manejo de esta área estratégica.

La pretensión fue que se adoptaran fórmulas de desempeño administrativo, financiero y técnico, que se aproximaran en lo general a los métodos practicados por otras grandes empresas internacionales, petroleras y de otras ramas, sin menoscabo de la existencia de vínculos de mando respecto de los órganos superiores: el Consejo de Administración y la Dirección General de Petróleos Mexicanos.

Desde la creación de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios y hasta el año 2000, la producción de petróleo crudo aumentó a una tasa media anual de 1.5%, como resultado de las inversiones realizadas en el proyecto Cantarell. Si bien la oferta de petróleo crudo aumentó en el periodo referido, se observó un cambio gradual en la estructura de la composición de la mezcla mexicana en favor del crudo pesado tipo Maya que pasó de una participación de 50.6% en 1992 a 58.9% en 2000, con la consecuente disminución de los crudos ligeros. Ver Cuadro 1.

CUADRO NÚM. 1. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR TIPO, 1992-2000
(Miles de barriles por día)

Concepto	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TMCA (%)
Total	2,668.0	2,673.0	2,685.0	2,617.0	2,858.0	3,022.0	3,070.0	2,906.0	3,012.0	1.5
Pesado	1,351.0	1,321.0	1,270.0	1,220.0	1,370.0	1,567.0	1,659.0	1,564.0	1,774.0	3.5
Part. %	50.6	50.4	47.3	46.6	47.9	51.9	54.0	53.8	58.9	
Ligero	735.0	790.0	890.0	864.0	910.0	881.0	848.0	806.0	733.0	(0.03)
Part. %	27.6	29.6	33.1	33.0	31.9	29.1	27.6	27.7	24.3	
Superligero	582.0	562.0	525.0	533.0	578.0	574.0	563.0	536.0	505.0	(1.8)
Part. %	21.8	21.0	19.6	20.4	20.2	19.0	18.4	18.5	16.8	

FUENTES: Petróleos Mexicanos, **Anuarios Estadísticos 1999 y 2005**.

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

Las reservas de hidrocarburos continuaron su tendencia decreciente a un ritmo de 1.4%, promedio anual, al ubicarse en 58,205 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en 2000. Lo anterior, como resultado de la intensificación de las inversiones en proyectos de desarrollo de campos y de una marginal participación de los proyectos de exploración.

En materia de refinación, se inició el proceso para llevar a cabo la transformación de la estructura productiva con el propósito de mejorar la calidad de los combustibles, reconvertir la planta productiva para procesar mayor proporción de crudo maya, reducir la producción de combustóleo, reorientar sus operaciones a la elaboración de productos con mayor valor agregado y ampliar la capacidad de refinación.^{23/} No obstante estas acciones, las inversiones en refinación fueron insuficientes para enfrentar el crecimiento de la demanda interna de petrolíferos. Las importaciones netas entre 1992 y 2000 fueron de 11,412.5 millones de dólares. Ver cuadro número 2.

^{23/} Secretaría de Energía, **op. cit.**, p.31.

CUADRO NÚM. 2. COMERCIO EXTERIOR DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS, 1992-2000
(Millones de dólares)

Concepto	Exportaciones	Importaciones	Saldo Neto
1992	693.4	1,358.6	665.2
1993	827.9	1,341.2	513.3
1994	601.7	1,326.7	725.0
1995	661.2	1,074.9	413.7
1996	671.6	1,550.0	878.4
1997	645.3	2,506.3	1,816.0
1998	526.9	2,089.5	1,562.6
1999	832.7	2,511.5	1,678.8
2000	1118.9	4,233.4	3,114.5
Total	6,579.6	17,992.1	11,412.5
TMCA (%)	6.2	15.3	21.3

FUENTES: Petróleos Mexicanos, **Anuarios Estadísticos 1999 y 2005**.
TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

En cuanto al gas natural, en la década de los 90's el mercado nacional sufrió notables modificaciones como consecuencia del rápido crecimiento de la demanda interna, debido principalmente a la importante y creciente participación del sector eléctrico en el mercado, así como por el crecimiento del mercado del gas natural por las medidas aplicadas para su regulación a partir de 1995 mediante una reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo que permitió la participación de los particulares en las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural.

La oferta nacional de gas natural presentó un aumento de 4.7%, principalmente por el desarrollo de la Cuenca de Burgos que ha permitido ampliar la producción de gas no asociado. No obstante, la producción de gas natural ha resultado insuficiente para satisfacer la demanda interna, que creció a un ritmo de 5.2% promedio anual. Por ello, las importaciones de gas natural crecieron en 7.1 veces al pasar de 32.6 en 1992 a 231.4 millones de pies cúbicos diarios en 2000, como se aprecia en el cuadro número 3.

CUADRO NÚM. 3. IMPORTACIONES DE GAS NATURAL REALIZADAS POR PEMEX, 1992-2000
(Millones de pies cúbicos diarios)

1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	TMCA (%)
32.6	97.0	125.0	173.0	84.0	108.0	145.0	146.0	231.4	27.8

FUENTE: Petróleos Mexicanos, **Anuario Estadístico 2003**, p. 26.

La petroquímica es una industria vinculada a la industria petrolera, pero claramente diferenciable de ésta. Su función principal consiste en transformar a los petroquímicos básicos y los condensados del gas en petroquímicos básicos y no básicos que constituyen insumos para la elaboración de plásticos, hules, fibras, pinturas, adhesivos, fertilizantes, pesticidas y productos farmacéuticos, entre un gran número de artículos en todas las áreas de la actividad económica.

En 1996 se reformó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo en la que se estableció la distinción de la petroquímica básica, reservada en exclusiva al Estado, de la no básica, en la que pueden participar los particulares.

La petroquímica básica comprende la producción de nueve productos que tienen la característica común de ser los que dan inicio a todas las actividades petroquímicas y resultan de un primer proceso industrial de transformación tanto del gas natural como del petróleo crudo. Estos productos son: metano, etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano, naftas y materia prima para negro de humo. ^{24/}

La industria petroquímica no básica comprende los demás productos no definidos como básicos y que por ende no están reservados al Estado.

La reestructuración que dio origen a PEMEX Petroquímica obedeció a la necesidad de contar con un sector energético más productivo y eficiente ante las dimensiones alcanzadas por PEMEX, cuyo crecimiento se centró en criterios de cumplimiento de objetivos cuantitativos; como dar prioridad a las actividades estratégicas más rentables para la nación dada la insuficiencia de recursos financieros para los proyectos de inversión; y mejorar la productividad y competitividad de la industria petroquímica nacional, mediante la estimulación de la participación de la iniciativa privada nacional y extranjera para impulsar el proceso de su modernización e incrementar el nivel competitivo.

Las empresas petroquímicas no básicas enfrentan el reto de incorporar más inversiones que permita elevar su productividad y competitividad.

De lo anterior, se deriva la necesidad de reestructurar y fortalecer la planta petroquímica de PEMEX para garantizar el abasto oportuno y confiable a la industria nacional en el corto, mediano y largo plazos, así como promover una revisión de la actual política de precios de las materias primas básicas.

- Política pública

El subsector hidrocarburos, por sus características históricas de desarrollo, es fundamental para la economía nacional, pues contribuye de manera sustantiva a

^{24/} Ibid, p.40

la generación de divisas y a los ingresos fiscales del gobierno federal, además de la generación de empleos y sus efectos multiplicadores en las demás ramas industriales y actividades económicas.

La industria petrolera se define como estratégica para el desarrollo económico del país, por ser el petróleo crudo un recurso constitucionalmente reconocido como propiedad de la Nación.

Con el propósito de atender la problemática existente en el subsector hidrocarburos, en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2001-2006 se señala el compromiso de ofrecer un crecimiento con calidad; para ello, uno de los objetivos rectores definidos fue el de elevar y extender la competitividad del país mediante la implantación de estrategias orientadas principalmente a promover el desarrollo y la competitividad sectorial, a crear infraestructura y servicios de calidad, y promover el uso y aprovechamiento de la tecnología y la información.^{25/}

Bajo ese marco, uno de los propósitos es que el Sector Energético cuente con una regulación moderna y transparente que garantice la calidad del servicio, así como precios competitivos. Asimismo, el objetivo para 2006 era contar con empresas energéticas de alto nivel con capacidad de abasto suficiente, estándares de calidad y precios competitivos.

En ese marco, en el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2001-2006, se estableció como propósito convocar a todos los actores y grupos involucrados con la producción y uso de energía a participar en el diseño de una estrategia de largo alcance. Para ello, se debería garantizar una oferta suficiente y oportuna de energía, que apoyara de manera sostenida al crecimiento económico del país.

En este programa se señala que el sector energético ha desarrollado una visión, la cual contempla una población con acceso pleno a los insumos energéticos; empresas públicas y privadas de clase mundial que garanticen el abasto de energéticos en condiciones competitivas de calidad y precio, operando dentro un marco legal y regulatorio adecuado, con altos índices de seguridad.

Asimismo, se señala que el sector energético contribuirá al desarrollo socioeconómico nacional, tanto en el corto como en el largo plazo. Se pretende instrumentar una política que otorgue a las empresas del estado la autonomía de gestión que requieren para una operación eficiente, a través de una modificación al marco fiscal y regulatorio al que actualmente se encuentran sujetas.

^{25/} Presidencia de la República, **Plan Nacional de Desarrollo 2001-2006**, México, 2001, pp.101, 111 y 113.

El objetivo estratégico fue asegurar el abasto suficiente de hidrocarburos con estándares internacionales de calidad y precios competitivos, contando con empresas energéticas de clase mundial. Para ello, se planteó que PEMEX creara políticas y programas de modernización, que adoptara estándares de calidad internacional, y que las empresas del sector petrolero operen con altos índices de eficiencia, seguridad y productividad y que se adopten estándares internacionales de calidad que las transformen en empresas competitivas por sus precios y calidad de sus productos.

En el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) para el ejercicio fiscal de 2006, se establecieron como objetivos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios los siguientes: maximizar el valor económico de largo plazo de las reservas de crudo y gas; satisfacer la demanda de productos petrolíferos en el país de manera confiable, oportuna y a un mínimo costo; proporcionar productos de gas natural que soporten la competitividad de los clientes; elaborar, comercializar y distribuir productos petroquímicos, con altos estándares de calidad; y mejorar el desempeño operativo de manera integral y armonizar los esfuerzos en las diferentes líneas de negocio.

Para alcanzar esos objetivos, se aprobó un presupuesto consolidado a Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en la Función Energía de 107,406.3 millones de pesos. De ese total, 49,406.3 millones de pesos (46.0%) correspondieron a PEMEX Exploración y Producción; 32,804.2 millones de pesos (30.5%) a PEMEX Refinación; 8,899.0 millones de pesos (8.3%) a PEMEX Gas y Petroquímica Básica; 9,127.3 millones de pesos (8.5%) a PEMEX Petroquímica y 7,168.9 millones de pesos (6.7%) correspondieron al Corporativo de PEMEX.

Los objetivos de la política energética en materia de hidrocarburos se han orientado principalmente a garantizar el abasto suficiente, oportuno y seguro de materias primas y combustibles con calidad y a precios competitivos, y al fortalecimiento de la plataforma de exploración de crudo y gas natural.

Sin embargo, la tendencia de la industria petrolera nacional hacia el futuro enfrenta varios retos: revertir la tendencia decreciente de la reservas de petróleo crudo y gas, aumentar la producción y mejorar la calidad de los petrolíferos y petroquímicos, y aumentar la eficiencia de los procesos operativos de los organismos para alcanzar estándares de desempeño similares a los de las empresas de clase mundial.

4.2. La medición de los resultados de las políticas públicas en el sector petrolero

Resultados de la fiscalización

4.2.1. PEMEX Exploración y Producción

- Satisfacción de la demanda interna de petróleo crudo, 2001-2006

En el Programa Sectorial de Energía 2001-2006, en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2006, y en el Plan de Negocios 2002-2010 de PEP, se establecieron como objetivos satisfacer la demanda de petróleo crudo y generar excedentes de producción para exportación. Asimismo, en este último documento se propuso incrementar la producción de crudo ligero y mantener la de crudo pesado.

En el periodo 2001-2006 la oferta de petróleo crudo satisfizo la demanda nacional de PEMEX Refinación, como se observa en el cuadro número 4.

CUADRO NÚM. 4. OFERTA Y DEMANDA INTERNA DE PETRÓLEO CRUDO, 2001-2006
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Años						TMCA (%)
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Oferta total	3,130.0	3,180.1	3,374.9	3,384.9	3,335.2	3,258.6	0.8
Producción	3,127.0	3,177.1	3,370.9	3,382.9	3,333.3	3,255.6	0.8
Naftas y Condensados	3.0	3.0	4.0	2.0	2.0	3.0	0.0
Demanda interna	1,348.0	1,446.9	1,509.3	1,489.1	1,487.0	1,444.6	1.4
Pesado	507.0	595.0	686.0	720.9	737.0	776.0	8.9
Ligeros	841.0	851.8	823.3	768.2	750.0	668.6	(4.5)
Excedentes	1,757.0	1,716.2	1,848.3	1,873.6	1833.0	1,789.0	0.4
Diferencia est. mermas e inven.	25.0	17.1	17.2	22.2	15.3	25.0	0.0

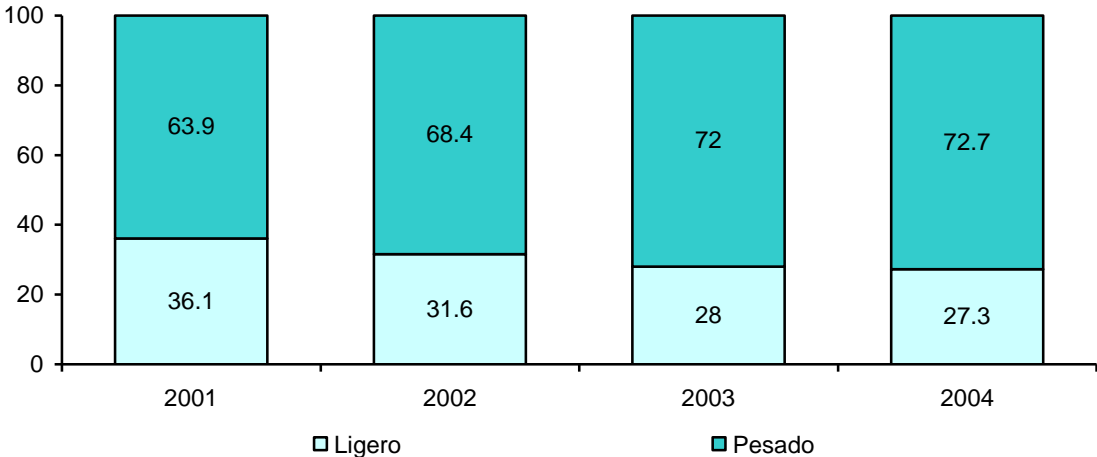
FUENTES: Petróleos Mexicanos, **Memoria de Labores, 2001-2006** y **Anuario Estadístico 2008**; y PEMEX Exploración y Producción, **Reportes de Distribución de petróleo crudo**.

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

La demanda nacional de petróleo crudo se cubrió al 100% debido a que la producción de crudo fue superior al consumo interno. Estos resultados permitieron que PEP cumpliera con el objetivo establecido en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2006 de satisfacer la demanda nacional de hidrocarburos y generar excedentes para exportación, a fin de captar divisas para el país.

En cuanto a la estructura de composición de la oferta total de crudo, se observó que durante el periodo 2001-2004 la participación del crudo pesado aumentó en 8.8 puntos porcentuales, en tanto que la de los ligeros mostró un decrecimiento en igual proporción, como se observa en la gráfica siguiente:

GRÁFICA NÚM. 3. OFERTA DE PETRÓLEO CRUDO POR TIPO DE CRUDO, 2001-2004 (Porcentajes)



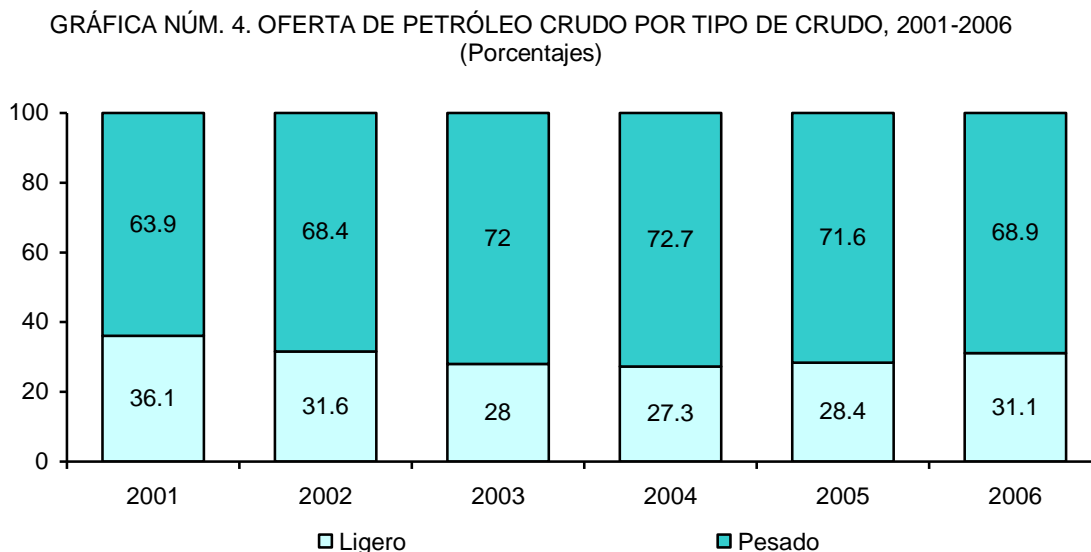
FUENTES: Petróleos Mexicanos, **Memoria de Labores, 2001-2004**; PEMEX Exploración y Producción, **Reportes de Producción de petróleo crudo**.

Los resultados muestran que PEP no cumplió con el propósito de incrementar la producción de crudos ligeros, ya que durante el periodo 2001-2004 disminuyó su participación en 8.8 puntos porcentuales al pasar de 36.1% en 2001 a 27.3% en 2004. La producción de crudo ligero no creció conforme a lo esperado en su Plan de Negocios, debido principalmente al retraso de seis meses de los trabajos de terminación y reparación de pozos por falta del dictamen requerido por el artículo 56 del Decreto del Presupuesto en 2002; y al retraso en la autorización del presupuesto del Programa Estratégico de Gas para los proyectos Pidiregas.

Esta situación fue observada por la Auditoría Superior de la Federación con motivo de la revisión de la Cuenta Pública del ejercicio presupuestal de 2004, por lo que formuló una recomendación a PEMEX Exploración y Producción orientada a que instrumentara acciones que le permitieran cumplir con el objetivo establecido en su Plan de Negocios 2002-2010 de incrementar la producción de crudos ligeros, a

fin de detener y revertir la tendencia decreciente de la producción de este tipo de crudo.

Las acciones realizadas por PEMEX Exploración y Producción contribuyeron a incrementar la producción de crudos ligeros al pasar de una proporción de 27.3% respecto del total en 2004 a una de 31.1% en 2006, como se observa en la gráfica siguiente:



FUENTES: Petróleos Mexicanos, **Memoria de Labores, 2001-2006**; **Anuario Estadístico 2008**; PEMEX Exploración y Producción, **Reportes de Producción de petróleo crudo**.

En 2006 PEP cumplió con el objetivo establecido en el PROSENER 2001-2006 y en el PEF 2006 de satisfacer la demanda interna de petróleo crudo y generar excedentes de producción para exportación, así como de mantener la producción de petróleo crudo pesado. Asimismo, cumplió con el propósito del Plan de Negocios 2002-2010 de incrementar la producción de crudo ligero, ya que en el periodo 2004-2006 ésta aumentó 3.8 puntos porcentuales su participación en la producción total de petróleo crudo.

- Satisfacción de la demanda de Gas Natural, ^{26/}

En el Programa Sectorial de Energía 2001-2006, se estableció como estrategia asegurar la oferta suficiente de gas natural a precios competitivos, y como línea de acción incrementar la producción doméstica de gas natural.

Durante 2001-2006, la oferta de gas natural asociado y no asociado registró un crecimiento promedio anual de 3.5%, derivado de la intensificación de los trabajos

^{26/} Incluye gas húmedo amargo, gas húmedo dulce y gas seco.

de explotación de gas no asociado en el proyecto Burgos en la Región Norte, como se observa en el cuadro Núm 5.

CUADRO NÚM. 5. OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL ASOCIADO Y NO ASOCIADO DE PEP,
2001-2006
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	Años						TMCA (%)
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Producción	4,510.7	4,423.5	4,498.4	4,573.0	4,818.0	5,356.0	3.5
menos:							
Producción de CO ²	77.8	51.7	42.8	58.4	16.0	14.0	(29.0)
menos: usos propios y gas enviado a la atmósfera	862.0	768.0	769.8	908.1	1,063.0	1,212.0	7.1
Más: Gas disponible para BN, yacimientos y sellos ^{1/}	756.5	829.2	904.4	1,169.1	1,185.0	1,212.0	9.9
Oferta total	4,327.4	4,433.0	4,590.2	4,775.6	4,924.0	5,342.0	4.3
Demanda total	4,327.3	4,433.0	4,590.2	4,775.6	4,924.0	5,342.0	4.3
PGPB	4,321.0	4,410.7	4,585.2	4,774.7	4,923.0	5,340.0	4.3
PR	6.3	22.3	5.0	0.9	1.0	2.0	(20.5)

FUENTES: PEMEX Exploración y Producción, **Reportes anuales de producción y distribución de gas natural, 2000-2004**; Petróleos Mexicanos, **Anuario Estadístico 2008, p. 25.**

TMCA: Tasa media de crecimiento anual.

BN: Bombeo neumático.

CO₂: Bióxido de carbono

^{1/} Se refiere al gas seco que es enviado por PGPB a PEP para bombeo neumático en los pozos de desarrollo, a fin de mantener las cuotas de producción de petróleo crudo.

En ese periodo, la demanda de gas natural de PGPB creció en 4.3%, promedio anual, debido al incremento del consumo de gas en la industria eléctrica por el aumento de la generación de energía eléctrica proveniente de centrales generadoras de tecnología Ciclo Combinado de los Productores Independientes de Energía.

- Evaluación del potencial petrolero del país

En el artículo 17, fracciones III y VI, de la Ley de Planeación se establece: “Las entidades paraestatales deberán: III. Elaborar los programas anuales para la ejecución de los programas sectoriales y, en su caso, institucionales; y VI. Verificar periódicamente la relación que guarden sus actividades, así como los resultados de su ejecución con los objetivos y prioridades del programa institucional”.

En el Plan de Negocios 2002-2010 de PEMEX Exploración y Producción se estableció como meta para 2006 caracterizar la totalidad del potencial petrolero del país.

El organismo tiene identificadas siete cuencas petroleras: Sureste, Tampico-Misantla, Burgos, Veracruz, Sabinas, Plataforma de Yucatán y Golfo de México Profundo. Esta última se refiere a la superficie marina del Golfo de México que abarca las zonas de Campeche Profundo, Coatzacoalcos Profundo, Lankahuasa Profundo y Lamprea Profundo, cuyos yacimientos de hidrocarburos se localizan en profundidades marinas que van de 900 a 3,050 metros y se requiere equipo con capacidad para perforar en profundidades marinas de hasta 3,000 metros.

La evaluación del potencial petrolero comprende dos etapas. En la primera se obtienen los parámetros que indican la existencia de hidrocarburos en el subsuelo mediante la metodología de análisis de las cuencas y sistemas petroleros; y en la segunda etapa se realiza la evaluación volumétrica de las oportunidades identificadas, mediante estudios geológicos, geofísicos, de sísmica bidimensional y tridimensional, y perforación de pozos exploratorios.

Se precisó que el organismo no contó con un programa de actividades calendarizado para la caracterización del potencial petrolero en 2006. Al no disponer para 2006 de un programa de actividades para caracterizar la totalidad del potencial petrolero del país, el organismo no observó lo dispuesto en el artículo 17, fracciones III y VI de la Ley de Planeación.

Por lo anterior, la ASF recomendó a PEMEX Exploración y Producción que girara instrucciones para que se elaboraran y desarrollaran los programas anuales de trabajo que se requirieran, a fin de que cumpliera con la meta de caracterización de la totalidad del potencial petrolero del país establecida en el Plan de Negocios 2002-2010 de ese organismo. Al respeto, mediante oficio núm. PEP-0235-208 de fecha 19 de mayo de 2008, la Dirección General de PEMEX Exploración y Producción remitió copia del oficio núm. PEP-SCTER-CA- 211-2008 de fecha 16 de abril de 2008, mediante el cual el Subdirector de la Coordinación Técnica de Exploración instruyó a la Gerencia de Modelado Geológico Regional para que Desarrolle los programas anuales de trabajo que se requieran para cumplir la meta de caracterizar la totalidad del potencial petrolero del país establecida en el Plan de Negocios 2002-2010 de PEP.

- Comportamiento de las reservas de hidrocarburos

En el Programa Sectorial de Energía 2001-2006 se estableció como estrategia incrementar las reservas de hidrocarburos del país.

En el Plan de Negocios 2002-2010 del organismo se fijó como meta para 2006 reponer reservas totales del orden del 75% de la producción anual, equivalente a 1,463 MMBPCE. Como referencia, en las empresas internacionales British Petroleum, Exxon Mobil y Chevron-Texaco el estándar del índice de reposición de reservas es de un rango de entre 100% y 105%.

En la revisión de la Cuenta Pública del ejercicio fiscal de 2002 la Auditoría Superior de la Federación practicó una auditoría de desempeño a las actividades de exploración de petróleo crudo de PEMEX Exploración y Producción. Como resultado, se determinó una tendencia decreciente de las reservas de hidrocarburos derivada de que los nuevos descubrimientos de reservas sólo lograban restituir una parte de los volúmenes extraídos anualmente, debido a que las inversiones estaban dirigidas a sostener y aumentar la plataforma de producción, en detrimento de las actividades de exploración de nuevos yacimientos de hidrocarburos.

Al respecto, la ASF recomendó a PEP que sometiera a la consideración de su Órgano de Gobierno un programa de mediano plazo para exploración de petróleo crudo con el propósito de incrementar los volúmenes de incorporación de reservas con nuevos descubrimientos, a fin de detener la tendencia decreciente de las reservas de crudo.

En el periodo 2001-2006 las reservas totales de hidrocarburos tuvieron el comportamiento que se muestra en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 6. RESERVAS TOTALES DE HIDROCARBUROS, 2001-2006
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Clasificación	Años						TMCA (%)
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Total ^{1/}	52,951.0	50,032.3	48,041.0	46,914.1	46,417.5	45,376.3	(3.0)
Probadas	21,892.7	20,077.3	18,895.2	17,649.8	16,469.6	15,514.2	(6.7)
Probables	20,807.3	16,965.0	16,005.1	15,836.1	15,788.5	15,257.4	(6.0)
Posibles	10,251.0	12,990.0	13,140.7	13,428.2	14,159.4	14,604.7	7.3

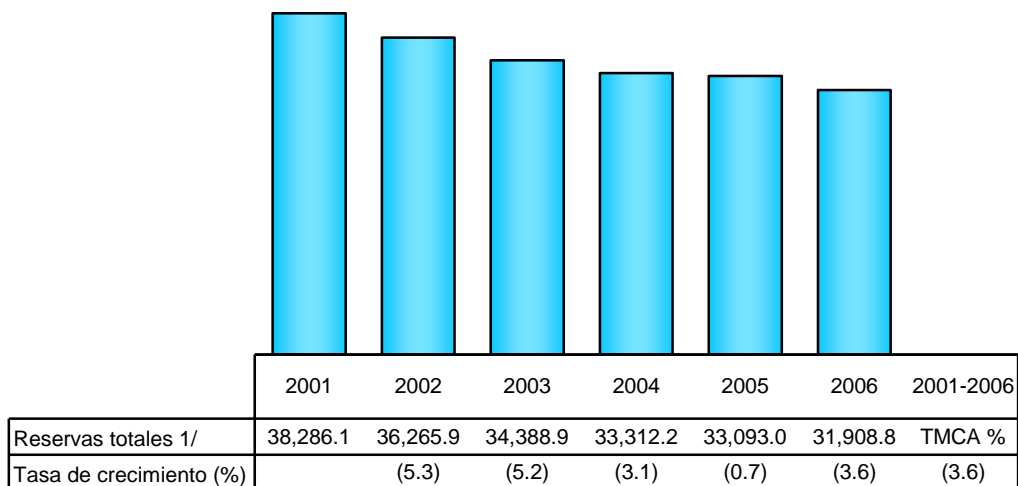
FUENTE: Petróleos Mexicanos, **Las Reservas de Hidrocarburos en México, 2003-2007**.

^{1/} Incluye reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo, gas seco y condensados. Cabe señalar que las reservas de condensados se encuentran asociados a las reservas de petróleo crudo y gas seco.

En 2006 el volumen de reservas totales de hidrocarburos fue de 45,376.3 MMBPCE, volumen inferior en 1,041.2 MMBPCE al de 2005. En el periodo de referencia, las reservas totales de hidrocarburos registraron una disminución de 3.0%, en promedio anual, por lo que no se cumplió con la estrategia establecida en el programa sectorial de incrementar las reservas de hidrocarburos.

Por tipo de hidrocarburo, a continuación se presentan dos gráficas en las que se muestra por separado el comportamiento de las reservas totales de petróleo crudo y de gas seco en el periodo 2001-2006. La unidad de medida que se utilizó para el manejo de reservas de petróleo crudo fue millones de barriles y para las de gas miles de millones de pies cúbicos.

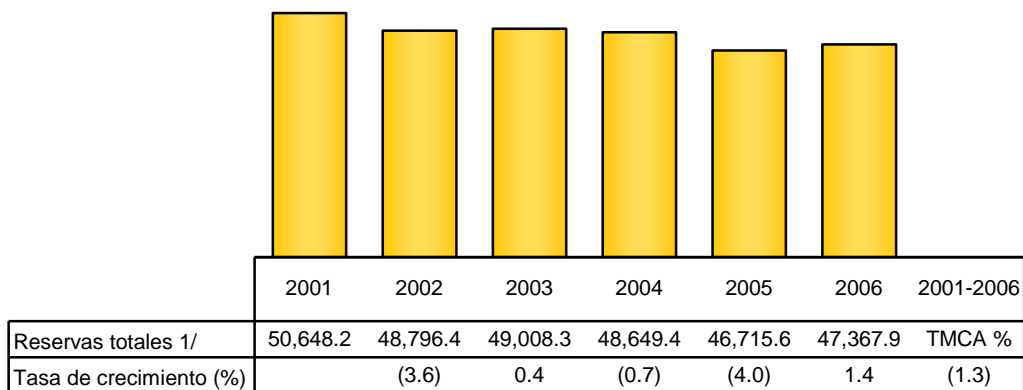
GRÁFICA NÚM.5. RESERVAS TOTALES DE PETRÓLEO CRUDO, 2001-2006
(Millones de barriles)



FUENTE: Petróleos Mexicanos, **Las Reservas de Hidrocarburos en México, 2003 - 2007.**

1/ Suma de las reservas probadas, probables y posibles al 31 de diciembre de cada año.

GRÁFICA NÚM. 6. RESERVAS TOTALES DE GAS SECO, 2001-2006
(Miles de millones de pies cúbicos)



FUENTE: Petróleos Mexicanos, **Las Reservas de Hidrocarburos en México, 2003 - 2007.**

1/ Suma de las reservas probadas, probables y posibles al 31 de diciembre de cada año.

Durante el periodo 2001-2006 las reservas de petróleo crudo disminuyeron a una tasa media anual de 3.6%, ya que pasaron de 38,286.1 en 2001 a 31,908.8 millones de barriles en 2006. Las reservas de gas seco decrecieron a un ritmo promedio anual de 1.3%, al pasar de 50,648.2 en 2001 a 47,367.9 miles de millones de pies cúbicos en 2006.

La tendencia decreciente de las reservas de petróleo crudo y gas natural se debió a que el organismo no cumplió la meta de reponer reservas del orden del 75% de la producción anual, como se observa en el cuadro número 7.

CUADRO NÚM. 7. ÍNDICE DE REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS TOTALES DE HIDROCARBUROS, 2001-2006
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente) ^{1/}

Años	Producción anual (1)	Descubrimientos anuales (2)	Tasa de reposición (%) (2)/(1)	Meta Plan de Negocios %
2001	1,493.6	215.8	14.4	n.d.
2002	1,507.5	611.8	40.6	n.d.
2003	1,587.0	708.8	44.7	n.d.
2004	1,610.8	916.2	56.9	n.d.
2005	1,604.2	950.2	59.2	n.d.
2006	1,618.2	966.1	59.7	75.0

FUENTES: Petróleos Mexicanos, **Memoria de Labores, 2001-2006**; PEMEX Exploración y Producción, **Plan de Negocios 2002-2010.**

NOTA: La tasa de reposición de reservas mide la proporción en que las reservas descubiertas restituyen la producción anual de hidrocarburos; es decir, cuánto volumen de hidrocarburos se incorpora a las reservas por cada barril de hidrocarburos que se extrae en un periodo de un año.

1/ Incluye petróleo crudo, gas seco y condensados.

En el periodo 2001-2006, PEP incrementó la tasa de reposición de reservas de hidrocarburos, al pasar de 14.4% en 2001 a 59.7% en 2006. No obstante, ese resultado fue inferior en 15.3 puntos porcentuales a la meta establecida en el Plan de Negocios de 75%.

Para alcanzar la meta de reposición establecida en su programa institucional PEP requería de una inversión promedio anual de 20,557 millones de pesos (a pesos de 2006) durante el periodo 2002-2006. Sin embargo, la inversión promedio anual autorizada para el periodo 2002-2006 fue de 15,934 millones de pesos, es decir, 22.5% menos que lo requerido.

La disminución de las reservas totales de petróleo crudo y gas seco ha provocado la reducción de la relación reservas-producción, cuya evolución se presenta en el cuadro número 8.

CUADRO NÚM. 8. EVOLUCIÓN DE LA RELACIÓN RESERVAS-PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS SECO, 2001-2006

Concepto	Petróleo crudo			Gas seco		
	Reservas MMb (1)	Producción MMb / Año (2)	Relación reservas- producción (Años) (1)/(2)	Reservas MMMpc (3)	Producción MMMpc / Año (4)	Relación Reservas- producción (Años) (3)/(4)
2001						
Probada	22,419.0	1,141.0	19.6	28,150.8	1,128.7	24.9
Probable	8,930.4	1,141.0	7.8	10,316.9	1,128.7	9.1
Posible	6,936.6	1,141.0	6.1	12,180.4	1,128.7	10.8
Total	38,286.0	1,141.0	33.5	50,648.1	1,128.7	44.8
2002						
Probada	15,123.6	1,159.2	13.0	14,985.4	1,141.4	13.1
Probable	12,531.1	1,159.2	10.8	16,859.9	1,141.4	14.8
Posible	8,611.2	1,159.2	7.4	16,951.1	1,141.4	14.9
Total	36,265.9	1,159.2	31.3	48,796.4	1,141.4	42.8
2003						
Probada	14,119.6	1,230.0	11.5	14,850.6	1,183.7	12.5
Probable	11,814.1	1,230.0	9.6	15,986.0	1,183.7	13.5
Posible	8,455.2	1,230.0	6.9	18,171.7	1,183.7	15.4
Total	34,388.9	1,230.0	28.0	49,008.3	1,183.7	41.4
2004						
Probada	12,882.2	1,237.8	10.4	14,807.5	1,230.8	12.0
Probable	11,621.2	1,237.8	9.4	15,945.0	1,230.8	13.0
Posible	8,808.9	1,237.8	7.1	17,896.9	1,230.8	14.5
Total	33,312.3	1,237.8	26.9	48,649.4	1,230.8	39.5
2005						
Probada	11,813.8	1,216.4	9.7	14,557.3	1,304.8	11.2
Probable	11,644.1	1,216.4	9.6	15,246.0	1,304.8	11.7
Posible	9,635.0	1,216.4	7.9	16,912.3	1,304.8	13.0
Total	33,092.9	1,216.4	27.2	46,715.6	1,304.8	35.9
2006						
Probada	11,047.6	1,188.3	9.3	13,855.8	1,486.5	9.3
Probable	11,033.9	1,188.3	9.3	15,567.9	1,486.5	10.5
Posible	9,827.3	1,188.3	8.3	17,944.2	1,486.5	12.1
Total	31,908.8	1,188.3	26.9	47,367.9	1,486.5	31.9

FUENTE: PEMEX Exploración y Producción, **Las Reservas de Hidrocarburos en México, 2001-2006.**

Durante el periodo 2001-2006 la vida media de las reservas totales de petróleo crudo registró una disminución promedio anual de 4.3%, al pasar de una relación reservas-producción de 33.5 años en 2001 a una de 26.9 años en 2006; en tanto que para el gas esa relación pasó de 44.8 años a 31.9 años. Para las reservas probadas de crudo, la vida media disminuyó de 19.6 a 9.3 años; y las de gas seco pasaron de 24.9 a 9.3 años.

Los resultados anteriores revelan que disminuyó la vida media de las reservas de hidrocarburos durante el periodo 2001-2006: en 6.6 años las reservas totales de petróleo crudo y en 12.9 años las reservas totales de gas seco; y en 10.3 años las

reservas probadas de petróleo crudo y en 15.6 años las reservas probadas de gas seco.

De mantenerse las tendencias registradas en el periodo 2001-2006, para el cierre del año 2012 habrá reservas probadas de petróleo crudo sólo para 3.8 años y reservas probadas de gas para 2.9 años, como se muestra en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 9. PROSPECTIVA DE LAS RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS, 2007-2012

Año	Petróleo crudo (MMb)			Gas seco (MMMpc)		
	Reservas probadas	Producción	Reservas / Producción	Gas Seco	Producción	Reservas / Producción
	(1)	(2)	Años (1)/(2)	(3)	(4)	Años (3)/(4)
2007	9,589.3	1,198.0	8.0	12,026.8	1,570.7	7.6
2008	8,323.5	1,207.8	6.9	10,439.3	1,659.6	6.3
2009	7,224.8	1,217.6	5.9	9,061.3	1,753.5	5.2
2010	6,271.1	1,227.5	5.1	7,865.2	1,852.8	4.2
2011	5,443.3	1,237.6	4.4	6,827.0	1,957.7	3.5
2012	4,724.8	1,247.6	3.8	5,925.8	2,068.6	2.9

FUENTE: Elaborado con base en información proporcionada por PEMEX Exploración y Producción.

Respecto a la evolución de las reservas probadas de crudo y gas seco, el organismo señaló que en el Programa Estratégico 2007-2012 se estima mantener en 2012 reservas probadas de petróleo crudo para 7.8 años y reservas probadas de gas seco para 8.5 años. Para ello, se requiere una inversión de 154 mil millones de pesos promedio anual en exploración y producción, con lo que se obtendrían los resultados siguientes:

CUADRO NÚM. 10. PROSPECTIVA DE LAS RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS, 2007-2012

Año	Petróleo crudo (MMb)			Gas seco (MMMpc)		
	Reservas probadas	Producción	Reservas / Producción	Reservas probadas	Producción	Reservas / Producción
	(1)	(2)	Años (1)/(2)	(3)	(4)	Años (3)/(4)
2007	10,458.9	1,168.2	9.0	13,150.1	1,516.3	8.7
2008	9,847.5	1,148.0	8.6	13,140.4	1,635.9	8.0
2009	9,360.3	1,140.2	8.2	13,476.6	1,633.8	8.2
2010	9,049.9	1,137.5	8.0	13,771.2	1,657.7	8.3
2011	8,886.3	1,134.0	7.8	14,260.2	1,688.9	8.4
2012	8,869.6	1,134.8	7.8	14,736.2	1,726.2	8.5

FUENTE: PEMEX Exploración y Producción, **Programa Estratégico 2007-2012**.

Se determinó que durante el periodo 2001-2006 las reservas de hidrocarburos registraron una tendencia decreciente que no cumple con la estrategia establecida en el Programa Sectorial de Energía 2001-2006, de incrementar las reservas de hidrocarburos del país.

Asimismo, se precisó que en el periodo 2001-2006 la tasa de reposición de reservas totales de hidrocarburos registró un incremento de 45.3 puntos porcentuales al pasar de 14.4% a 59.7% entre esos años, resultado inferior en 15.3 puntos porcentuales a la meta de 75% establecida para 2006 en el Plan de Negocios 2002-2010 del organismo y en 40.3 puntos porcentuales al estándar de empresas petroleras internacionales.

Los resultados en los nuevos descubrimientos no han logrado restituir el volumen de la producción anual de hidrocarburos, lo cual ha originado la disminución de la vida media de las reservas probadas de petróleo crudo, la cual pasó de 19.6 años en 2001 a 9.3 años en 2006; y de las reservas probadas de gas seco que pasó de 24.9 años a 9.3 años en el mismo periodo.

- Producción de petróleo crudo y gas natural

En el Presupuesto de Egresos de la Federación 2006 se establecieron como estrategias incrementar la capacidad de producción de crudo ligero y mantener la de crudo pesado, e incrementar la producción de gas de acuerdo a las metas establecidas.

Durante el periodo 2001-2006 la producción de petróleo crudo registró un comportamiento errático. De 2001 a 2004 la producción creció en 8.2% al pasar de 3,127.0 miles de barriles diarios (Mbd) a 3,382.9 Mbd entre esos años, debido a la intensificación de los trabajos de explotación de yacimientos de crudos pesados con alto potencial productivo principalmente de la región marina. Para los dos últimos años del periodo, la producción de petróleo crudo disminuyó en 3.8% al pasar de 3,382.9 Mbd en 2004 a 3,255.6 Mbd en 2006, a causa de la declinación natural de los yacimientos mayor que la esperada, sobre todo en su principal campo productor que es Cantarell.

CUADRO NÚM. 11. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 2001-2006
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Total	Pesado	Ligero	Superligero
2001	3,127.0	1,997.0	658.7	471.3
2002	3,177.1	2,173.7	846.6	156.8
2003	3,370.9	2,425.4	810.7	134.8
2004	3,382.9	2,458.0	789.6	135.3
2005	3,333.3	2,387.0	802.3	144.0
2006	3,255.6	2,243.8	831.5	180.3
TMCA (%)	0.8	2.4	4.8	(17.5)

FUENTE: PEMEX Exploración y Producción, **Anuario Estadístico 2008**.
TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

Por tipo de crudo, si bien durante el periodo 2001-2006 la producción de crudo pesado tipo Maya aumentó en 12.4%, ésta disminuyó en 6.0% respecto de 2005, por lo que PEMEX Exploración y Producción no logró mantener la producción; la producción de crudo ligero aumentó durante el periodo de análisis en 26.2% y en 3.6% respecto del año anterior, en tanto que el petróleo superligero aun cuando disminuyó en 61.7% durante el periodo referido, aumentó en 25.2% respecto de 2005, conforme a la estrategia establecida en el PEF.

Por su parte, la producción de gas natural se incrementó en 18.7% al pasar de 4,510.7 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) en 2001 a 5,356.1 MMpcd en 2006, como se observa en el cuadro siguiente.

CUADRO NÚM. 12. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 2001-2006
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	Total	Asociado	No Asociado
2001	4,510.7	3,238.7	1,272.0
2002	4,423.5	3,117.8	1,305.7
2003	4,498.4	3,119.3	1,379.1
2004	4,572.9	3,010.0	1,562.9
2005	4,818.0	2,954.0	1,864.0
2006	5,356.1	3,090.1	2,266.0
TMCA (%)	3.5	(0.9)	12.2

FUENTES: PEMEX Exploración y Producción, **Anuario Estadístico, 2007**, México, 2008; y Petróleos Mexicanos, **Memoria de Labores, 2001-2006**, México, 2002-2007.
TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual

La mayor producción de gas se explica principalmente por el aumento de las actividades de producción en la región norte mediante la figura de Contratos de Servicios Múltiples, que permitieron aumentar la producción de gas no asociado;

en tanto que la producción de gas asociado disminuyó en 4.6%, debido a que la relación gas-aceite en la producción obtenida fue menor que la esperada.

Se determinó que PEMEX Exploración y Producción cumplió las estrategias establecidas en el PEF 2006 relativas a incrementar la capacidad de producción de crudos ligeros y la producción de gas, ya que la producción de crudo ligero y superligero aumentó en 3.6% y 25.2%, respectivamente, en tanto que la de gas lo hizo en 18.7%; y no logró la estrategia relativa a mantener la producción de crudo pesado, puesto que ésta disminuyó en 6.0% respecto de la del año anterior.

- Índice de envío de gas natural a la atmósfera

En el Plan de Negocios de PEMEX Exploración y Producción 2002-2010 se estableció como meta mantener la emisión de gas a la atmósfera, como proporción de la producción, por debajo del 1.0% a partir de 2004. En el Programa Operativo Anual de 2006 se estableció como meta enviar a la atmósfera 84.9 MMpcd de gas, cantidad que representó el 1.8% de la producción total, superior en 0.8 puntos porcentuales de lo establecido en el Plan de Negocios 2002-2010, debido a los ajustes que a través del tiempo se dan por los factores que influyen en el envío de gas a la atmósfera.

Los resultados del índice fueron los que se presentan en el cuadro siguiente.

CUADRO NÚM. 13. ÍNDICE DE ENVÍO DE GAS A LA ATMÓSFERA, 2001-2006

Años	Programado		Real		Diferencias	
	Volumen MMpcd (1)	Índice de envío de gas a la atmósfera (%) (2)	Volumen MMpcd (3)	Índice de envío de gas a la atmósfera (%) (4)	Volumen MMpcd (3)-(1)	Puntos porcentuales (4)-(2)
2001	182.4	4.1	347.4	7.7	165.0	3.6
2002	249.8	5.5	266.1	6.0	16.3	0.5
2003	84.1	1.8	253.5	5.6	169.4	3.8
2004	84.9	1.8	152.6	3.3	67.7	1.5
2005	90.5	1.9	198.0	4.1	107.1	2.2
2006	86.8	1.7	286.0	5.3	199.2	3.6

FUENTE: Petróleos Mexicanos, **Memoria de Labores, 2001-2006**; y PEMEX Exploración y Producción, **Reportes de gas enviado a la atmósfera, 2001-2004**.

En el periodo 2001-2006 el gas enviado por PEP a la atmósfera fue de 250.6 MMPDC, promedio anual, volumen superior en 120.8 MMPCD a la meta programada promedio y que representó en promedio el 5.3% como proporción de

la producción total de gas, cifra superior en 2.5 puntos porcentuales a la meta programada promedio en el POA y en 4.3 puntos porcentuales a la establecida para 2006 en el Plan de Negocios 2002-2010 de 1.0%.

Se precisó que el mayor envío de gas a la atmósfera se debió principalmente a fallas de equipos de compresión en las plataformas de producción AK-B, AK-GC, AK-C7, AK-J y AK-C4, fuga en la plataforma AK-C6 en cabezal de alta presión, por movimientos operativos para manejar el gas durante libranza; represionamiento de línea Dos Bocas-Cunduacán, debido a la formación de líquidos por el transporte de gas húmedo y rechazo de condensados por construcción del cruce del Río Mezcalapa por parte de ductos de PGPB.

En el periodo 2001-2006 PEMEX Exploración y Producción envió en promedio anual 250.6 millones de pies cúbicos de gas a la atmósfera. Este resultado representó el 5.3%, como proporción de la producción total, superior en 4.3 y 2.5 puntos porcentuales, a la meta promedio anual establecida en el Plan de Negocios del organismo y en el Programa Operativo Anual de 2006, respectivamente.

Por los resultados que obtuvo PEMEX Exploración y Producción en el índice de envío de gas a la atmósfera, la Auditoría Superior de la Federación le recomendó que fortaleciera las acciones orientadas a reducir ese índice, a fin de aprovechar en mayor medida el gas extraído y cumplir con las metas establecidas en su Plan de Negocios 2002-2010.

- Costo de descubrimiento y desarrollo por barril de reserva desarrollada

En el Programa Sectorial de Energía 2001-2006 se estableció como objetivo asegurar el abasto suficiente de energía con estándares internacionales de calidad y precios competitivos, contando para ello con empresas energéticas de clase mundial.

En el Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2006 PEMEX Exploración y Producción se fijó, entre otras, la línea de acción de alcanzar niveles internacionales de eficiencia en costos. Asimismo, en ese documento se estableció como estrategia alcanzar y mantener niveles internacionales de eficiencia en costos.

En el Manual de Organización de PEP se establece que la Gerencia de Evaluación de Resultados, perteneciente a la Subdirección de Planeación y Evaluación del organismo, tiene asignadas, entre otras, las funciones de coordinar el establecimiento de estándares e indicadores de desempeño de las actividades críticas de la empresa, así como integrar la agenda anual de seguimiento y evaluación; coordinar la gestión y validación de indicadores de desempeño de los

procesos operativos y sus resultados; y establecer estándares de desempeño para la actividad operativa.

Con el fin de verificar el cumplimiento del objetivo del PROSENER 2001-2006 y la línea de acción establecida en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2006, se solicitó al organismo información sobre el valor estándar de desempeño establecido en materia de costo de exploración, así como los reportes del gasto promedio por unidad de meta programado y real en el descubrimiento de reservas de hidrocarburos y su comparativo con empresas de clase mundial del periodo 2001-2006.

El organismo no estableció para 2006 un valor estándar de desempeño en materia de costos de exploración, ni se fijó una meta anual para esas actividades.

A continuación se presentan los resultados del costo de descubrimiento y desarrollo por barril de reserva desarrollada:

CUADRO NÚM. 14. COSTO DE DESCUBRIMIENTO Y DESARROLLO POR BARRIL DE RESERVA DESARROLLADA, 2001-2006
(Dólares por barril)

Periodo	Compañía				
	Exxon Mobil	PEMEX	British Petroleum	Chevron-Texaco	Royal Dutch/Shell
1999-2001	4.90	2.65	4.32	6.47	5.65
2000-2002	5.62	3.07	5.23	7.21	7.33
2001-2003	7.32	6.58	7.33	5.71	8.78
2002-2004	7.16	11.47	6.94	7.43	11.51
2003-2005	6.48	8.43	7.67	6.73	12.27
2004-2006	6.34	7.30	8.06	8.95	13.12
Promedio	6.30	6.58	6.59	7.08	9.78
TMCA (%)	5.3	22.5	13.3	6.7	18.3

FUENTE: PEMEX Exploración y Producción, **Reportes de los costos de descubrimiento y desarrollo, 1999-2006.**

En el trienio 2004–2006 el costo de descubrimiento y desarrollo de reservas de PEP fue de 7.30 dólares por barril, valor inferior a los costos obtenidos por las Compañías British Petroleum, Chevron-Texaco y Royal Dutch/Shell que fueron de 8.06, 8.95 y 13.12 dólares por barril, respectivamente.

En relación con el periodo 1999-2006, se observó un incremento promedio anual de 22.5% en el costo de descubrimiento y desarrollo por barril de reserva de PEP. Se verificó que el crecimiento obedeció a mayores gastos en la perforación de pozos y en la adquisición de información sísmica.

En el primer caso, los gastos se incrementaron por el alza de 16.8% promedio anual del costo de renta de plataformas de perforación en el mercado internacional por la demanda y precio alto de los hidrocarburos, y porque la perforación exploratoria se ha programado en áreas de mayor riesgo en tirantes de aguas superiores a 500 metros, en pozos de mayor complejidad geológica y objetivos más profundos, como se muestra en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM.15. COSTO PROMEDIO DE LA RENTA DE PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN
PROMEDIO ANUAL, 2001-2006
(Miles de pesos corrientes)

Concepto	Años						TMCA (%)
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Gasto anual	650,418	2,028,207	5,759,311	8,281,890	6,817,380	9,377,705	70.5
Total equipos	8	28	45	49	60	53	46.0
Promedio	81,302	72,436	127,985	169,018	113,623	176,938	16.8

FUENTE: PEMEX Exploración y Producción, **Reportes del costo de la renta de plataformas de perforación, 2001-2006.**

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

En el caso de la información sísmica, el costo de la sísmica 2D y 3D se incrementó en 4.5% y 3.8% promedio anual, respectivamente, como se muestra en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 16. COSTO PROMEDIO DE ESTUDIOS DE SÍSMICA 2D Y 3D, 2001-2006
(Miles de pesos corrientes por estudio)

Concepto	Años						TMCA (%)
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Sísmica 2D	196.0	124.8	119.2	171.8	188.0	243.8	4.5
Sísmica 3D	61.0	6.6	18.8	23.3	121.8	73.4	3.8

FUENTE: PEMEX Exploración y Producción, **Reportes del gasto promedio en la realización de estudios de sísmica 2D y 3D, 2001-2006.**

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

El incremento en el costo de la información sísmica se debió al crecimiento de la demanda de embarcaciones y brigadas para esos trabajos, así como a otros aspectos como la tecnología de adquisición y la topografía del área de estudio.

El organismo cumplió con lo establecido en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2006 al alcanzar niveles internacionales de eficiencia en costos, ya que el costo de descubrimiento y desarrollo por barril de

reserva en 2006 se ubicó en 7.30 dólares por barril, superior en 0.96 centavos de dólar al obtenido por *Exxon Mobil*, pero inferior en 0.76, 1.65 y 5.82 dólares por barril respecto de empresas como *British Petroleum*, *Chevron-Texaco* y *Royal Dutch/Shell*.

Asimismo, el organismo no estableció para 2006 un valor estándar de desempeño en materia de costos de exploración, por lo que en este caso la Gerencia de Evaluación de Resultados de ese organismo no se apegó a lo establecido en su Manual de Organización. Por ello, la Auditoría Superior de la Federación recomendó a PEMEX Exploración y Producción que instruyera a su personal para que adoptaran las medidas necesarias a fin de que ese organismo establezca un valor estándar para el indicador de costo de descubrimiento de reservas de hidrocarburos, en cumplimiento de lo establecido en su Manual de Organización.

Al respecto, mediante oficio PEP-0235-2008 de fecha 19 de mayo de 2008 PEMEX Exploración y Producción informó a la ASF que en 2007 el Consejo de Administración de PEP aprobó un conjunto de indicadores y sus metas, entre las cuales se encuentra el costo de descubrimiento y desarrollo. Asimismo, mediante oficio Núm. PEP-SAF-GCG-1038-2008 de fecha 25 de agosto de 2008 el organismo remitió a la ASF copia del programa para incrementar la eficiencia operativa en Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, el cual fue aprobado por la Secretaría de energía y enviado al H. Congreso de la Unión en el cual cada organismo estableció un programa para incrementar su eficiencia operativa.

Por lo que respecta a Exploración y Producción, entre otras acciones programó reducir los costos operativos, entre los cuales se encuentra el indicador *costo de descubrimiento y desarrollo*. Para evaluar los resultados del indicador PEP estableció las metas siguientes: 12.96, 13.28, 13.20, 13.29 y 13.56 dólares por barril de petróleo crudo equivalente para cada uno de los años 2008-2012, respectivamente, a fin de mejorar la eficiencia operativa y compararse con empresas de clase mundial.

4.2.2. PEMEX Refinación

- Índice de satisfacción de la demanda interna de petrolíferos, 2001-2006

En el Programa Sectorial de Energía 2001-2006, en el Plan de Negocios 2004-2014 de PEMEX Refinación y en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2001-2006 se establece como objetivo satisfacer la demanda nacional de petrolíferos.

En el periodo 2001-2006, PEMEX Refinación cubrió la demanda nacional de petrolíferos con apoyo de las importaciones, por lo que cumplió el objetivo

sectorial de satisfacer la demanda nacional de petrolíferos, como se observa en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 17. SATISFACCIÓN DE LA DEMANDA DE PETROLÍFEROS, 2001-2006
(Miles de barriles diarios)

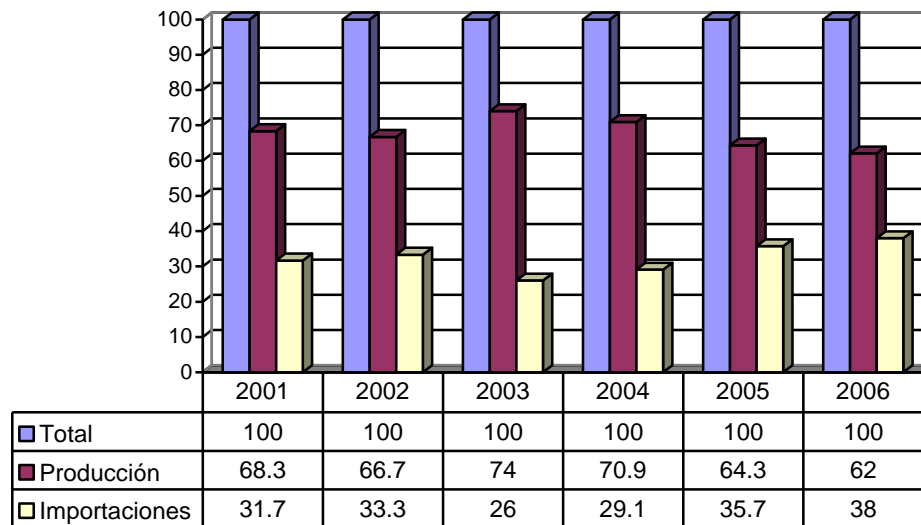
Concepto	Años					
	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Oferta	1,522.4	1,475.3	1,480.2	1,528.4	1,559.8	1,583.2
Gasolinas	568.3	582.4	586.8	640.7	707.9	736.4
Producción	390.2	398.2	445.1	466.7	455.1	456.2
Importación	136.0	89.7	54.5	94.9	190.4	214.2
Maquila	42.1	94.5	87.2	79.1	62.4	66.0
Diesel	298.2	294.2	317.1	328.3	343.0	369.3
Producción	281.6	266.9	307.8	324.7	318.2	328.1
Importación	6.7	17.2	3.9	2.9	21.4	40.5
Maquila	9.9	10.1	5.4	0.7	3.4	0.7
Combustóleo	521.1	467.2	416.7	385.8	377.2	339.5
Producción	435.9	449.6	396.5	368.0	350.8	325.2
Importación	85.2	16.4	18.6	17.8	26.4	14.3
Maquila	0.0	1.2	1.6	0.0	0.0	0.0
Turbosina	60.1	58.3	59.6	62.1	63.3	64.8
Producción	57.0	56.7	59.6	62.1	63.3	64.8
Importación	1.9	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Maquila	1.2	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0
Otros	74.7	73.2	100.0	111.5	68.4	73.2
Demanda interna	1,386.7	1,326.2	1,357.1	1,390.0	1,457.1	1,456.4
Gasolinas	551.8	566.2	601.2	636.6	672.1	718.9
Turbosina	56.1	54.0	54.9	58.5	58.7	61.2
Diesel	275.8	270.7	294.7	302.7	320.1	344.9
Combustóleo	474.9	406.2	354.6	332.5	340.6	263.7
Otros	28.1	29.1	51.7	59.7	650.7	67.7
Demanda externa	37.0	91.0	108.0	77.0	105.0	105.0
Gasolinas	8.0	7.0	2.0	1.0	1.0	6.0
Turbosina	3.0	6.0	8.0	7.0	7.0	6.0
Diesel	9.0	8.0	3.0	8.0	1.0	3.0
Combustóleo	4.0	25.0	21.0	3.0	1.0	36.0
Otros	13.0	45.0	74.0	58.0	95.0	54.0
Diferencia	98.7	58.1	15.1	61.4	(2.3)	21.8

FUENTE: PEMEX Refinación, Reportes de la oferta y la demanda de petrolíferos 2001-2006.

En el periodo 2001-2006 PEMEX Refinación ofertó un volumen de productos superior al 100.0% de la demanda interna, con lo cual la satisfizo. Para cubrir la demanda de productos petrolíferos, el organismo recurrió a un volumen creciente de importaciones, que en el caso de las gasolinas aumentó su participación en la

oferta total en 6.3 puntos porcentuales al pasar de una participación de 31.7% en 2001 a una de 38.0% en 2006, como se muestra en la gráfica siguiente:

GRÁFICA NÚM. 7. PARTICIPACIÓN DE LAS IMPORTACIONES EN LA OFERTA DE GASOLINAS 2001-2006 (Participaciones)



FUENTE: PEMEX Refinación, **Reportes de la producción y ventas internas de petrolíferos, 2001-2006**

En el periodo 2001-2006 PEMEX Refinación satisfizo la demanda nacional de petrolíferos con el apoyo creciente de importaciones, principalmente de gasolinas. La oferta nacional de petrolíferos en 2006 registró un crecimiento de 4.0% respecto del de 2001, debido al incremento de las importaciones, principalmente de gasolinas, y a la entrada en operación de las obras de reconfiguración del SNR en 2003.

- Índice de eficacia en la producción de petrolíferos, 2001-2006

En el Presupuesto de Egresos de la Federación para los Ejercicios Fiscales 2001-2006 y en los Programas Operativos Anuales del periodo 2001-2006 de PEMEX Refinación se establecieron las metas de producción de petrolíferos.

Los resultados de la producción de petrolíferos se muestran en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 18. EFICACIA EN LA PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS, 2001-2006
(Miles de barriles diarios)

Años	Producción		Eficacia (%) (2)/(1)
	Programada (1)	Alcanzada (2)	
2001	1,351.9	1,365.3	101.0
2002	1,457.1	1,367.7	93.9
2003	1,455.5	1,353.5	93.0
2004	1,282.2	1,374.0	107.2
2005	1,264.3	1,338.0	109.8
2006	1,346.6	1,330.0	98.8
Promedio	1,359.6	1,354.7	99.6

FUENTE: Secretaría de Hacienda y Crédito Público, **Presupuesto de Egresos de la Federación, 2001-2006**; PEMEX Refinación, **Reportes de la producción de petrolíferos, 2001-2004**; y Petróleos Mexicanos, **Memoria de Labores 2007**, p. 196.

En el periodo 2001-2006 PEMEX Refinación obtuvo una eficacia promedio de 99.6% en el cumplimiento de sus metas anuales de producción de petrolíferos. Sobresalen los resultados de los años 2002 y 2003 en los que el organismo alcanzó cumplimientos de 93.9% y 93.0%, respectivamente, debido a que en el Sistema Nacional de Refinación se procesó un volumen de petróleo crudo inferior en 8.3% y en 6.7%, en ese orden, al programado. En el primer caso, por el retraso en la puesta en operación de la planta coquizadora de la Refinería de Cadereyta, problemas operativos en la sección de vacío de la Planta Combinada, el retraso en la entrega de la nueva Planta Hidrosulfuradora de Naftas U-300 en la Refinería Madero y a un incidente ocurrido en el oleoducto Nuevo Teapa-Venta de Carpio que provocó ajustes a la baja en el proceso de crudo en la Refinería de Tula; en tanto que en el segundo, a causa del retraso en los trabajos de reconfiguración de las refinerías de Cadereyta y Madero, y en la entrada en operación de la línea 2 del oleoducto Nuevo Teapa-Poza Rica-Madero.

Si bien durante el periodo 2001-2006 PEMEX Refinación alcanzó su producción programada de petrolíferos, se observa un ligero descenso en la producción anual, derivado de rezagos en la terminación de obras de infraestructura de producción y de los problemas operativos en las plantas procesadoras asociados a la insuficiencia de trabajos de mantenimiento a la planta productiva. Por ello, la Auditoría Superior de la Federación recomendó a PEMEX Refinación que adoptara acciones para fortalecer tanto la planeación como su sistema de control y seguimiento de los avances físico-financieros de sus proyectos de inversión, a fin de que cumpla con los programas anuales de construcción de infraestructura de producción de petrolíferos.

Sobre el particular, con oficio Núm. DCF-SPP-0332/2006 de fecha 5 de junio de 2006, Petróleos Mexicanos informó a la ASF que la Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos ha instrumentado acciones orientadas a

prevenir desviaciones e inconsistencias normativas en la administración de proyectos de inversión, ha desarrollado diversos mecanismos para fortalecer la planeación de los proyectos dentro de los cuales destaca el diseño e implementación del Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP). Este sistema consiste en establecer un proceso único con diferentes etapas ligadas entre sí para la definición, ejecución y operación del proyecto.

Los objetivos del SIDP serían la distribución más eficiente de los recursos de inversión; evitar cambios de alcance operativos y presupuestales de los proyectos durante la etapa de ejecución; y mayor certeza en las estimaciones de costos y tiempos de desarrollo y de entrada en operación, así como la operabilidad esperada del proyecto. Los beneficios que se obtendrán con la implantación del SDP serán: visión integral de proyectos; maximizar al efectividad de la asignación de los recursos; y resultados en el desempeño de los proyectos con desviaciones mínimas dentro de los rangos similares de empresas equivalentes a PEMEX.

Asimismo, el organismo informó que otras acciones que instrumentó para fortalecer la planeación de los proyectos y prevenir desviaciones o inconsistencias normativas en la administración de los proyectos de inversión fueron la simplificación e implantación de los procedimientos de las diversas etapas del proceso de obra pública; la homologación de las bases de licitación y de los modelos de contrato; el desarrollo e implantación de la bitácora electrónica por la transición del libro de bitácora tradicional de obra; y el desarrollo del sistema de control de volúmenes de obra.

En el periodo 2001-2006 PEMEX Refinación cumplió con eficacia sus metas anuales de producción de productos petrolíferos; no obstante, se observó una disminución de 0.5%, promedio anual, al pasar de 1,365.3 mbd en 2001 a 1330.0 mbd en 2006, debido a problemas operativos en las plantas de proceso por insuficiencia de trabajos de mantenimiento.

- Índice de rendimiento del petróleo crudo ^{27/}

En el Plan de Negocios 2004-2012 de PEMEX Refinación se estableció como propósito mejorar los rendimientos de gasolina y de destilados intermedios como la turbosina y el diesel, que son los productos de mayor valor agregado, mediante el mejoramiento de los equipos, infraestructura de procesamiento y las prácticas operativas, a fin de alcanzar en 2012 rendimientos similares al óptimo.

En las refinerías de Estados Unidos de Norteamérica el rendimiento promedio de gasolinas por cada barril de petróleo crudo procesado es de 46.9%, el de

^{27/} El rendimiento del petróleo crudo indica el porcentaje de productos destilado como las gasolinas, el diesel, combustóleo y los demás productos residuales que se obtiene por cada barril de petróleo crudo procesado en el Sistema Nacional de Refinación.

turbosina de 9.9%, el de diesel de 23.8%, el de combustóleo de 12.4% y el restante 8.7% de otros productos residuales.

En el Programa Operativo Anual 2006 PEMEX Refinación estableció las metas de rendimientos de 34.0% de gasolinas, 30.0% de diesel y 24.0% de combustóleo por cada barril de petróleo crudo procesado en el Sistema Nacional de Refinación.

Los resultados del rendimiento de las gasolinas, de diesel y de combustóleo por barril de petróleo crudo procesado en el periodo 2001-2006 se presentan en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 19. RENDIMIENTO DE PRODUCTOS POR BARRIL DE PETRÓLEO
CRUDO PROCESADO, 2001-2006
(Porcentajes)

Año	Estándar EUA (1)	PEMEX Refinación		Diferencia puntos porcentuales	
		Meta (2)	Real (3)	(3)-(1)	(3)-(2)
2001					
Gasolina	46.9	34.3	30.2	(16.7)	(4.1)
Diesel	23.8	23.3	22.5	(1.3)	(0.8)
Combustóleo	12.4	27.5	34.4	22.0	4.9
2002					
Gasolina	46.9	33.0	31.2	(15.7)	(1.8)
Diesel	23.8	23.2	21.4	(2.4)	(2.8)
Combustóleo	12.4	29.4	35.1	22.7	5.7
2003					
Gasolina	46.9	32.1	34.0	(12.9)	1.9
Diesel	23.8	21.7	23.9	(0.1)	2.2
Combustóleo	12.4	31.6	29.6	17.2	(2.0)
2004					
Gasolina	46.9	33.9	34.6	(12.3)	0.7
Diesel	23.8	24.3	34.9	1.1	0.6
Combustóleo	12.4	24.2	27.4	(15.0)	3.2
2005					
Gasolina	46.9	32.4	34.2	(12.7)	2.2
Diesel	23.8	28.8	29.7	5.9	0.9
Combustóleo	12.4	27.2	26.3	13.9	(0.9)
2006					
Gasolina	46.9	34.0	34.4	(12.5)	0.4
Diesel	23.8	30.0	30.6	6.8	0.6
Combustóleo	12.4	24.0	25.2	12.8	1.2

FUENTE: PEMEX Refinación, **Programas Operativos Anuales, 2001-2006;** y **Plan de Negocios de PEMEX Refinación 2004-2012.**

En el periodo 2001-2006 PEMEX Refinación aumentó en 4.2 puntos porcentuales su rendimiento de gasolinas y en 8.1 puntos porcentuales el rendimiento de diesel, y disminuyó en 9.2 puntos porcentuales el rendimiento de combustóleo, resultados que son congruentes con su propósito de optimizar el rendimiento de productos destilados de alto valor agregado y de generar con ello un mayor margen de utilidad para el organismo. No obstante, a 2006 se mantiene una brecha de 12.5 puntos porcentuales respecto del rendimiento promedio de gasolinas de las refinerías de EUA, debido a que la configuración de estas últimas es diferente y

contiene mejoras tecnológicas respecto de las del Sistema Nacional de Refinación el cual está orientado a la producción de combustóleo. Además, los suministros de crudo no son los óptimos, ya que PEMEX Refinación se ve obligado a tomar los crudos residuales de la exportación y su configuración no permite obtener ventajas de ese tipo de crudos.

El organismo informó que los rendimientos de productos alcanzados a 2006 se debieron a la entrada en operación de las plantas de coquización de las refinerías de Cadereyta y Madero, que permiten procesar una mayor proporción de crudos pesados como el Maya y obtener más destilados, con lo que se incrementó el rendimiento de los productos en estas refinerías.

- Índice de intensidad energética ^{28/}

En el Presupuesto de Egresos de la Federación 2004 se estableció como un objetivo estratégico para PEMEX Refinación maximizar el valor de los activos con niveles de eficiencia y rentabilidad internacional competitivos.

De acuerdo con un estudio de posicionamiento referenciado (benchmarking) ^{29/} de PEMEX Refinación en materia de producción del periodo 2002-2004, el índice de intensidad energética estándar para las refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR) fue de 92.0% en 2002 y de 89.0% en 2004.

Se precisó que los resultados del organismo en este índice reflejaban un consumo de energía superior al consumo típico o estándar, como se observa en el cuadro siguiente:

^{28/} El índice de intensidad energética es la expresión porcentual que relaciona la cantidad de energía consumida en la refinería con el consumo típico estándar por una refinería de configuración similar.

^{29/} La Compañía HSB Solomon realiza los estudios de benchmarking cada dos años en los cuales se inscribe PEMEX Refinación, por lo que los resultados de estos estudios corresponden a los años 2000, 2002 y 2004.

CUADRO NÚM. 20. ÍNDICE DE INTENSIDAD ENERGÉTICA, 2002-2004
(Porcentajes)

Concepto	Años					
	2002			2004		
	Estándar (1)	Resultado (2)	Brecha (3)=(2)-(1)	Estándar (4)	Resultado (5)	Brecha (6)=(5)-(4)
SNR	90	136	46	89	123	34
Cadereyta	88	116	28	88	115	27
Madero	93	181	88	92	139	47
Minatitlán	93	151	58	92	133	41
Salamanca	33	128	95	88	129	41
Salina Cruz	33	123	90	86	120	34
Tula	18	118	100	86	105	19

FUENTE: PEMEX Refinación, **Reporte de los resultados del posicionamiento referenciado, 2002-2004.**

En 2004 el índice de intensidad energética del SNR fue superior en 34 puntos porcentuales del consumo estándar estimado por el tipo de refinerías que lo integran. El organismo señaló que este resultado se debió a que en el diseño de la infraestructura de las refinerías no se consideraron aspectos de ahorro de energía y a que las inversiones realizadas sólo habían permitido disminuir en 3.5 puntos porcentuales el índice respecto del valor del año 2002, por lo que se mantenía una brecha que representaba un consumo de un tercio más que el consumo estándar que debería tener el Sistema Nacional de Refinación (SNR). Por ello, la Auditoría Superior de la Federación recomendó a PEMEX Refinación que sometiera a la consideración de su Consejo de Administración un programa orientado a disminuir el consumo de energía en las plantas de proceso del SNR en cumplimiento del Objetivo establecido en el Plan de Negocios del Organismo.

Mediante oficio PR-DG-CA-347/06 de fecha 26 de mayo de 2006, la Dirección General del organismo instruyó a las Subdirecciones de Producción, y de Planeación, Coordinación y Evaluación para que se presentara ante el Consejo de Administración del organismo un programa de atención para mejorar el consumo de energía en las plantas de proceso del Sistema Nacional de Refinación. El Programa debía estar alineado al Plan de Negocios vigente.

Asimismo, en septiembre de 2006, PEMEX Refinación proporcionó copia del programa de mejoras presentado al Consejo de Administración para su consideración, correspondiente a los indicadores utilización de la capacidad de destilación equivalente, personal equivalente y consumo de energía. Este último indicador orientado a disminuir el consumo de energía en las plantas de proceso del Sistema Nacional de Refinación.

- Índice de utilización de la capacidad de destilación equivalente ^{30/}

En el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2001-2006, se estableció como objetivo asegurar el abasto suficiente de hidrocarburos con estándares internacionales de calidad y precios competitivos, y contar para ello con empresas energéticas públicas y privadas de clase mundial.

De acuerdo con un estudio de posicionamiento referenciado (benchmarking) de PEMEX Refinación en materia de producción del periodo 2002-2004, el índice de utilización estándar de las refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR) fue de 81.0 % para 2004, el cual se basó en el desempeño de las refinerías de la Costa Norteamericana del Golfo de México (CNGM).

En 2004 PEMEX Refinación alcanzó un índice de utilización de su capacidad de destilación equivalente de 75.6%, valor inferior en 7.5 puntos porcentuales al obtenido por las refinerías de la CNGM y superior en 7.7 puntos porcentuales al de 2002, como se observa en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 21. ÍNDICE DE UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD DE DESTILACIÓN EQUIVALENTE, 2002-2004 (Porcentajes)

Concepto	Años					
	2002			2004		
	Estándar (1)	Resultado (2)	Brecha (2)-(1)	Estándar (3)	Resultado (4)	Brecha (3)-(4)
CNGM	82.2	n.d.	n.a.	83.1	n.d.	n.a.
SNR	79.5	67.9	(11.6)	81.0	75.6	(5.4)
Cadereyta	79.5	66.0	(13.5)	83.2	72.7	(10.5)
Madero	80.1	36.6	(43.5)	81.0	71.0	(10.0)
Minatitlán	80.1	69.9	(10.2)	82.8	68.9	(13.9)
Salamanca	80.1	67.2	(12.9)	82.8	68.2	(14.6)
Salina Cruz	79.5	77.4	(2.1)	81.0	83.4	2.4
Tula	79.5	82.2	2.7	83.2	83.1	(0.1)

FUENTE: PEMEX Refinación, **Reporte de los resultados del posicionamiento referenciado en materia de producción, 2002-2004.**

El incremento en el índice de utilización de la capacidad de destilación primaria de PEMEX Refinación en 2004 respecto de 2002 se debió a la entrada en operación de las plantas coquizadoras en las refinerías de Cadereyta y Madero en 2003 y a la modernización e incorporación de nuevas plantas en las refinerías de Tula y Salamanca.

^{30/} Este indicador expresa la medida de utilización global de los activos de una refinería o conjunto de refinerías.

La brecha observada en el índice de capacidad de destilación equivalente en el SNR con relación al desempeño estándar de las refinerías de la CNGM se debe a que la capacidad de operación instalada de petróleo crudo en las refinerías de la CNGM es superior al de las del SNR, así como la insuficiencia de los trabajos de mantenimiento en estas últimas plantas por las limitaciones presupuestales establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Por la brecha existente de 7.5 puntos porcentuales en el índice de utilización de la capacidad de destilación primaria de PEMEX Refinación respecto del valor estándar obtenido por las refinerías de la CNGM, se determinó que ese organismo no había alcanzado el objetivo de ser una empresa de clase mundial establecido en el PROSENER 2001-2006.

Al respecto, la ASF recomendó a PEMEX Refinación que elaborara y sometiera a la consideración de su Consejo de Administración un programa de conservación y mantenimiento de su infraestructura productiva que permitiera aumentar el índice de utilización de su capacidad de destilación equivalente.

En septiembre de 2006 PEMEX Refinación proporcionó a la ASF copia del programa de mejoras presentado al Consejo de Administración para su consideración, correspondiente, entre otros indicadores, al de utilización de la capacidad de destilación equivalente. Dicho programa incluía un conjunto jerarquizado de inversiones por proyectos para el periodo 2006-2012, orientado a incrementar la utilización de las plantas de proceso del Sistema Nacional de Refinación.

Los resultados del índice de utilización de la capacidad de destilación equivalente a 2006 se presentan en el cuadro siguiente.

CUADRO NÚM. 22. ÍNDICE DE UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD DE DESTILACIÓN EQUIVALENTE, 2002-2006 (Porcentajes)

Concepto	Años								
	2002			2004			2006		
	Estándar	Resultado	Brecha	Estándar	Resultado	Brecha	Estándar	Resultado	Brecha
(1)	(2)	(2)-(1)	(3)	(4)	(4)-(3)	(5)	(6)	(6)-(5)	
CNGM	82.2	n.d.	n.a.	83.1	n.d.	n.a.	83.1	n.d.	n.a.
SNR	79.5	67.9	(11.6)	81.0	75.6	(5.4)	80.8	76.9	(3.9)
Cadereyta	79.5	66.0	(13.5)	83.2	72.7	(10.5)	81.0	75.5	(5.5)
Madero	80.1	36.6	(43.5)	81.0	71.0	(10.0)	81.0	75.3	(5.7)
Minatitlán	80.1	69.9	(10.2)	82.8	68.9	(13.9)	80.2	76.3	(3.9)
Salamanca	80.1	67.2	(12.9)	82.8	68.2	(14.6)	80.2	79.2	(1.0)
Salina Cruz	79.5	77.4	(2.1)	81.0	83.4	2.4	81.0	86.1	5.1
Tula	79.5	82.2	2.7	83.2	83.1	(0.1)	81.5	71.1	(10.4)

FUENTE: PEMEX Refinación, **Reporte de los resultados del posicionamiento referenciado en materia de producción, 2002-2006.**

En 2006, el índice de utilización de la capacidad de destilación del Sistema Nacional de Refinación fue de 76.9%, resultado superior en 1.3 puntos porcentuales al valor alcanzado por el organismo en 2004 que fue de 75.6%, pero inferior en 3.9 puntos porcentuales al valor estándar del organismo que es de 80.8%; y en 6.2 puntos porcentuales respecto del estándar de las refinerías de la Costa Norteamericana del Golfo de México que es de 83.1%.

- Índice de personal equivalente ^{31/}

En el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2001-2006, se establece asegurar el abasto suficiente con estándares internacionales de calidad y precios competitivos, y contar para ello con empresas energéticas públicas y privadas de clase mundial.

De acuerdo con un estudio de posicionamiento referenciado de PEMEX Refinación del periodo 2002-2004 realizado por la Compañía Solomon, el valor estándar de personal equivalente del SNR para el año 2004 fue 38.9 trabajadores por cada 100 mil unidades de destilación equivalente (EDC).

Se precisó que el índice de personal equivalente alcanzado en 2004 por PEMEX Refinación en el SNR fue de 187.9 personas por cada 100 mil EDC, valor superior en 452.0% al estándar de las refinerías de la CNGM que era de 34 trabajadores

^{31/} Representa el personal equivalente por cada 100 mil unidades de destilación equivalentes, necesario para llevar a cabo todos los trabajos requeridos en una refinería, considerando que dicho personal labora 40 horas a la semana durante 52 semanas al año sin ausencias al trabajo.

por cada 100 mil EDC e inferior en 7.3% al resultado de 2002, como se observa en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM 23. ÍNDICE DE PERSONAL EQUIVALENTE, 2002-2004
(Personal equivalente por cada 100 Mil EDC)

Concepto	2002 (1)	2004		
		Estándar (4)	Resultado (5)	Brecha (6)=(5)-(4)
CNGM	39.0	34.0	n.d.	n.a.
SNR	202.6	38.9	187.9	149.6
Cadereyta	144.8	34.7	132.7	98.0
Madero	286.0	38.9	214.5	175.6
Minatitlán	316.5	42.5	283.3	240.8
Salamanca	183.9	42.5	230.8	188.3
Salina Cruz	162.4	38.9	149.4	110.5
Tula	190.9	34.7	183.0	148.3

FUENTE: PEMEX Refinación, **Reporte de los resultados del posicionamiento referenciado en materia de producción, 2002-2004.**

n.d.: No disponible.

n.a.: No aplicable.

El organismo precisó que la brecha en el índice de personal equivalente respecto del estándar de las refinerías de la CNGM se debe a que las plantillas de personal que se tienen en el Sistema Nacional de Refinación son más amplias que las de las refinerías de la CNGM, ya que estas últimas no incluyen personal de mantenimiento y tienen una menor cantidad de personal administrativo en comparación con el que se tiene en el SNR.

Asimismo, informó que la mejora observada en el índice de personal equivalente en el Sistema Nacional de Refinación en 2004 respecto de 2002, se debió a los ajustes de personal que llevó a cabo el organismo en las áreas operativas y administrativas durante 2004 y al incremento de la capacidad de destilación equivalente.

En 2004, el índice de personal equivalente de PEMEX Refinación registró una brecha de 153.9 trabajadores por cada 100 mil EDC respecto del estándar de las refinerías de la CNGM. Este resultado reveló que el organismo no había alcanzado la meta, en esta materia, de ser una empresa de clase mundial establecida en el PROSENER 2001-2006. Por ello, la ASF recomendó a PEMEX Refinación que sometiera a la consideración de su Consejo de Administración un programa de acción orientado a mejorar sus índices de personal equivalente con base en estándares internacionales.

Con oficio número DCF-SPP-GCP-SPEPyC-0246/2006 de fecha 25 de septiembre de 2006, la Dirección Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos envió a la

ASF copia del programa de atención para mejoras operativas elaborado por PEMEX Refinación y presentado al Consejo de Administración para su consideración, referente, entre otros índices, al de personal equivalente. Asimismo, proporcionó copia del acuerdo CAPR-066/2006 de la Sesión Ordinaria 110 del Consejo de Administración de PEMEX Refinación, en el cual se indica que la secretaria de acuerdos tomó conocimiento del programa referido.

4.2.3. PEMEX Gas y Petroquímica Básica

- Demanda de Gas Natural

Índice de satisfacción de la demanda de gas natural, 2001-2006

En el Programa Sectorial de Energía 2001-2006 se establece como objetivo estratégico, entre otros, el de asegurar el abasto suficiente de energía. En el Presupuesto de Egresos de la Federación 2006 se estableció, entre otras acciones relevantes, satisfacer las necesidades del mercado en forma oportuna, confiable y con estricto apego a los lineamientos corporativos.

Para determinar el índice de satisfacción de la demanda se revisó la información de los Programas Operativos Anuales y los reportes de producción y ventas de gas natural del periodo 2001-2006 de PGPB, con los resultados que se muestran en la tabla siguiente:

CUADRO NÚM. 24. BALANCE OFERTA - DEMANDA DE GAS NATURAL, 2001-2006
(Millones de Pies Cúbicos Diarios)

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TMCA
Oferta	3,921.1	4,309.4	4,654.7	4,836.2	4,724.1	5,135.9	5.5
Producción nacional	3,628.9	3,716.9	3,897.8	4,070.5	4,243.6	4,685.0	5.2
Oferta PGPB ^{1/}	2,919.1	3,019.8	3,135.1	3,256.0	3,245.8	3,532.8	3.9
Directo de campos PEP	709.7	697.1	762.7	814.5	997.8	1,152.2	10.2
Importación	292.2	592.5	756.9	765.6	480.4	450.9	9.1
Demanda	3,850.5	4,299.0	4,614.4	4,813.0	4,686.8	5,119.0	5.7
Ventas Interorganismos	1,829.5	1,869.5	1,993.3	2,056.4	2,032.6	2,129.9	3.8
Ventas Internas	1,993.3	2,425.1	2,621.4	2,756.3	2,632.4	2,995.2	8.2
Sec. industrial y distribuidores ^{2/}	983.6	1,131.6	1,138.4	1,093.8	1,072.9	1,155.9	3.3
Sector eléctrico ^{3/}	1,009.7	1,293.5	1,483.0	1,662.5	1,559.6	1,799.3	12.2
Exportación	29.4	4.4	0.0	0.0	23.9	32.7	2.2
Empaque de gasoductos	2.9	0.0	4.6	0.3	(2.1)	1.2	(16.2)
Diferencia estadística	70.5	10.4	35.3	23.1	37.2	16.9	(24.8)

FUENTE: PEMEX Gas y Petroquímica Básica, información sobre oferta y demanda de gas natural.

^{1/} Incluye etano inyectado a ductos de gas seco y otras corrientes.

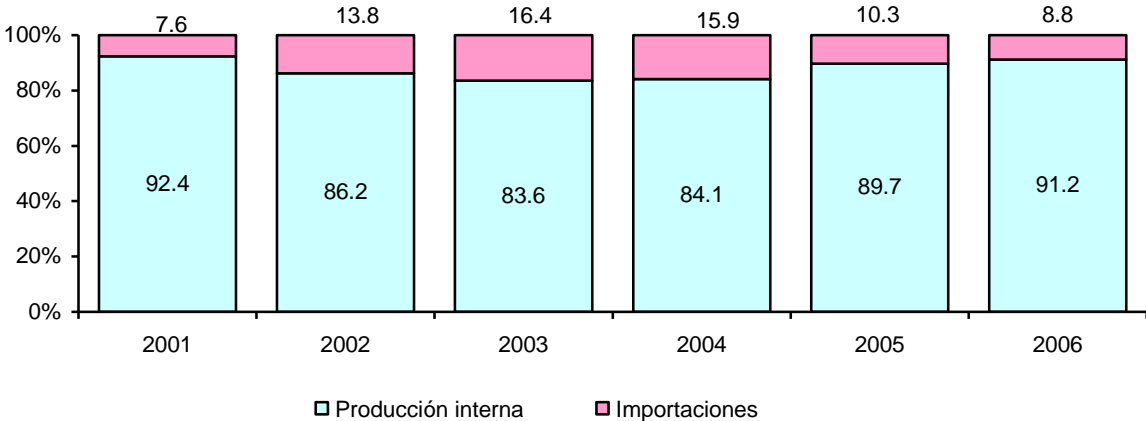
^{2/} En 2004, incluye 90.86 MMpcd que corresponden a consumos de autogeneradores de electricidad.

^{3/} En 2005 y 2006, incluye consumos de autogeneradores de electricidad.

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

La oferta de gas natural de PGPB satisfizo la demanda nacional durante el periodo 2001-2006. En la atención de la demanda nacional de gas natural, la producción interna disminuyó su participación en 1.2 puntos porcentuales, en tanto que las importaciones la incrementaron en igual proporción, como se muestra en la gráfica siguiente:

GRÁFICA NÚM. 8. PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN LA SATISFACCIÓN DE LA DEMANDA INTERNA DE GAS NATURAL, 2000-2006 (Porcentajes)



FUENTE: Información de la oferta de gas natural de los años de 2001 a 2006.

La disminución de la participación de la producción nacional en la atención de la demanda se debe a que la demanda nacional ha crecido a una tasa superior en 0.5 puntos porcentuales al ritmo de crecimiento de la producción nacional, principalmente porque el consumo del sector eléctrico se incrementó a una tasa media anual de 12.2% por la entrada en operación de nuevas plantas generadoras con tecnología ciclo combinado que consumen gas natural; por lo que para satisfacer la demanda, el organismo ha recurrido a importaciones, las cuales crecieron durante el periodo 2001-2006 a un ritmo promedio anual de 9.1%.

En el periodo 2001-2006 PGPB cumplió con el objetivo estratégico del Programa Sectorial de Energía 2001-2006, relativo a asegurar el abasto suficiente de energía. Para esto, ha recurrido a importaciones de gas natural, las cuales han crecido en 9.1%, promedio anual, ya que la producción interna ha crecido a la mitad del ritmo de la demanda.

- Demanda de Gas Licuado

Índice de satisfacción de la demanda de gas licuado, 2001-2006

En el Programa Sectorial de Energía 2001-2006, se establece como objetivo estratégico asegurar el abasto suficiente de energía. En el Presupuesto de Egresos de la Federación 2006 se estableció, como acción relevante, satisfacer las necesidades del mercado en forma oportuna, confiable y con estricto ajuste a los lineamientos corporativos.

Para determinar el índice de satisfacción de la demanda de gas licuado se revisó la información del Balance de Oferta- Demanda de gas licuado, 2001-2006 de PGPB, como se observa en la tabla siguiente:

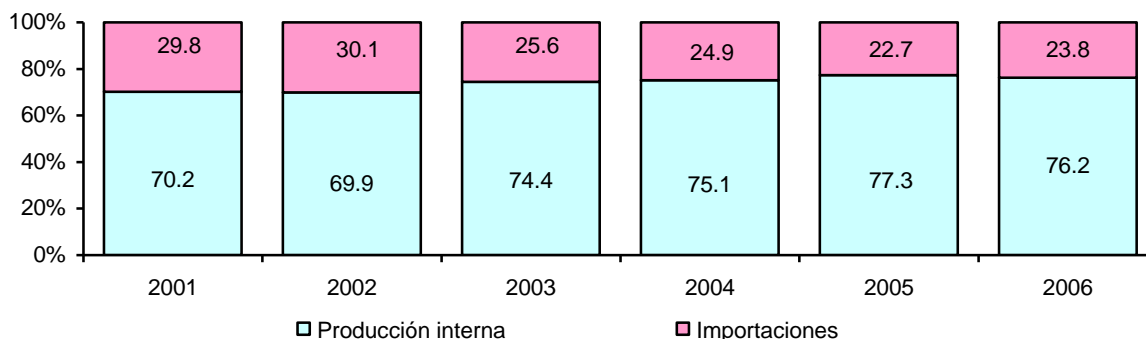
CUADRO NÚM 25. BALANCE OFERTA- DEMANDA DE GAS LICUADO, 2001-2006
(Miles de Barriles Diarios)

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	TMCA
Oferta	334.4	337.5	332.6	339.6	320.8	317.4	(1.0)
Producción Interna	234.6	235.9	247.3	255.0	247.9	241.8	0.6
Importación	99.8	101.6	85.3	84.6	72.9	75.6	(5.4)
Demanda	334.4	337.5	332.6	339.6	320.8	317.4	(1.0)
Ventas Interorganismos	5.5	3.7	4.3	5.4	3.7	4.7	(3.1)
Autoconsumos PGPB	0.7	0.6	0.7	0.7	0.6	0.6	(3.0)
Ventas internas	325.3	332.6	327.5	328.2	314.1	306.0	(1.2)
Exportación	3.1	0.4	0.3	0.2	1.8	2.1	(7.4)
Empaque de gasoductos	(0.2)	0.2	(0.2)	5.1	0.6	4.0	82.1

FUENTE: PEMEX Gas y Petroquímica Básica, **Balance de Oferta 2001-2004**; y Petróleos Mexicanos, **Memoria de Labores 2006**, México, 2007.

La oferta de gas licuado de PGPB satisfizo la demanda nacional durante el periodo 2001-2006. En la atención de la demanda nacional de gas licuado, la producción nacional incrementó su participación en 6.0 puntos porcentuales, en tanto que las importaciones la disminuyeron en igual proporción, como se muestra en la gráfica siguiente:

GRÁFICA NÚM 9. PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE GAS LICUADO EN LA SATISFACCIÓN DE LA DEMANDA, 2000-2004
(Porcentajes)



FUENTE: Información de la oferta de gas licuado de los años de 2001 a 2006.

El incremento de la participación de la producción nacional en la atención de la demanda obedeció a un crecimiento de la producción a una tasa media anual de 0.6% durante el periodo 2001-2006, debido a que la oferta de gas húmedo por parte de PEMEX Exploración y Producción creció en igual proporción en dicho periodo.

En el periodo 2001 a 2006 PGPB cumplió con el objetivo estratégico del Programa Sectorial de Energía 2001-2006, relativo de asegurar el abasto suficiente de energía, ya que la oferta de gas licuado fue suficiente para atender la demanda interna. Para ello, recurrió a importaciones, las cuales han disminuido en 6.0 puntos porcentuales su participación en la atención de la demanda respecto de 2001, debido a que aumentó la producción interna a causa de una mayor disponibilidad de materia prima.

- Calidad del gas natural comercializado 2003

En el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2001-2006 se estableció como objetivo para 2006 contar con empresas energéticas de alto nivel, con capacidad de abasto suficiente, estándares de calidad y precios competitivos, así como incrementar la oferta de hidrocarburos. Por su parte, en el Programa Sectorial de Energía 2001-2006 (PROSENER), se estableció el objetivo estratégico de asegurar el abasto suficiente de energía, con estándares internacionales de calidad y precios competitivos.

Para cumplir ese objetivo estratégico, en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) de 2003 PGPB determinó, entre otras acciones, las de satisfacer las necesidades del mercado en forma oportuna, confiable y con estricto

cumplimiento de los lineamientos estratégicos corporativos, así como adaptar la infraestructura para cumplir con la norma de calidad del gas natural.

Para medir la calidad con que PGPB comercializó el gas natural durante 2003 se tomó como base la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-1997, Calidad del Gas Natural,^{32/} cuyo objetivo consiste en establecer las propiedades físicas y químicas del hidrocarburo que se inyecte a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución. El gas comercializado debe cumplir como mínimo con las especificaciones de poder calorífico en bruto base seca, ácido sulfhídrico, azufre total, humedad, nitrógeno más bióxido de carbono, contenido de licuables a partir del propano, temperatura, oxígeno, material sólido, líquidos y microbiológicos, para que cumpla con las propiedades de un combustible limpio que evite dañar a los equipos y a los sistemas de combustión en general.

El organismo realiza la medición de siete de los 12 parámetros de calidad, que son el poder calorífico en bruto base seca, ácido sulfhídrico, humedad, nitrógeno más bióxido de carbono, contenido de licuables a partir del propano y temperatura.

Por lo que respecta a las especificaciones de materiales sólidos, líquidos, oxígeno y microbiológicos, PGPB precisó que no realiza su medición porque no existe la metodología ni el sistema que mida en línea este tipo de elementos, dado que no es práctica común en este tipo de industria medirlos en forma continua. Sin embargo, en lo referente a sólidos y líquidos, el organismo informó que cuenta con sistemas de filtrado y separación de líquidos, además, efectúa la limpieza de los ductos a través de corridas de diablos que reportan los resultados, indicando si contienen este tipo de elementos y, en su caso, se cuantifican para llevar el control estadístico.

Para el caso del azufre total, debido a que los equipos existentes tienen un alto costo operativo, PGPB calcula este parámetro con base en las determinaciones de ácido sulfhídrico realizadas en los puntos de inyección, ya que son parámetros asociados.

En cuanto al contenido de nitrógeno más bióxido de carbono y de licuables a partir del propano, los resultados del organismo durante 2003 fueron los siguientes:

^{32/} La norma excluye únicamente al gas natural que se conduce directamente desde los pozos productores a las plantas de procesamiento de PEMEX, o a sus organismos subsidiarios, o bien, el que se transporta directamente desde dichos pozos sin pasar por las plantas de procesamiento, a titulares de permisionarios de usos propios, al amparo de contratos específicos.

CUADRO NÚM. 26. PROMEDIO ANUAL DE CALIDAD DEL GAS NATURAL EN PUNTOS DE ENTREGA DE PGPB, 2003

Superintendencia	Composición % Vol.				Licuables 3+ b/MMpc
	Metano	Etano	Propano	N2+CO2	
NOM-001-SECRE-1997				3.0 Máx.	10.5 Máx ^{1/}
Cárdenas	84.7	11.3	0.7	3.3 ^{2/}	4.5
Minatitlán	87.1	9.3	0.5	3.1 ^{2/}	3.2
Ciudad Mendoza	87.4	9.3	0.6	2.6	3.7
Veracruz	91.4	5.8	0.9	1.7	6.2
Tlaxcala	87.3	9.3	0.6	2.7	4.1
Venta de Carpio	88.6	8.3	0.7	2.4	4.6
Salamanca	86.9	9.4	0.8	2.9	5.0
Guadalajara	86.9	9.4	0.9	2.8	5.6
Madero	93.2	3.9	1.4	1.4	9.2
Reynosa	93.1	4.5	1.3	1.0	8.2
Monterrey	93.2	3.6	1.6	1.6	10.1
Torreón	92.9	4.0	1.7	1.3	10.9 ^{2/}
Chihuahua	93.8	3.3	1.1	1.7	6.8
Promedio	89.7	7.0	1.0	2.2	6.3

FUENTE: Oficio PGPB-GCGD-653/2004 de fecha 6 de octubre de 2004.

N2+CO2: Nitrógeno más bióxido de carbono.

b/MMpc: Barriles por millón de pie cúbico.

^{1/} El factor de conversión de l/m³ a b/MMpc es 178.11.

^{2/} Los datos corresponden a los casos en que se rebasó el valor máximo establecido en el sistema de calidad.

En 2003, en las superintendencias de Cárdenas y Minatitlán se superó el nivel máximo permisible de nitrógeno (N₂) más bióxido de carbono (CO₂), debido a la presencia del nitrógeno que se inyecta a los pozos productores de crudo en el campo Cantarell. En la Superintendencia de Torreón se rebasó el contenido máximo de licuables, ambos respecto de lo permitido en la NOM-001-SECRE-1997. La variación registrada en 2003, respecto del máximo establecido en la norma NOM-001-SECRE-1997, no tuvo impacto alguno sobre los sistemas de transporte ni para los consumidores; y la emisión de la nueva norma NOM-001-SECRE-2003, que entró en vigor en 2004, establece un máximo permisible de 5.0% en volumen para estos gases inertes.

Debido a la presencia de líquidos en el gas natural suministrado a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) durante 2003, esta entidad presentó a PGPB avisos de objeción por 343,343.8 miles pesos ^{33/}.

Con base en los reportes mensuales de calidad del gas natural de 2003 del Sector Ductos Monterrey, se observó que, en los puntos de entrega Monterrey Escobedo

^{33/} Las objeciones se realizan de acuerdo con la cláusula 3.5 de los contratos de suministro de gas natural, en la cual se señala que en caso de incumplimiento en la calidad del gas natural PGPB bonificará el 10.0% del precio del gas natural entregado. El ajuste se determinará por la cantidad de gas fuera de especificación, documentado con los resultados de medición y cromatografía atestiguados y validados por ambas partes.

(Gasoducto 36") y Monterrey Escobedo (Cabezal Alta presión), el gas natural estuvo fuera de especificación en lo relativo al contenido de licuables, como se muestra en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 27. CALIDAD DEL GAS NATURAL EN PUNTOS DE ENTREGA DEL SECTOR DUCTOS MONTERREY, 2003 (Promedio Anual)

Concepto	Composición % Vol.				Licuables 3+ b/MMpc
	Metano	Etano	Propano	N ₂ +CO ₂	
NOM-001-SECRE-1997				3.0 Máx.	10.5 Máx ^{1/}
Punto de Entrega					
Mty. Escobedo (Gasoducto 24")	93.7	2.8	1.4	1.9	9.0
Mty. Escobedo (Gasoducto 36")	92.8	4.1	1.7	1.4	11.0 ^{2/}
Mty. Escobedo (Cabezal baja presión)	93.4	3.3	1.5	1.7	9.6
Mty. Escobedo (Cabezal alta presión)	92.8	4.1	1.7	1.4	11.0 ^{2/}

FUENTE: Oficio PGPB-GCGD-269/2004 de fecha 28 de septiembre de 2004.

N₂+CO₂: Nitrógeno más bióxido de carbono.

b/MMpc: Barriles por millón de pie cúbico.

^{1/} El factor de conversión de l/m³ a b/MMPC es 178.11.

^{2/} Los datos corresponden a los casos en que se rebasó el valor máximo establecido en el sistema de calidad.

Los resultados de la calidad del gas natural muestran que el gas entregado en el gasoducto de 36 pulgadas y en el cabezal de alta presión del Sector Ductos Monterrey, rebasó en 0.5 barriles por millón de pie cúbico de gas el contenido máximo de licuables a partir del propano establecido en la Norma Oficial Mexicana correspondiente.

El gas que PGPB suministró en 2003 en el punto de entrega de Torreón rebasó el máximo de contenido de licuables y en los de Cárdenas y Minatitlán el contenido máximo de nitrógeno más bióxido de carbono establecido en la NOM-001-SECRE-1997; en tanto que el gas entregado en el gasoducto de 36" y el cabezal de alta presión del punto Monterrey Escobedo del Sector Ductos Monterrey superó el contenido máximo permisible de licuables a partir del propano. Estos resultados propiciaron que PGPB tuviera que bonificar 343,343.8 miles de pesos a la CFE porque el gas suministrado estuvo fuera de especificaciones en cuanto al contenido máximo de licuables.

Por los resultados antes señalados, la ASF recomendó a PGPB que estableciera medidas correctivas para que se asegurara de que el gas natural que suministrara a sus clientes en los puntos de entrega, cumpliera con los parámetros de contenido máximo de licuables y de nitrógeno más bióxido de carbono que establecía la NOM-001-SECRE-2003, Calidad del Gas Natural, vigente en ese entonces.

Al respecto, mediante oficio PGPB-GCGD-292/2005 de fecha 31 de mayo de 2005 de la Gerencia de Control de Gestión y Desempeño, el organismo informó a la ASF que puso en práctica, entre otras, las acciones siguientes:

a) El incremento de la capacidad de procesamiento de PGPB con la construcción del Complejo Procesador de Gas Burgos, conformado por dos plantas criogénicas modulares con capacidad de procesamiento de 200 MMpcd. El organismo indicó que la puesta en operación de las Plantas Criogénicas ha mejorado sustancialmente la calidad del gas natural entregado, ya que el contenido de licuables en el gas está por debajo de la especificación.

b) La instalación de filtros separadores coalescentes, los cuales los utilizan para eliminar líquidos libres, polvos y demás contaminantes presentes en el fluido. Los equipos se integrarán al SCADA para el monitoreo de condiciones operativas y detección de llegada de líquidos o impurezas. Los puntos considerados para su instalación fueron: la inyección del CPG Reynosa, la Estación de importación/exportación Reynosa número 2 y la inyección de PEP en Culebra Norte y Sur. La entrada en operación de los dos primeros casos se estimó para el segundo semestre de 2006 y la del tercero para el primer semestre de 2007.

Asimismo, mediante oficio PGPB-GCGD-438/2005 de fecha 27 de julio de 2005, la Gerencia de Control de Gestión y Desempeño de ese organismo envió a la ASF copia de la información siguiente:

- Tabla con los resultados de las mediciones de calidad del gas natural del Complejo Procesador de Gas Burgos, 2004-2005, los cuales mostraron que durante el periodo marzo de 2004 a junio de 2005, el gas natural suministrado por dicho complejo se ajustó a los parámetros de contenido de licuables y de nitrógeno más bióxido de carbono que se establecen en la norma de calidad correspondiente.
- Copia de la pantalla del sistema SAP-PS (seguimiento de proyectos) en el cual queda registrada la autorización del presupuesto interno y copia del del oficio de autorización de Liberación de Inversiones Adecuado II Fondo AOI No. DCF-SPP.-0355/2005 para la realización del Proyecto de Modernización Integral de las Estaciones de Medición de Gas Natural y Gas LP del Sistema Nacional de Ductos.
- Resultados mensuales del contenido de licuables en las plantas de CFE en Huinalá de los meses de julio de 2004 a mayo de 2005, los cuales cumplen con los parámetros de contenido de licuables establecido en la norma de calidad NOM-001-SECRE-2003, Calidad del Gas Natural.
- Copia del acuerdo suscrito entre PGPB y *Kinder Morgan* firmado el 10 de junio de 2005, para la instalación de un regulador y un separador después de la estación M1.

- Índice de utilización de la infraestructura para el transporte de gas natural

En el Plan de Negocios de PGPB 2002-2010 se estableció como objetivo elevar el índice de utilización de la infraestructura de transporte de gas natural a 81.0% en 2002.

Como resultado de la revisión se precisó que en 2002 y 2003, el índice de utilización de la infraestructura de transporte de gas natural de PGPB fue de 71.1% y 68.9%, respectivamente, valores inferiores en 9.9 y 12.1 puntos porcentuales, en ese orden, a la meta de 81.0% establecida en el Plan de Negocios del organismo, como se muestra en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 28. ÍNDICE DE UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL, 1999-2003 (MMpcd)

Concepto	1999	2000	2001	2002	2003	Promedio Anual
Infraest. de transporte	4,865.0	4,973.0	5,165.0	4,578.0	5,053.0	4,926.8
Consumo de gas	2,945.3	3,062.9	2,954.3	3,257.0	3,482.9	3,140.5
Índice (%)	60.5	61.6	57.2	71.1	68.9	63.7
Meta del P. de Negocios %	n.d.	n.d.	n.d.	81.0	81.0	81.0

FUENTE: Oficio PGPB-GCGD-653/2004 de fecha 6 de octubre de 2004; Secretaría de Energía, Prospectiva del Gas Natural, 2003-2012.
n.d. No disponible.

De acuerdo con el Plan de Negocios del organismo el menor índice de utilización de la capacidad instalada de transporte de gas natural se debió a que la infraestructura de ductos responde a los “picos” de la demanda y no a su uso promedio, así como a paros no programados por falta de producto a transportar, decrementos en la demanda por la evolución económica y los ciclos productivos de las empresas.

El organismo explicó que la demanda no presentó el desarrollo esperado tanto por la evolución económica como por los ciclos productivos de las empresas particulares. En 2003 el índice registrado se originó por la entrada en operación de nueva infraestructura de ductos como Kinder Morgan en Monterrey, el de Gasoductos del Río en Río Bravo, Tamaulipas y el Sistema San Fernando, que redundaron en un incremento sustancial de la capacidad de transporte del SNG.

Por esos resultados, la ASF recomendó a PGPB que fortaleciera las acciones encaminadas a incrementar el índice de utilización de la capacidad instalada de transporte de gas natural, a fin de que cumpliera con la meta establecida en su

Plan de Negocios o, en su caso, que estudiara la factibilidad de modificar la meta correspondiente.

En atención a la recomendación, mediante oficio de la Gerencia de Control de Gestión y Desempeño, el organismo informó que modificó a la baja la meta de utilización de la infraestructura, debido a que resulta ser más apegado a la realidad y por ende más fiable al considerar para su determinación sólo datos a corto plazo. Al respecto, precisó que en su Plan de Negocios 2004-2007 estableció como metas de utilización de ductos las siguientes: 72% como promedio anual y 78% como el nivel pico para el año 2005.

- Tecnología para el transporte, 1999-2003

En el Programa Sectorial de Energía 2001-2006 se estableció como uno de los objetivos estratégicos impulsar la modernización y transformación de las empresas del sector energético en empresas de clase mundial. Al respecto, el organismo definió como uno de sus objetivos aplicar tecnología de punta en el transporte para garantizar la distribución del gas natural con seguridad y oportunidad.

La tendencia en materia tecnológica de las empresas de clase mundial consiste en implementar sistemas de administración integrales en ductos, que comprenden la evaluación del riesgo de los ductos y la confiabilidad operativa de todas las instalaciones. Estos sistemas están conectados a grandes bancos de datos que se puedan manejar mediante un sistema de información geográfica. La finalidad de estos sistemas es proporcionar la fotografía completa del negocio del transporte de hidrocarburos por ducto, para respaldar la toma de decisiones.

Se revisó el Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA), cuyo objetivo es la automatización y control de las operaciones por ducto de gas natural.

Para este proyecto se definieron cuatro etapas. La primera consiste en el monitoreo en tiempo real y control automático local de las instalaciones del SNG; la segunda, en el control remoto desde el centro de control principal (SP) de las principales válvulas estratégicas del SNG; la tercera, en la conexión al SCADA de los principales clientes; y la cuarta etapa, en sustituir las principales mediciones manuales de gas natural por mediciones con dispositivos de ultrasonido y computadores de flujo.

Primera etapa - Monitoreo

La primera etapa se inició en 2000 con la cual se lograría monitorear las inyecciones de gas directo a ductos y las procedentes de los diferentes Centros Procesadores de Gas (CPG's), así como de los puntos de importación y de extracción del sistema. Además, se lograría monitorear en forma permanente las

condiciones de presión de los diferentes segmentos de los ductos del SNG, variable de control para evitar que se sobrepasen las máximas presiones permisibles de operación.

En 2003 la entidad fiscalizada logró monitorear el 81.4% del total de las inyecciones de gas natural, así como el 69.8% del total de extracciones de gas natural, con lo cual cumplió al 100.0% sus metas, como se muestra a continuación:

CUADRO NÚM. 29. MONITOREO Y CONTROL EN LAS INYECCIONES Y EXTRACCIONES DE GAS NATURAL AL SISTEMA NACIONAL DE GASODUCTOS, 2000-2003 (MMpcd)

Concepto	Total de gas natural (1)	Gas natural monitoreado		Participación (%) (3/1)	Eficacia (%) (3/2)
		Programado (2)	Real (3)		
2000					
Inyecciones	2,995.0	1,153.0	1,153.0	38.5	100.0
CPG	2,002.0	992.0	992.0	49.5	100.0
Directo de campos	749.0	17.0	17.0	2.3	100.0
Importación	244.0	144.0	144.0	59.0	100.0
Extracciones	2,969.0	1,900.0	1,900.0	64.0	100.0
2001					
Inyecciones	3,003.0	2,306.0	2,306.0	76.8	100.0
CPG	1,984.0	1,984.0	1,984.0	100.0	100.0
Directo de campos	707.0	28.0	28.0	4.0	100.0
Importación	312.0	294.0	294.0	94.2	100.0
Extracciones	2,964.0	1,947.0	1,947.0	65.7	100.0
2002					
Inyecciones	3,384.0	2,713.0	2,713.0	80.2	100.0
CPG	2,051.0	2,051.0	2,051.0	100.0	100.0
Directo de campos	697.0	47.0	47.0	6.7	100.0
Importación	636.0	615.0	615.0	96.7	100.0
Extracciones	3,372.0	2,299.7	2,299.7	68.2	100.0
2003					
Inyecciones	3,660.0	2,980.0	2,980.0	81.4	100.0
CPG	2,105.0	2,105.0	2,105.0	100.0	100.0
Directo de campos	765.0	106.0	106.0	13.9	100.0
Importación	790.0	769.0	769.0	97.3	100.0
Extracciones	3,637.0	2,540.0	2,540.0	69.8	100.0

FUENTE: Oficio PGPB-GCGD-780/2004 de fecha 24 de noviembre de 2004.

En materia de monitoreo permanente de las condiciones de presión de los diferentes segmentos de los ductos del SNG, se observó que a partir del año 2001 el organismo monitorea y controla el 100.0% de la infraestructura de ductos de gas natural, conforme a lo programado, como se presenta a continuación:

CUADRO NÚM. 30. ÍNDICE DE COBERTURA EN EL MONITOREO Y CONTROL DE DUCTOS DE GAS NATURAL DEL SNG, 1999-2003 (Kilómetros)

Concepto	Total de la red	Monitoreados	Cobertura Programada	Porcentaje real
1999	9,024	0	0	0
2000	9,024	0	0	0
2001	9,024	9,024	100	100
2002	8,920	8,920	100	100
2003	8,882	8,882	100	100

FUENTE: Oficio PGPB-GCGD-780/2004 de fecha 24 de noviembre de 2004.

Segunda etapa – Control Remoto de Válvulas

Para la segunda etapa, que tiene por objeto tener el control remoto de las principales válvulas estratégicas del sistema nacional de ductos, el organismo estableció como meta la instalación de 447 actuadores.

La proporción de actuadores requeridos a 2003 corresponde a las válvulas consideradas como estratégicas para la operación del sistema de transporte de gas natural, para lo cual se tomaron en cuenta principalmente factores de seguridad, logística y condiciones operativas apropiadas en los gasoductos, a fin de garantizar la instalación bajo condiciones seguras.

Se determinó que PGPB cumplió al 100.0% sus metas anuales de instalación de actuadores de gas natural, como se muestra a continuación:

CUADRO NÚM. 31. ÍNDICE DE EFICACIA EN LA INSTALACIÓN DE ACTUADORES EN PGPB, 1999-2003 (Actuadores)

Concepto	1999	2000	2001	2002	2003	Total
Programado	385	59	0	2	1	447
Real	385	59	0	2	1	447
Eficacia (%)	100	100	n.a.	100	100	100

FUENTE: Oficio PGPB-GCGD-700/2004 de fecha 20 de octubre de 2004.

Tercera etapa Conexión de Clientes Vía Internet

En la tercera etapa se programó realizar la conexión al SCADA de los 104 principales clientes, de un total de 508 clientes, vía internet para que recibieran la información en tiempo real de los volúmenes, presiones y calidad del gas natural que les es entregado.

Se determinó que la eficacia alcanzada por PGPB en la conexión de los principales clientes al sistema SCADA en el periodo 2001-2003 fue del 100.0%, como se muestra en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 32. CLIENTES CONECTADOS AL SISTEMA SCADA VÍA INTERNET, 1999-2003
(Número de clientes)

Concepto	1999	2000	2001	2002	2003	Total
Programado	0	0	45	40	19	104
Real	0	0	45	40	19	104
Eficacia (%)	0	0	100	100	100	100

FUENTE: Oficio PGPB-GCGD-780/2004 de fecha 24 de noviembre de 2004.

Los clientes conectados al SCADA representan el 20.5% del total. La causa por la que no todos los clientes de PGPB fueron considerados para su conexión al SCADA es que no cuentan con Sistema de Medición Electrónica, lo cual hace inviable que cuenten con este servicio vía internet, dado que los sistemas neumáticos de medición no lo permiten.

Cuarta etapa – Sustitución de Medidores Convencionales por Medidores Electrónicos

En esta etapa, las metas establecidas de instalación, validación y facturación de medidores fueron en total de 104.

De acuerdo con la información captada, durante el periodo 1999-2003 se cumplieron en 100.0% las metas de instalación de medidores; en 96.1% las de validación de los medidores instalados, y en 57.7% la meta de facturar con base en los medidores, como se presenta a continuación:

CUADRO NÚM. 33. ÍNDICE DE EFICACIA EN LA INSTALACIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS, VALIDACIÓN Y FACTURACIÓN DE PGPB, 1999-2003 (Número de medidores)

Concepto	Instalación		Eficacia %	Validación		Eficacia %	Facturación		Eficacia %
	Prog.	Real		%	Real		Prog.	Real	
1999	79.0	79.0	100.0	0.0	0.0	n.a.	0.0	0.0	n.a.
2000	81.0	81.0	100.0	0.0	0.0	n.a.	0.0	0.0	n.a.
2001	92.0	92.0	100.0	0.0	0.0	n.a.	0.0	0.0	n.a.
2002	94.0	94.0	100.0	56.0	56.0	100.0	0.0	0.0	n.a.
2003	104.0	104.0	100.0	104.0	100.0	96.1	104.0	60.0	57.7
Acumulado	104.0	104.0	100.0	104.0	100.0	96.1	104.0	60.0	57.7

FUENTE: Oficio PGPB-GCGD-700/2004 de fecha 20 de octubre de 2004.

n.a: No aplicable.

Nota: A enero de 1999 se tenían instalados 29 medidores electrónicos de gas.

Las causas por las que se cumplió en 96.1% la meta de validación de medidores fueron las siguientes: la Estación MT-019 Castaños tuvo un daño en la tubería conduit que provocó problemas en el cableado de señalización con los transmisores electrónicos; y en las Estaciones RE-020 Parque puente, RE-021 Rancho Grande y RE-022 Parque Industrial del Norte, se tuvieron desacuerdos con los clientes para realizar la validación de los equipos. Asimismo, el organismo cumplió en 57.7% la meta de los 104 medidores instalados, debido a que no se habían suscrito todos los convenios de medición con los clientes porque, entre el proceso de validación y la entrada en operación de los medidores para la facturación, se deben precisar las condiciones de dicho convenio.

PGPB cumplió su objetivo de aplicar tecnología de punta para garantizar el transporte del gas natural con seguridad, toda vez que monitoreó el 81.4% de las inyecciones de gas natural y el 69.8% de las extracciones de gas. Conforme a lo previsto, cumplió la meta de monitoreo de las condiciones de presión del 100.0% del SNG y cumplió al 100.0% con su meta de instalación de actuadores y de conexión de los principales clientes al SCADA vía internet. No obstante, el 96.1% de los medidores instalados estaban validados y el 57.7% de los medidores instalados se encontraban en facturación. Por ello, la ASF le recomendó que estableciera acciones para que cumpliera con las metas de validación y de facturación de los medidores eléctricos instalados, a fin de que la medición y facturación del gas natural se realizara con el equipo electrónico instalado.

Mediante oficio GSCMA-0135/05 de fecha 22 de abril del 2005, la Gerencia de Sistemas de Control y Monitoreo Automatizado del organismo informó que alcanzó la meta de validación y facturación de los 104 medidores electrónicos instalados, con lo cual se cumplía con la cuarta etapa del SCADA que consistió en la

sustitución de los principales equipos de medición convencionales por equipos electrónicos. Asimismo, anexó la relación de las 104 estaciones de medición y regulación de gas natural en las que se realizó la instalación de los medidores electrónicos.

Índice de entrega de gas natural, 1999-2003

En el Programa Sectorial de Energía 2001-2006 se estableció como objetivo garantizar el abasto suficiente de energía. Para ello, en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2003 el organismo definió, entre otros lineamientos, el de satisfacer las necesidades del mercado en forma oportuna, confiable y con estricto apego a los lineamientos estratégicos corporativos.

A fin de evaluar la oportunidad con que el organismo PGPB atendió la demanda del mercado, se solicitó información sobre el programa de entregas de gas natural desagregado por cliente. Al respecto, mediante oficio PGPB-GCGD-599/2004, PGPB informó que no contaba con esa información, por lo que la evaluación se realizó con base en el Programa Operativo Anual (POA), el cual se encuentra desagregado por sectores de clientes.

Durante el periodo 1999-2003 PGPB registró un índice de entrega de gas natural de 88.7%, en promedio anual, y una tendencia creciente de 7.9 puntos porcentuales, en promedio anual, como se observa en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 34. ÍNDICE DE ENTREGA DE GAS NATURAL, 1999-2003
(MMpcd)

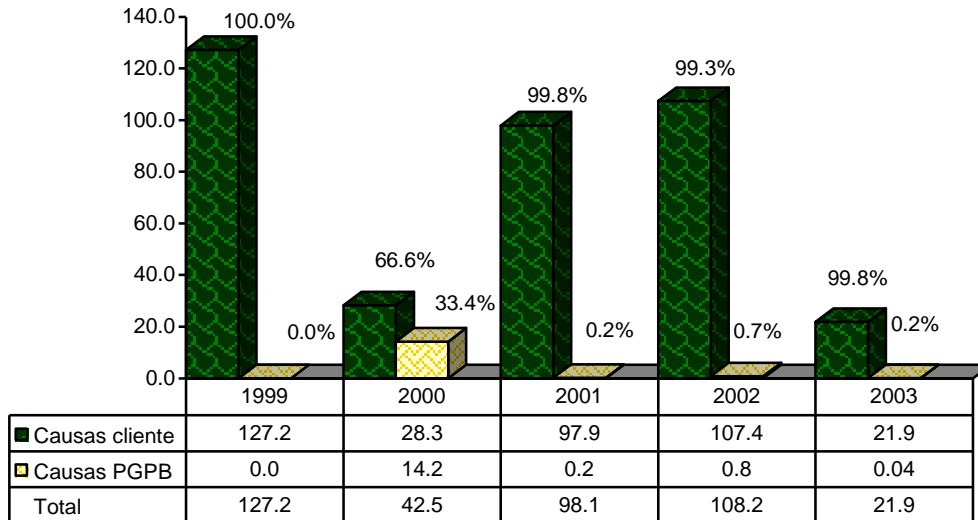
Sectores	Años					Promedio anual	TMCA (%)
	1999	2000	2001	2002	2003		
Total							
Programado	3,905.3	3,889.3	4,489.0	4,277.0	4,723.5	4,496.5	2.6
Real	3,271.4	3,572.4	3,564.6	4,038.3	4,363.0	3,988.6	10.6
Índice	83.8	91.8	79.4	94.4	92.4	88.7	7.9
Sectores							
Industrial							
Programado	1,131.9	1,216.1	1,290.3	816.4	1,071.3	1,059.3	(8.8)
Real	1,095.2	980.2	755.9	875.5	866.7	832.7	7.1
Índice	96.7	80.6	58.6	107.2	80.9	82.2	17.5
Distribuidores							
Programado	104.2	113.1	116.0	252.8	307.9	225.6	62.9
Real	98.7	209.4	227.7	256.1	271.7	251.8	9.2
Índice	94.7	185.1	196.3	101.3	88.2	128.6	(33.0)
Eléctrico							
Programado	762.7	982.8	1,249.0	1,429.2	1,562.3	1,413.5	11.8
Real	705.2	871.2	1,009.7	1,293.5	1,483.0	1,262.1	21.2
Índice	92.5	88.6	80.8	90.5	94.9	88.7	8.4
Organismos							
Explor. y Prod.							
Programado	1,144.5	973.2	1,141.4	1,142.7	1,198.9	1,161.0	2.5
Real	740.9	942.4	1,031.0	1,102.4	1,190.8	1,108.1	7.5
Índice	64.7	96.8	90.3	96.5	99.3	95.5	4.9
Refinación							
Programado	184.5	187.5	276.9	232.5	274.8	261.4	(0.4)
Real	181.4	195.5	223.5	215.6	264.9	234.7	8.9
Índice	98.3	104.3	80.7	92.7	96.4	89.9	9.3
Petroquímica							
Programado	576.5	415.6	414.4	402.9	307.3	374.9	(13.9)
Real	449.3	373.1	316.3	294.7	285.4	298.8	(5.0)
Índice	77.9	89.8	76.3	73.1	92.9	80.8	10.3
Corporativo							
Programado	1.0	1.0	1.0	0.5	1.0	0.8	0.0
Real	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.0
Índice	70.0	60.0	50.0	100.0	50.0	66.7	0.0

FUENTE: Oficio PGPB-GCGD-599/2004.

Las variaciones respecto de lo programado obedecieron principalmente a causas imputables a los clientes; sin embargo, se precisó que también se presentaron casos de falta de oportunidad en la entrega de gas natural a la subsidiaria PEMEX Petroquímica, y a los sectores eléctrico e industrial derivados de causas imputables a PGPB.

En el caso de PEMEX Petroquímica, la falta de oportunidad en la entrega de gas natural por parte de PGPB se presentó en los años 2000, 2001 y 2002, cuyos volúmenes representaron el 33.4%, el 0.2%, y el 0.7% del total de gas natural no entregado, respectivamente, como se observa en la gráfica siguiente:

GRÁFICA NÚM. 10. GAS NATURAL NO ENTREGADO A PEMEX PETROQUÍMICA, 1999-2003 (MMpcd)

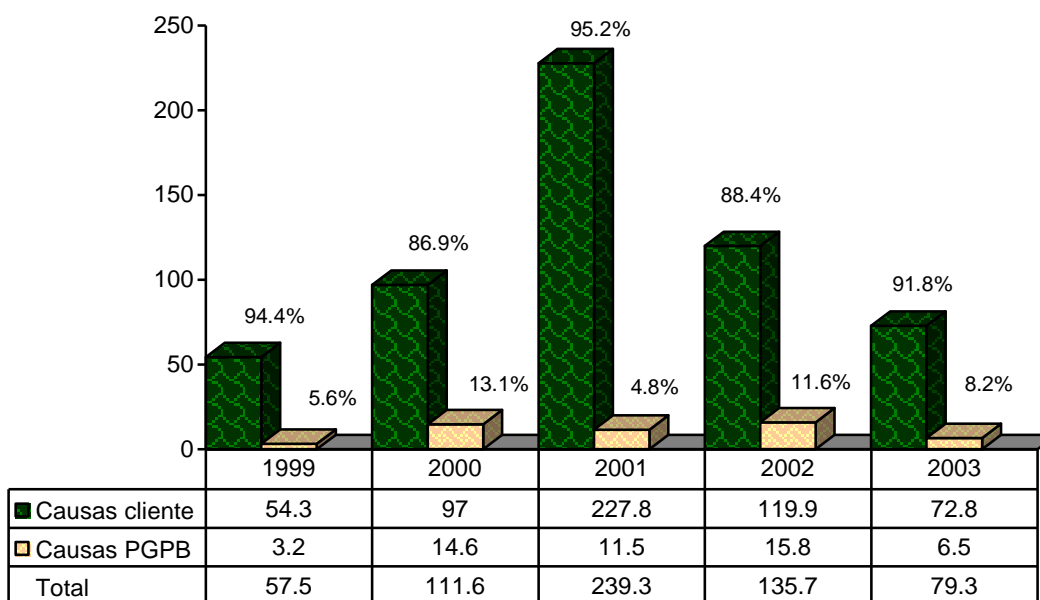


FUENTE: Oficinas PGPB-GCGD-599/2004 de fecha 17 de septiembre de 2004 y PGPB-GCGD-780/2004 de fecha 24 de noviembre de 2004; y PEMEX Petroquímica, y Oficio SO-GPCP-509/2004.

El gas natural no entregado a PPQ en los años de 2000 a 2002 por causas imputables a PGPB originó penalizaciones por 379,477.2 miles de pesos, de los cuales a marzo de 2005 ya se han pagado 14,850.0 miles de pesos mediante notas de crédito; los 364,672.2 miles de pesos restantes serían cubiertos en el periodo 2005-2009 mediante las notas de crédito correspondientes, de acuerdo a lo establecido en el contrato de compra venta de gas natural.

En el sector eléctrico la falta de entrega de gas natural por causas imputables a PGPB representó durante el periodo 1999-2003 el 5.6%, el 13.1%, el 4.8%, 11.6% y el 8.2%, respectivamente, en cada uno de los años, como se muestra a continuación:

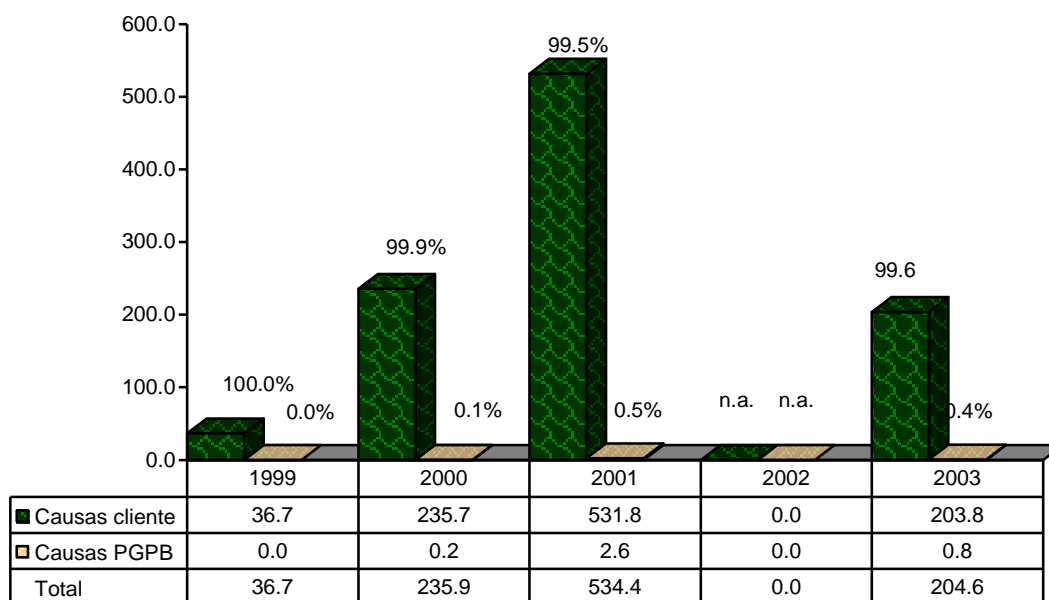
GRÁFICA NÚM. 11. GAS NATURAL NO ENTREGADO AL SECTOR ELÉCTRICO, 1999-2003 (MMpcd)



FUENTE: Oficios PGPB-GCGD-599/2004 de fecha 17 de septiembre de 2004 y PGPB-GCGD-780/2004 de fecha 24 de noviembre de 2004.

El gas natural no entregado al sector eléctrico por falta de oportunidad le originó al organismo pagar penalizaciones por 60,798.2 miles de pesos, integrados por 53,012.9 miles de pesos del periodo 1999-2002 y 7,785.3 miles de pesos de 2003. En el sector industrial la falta de entrega de gas natural en 1999 fue por causas imputables a los clientes, en 2000 el 0.1% y en 2001 el 0.5% del gas natural no entregado fue por falta de oportunidad de PGPB, en 2002 se entregó todo el gas natural que se requirió y en 2003 el 0.4% del gas natural no entregado obedeció a la falta de oportunidad por parte de la entidad fiscalizada, como se muestra en la gráfica siguiente:

GRÁFICA NÚM. 12. GAS NATURAL NO ENTREGADO AL SECTOR INDUSTRIAL, 1999-2003 (MMpcd)



FUENTE: Oficios PGPB-GCGD-599/2004 de fecha 17 de septiembre de 2004 y PGPB-GCGD-780/2004 de fecha 24 de noviembre de 2004.

La falta de entrega de gas natural en el sector industrial durante el periodo de análisis no generó penalizaciones para el organismo, debido a que esa situación obedeció en más del 99.0% a causas imputables a los clientes.

La entidad fiscalizada señaló que en los contratos de compraventa de gas natural, PGPB asume el compromiso de suministrar ciertas cantidades de gas en firme. Estas son cantidades sobre las que la entrega por parte de PGPB y el consumo por parte del cliente son obligatorios en cualquier circunstancia, salvo caso de fuerza mayor, cuyo incumplimiento da lugar a penalizaciones.

Cuando se observan condiciones operativas adversas, de tal forma que el balance entre inyecciones y extracciones del SNG alcanza condiciones críticas, puede ser necesario solicitar a algunos clientes la disminución o incluso interrupción de sus consumos, con el propósito de restablecer dichas condiciones para la operación del sistema y salvaguardar las condiciones de entrega a la mayor parte de los clientes. En caso de llegar a presentarse una contingencia de este tipo, las solicitudes de ajuste en los consumos se hacen de tal manera que la disminución o interrupción de consumos se lleven a cabo en instalaciones con ciertas características, tales como: instalaciones con grandes consumos que sean fácilmente interrumpibles, o que puedan reducir consumos en forma modular (por ejemplo, una central termoeléctrica, una planta de amoniaco o de metanol) y, de

ser posible, que tengan la posibilidad de sustitución temporal del gas natural con otra fuente de energía.

Cuando se ha llegado a presentar una contingencia de esta naturaleza, PGPB ha recurrido a clientes como la CFE, que tiene Centrales Termoeléctricas donde puede disminuir consumos sin afectar las condiciones del Sistema Eléctrico Nacional, ya que puede generar electricidad en otras centrales termoeléctricas utilizando otros combustibles, o en centrales hidroeléctricas; PEMEX Petroquímica, que puede disminuir consumos rápidamente con el paro de una planta productora de amoníaco en Petroquímica Cosoleacaque (aproximadamente 50 MMpcd) o de metanol en Petroquímica Morelos (15 MMpcd); o Ispat Mexicana, que consume aproximadamente 150 MMpcd en 4 módulos de reducción directa y 2 módulos Midrex, y que puede disminuir entre 30 y 50 MMpcd con relativa facilidad y sin interrumpir completamente el ritmo de su producción de acero.

Conforme lo establecen los contratos de compraventa vigentes, PGPB debe asumir ciertas penalizaciones en aquellos casos en que se ve en la necesidad de interrumpir o disminuir las entregas de gas por causas que no son caso fortuito o fuerza mayor. En estos últimos casos, en los que se observa un caso fortuito o una fuerza mayor que provoca condiciones operativas adversas o bajo nivel de empaque, PGPB recurre a esos mismos clientes para restablecer las condiciones operativas a la brevedad posible, pero en dichas condiciones, no incurre en el pago de penalizaciones.

Por la falta de oportunidad en la entrega de gas natural de PGPB a PPQ y al sector eléctrico, la ASF recomendó a PGPB que adoptara las medidas necesarias a fin de que contara con la disponibilidad de gas natural para satisfacer de forma oportuna la demanda de sus clientes y evitar el pago de penalizaciones por falta de abastecimiento.

Al respecto, mediante oficio PGPB-GCGD-292/2005 de fecha 31 de mayo de 2005, la Gerencia de Control de Gestión del organismo entregó a la ASF copia del documento Proyectos de Inversión para Incrementar la Capacidad de Procesamiento del Gas Natural, en el que se enlistaron los proyectos siguientes:

- Planta Criogénica III del CPG Burgos, con una capacidad instalada de 200 MMpcd, cuya construcción inició en octubre de 2004 y entraría en operación en febrero de 2006.
- Planta Criogénica IV del CPG Burgos, con una capacidad de 200 MMpcd, cuya construcción inició en el primer trimestre de 2005 y entraría en operación en junio de 2006.

Asimismo, ese organismo proporcionó a la ASF copia de los contratos IMP-UAJ-DC-038-2005 y PGPB-SD-GRM-0006/2004 para la elaboración de la ingeniería básica y de detalle celebrados entre PGPB y el Instituto Mexicano del Petróleo en

el primer caso; y entre PGPB y la empresa Construcción y Servicios A:R:, S:A: de C:V:, en el segundo, los cuales sustentan los proyectos siguientes:

- Estación Santa Ana, con una capacidad de compresión de 24,000HP y un incremento en la capacidad de transporte de 663 a 950 MMpcd.
- Estación Soto La Marina y Macarela, con una capacidad de compresión de 58,000 HP y un incremento en la capacidad de transporte de 1000 a 1,460 MMpcd.
- Estación Emiliano Zapata, con una capacidad de compresión de 35,000 HP y un incremento en la capacidad de transporte de 1,036 a 1,400 MMpcd.

Con esta información el organismo sustentó las acciones realizadas tendientes a satisfacer de manera oportuna la demanda de sus clientes.

- Evaluación de los indicadores de desempeño

En la Ley Federal de Entidades Paraestatales, Capítulo V del Desarrollo y Operación, artículo 47, se establece que las entidades paraestatales deberán sujetarse a la Ley de Planeación, al Plan Nacional de Desarrollo y a los Programas Sectoriales que se deriven del mismo; en el artículo 48 se señala que la programación institucional de las entidades deberá contener la fijación de objetivos y metas, los resultados económicos y financieros esperados, así como las bases para evaluar las acciones que lleve a cabo, y la definición de estrategias y prioridades; y en el artículo 59, en el que se establecen las facultades y obligaciones de los directores generales de las entidades, la fracción XI señala que deben establecer los mecanismos de evaluación que destaquen la eficiencia y la eficacia con que se desempeñe la entidad.

En el Reglamento de la Ley Federal de Entidades Paraestatales, artículo 31, párrafo segundo, se establece que los parámetros que se establezcan para verificar, medir y evaluar el desempeño de las entidades, deberán considerar el grado de eficacia, eficiencia y productividad con el que hayan alcanzado sus metas y objetivos.

En el PND y en el PROSENER 2001-2006, se establecieron como objetivos para 2006 contar con empresas energéticas públicas de clase mundial y estándares internacionales de calidad.

En el Plan de Negocios 2004-2013 se formularon como objetivos de PGPB ser una empresa eficiente y competitiva de clase mundial, y lograr un desarrollo sustentable mediante el manejo eficiente de sus activos.

A efecto de evaluar el cumplimiento de los objetivos establecidos en el PND, en el PROSENER 2001-2006, y en el Plan de Negocios 2004-2013, relacionados con que PGPB sea una empresa eficiente y competitiva de clase mundial, se revisaron los indicadores que se presentan en el PEF 2004, así como los indicadores de gestión 2004.

En la revisión de los indicadores se observó que no están referenciados contra estándares internacionales, por lo que no permiten evaluar el cumplimiento de los objetivos en cuanto a que PGPB debe ser una empresa energética de alto nivel que asegure el abasto suficiente de energía, con estándares internacionales, eficiente y competitiva de clase mundial, como se señala en el PND, el PROSENER 2001-2006 y el Plan de Negocios 2004-2013.

En 2004 PEMEX Gas y Petroquímica Básica no cumplió plenamente lo dispuesto en los artículos 48 y 59, fracción XI, de la Ley Federal de Entidades Paraestatales, y 31 del Reglamento de la Ley de Entidades Paraestatales, ya que ni en sus Programas Operativos Anuales ni en su Plan de Negocios fijó metas ni bases para evaluar la eficiencia, eficacia y productividad con que se desempeñó respecto de parámetros internacionales en las actividades de producción, transporte y comercialización de gas natural y gas licuado.

Por lo anterior, la ASF recomendó a PGPB que incorporara en su sistema de *Balanced Scorecard* (BSC) indicadores a nivel internacional que le permitieran medir la eficiencia y productividad en las actividades de producción, transporte y comercialización de gas natural y gas licuado respecto de empresas de clase mundial.

Al respecto el organismo informó mediante oficio GEI.05-124/06 de fecha 22 de mayo de 2006 de la Gerencia de Evaluación e Información que en atención a la recomendación de la ASF se tenía considerado incluir en su sistema de BSC en el mes de julio de 2006 los indicadores siguientes:

En producción: Porcentaje de utilización de la capacidad instalada, determinado un función de la capacidad de diseño de las plantas de proceso; eficiencia en la recuperación de propano, calculado a partir del metano del gas residual y el contenido de líquidos C3+ con respecto al gas húmedo dulce enviado a proceso; índice de frecuencia, calculado respecto al número de trabajadores lesionados entre el número de horas laboradas por todos los trabajadores en los centros procesadores de gas; índice de emisión de SO₂ a la atmósfera, obtenido de las emisiones por tonelada de azufre procesado en los centros procesadores de gas, comparado contra el estándar de la norma internacional USA-EPA-CFR 40, Part, 60 (*estándar of performance for Onshore Natural Gas Processing: SO₂ Emissions*).

En ductos: Índice de frecuencia determinado a partir del número de trabajadores lesionados entre el número de horas laboradas por todos los trabajadores en las actividades de transporte por ducto.

- Costo por unidad de gas natural producido, 2000-2004

En el PND 2001-2006 se estableció como estrategia promover la productividad del sector público, en la cual se señala que para reforzar la productividad del gobierno se debe de eficientar el gasto y emplear indicadores de desempeño ligados a estándares bien definidos. En el PROSENER 2001-2006 se estableció como objetivo asegurar el abasto suficiente de energía y promover la eficiencia y la productividad para garantizar el abasto suficiente de hidrocarburos y satisfacer el aumento de la demanda de energía. En el Presupuesto de Egresos de la Federación 2004 se estableció como estrategia capturar oportunidades de reducción de costos.

En el Plan de Negocios del organismo 2004-2013 se estableció también como una estrategia el capturar oportunidades de reducción de costos como resultado del *UpTime*; no obstante, ni en ese documento ni en el PEF 2004 se establecieron metas de reducción de costos en la producción de gas natural, situación que incumplió con lo establecido en el artículo 13 de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal que señalaba que el gasto público federal se debía basar en presupuestos que se formularan con apoyo en programas que señalaran objetivos, metas y unidades responsables de su ejecución.

Con la información de la producción real de gas natural y la integración del costo de producción de gas natural de PGPB del periodo 2001-2004, se determinó para ese periodo el costo por unidad de producto de gas natural, como se muestra en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 35. COSTO POR UNIDAD DE GAS NATURAL PRODUCIDO, 2000-2004

Años	Producción (MMpc) (1)	Costo de Producción (Pesos) (2)	Costo (Pesos/MMpc) (2)/(1)
2000	1,021,506.0	29,445,383,900	28,825.5
2001	1,023,460.0	33,299,375,500	32,536.1
2002	1,064,194.0	26,786,153,100	25,170.4
2003	1,105,731.0	50,828,553,500	45,968.3
Promedio 2000-2003 (3)	1,053,722.7	35,089,866,500	33,300.8
2004 (4)	1,150,740.6	62,670,116,900	54,460.7
Variación (%) (4)/(3)	9.2	78.6	63.5
TMCA (%) 2000-2004	3.0	20.8	17.2

FUENTE: Reporte de producción de gas natural 2000-2004 y los cuadros de Integración del Costo del Gas Natural 2000-2004.

MMpc: Millones de Pies Cúbicos.

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

En 2004 PGPB obtuvo en un costo de 54,460.7 pesos por millón de pies cúbicos de gas natural, valor 63.5% superior al costo promedio del periodo 2001-2003.

El costo mayor en la producción de gas natural en 2004 se debió a que el costo unitario de la materia prima se incrementó en 22.8%, respecto del año anterior, a que se incrementaron los gastos de operación por aumentos salariales y la aplicación del plan de jubilaciones, por el pago de energía eléctrica de los CPG Ciudad PEMEX y Araque, por la ampliación en la ejecución del programa de mantenimientos a instalaciones, por la adquisición de materiales para operación y mantenimiento, los proyectos de innovación en producción y PROSSPA-*UpTime*, y por el pago de viáticos de técnicos comisionados a proyectos institucionales.

No obstante que los costos de producción se incrementaron, las utilidades generadas por ventas aumentaron en 32.4% al pasar de 7,200 pesos por cada millón de pies cúbicos en 2003 a 9,531 en 2004.

Dado que en 2004 PGPB no estableció en el PEF metas de reducción de costos en la producción de gas natural, la ASF recomendó al organismo que se definieran en el Presupuesto de Egresos de la Federación metas relacionadas con la reducción de costos en la producción de gas natural.

Sobre el particular, mediante oficio GEM0083/06 del 22 de mayo de 2006, la Gerencia de Evaluación y Mejora de PGPB informó a la ASF que es viable y

conveniente disminuir el consumo energético de procesamiento, pasando de 441 Gcal/Mton en 2006 a 437 Gcal/Mton para el año de 2007, lo que significaría una reducción de 4 Gcal/Mton en la producción de gas natural. Asimismo, informó mediante oficio SAF-GF-SP-0361/06 de fecha 9 de octubre de 2006, que el subgerente de presupuestos comunicó al Gerente de Control de Gestión y Desempeño el registro oficial del indicador denominado Consumo Energético en Procesamiento en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2007.

- Costo por unidad de gas natural transportado, 2000-2004

En el Presupuesto de Egresos de la Federación 2004 PGPB definió como estrategia capturar oportunidades de reducción de costos.

El organismo no estableció metas anuales en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2004 de reducción de costos en el transporte de gas natural, situación que incumplió con lo establecido en el artículo 13 de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal, que señalaba que el gasto público federal se debía basar en presupuestos que se formularan con apoyo en programas que señalaran objetivos, metas y unidades responsables de su ejecución.

De manera supletoria con la información del costo de operación de gasoductos y del volumen transportado de gas natural durante el periodo 2000-2004, se determinó el costo por unidad de gas natural transportado, como se observa en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 36. COSTO POR UNIDAD DE GAS NATURAL TRANSPORTADO, 2000-2004

Años	Volumen Transportado (MMpc) (1)	Costo de Operación de Transporte (Pesos) (2)	Costo (Pesos/MMpc) (2)/(1)
2000	1,091,412.0	2,336,033,788.0	2,140.4
2001	1,087,335.0	2,874,155,582.0	2,643.3
2002	1,225,305.0	2,810,187,348.0	2,293.5
2003	1,324,220.0	3,228,636,543.0	2,438.1
Promedio 2000-2003 (3)	1,182,068.0	2,812,253,315.3	2,379.1
2004 (4)	1,347,246.0	3,546,554,125.0	2,632.4
Variación (%) (4)/(3)	14.0	26.1	10.6
TMCA (%) 2000-2004	5.4	11.0	5.3

FUENTE: Reporte de Producción de Gas Natural 2000-2004 y los cuadros de Integración del Costo del Gas Natural 2000-2004.

MMpc: Millones de Pies Cúbicos.
TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

En 2004 PEMEX Gas y Petroquímica Básica transportó gas natural a un costo de 2,632.4 pesos por cada millón de pie cúbico, monto superior en 10.6% al del promedio de 2001-2003.

En virtud de que el organismo no incluyó metas de reducción de costos en el transporte de gas natural en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2004, la ASF le recomendó que se definieran en el Presupuesto de Egresos de la Federación metas anuales de reducción de costos en el transporte de gas natural.

Con relación a la recomendación de referencia, el organismo comunicó a la ASF que, mediante oficio SAF-GF-596/06 de fecha 9 de octubre de 2006 de la Gerencia de Finanzas, se turnó al Corporativo el indicador Costos Diarios de Transporte, de la Subdirección de Ductos, para que se registrara en el Presupuesto de Egresos de la Federación del 2007.

- Costo por unidad de gas natural comercializado, 2000-2004

En el Presupuesto de Egresos de la Federación 2004 PGPB estableció como estrategia capturar oportunidades de reducción de costos. Asimismo, en el Plan de Negocios del Organismo 2004-2013 se estableció como una estrategia capturar oportunidades de reducción de costos; no obstante en este documento ni en el PEF 2004 se establecieron metas de reducción de costos en la comercialización de gas natural, situación que incumple con lo establecido en el artículo 13 de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal, que señala que el gasto público federal se basará en presupuestos que se formularán con apoyo en programas que señalen objetivos, metas y unidades responsables de su ejecución.

De manera supletoria, con base en la información de las ventas de gas natural y el costo de comercialización de gas natural de PGPB del periodo 2001-2004, se determinó el costo por unidad comercializada de gas natural, como se muestra en el cuadro siguiente:

CUADRO NÚM. 37. COSTO POR UNIDAD DE GAS NATURAL COMERCIALIZADO, 2000-2004

Años	Ventas (MMpc) (1)	Costo de Comercialización (Pesos) (2)	Costo Por unidad (Pesos/MMpc) (2)/(1)
2000	1,316,062.8	126,675,984.5	96.3
2001	1,310,131.0	152,627,032.0	116.5
2002	1,475,585.5	161,042,186.5	109.1
2003	1,592,531.5	403,108,255.0	253.1
Promedio 2000-2003 (3)	1,423,577.7	210,863,364.5	148.1
2004 (4)	1,668,191.4	946,555,860.0	567.4
Variación (%) (4)/(3)	17.2	348.9	283.1
TMCA (%) 2000-2004	6.1	65.3	55.8

FUENTE: Reporte de Ventas de Gas Natural 2000-2004 y los cuadros de Integración del Costo del Gas Natural 2000-2004.

MMpc: Millones de Pies Cúbicos.

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual.

En 2004, el costo por unidad de gas natural comercializado de PGPB fue de 567 pesos por millón de pie cúbico, monto superior a 283.1%, en comparación con el promedio del periodo 2001-2003, debido principalmente por la entrada en operación comercial de los gasoductos del Río, de Tamaulipas, y de Kinder Morgan Gas Natural México; por la reestructuración administrativa de la Subdirección de Gas Natural a fines de 2003, por lo cual se cubrieron plazas vacantes, además de los incrementos salariales a partir de agosto de 2004; y por la contratación de servicios profesionales para el desarrollo de herramientas para la medición continua de la satisfacción de los clientes de gas natural y de servicios del Sistema de Administración de Ejecución Disciplinada y Habilidades Gerenciales y de Liderazgo (SAED).

Debido a que PGPB no estableció en el Presupuesto de Egresos de la Federación metas de reducción de costos en la comercialización de gas natural, la ASF recomendó al organismo que ese tipo de metas fuesen establecidas en dicho documento.

Al respecto, mediante oficio USA-097/2006 del 25 de mayo de 2006 de la Unidad de Soporte Administrativo de la Subdirección de Gas Natural, PGPB informó que esa subdirección no contaba con la posibilidad de establecer metas de reducción de costos sin que se perjudicara o pusiera en riesgo la actividad de comercialización de gas natural y dio las razones de ello.

Conclusiones

La fiscalización de la gestión del sector público es una facultad de la Cámara de Diputados ejercida por la Auditoría Superior de la Federación mediante la revisión de la Cuenta Pública que se presenta de manera anual con el propósito de conocer los resultados de la gestión financiera, comprobar que los entes públicos se ajustaron a los criterios señalados en el Presupuesto de Egresos de la Federación, así como el cumplimiento de los objetivos y metas contenidos en los programas.

Entre los instrumentos que la Auditoría Superior de la Federación tiene para cumplir con su función fiscalizadora están las auditorías de desempeño, las cuales se orientan a la evaluación del cumplimiento de los resultados asociados al fin para el cual fueron creados los entes públicos federales, con base en indicadores estratégicos y de impacto.

Las auditorías de desempeño para evaluar a las políticas públicas constituyen un trabajo racional, objetivo y ordenado que contribuye a entender de manera integral cada momento de las prácticas gubernamentales, para así poder discernir entre lo útil, lo importante y lo que se requiere transformar. Es el ejercicio a través del cual se mide la relación que existe entre las metas y los objetivos de un programa con los resultados que alcanzan. Su objetivo final es encontrar las mejores fórmulas, y obligar al gobierno a cumplir los objetivos y las metas que se ha trazado. Las auditorías de desempeño tienen que ser un vehículo de cambio de la forma y velocidad con que trabaja el gobierno.

Toda auditoría tiene como propósito crear conocimiento, ya que éste es la base para emprender la mejora continua, consolidar las fortalezas y superar debilidades. Por ello, la auditoría es el reconocimiento tácito de todos los logros y fracasos de una política pública, el descubrimiento de las causas, los orígenes de los problemas y el sustento sobre el cual se gestan las decisiones futuras.

La auditoría de desempeño permite elegir de manera inteligente y con ciertas restricciones las mejores prácticas de gobierno, y detecta las estrategias y programas que generan rezagos e ineficiencias.

Asimismo, la fiscalización de la Cuenta Pública que realiza la Auditoría Superior de la Federación contribuye a la adopción de una cultura de rendición de cuentas por parte de los entes públicos fiscalizados, mediante la revisión del desempeño de su gestión y de la evaluación de la eficacia, eficiencia y economía con que se cumplen los resultados estratégicos, señalando las desviaciones, ineficiencias y actos ilícitos que en su caso se presenten.

En la actualidad, los trabajos de evaluación y supervisión del ejercicio público han avanzado significativamente, no se restringen a detectar fallas administrativas o

actos de corrupción, sino que se han trazado senderos más ambiciosos como los de señalar errores en el diseño de las políticas públicas y corregir las desviaciones detectadas en la implementación.

Toda evaluación del desempeño debe indicar con claridad en dónde se localizan los focos rojos de cada programa, e indicar con precisión qué debe realizar la institución para superar sus errores u omisiones. La información que generen debe ser pública, debe ser el soporte sobre el cual se tomen las futuras decisiones y debe incluir un componente de censura cuando los resultados obtenidos no concuerden con los establecidos en el diseño.

La industria petrolera se define como estratégica para el desarrollo económico del país, por ser el petróleo crudo un recurso constitucionalmente reconocido como propiedad de la Nación.

Por sus características históricas de desarrollo, el sector petrolero es fundamental para la economía nacional, pues contribuye de manera sustantiva a la generación de divisas y a los ingresos fiscales del gobierno federal, además de la generación de empleos y sus efectos multiplicadores en las demás ramas industriales y actividades económicas.

Las auditorías de desempeño practicadas a los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos han permitido determinar el grado de cumplimiento de los objetivos estratégicos establecidos en materia de energéticos en el Plan Nacional de Desarrollo 2001-2006, en el Programa Nacional de Energía 2001-2006, en los programas institucionales de cada organismo y en el Presupuesto de Egresos de la Federación, así como las desviaciones registradas en el cumplimiento de metas, en la gestión operativa y las brechas existentes respecto de los estándares internacionales de desempeño.

Se puede afirmar que los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos han cumplido razonablemente el objetivo estratégico establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2001-2006 y en el Programa Nacional de Energía 2001-2006 relativo a asegurar el abasto suficiente de hidrocarburos y sus derivados con estándares internacionales de calidad y precios competitivos, ya que se atendió la demanda interna de petróleo crudo, gas natural, gas licuado y productos petrolíferos, aunque para ello se recurrió a importaciones, principalmente de gas natural y gasolinas. Sin embargo, han cumplido parcialmente el objetivo de que las empresas petroleras estatales alcancen estándares de desempeño de clase mundial, ya que existen brechas importantes en el desempeño de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos respecto de las empresas petroleras internacionales.

La ASF ha promovido diversas acciones a los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos con motivo de las auditorías de desempeño que les ha practicado. Estas acciones han contribuido para que dichos organismos hayan

mejorado sus prácticas operativas con miras de alcanzar estándares internacionales de desempeño.

En PEMEX Exploración y Producción las acciones promovidas contribuyeron a que el organismo instrumentara diversas acciones a fin de mejorar su desempeño, tales como el desarrollo de programas anuales de trabajo orientados a cumplir la meta de caracterización del total del potencial petrolero del país; el fortalecimiento de las actividades de exploración de hidrocarburos para aumentar el índice de restitución de reservas y la disminución de la proporción de la producción de gas natural que es enviado a la atmósfera; así como el establecimiento del indicador de costo de descubrimiento y desarrollo de reservas, a fin de mejorar la eficiencia operativa del organismo.

En PEMEX Refinación, las acciones promovidas por la ASF coadyuvaron a que el organismo desarrollara diversos mecanismos para fortalecer la planeación de sus proyectos de inversión como la implementación del Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos, la simplificación de los procedimientos de las diversas etapas del proceso de obra pública y la homologación de las bases de licitación y de los modelos de contrato entre otras acciones.

Asimismo, las auditorías de desempeño a PEMEX Refinación propiciaron que el organismo elaborara y sometiera a la consideración de su Consejo de Administración un programa de atención para mejorar la eficiencia en la operación en las plantas de proceso del Sistema Nacional de Refinación en cuanto al consumo de energía, la utilización de la capacidad de destilación y el índice de personal, respecto de estándares internacionales.

En PEMEX Gas y Petroquímica Básica, las acciones emitidas por la ASF como resultado de las auditorías de desempeño han contribuido para que ese organismo instrumentara diversas acciones como el incremento de su capacidad de procesamiento y la instalación de filtros separadores coalescentes para mejorar la calidad del gas natural que entrega a sus clientes: la adecuación en su Plan de Negocios de sus metas de utilización de la capacidad instalada transporte de gas natural; la validación y facturación de los medidores electrónicos faltantes para concluir con la cuarta etapa del SCADA; la ampliación de su infraestructura y procesamiento de transporte de gas natural a fin de mejorar la oportunidad en la entrega de gas a sus clientes: la inclusión de indicadores en su sistema de *Balanced Scorecard* que permitirán medir la eficiencia y productividad de las actividades de producción y transporte de gas natural y gas licuado respecto de empresas de clase mundial; y el establecimiento del indicador de consumo energético en procesamiento a fin de reducir los costos de producción del gas natural.

Por otro lado, los resultados que presenta la Auditoría Superior de la Federación a la H. Cámara con motivo de los trabajos de fiscalización superior que realiza a la Cuenta Pública han sido hasta cierto punto inoportunos, ya que por ley el informe

es entregado a la Cámara de Diputados catorce meses después de haber concluido el ejercicio fiscal fiscalizado. Lo anterior ha limitado la oportunidad con la que los Diputados han contado con información para la toma de decisiones en la revisión y aprobación del Presupuesto de Egresos de la Federación del ejercicio fiscal subsiguiente, así como para la adopción de medidas correctivas por parte de los entes públicos fiscalizados para la atención de las acciones promovidas por la ASF, como resultado de las auditorías que practica.

Hasta la revisión de la Cuenta Pública correspondiente al ejercicio presupuestal de 2006, las acciones promovidas por la Auditoría Superior de la Federación como resultado de las auditorías practicadas a los entes públicos fiscalizados estaban sujetas a la determinación de incumplimientos a la legislación y/o normatividad aplicable, lo cual limitaba la acción de la ASF en la promoción de la adopción de oportunidades de mejora en las prácticas operativas por parte de los entes públicos fiscalizados.

Asimismo, en lo correspondiente a las recomendaciones al desempeño, la legislación vigente hasta el ejercicio presupuestal de 2006 obligaba a los entes públicos fiscalizados a dar respuesta al oficio emitido por la ASF con las acciones promovidas, pero no a la atención de las mismas. La atención de las recomendaciones al desempeño se sustentaba en el convencimiento de los entes públicos fiscalizados de la utilidad de las acciones promovidas por la ASF y en la buena voluntad de los servidores públicos responsables de las áreas auditadas.

En la fiscalización superior la auditoría de desempeño contiene un elemento muy importante para las ciencias sociales que es la creación de conocimiento. Toda disciplina requiere generar información confiable, fidedigna, lógica, ordenada y objetiva que le permita discernir sobre los sustentos teóricos sobre los cuales descansan sus hipótesis.

Para ese propósito, la Auditoría Superior de la Federación cuenta con una metodología para el desarrollo de las auditorías de desempeño, conformada por normas, lineamientos y guías específicas para el desarrollo de sus funciones.

Este proceso de generación de información permite revertir decisiones y optar por las mejores. Por ello, una aportación importante de las auditorías de desempeño es la generación de información para identificar fallas y detectar mejores respuestas.

El auditor utiliza la información para llegar a conclusiones acertadas y así poder recomendar cambios que impacten favorablemente el desempeño del gobierno. Esto convierte al auditor en un agente de cambio y no en un procesador de información.

Las grandes transformaciones sociales han estado acompañadas de un proceso cognoscitivo mediante el cual se reconocen los errores y se realizan giros en el timón de un gobierno.

IX. Bibliografía Básica

1. Auditoría Superior de la Federación, Marco Operativo de las Auditorías de Desempeño.
2. Ley de Fiscalización Superior de la Federación, México, 2001.
3. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
4. Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.
5. Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
6. Reglamento Interior de la Auditoría Superior de la Federación.
7. Auditoría Superior de la Federación, Visión Estratégica de la Auditoría Superior de la Federación, México, 2004.
8. Secretaría de Programación y Presupuesto, Sistema Nacional de Planeación Democrática, México, 1985.
9. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.
10. Secretaría de Energía, Programa Sectorial de Energía 2001-2006, México, 2001.
11. Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, Programa Nacional de Modernización Energética, 1990-1994, México, 1990. p. 7.
12. Presidencia de la República, Exposición de Motivos de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, México, 1992.
13. Petróleos Mexicanos, Anuarios Estadísticos 1999, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007 y 2008.
14. Presidencia de la República, Plan Nacional de Desarrollo 2001-2006, México, 2001.
15. Petróleos Mexicanos, Memorias de Labores 2001-2006, México, 2002-2007.
16. Petróleos Mexicanos, Las Reservas de Hidrocarburos en México, 2001-2007. México, 2002-2008.
17. PEMEX Exploración y Producción, Plan de Negocios del Organismo 2002-2010, México, 2001.
18. PEMEX Exploración y Producción, Programa Estratégico 2007-2012. México, 2007.
19. PEMEX Exploración y Producción, Reportes anuales de producción y distribución de gas natural, 2000-2004; México, 2001-2005.
20. Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Presupuesto de Egresos de la Federación para los Ejercicios Fiscales 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 y 2006, México, 2000-2005.
21. PEMEX Refinación, Programas Operativos Anuales 2001-2006, México, 2000-2005.
22. PEMEX Refinación, Plan de Negocios 2004-2012, México, 2004.
23. Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2001-2006, México, 2002-2007.
24. PEMEX Exploración y Producción, Informes de Autoevaluación 2005 y 2006, México, 2006 y 2007.
25. PEMEX Refinación, Plan de Negocios del Organismo 2002-2010.

26. PEMEX Refinación, Informes de Autoevaluación 2001-2004, México, 2002-2005.
27. PEMEX Gas y Petroquímica Básica, Plan de Negocios del Organismo 2002-2010.
28. PEMEX Gas y Petroquímica Básica, Programas Operativos Anuales 2001-2006, México, 2000-2005.
29. PEMEX Gas y Petroquímica Básica, Informes de Autoevaluación 2001-2004, México, 2002-2005.

Bibliografía Complementaria

30. Auditoría Superior de la Federación, Lecturas para Auditores: Las Políticas Públicas, México, 2008.
31. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, México, 2007.
32. Ley de Planeación, México, 2003.
33. Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental, México, 2006.
34. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, México, 2007.
35. Auditoría Superior de la Federación, 180 años de rendición de cuentas y fiscalización en México, México, 2005.

Índice de Cuadros y de Gráficas

Cuadros y gráficas	Pág.
1. Gráfica Núm. 1 Flujograma de la Metodología de las Auditorías de Desempeño	13
2. Gráfica Núm. 2 Producción de Petróleo Crudo 1975-1980	36
3. Cuadro Núm. 1 Producción de Petróleo Crudo Por Tipo, 1992-2000	39
4. Cuadro Núm. 2 Comercio Exterior de Productos Petrolíferos 1992-2000	40
5. Cuadro Núm. 3 Importaciones de Gas Natural 1992-2000	40
6. Cuadro Núm. 4 Oferta y Demanda Interna de Petróleo Crudo 2001-2006	44
7. Gráfica Núm. 3 Oferta de Petróleo Crudo por Tipo de Crudo 2001-2004	45
8. Gráfica Núm. 4 Oferta de Petróleo Crudo por Tipo de Crudo 2001-2006	46
9. Cuadro Núm. 5 Oferta y Demanda de Gas Natural Asociado y No Asociado de PEP 2001-2006	47
10. Cuadro Núm. 6 Reservas Totales de Hidrocarburos, 2001-2006	49
11. Gráfica Núm. 5 Reservas Totales de Petróleo Crudo, 2001-2006	50
12. Gráfica Núm. 6 Reservas Totales de Gas Seco, 2001-2006	50
13. Cuadro Núm. 7 Índice de Reposición de las Reservas Totales de Hidrocarburos, 2001-2006	51
14. Cuadro Núm. 8 Evolución de la Relación Reservas- Producción de Petróleo Crudo y Gas Seco, 2001-2006.	52
15. Cuadro Núm. 9 Prospectiva de las Reservas Probadas de Hidrocarburos, 2007-2012.	53
16. Cuadro Núm. 10 Prospectiva de las Reservas Probadas de Hidrocarburos, 2007-2012.	53
17. Cuadro Núm. 11 Producción de petróleo Crudo, 2001-2006.	55

18. Cuadro Núm.12 Producción de Gas Natural, 2001-2006.	55
19. Cuadro Núm. 13 Índice de Envío de Gas a la Atmósfera, 2001-2006	56
20. Cuadro Núm. 14 Costo de Descubrimiento y Desarrollo por Barril de Reserva Desarrollada, 2001-2006.	58
21. Cuadro Núm. 15 Costo Promedio de la Renta de Plataformas de Perforación Promedio Anual, 2001-2006.	59
22. Cuadro Núm. 16 Costo Promedio de Estudios de Sísmica 2D Y 3D, 2001-2006.	59
23. Cuadro Núm. 17 Satisfacción de la Demanda de Petrolíferos, 2001-2006	61
24. Gráfica Núm. 7 Participación de las Importaciones en la Oferta de Gasolinas, 2001-2006	62
25. Cuadro Núm. 18 Eficacia en la Producción de Petrolíferos, 2001-2006.	63
26. Cuadro Núm. 19 Rendimiento de Productos por Barril de Petróleo Crudo Procesado, 2001-2006	66
27. Cuadro Núm. 20 Índice de Intensidad Energética, 2002-2004	68
28. Cuadro Núm. 21 Índice de Utilización de la Capacidad de Destilación Equivalente, 2002-2004	69
29. Cuadro Núm. 22 Índice de Utilización de la Capacidad de Destilación Equivalente, 2002-2006	71
30. Cuadro Núm. 23 Índice de Personal Equivalente, 2002-2004	72
31. Cuadro Núm. 24 Balance Oferta- Demanda de Gas Natural, 2001-2006	73
32. Gráfica Núm. 8 Participación de la Producción en la Satisfacción de la Demanda Interna de Gas Natural, 2001-2006.	74
33. Cuadro Núm. 25 Balance Oferta- Demanda de Gas Licuado, 2001-2006.	75
34. Gráfica Núm.9 Participación de la Producción Nacional de Gas Licuado en la Satisfacción de la Demanda, 2001-2006.	76

35. Cuadro Núm. 26 Promedio Anual de Calidad del gas Natural en Puntos de Entrega de PGPB, 2003	78
36. Cuadro Núm. 27 Calidad del Gas Natural en Puntos de Entrega del Sector Ductos Monterrey, 2003	79
37. Cuadro Núm. 28 Índice de Utilización de la Capacidad Instalada para el Transporte de Gas Natural, 1999-2003	81
38. Cuadro Núm. 29 Monitoreo y Control en las Inyecciones y Extracciones de Gas Natural al Sistema Nacional de Gasoductos, 1999-2003	83
39. Cuadro Núm. 30 Índice de Cobertura en el Monitoreo y Control de Ductos de Gas Natural del SNG, 1999-2003	84
40. Cuadro Núm. 31 Índice de Eficacia en la Instalación de Actuadores en PGPB, 1999-2003	84
41. Cuadro Núm. 32 Clientes Conectados al Sistema SCADA vía Internet, 1999-2003	85
42. Cuadro Núm. 33 Índice de Eficacia en la Instalación de Medidores Electrónicos, Validación y Facturación de PGPB, 1999-2003	86
43. Cuadro Núm. 34 Índice de Entrega de Gas Natural, 1999-2003	88
44. Gráfica Núm. 10 Gas Natural no entregado a PEMEX Petroquímica, 1999-2003	89
45. Gráfica Núm. 11 Gas Natural no entregado al Sector Eléctrico. 1999-2003	90
46. Gráfica Núm. 12 Gas Natural no entregado al Sector Industrial, 1999-2003	91
47. Cuadro Núm. 35 Costo por Unidad de Gas Natural Producido, 2000-2004	96
48. Cuadro Núm. 36 Costo por Unidad de Gas Natural Transportado, 2000-2004	97
49. Cuadro Núm. 37 Costo por Unidad de Gas Natural Comercializado, 2000-2004	99