

Misión

Petróleos Mexicanos es una empresa paraestatal integrada, cuya finalidad es maximizar la renta petrolera, contribuir al desarrollo nacional y satisfacer con calidad las necesidades de sus clientes, en armonía con la comunidad y el medio ambiente.

Visión 2010

Convertirse en la mejor empresa petrolera, operada por personal altamente calificado, con criterios de rentabilidad y competitividad, con productos y servicios energéticos y petroquímicos de calidad, con tecnología de vanguardia, seguridad en sus instalaciones y absoluto respeto a su entorno.

Perfil corporativo

Petróleos Mexicanos es un organismo público descentralizado cuyas actividades abarcan la exploración y explotación de hidrocarburos, así como la producción, almacenamiento, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos. Petróleos Mexicanos está integrado por cuatro organismos subsidiarios que participan en 53 empresas o entidades con diversos objetivos, entre los que destacan: realizar y administrar inversiones estratégicas, eficientar la comercialización en el mercado internacional, aumentar la flexibilidad en el comercio exterior y reducir riesgos comerciales y de fletamento, y participar en proyectos de exploración en otros países.

En la actualidad Petróleos Mexicanos es la empresa más grande de México y una de las diez petroleras más grandes del mundo, tanto en términos de activos como de ingresos. Si se considera el nivel de reservas y su capacidad de extracción y refinación, se encuentra entre las cinco compañías petroleras más importantes en el ámbito mundial.

Para la extracción y producción de petróleo crudo y gas natural cuenta con 174 plataformas marinas, 4 155 pozos en explotación, 301 campos en producción y más de 4 800 kilómetros de oleoductos y gasoductos. Para la refinación del petróleo posee seis refinerías con capacidad de procesamiento primario de 1 millón 535 mil barriles diarios. Opera una red de oleoductos y poliductos cercana a los 13 000 kilómetros que conecta a las refinerías con 79 terminales de abastecimiento y distribución. Opera 24 buques de flota mayor, 19 propios y cinco rentados, 93 embarcaciones menores y un dique seco. Para transporte terrestre de petrolíferos dispone de 3 575 autotanques y 530 carrotanques propios y tiene otorgadas 5 113 franquicias a igual número de estaciones de servicio, a la vez que cuenta con 55 de su propiedad.

Para el proceso de gas natural cuenta con 10 centros con las capacidades siguientes: 3 323 millones de pies cúbicos diarios para endulzamiento de gas amargo y 144 mil barriles diarios para endulzamiento de condensados; 4 989 millones de pies cúbicos diarios de recuperación de líquidos; 554 mil barriles diarios de fraccionamiento; y 3 126 toneladas por día para recuperación de azufre. Su capacidad de almacenamiento de gas licuado es de 224 mil toneladas y cuenta con una extensa red de ductos que rebasa los 12 000 kilómetros para transportar petroquímicos básicos, gas natural y gas licuado. Finalmente, para la producción de petroquímicos no básicos cuenta con ocho complejos con una capacidad de producción de 11 millones 667 mil toneladas anuales y 1 053 kilómetros de ductos, integrados en siete empresas filiales de Pemex Petroquímica.

Indice

| | |
|--|----|
| <i>Presentación</i> | 5 |
| <i>1. Contexto de la industria petrolera</i> | 7 |
| <i>2. Avances y resultados de las iniciativas estratégicas</i> | 11 |
| <i>3. Programa de inversiones</i> | 25 |
| 3.1 Ejercicio del presupuesto de inversión | 25 |
| 3.2 Reservas | 36 |
| <i>4. Resultados operativos y financieros</i> | 45 |
| 4.1 Producción | 45 |
| 4.2 Distribución y ventas | 51 |
| 4.3 Comercio exterior | 58 |
| 4.4 Ejercicio del presupuesto | 64 |
| 4.5 Financiamientos | 66 |
| <i>5. Perspectivas para 2002</i> | 69 |

Principales Ejecutivos

ING. RAÚL MUÑOZ LEOS

Director General

ING. LUIS RAMÍREZ CORZO

Director General de Pemex Exploración y Producción

ING. ARMANDO LEAL SANTA ANA

Director General de Pemex Refinación

ING. MARCOS RAMÍREZ SILVA

Director General de Pemex Gas y Petroquímica Básica

ING. RAFAEL BEVERIDO LOMELÍN

Director General de Pemex Petroquímica

LIC. EDUARDO MARTÍNEZ DEL RÍO PETRICIOLI

Director General de P.M.I. Comercio Internacional

DR. GUSTAVO CHAPELA CASTAÑARES

Director General del Instituto Mexicano del Petróleo

Presentación

La presente edición de la Memoria de Labores tiene el propósito de informar sobre las actividades que Petróleos Mexicanos realizó en 2001, con una visión de conjunto de una industria petrolera que opera bajo un esquema de colaboración unitaria y coordinada entre el corporativo y sus cuatro organismos subsidiarios.

Con este nuevo enfoque y al amparo de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios que contiene las disposiciones para conciliar su autonomía como entidad pública con la rendición de cuentas sobre su gestión, se inicia la transformación y orientación de la Memoria de Labores para convertirse en un instrumento que dé cuenta del cumplimiento y avance de los objetivos, metas e iniciativas estratégicas contenidas en el Plan de Negocios de la industria petrolera estatal.

La Memoria de Labores 2001 se integra por cinco capítulos. En el primero se sitúa a la empresa en el contexto internacional y se mencionan sus iniciativas estratégicas. En el segundo capítulo se da cuenta de los principales avances y resultados en la aplicación de las iniciativas estratégicas. Posteriormente, en el tercer capítulo informa sobre los avances del programa de inversiones. Los principales resultados operativos y financieros de 2001 se muestran en el capítulo cuarto y, en el último capítulo se identifican algunas perspectivas de corto plazo y se esbozan las estrategias de largo plazo de la industria petrolera mexicana.

La evaluación de las actividades ofrecidas en esta Memoria de Labores se complementa con una base estadística amplia y detallada publicada en el Informe Estadístico de Labores. Así, Petróleos Mexicanos contribuye con el mandato de rendir cuentas sobre su gestión.

1. Contexto de la industria petrolera

2001 fue un año de profunda reflexión y análisis de las oportunidades que se deben aprovechar y de las dificultades que se tienen que resolver para hacer de Petróleos Mexicanos una empresa más fuerte en el contexto nacional y en su posición en el mercado petrolero internacional.

Durante décadas el desarrollo de la industria petrolera mundial ha atravesado por altibajos, con periodos de crisis muy profundas y otros de gran estabilidad, producto de las condiciones que caracterizan a esta industria y que han involucrado tanto a grandes compañías petroleras como a los países productores y consumidores. En el último siglo la volatilidad de esta industria ha dependido de factores comerciales, del descubrimiento de nuevas reservas, de la pérdida de las mismas, de aspectos tecnológicos y políticos que afectaron las relaciones de mercado y se reflejaron en forma determinante en los precios del petróleo crudo.

En los años noventas la industria petrolera internacional experimentó una transformación de fondo que modificó su estructura, sus formas de operación y el enfoque de hacer negocios. Ingresaron nuevos participantes, se registraron avances tecnológicos notables en la exploración y explotación de hidrocarburos y en forma particular para la explotación de yacimientos maduros, se redujo el tiempo de comercialización de productos, se desarrollaron nuevos instrumentos de inversión y cobertura de riesgos que ampliaron los mercados en lo que toca a operaciones spot y de futuros. Se fusionaron grandes empresas, se adquirieron otras y se formaron alianzas para la realización de actividades específicas y temporales. Las acciones se orientaron hacia la búsqueda de una mayor productividad, de una cuidadosa revisión de las carteras de inversión y de negocios conservando sólo los más rentables.

Las megafusiones estratégicas que realizaron las grandes empresas se hicieron con el propósito de ser complementarias, según la especialidad o campos de mayor fortaleza que habían alcanzado o por ventajas que les brindaba su ubicación geográfica, a fin de lograr mayores grados de eficiencia, productividad, capacidad de competencia y rentabilidad. Estas fusiones se basaron en dos estrategias: una mayor escala de operaciones y un mayor valor de mercado basado en la percepción de los inversionistas sobre su desempeño.

En el ámbito mundial, más de dos terceras partes de las reservas de hidrocarburos son de propiedad estatal y tradicionalmente han sido explotadas por empresas nacionales en forma exclusiva. En tanto que las principales compañías privadas controlan alrededor de las tres cuartas partes de la comercialización de los productos refinados del petróleo. Sin embargo, en la actualidad, las empresas privadas cuentan con un mayor acceso a yacimientos nacionales en países como Arabia Saudita, Venezuela, Brasil, Irán, Malasia, Indonesia, China e India, donde se han abierto en mayor grado a la inversión privada. En conclusión, la ruta por la cual han transitado las empresas privadas es un camino de alianzas, fusiones y adquisiciones, de buscar complementos, de asociar habilidades y ventajas y eliminar lo inconveniente, lo obsoleto y lo improductivo.

Por su parte, las empresas petroleras estatales se han desenvuelto en un contexto competitivo diferente. Las compañías como Petróleos Mexicanos, se distinguen de las privadas, en mayor o menor grado, dependiendo del caso particular, por las características siguientes: tienen obligación de satisfacer en forma prioritaria al mercado interno y dependen del tamaño del mismo; su valor radica, casi en lo fundamental, de la cantidad de reservas que posee; influye el grado en que el país necesita de la renta económica del petróleo y de la aportación fiscal de cada empresa petrolera; y se rigen por un marco jurídico extenso y en la mayoría de los casos extremadamente rígido.

De acuerdo con este marco de referencia, Petróleos Mexicanos se diferencia del resto de las grandes empresas petroleras del mundo en los aspectos siguientes: tiene limitaciones jurídicas que no enfrentan las empresas privadas; cuenta con el acceso exclusivo a la explotación de las reservas de hidrocarburos; constituye un monopolio de estado en materia de refinación

del petróleo y producción de petroquímicos básicos y; ha sido uno de los instrumentos más importantes de promoción del desarrollo económico del país e incluso de compromisos sociales directos. Sin embargo, las ventajas de acceso exclusivo a la explotación de las reservas y tener el monopolio en materia de refinación y producción de petroquímicos básicos, no han sido suficientes para impulsar un mejor desarrollo y alcanzar una mayor competitividad en cada una de las líneas de negocios de Petróleos Mexicanos.

A pesar de estas circunstancias Petróleos Mexicanos puede tener un desarrollo similar al de las grandes empresas petroleras, con base en tres enfoques principales:

- * Siendo la base fundamental de su actividad las reservas de hidrocarburos y su explotación eficiente, podrá tener un crecimiento más rápido y sostenido si logra aumentar las reservas y explotarlas tan eficazmente como las grandes empresas petroleras de clase mundial.
- * Para la comercialización eficaz de sus productos necesita desarrollar un programa más ambicioso y agresivo, consistente con la apertura comercial y la mayor competencia a la que podrá enfrentarse en el futuro, y
- * Realizar asociaciones con otras empresas en todos los aspectos que las leyes se lo permitan. En este punto la Institución ya tiene algunas experiencias a este respecto como la de Deer Park, en el sur de Texas, con el grupo Shell.

Para ubicar la posición de Petróleos Mexicanos entre las empresas estatales y las privadas en el ámbito mundial hay que comparar algunos rubros, tales como montos de inversión, indicadores de operación y, en ciertos casos, utilidades.

De acuerdo con la información más reciente, en valor de los activos, dentro de las compañías mundiales, la primera es Exxon/Mobil, la segunda Royal Dutch/Shell y la tercera BP/Amoco. Los activos de Petróleos Mexicanos la colocan en un noveno lugar, con valor de casi la tercera parte respecto a los de Exxon/Mobil.

En disposición directa de reservas probadas de crudo, Exxon/Mobil ocupa el lugar número 12, con acceso a menos de la mitad de las de Petróleos Mexicanos, que ocupa un séptimo lugar. Royal Dutch/Shell y BP/Amoco se encuentran incluso por debajo de Exxon/Mobil.

En cambio, en ventas, Exxon/Mobil mantiene su supremacía. Las ventas de Petróleos Mexicanos son un poco más de una quinta parte de las de esta empresa.

Dentro de las empresas estatales, destacan las que tienen acceso a mayores yacimientos, como Saudi Aramco, cuyas reservas probadas de crudo superan en por lo menos diez veces a las de nuestro país. En el continente americano, Petróleos de Venezuela, tiene más del doble que México en crudo y casi cinco veces en gas. Sin embargo, las comparaciones internacionales sobre reservas deben tomarse con cautela, por las diferencias existentes en los métodos de estimación y certificación de las mismas.

En conclusión, Petróleos Mexicanos tiene grandes oportunidades de llegar a convertirse en una empresa competitiva de clase mundial, sin dejar de reconocer los grandes retos que debe enfrentar para poder impulsar su crecimiento y poder maximizar su valor económico.

2. *Avances y resultados de las iniciativas estratégicas*

Durante 2001, se diseñaron esquemas de trabajo que permitirán impulsar a la industria petrolera de México hacia mayores niveles de desarrollo. Para ello, se identificaron algunos aspectos torales que requieren atención para transformar a Petróleos Mexicanos en una empresa exitosa de clase mundial.

De estos aspectos, cuatro constituyen problemas que requieren solución inmediata: insuficiencia de crecimiento, bajo nivel de eficiencia en algunas operaciones que limitan a la Institución para alcanzar una mayor flexibilidad operativa y mayor productividad, sistema administrativo complejo y rígido y, un funcionamiento empresarial deficiente. En una siguiente fase se requiere atender aspectos relativos a la transparencia en la información y rendición de cuentas, a la formación de alianzas estratégicas con capitales privados, siempre de acuerdo con el marco jurídico vigente, y continuar mejorando el desempeño en seguridad industrial y protección ambiental.

También se identificaron algunas oportunidades que significarán grandes avances en el mediano y largo plazos. Se cuenta con los elementos para transformar a Petróleos Mexicanos en uno de los principales competidores del mercado petrolero internacional, en una entidad apta para la comercialización de productos y, también, en una empresa capaz de emplear tecnologías específicas al más alto nivel.

Para corresponder y estar a tiempo con el avance de la industria petrolera mundial, se requiere de la conformación de una estrategia que incorpore mayores oportunidades exploratorias y de producción de crudo ligero y gas no asociado y la condición necesaria de adecuar su esquema fiscal con lo cual estará en posibilidades de competir con los grandes grupos petroleros que operan en el ámbito internacional. Se necesita también lograr una mayor eficiencia en la obtención de recursos de inversión y flexibilidad para

decidir con oportunidad acerca de las fuentes de financiamiento y la composición de la cartera de inversiones. Aunado a esto, se requiere disminuir sustancialmente los tiempos de ejecución y aplicación de los recursos de inversión, desde los procesos de licitación hasta las fases de ingeniería, procura y construcción.

Por cuanto al desempeño operativo, la estrategia tendrá que dirigirse a aspectos esenciales como es: cultura y valores, inversiones, tecnología, operaciones y administración. En primer término, la cultura empresarial deberá orientarse a impulsar el liderazgo y el trabajo en equipo, con una visión activa de mediano y largo plazos. También será necesario contar con un plan definido de inversiones y con el desarrollo creativo y la instrumentación de nuevos esquemas de financiamiento. La adquisición y el desarrollo de tecnología deberán convertirse en un factor de reducción de costos y de impulso a la capacidad de competencia. La orientación en esta materia se sustentará en un plan que busque incorporar tecnologías avanzadas a los procesos y mejorar el desempeño de los recursos humanos. En el aspecto de operaciones, dentro de una visión integral de las actividades de todo el grupo Pemex, se intensificarán los trabajos exploratorios, se optimizará la explotación de los campos petroleros y se cumplirá estrictamente con los programas de mantenimiento de equipos e instalaciones. En la parte administrativa, conformar y consolidar una nueva estructura de organización, que parta de fortalecer al corporativo del organismo.

En síntesis, Petróleos Mexicanos diseñó un esquema con tres orientaciones fundamentales:

- * Fortalecer su posición estratégica, aumentando las reservas de hidrocarburos, principal elemento en la generación de valor económico,
- * Alcanzar niveles de desempeño comparables con las mejores prácticas internacionales, aprovechando sus ventajas estructurales; esto es, un trabajo profundo de mejora continua en todas las operaciones, y
- * Adecuar la capacidad de reacción a la dinámica competitiva de la industria petrolera internacional y a sus cambios estructurales, lo que significa aumentar la flexibilidad normativa y presupuestal de la

Institución, para lo cual se requiere el apoyo de las dependencias gubernamentales que participan en su control administrativo.

Con estos elementos y conforme a los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo y del Programa Sectorial de Energía vigentes, Petróleos Mexicanos elaboró un Plan de Negocios 2002-2010 en el cual se ratificó la misión y visión definida al inicio de la presente administración y se establecieron los objetivos e iniciativas estratégicas que orientarán el rumbo de la institución para transformarse en una empresa petrolera moderna e integrada, con un enfoque de crecimiento, creación de valor y competitividad, dentro de un marco de desarrollo sostenido y sustentable.

En este contexto, a partir de 2001 Petróleos Mexicanos se moderniza en todos los ámbitos de su quehacer productivo, aumentando la escala de sus activos y operaciones, así como la eficiencia en su desempeño general para responder adecuadamente a su responsabilidad de garantizar la suficiencia en el abasto de hidrocarburos para el consumo en nuestro país, y para continuar cumpliendo los compromisos de exportación. Realiza sus tareas con enfoque empresarial moderno, a fin de seguir enfrentando con éxito el entorno nacional cada vez más demandante y el mercado internacional altamente competido. Desarrolla nuevas capacidades de negocio y aprovecha ventajas estructurales, con prácticas comerciales que responden con mayor flexibilidad a las condiciones del mercado.

Los principales avances en la estrategia desarrollada por Petróleos Mexicanos en 2001 en sus grandes líneas se mencionan a continuación:

Incremento en la exploración de crudo y gas natural

El diagnóstico realizado a la industria petrolera en México reconoció la tendencia al deterioro de las reservas de hidrocarburos. Para junio de 2001, se tenían estimaciones bastante aproximadas sobre lo que sucedería con la producción petrolera de mantenerse la declinación de las reservas y no cambiar los niveles históricos de inversión. Para ello, la estrategia fue intensificar las actividades de exploración y producción. Estas actividades requieren de periodos largos de maduración y mayores recursos de inversión.

A partir de ello Petróleos Mexicanos inició un ambicioso programa de exploración para evaluar la totalidad del potencial petrolero del país. Los incrementos en la demanda de hidrocarburos esperados en los próximos años, obligan con una visión estratégica a realizar dicha tarea para responder de manera óptima a las nuevas circunstancias del mercado. Para Petróleos Mexicanos este es el momento de intensificar la exploración, mejorar su posición de reservas tanto en cantidad como en calidad, invertir en mayores desarrollos, y crecer. Esta mejoría debe orientarse a la ubicación de yacimientos de gas y de crudo ligero y superligero, poniendo énfasis en los de menor costo de extracción.

Durante 2001 se intensificaron las actividades tanto en la cuenca de Burgos como en las diferentes regiones del Golfo de México con la aplicación de las técnicas más avanzadas de interpretación y modelado de yacimientos, con lo que se aumentaron las posibilidades de obtener éxito en la perforación exploratoria. Así, se hizo el primer descubrimiento en el país de un yacimiento marino de gas seco con el pozo Kopo 1, el reinicio de las actividades de perforación exploratoria marina en la Región Norte con el pozo Lankahuasa 1, y con la integración de la información sísmica y la perforación del pozo Playuela 1 en las costas del estado de Veracruz se ampliará la actividad exploratoria en la zona y se estará en posibilidades de recategorizar 413 MMMpc de gas de reservas posibles a probables y probadas. Con estos resultados se inició una nueva etapa de reposición de reservas.

Mejoras operativas en diversas líneas de negocios

En Petróleos Mexicanos se tiene como un objetivo estratégico mejorar el desempeño operativo, hasta alcanzar niveles comparables con las mejores prácticas internacionales. Ello se realiza a través de la implantación de programas de mejora continua en todas las líneas de negocio de la empresa. Al mismo tiempo se pretende elevar la producción hasta lograr una mayor suficiencia en gas y productos petrolíferos.

En este sentido, en Pemex Refinación se implantó desde 1997 el programa de Mejoramiento del Desempeño Operativo, con el fin de identificar acciones orientadas a cerrar brechas operativas entre el organismo subsidiario y

empresas similares en el ámbito internacional. Durante 2001 continuó la aplicación de este programa en todos los ámbitos del organismo, tales como refinerías, ductos, transportación marítima y terrestre, terminales de almacenamiento y distribución y en los sistemas de medición, además se fomenta el uso racional de la energía. El resultado de dicho programa se reflejó en una mejor operación de Pemex Refinación que se traduce, en términos monetarios, en ahorros importantes.

Se inició durante el año la aplicación de la reingeniería en la comercialización de petrolíferos, que entre sus objetivos figura el incrementar la eficiencia de las operaciones. En este sentido la implantación del comercio electrónico como mecanismo transaccional con los clientes, permitirá reemplazar el paradigma sustentado en la administración de pedidos. Así, en febrero de 2001 se implantó la primera fase del portal de negocios que permite a cada cliente conocer en tiempo real aspectos tales como la situación de su programa de embarques, saldo analítico de sus operaciones, reportes de facturación y documentos de ajuste, precios vigentes y centros de abasto alternos, entre otros datos.

En una segunda etapa del proyecto se permitirá al cliente llevar a cabo de manera interactiva la nominación de sus productos especificando volumen y equipos de transporte, confirmar por vía electrónica sus requerimientos o hacer las modificaciones que requiera, así como efectuar pagos a través de la denominada tesorería electrónica.

En el área de gas y petroquímicos básicos se capturarán oportunidades de mejoras operativas y de reducción de costos a través de la aplicación del sistema de mejora del factor de servicios; se aumentará la utilización de la capacidad del sistema de ductos; se extenderán los sistemas de medición y control SCADA (Supervisory Control Data Acquisition) a un mayor número de instalaciones; se estructurará un programa de alianzas con el sector privado para incrementar la confiabilidad de las instalaciones; y se promoverán esquemas de servicios de energía tales como cogeneración, autoconsumos y transferencias. El programa que se aplica en Pemex Gas y Petroquímica Básica para elevar su eficiencia operativa es el SSPA-Uptime que se entiende como el porcentaje de tiempo equivalente que una insta-

lación, equipo o sistema opera a su máxima tasa demostrada de manera segura mientras elabora productos de calidad. El objetivo del sistema es incrementar la capacidad productiva de las instalaciones y lograr la meta Cero Defectos Operacionales.

En cuanto al proyecto SCADA, sistema cuyo objetivo es el monitoreo y control de las operaciones de la red nacional de gasoductos, se terminaron las dos primeras etapas con lo cual se realiza el monitoreo en tiempo real desde el centro de control principal, con una eficiencia de 87.0 por ciento. Además, se integraron 45 clientes a través de Internet para que éstos, a su vez, reciban en tiempo real por medio del portal de Pemex Gas y Petroquímica Básica las condiciones del suministro del gas natural, incluyendo volumen, temperatura, presión, y calidad.

En petroquímica secundaria se reestructurará y fortalecerá la planta productiva a fin de garantizar un abasto oportuno y confiable de insumos a la industria nacional. Para ello se aprovecharán las sinergias resultantes de la operación conjunta de todos los centros de trabajo; se optimizará la cadena de suministro proveedores-procesos-clientes; y se desarrollarán mayores capacidades técnicas en los procesos industriales claves. Al mismo tiempo se promoverán alianzas estratégicas con el sector privado para lograr una mayor integración de las cadenas productivas y maximizar el beneficio económico de sus activos. En este sentido, durante 2001 en Pemex Petroquímica se continuó la aplicación de diversos programas operativos relacionados con el ahorro y uso eficiente de la energía y para propiciar un desempeño operativo más eficiente en todas las filiales del organismo subsidiario.

Modernización del marco regulatorio de Petróleos Mexicanos

En los últimos años el sistema fiscal mexicano ha impuesto a Petróleos Mexicanos una carga tributaria que resulta gravosa y está desvinculada de su operación. Sin contraponer los intereses de la Institución a los del gobierno federal, se busca construir nuevas fórmulas que preserven su aporte fiscal e incentiven su crecimiento, así como la generación de valor y riqueza. Las características de un nuevo régimen fiscal deben asegurar un trato más favorable que asegure la rentabilidad y la competitividad internacional de

todos los proyectos nuevos que al generar mayores recursos, después de cumplir con sus impuestos, se pueda amortizar la deuda que haya contratado para su financiamiento y se tenga la posibilidad de seguir invirtiendo para aumentar la escala de las operaciones de Petróleos Mexicanos.

Asimismo, en todas las actividades industriales de Petróleos Mexicanos se debe considerar un trato equivalente al que recibe cualquier otra empresa; esto es, un régimen similar al del impuesto sobre la renta. Es indispensable que se establezca un esquema fiscal mediante el cual el gobierno comparta con la Institución las consecuencias de las fluctuaciones del precio del petróleo. En la actualidad, si el precio internacional del petróleo supera al previsto en el presupuesto, la totalidad del ingreso excedente se entrega al gobierno federal.

Con un régimen fiscal moderno Petróleos Mexicanos podría entrar en una nueva fase de su desarrollo, adquirir una mayor escala en sus operaciones, acudir en las mejores condiciones a solicitar financiamiento en los mercados internacionales y, en el marco de la legislación vigente, podría acordar con otras empresas petroleras nuevas asociaciones, tanto al interior del país como en el exterior.

En este sentido, Petróleos Mexicanos realiza gestiones para que se modifique el esquema fiscal al que está sujeto como organismo público descentralizado, a fin de que la Empresa pueda alcanzar niveles de desempeño similares a los que prevalecen en otras compañías petroleras de la misma importancia.

Nueva estructura corporativa

Uno de los componentes del cambio para la transformación de Petróleos Mexicanos hacia un enfoque empresarial es su reestructuración organizativa. Se trata de fortalecer las funciones básicas que son indispensables para que cada organismo subsidiario se dedique plenamente a sus funciones operativas. Para cumplir con la misión y visión que se ha planteado Petróleos Mexicanos se requiere establecer una organización empresarial flexible con autonomía de gestión y un corporativo estratégico y normativo.

En este contexto, durante 2001, se renovó el Consejo de Administración que es su órgano superior de gobierno y se inició el proceso de modernización del corporativo que continuará hasta alcanzar todas las metas y objetivos que se plantean.

La estructura autorizada le permitirá al corporativo asumir el liderazgo de funciones centrales, elevar la eficiencia y calidad de las funciones de soporte y mejorar la dirección estratégica y operativa de los organismos.

La reestructuración del corporativo se diseñó de acuerdo a cinco principios indispensables:

- * Dirección estratégica y financiera, para fortalecer su posición y maximizar el valor económico de largo plazo.
- * Coordinación y optimización entre negocios, que implica la planeación estratégica conjunta y la coordinación entre las áreas operativas para maximizar el valor de Petróleos Mexicanos.
- * Liderazgo de iniciativas prioritarias, impulsando la instrumentación de estrategias para lograr la transformación empresarial y ayudar al mejoramiento del desempeño.
- * Consolidación de servicios comunes, apoyando a los organismos subsidiarios para que se concentren en sus actividades sustantivas proporcionando servicios centrales con la calidad requerida y a costos competitivos, y
- * Delegación equilibrada de las operaciones, para que los organismos mantengan su responsabilidad sobre la operación de su infraestructura, atención a sus clientes y resultados económicos.

Estos principios se traducen en la integración de direcciones corporativas enfocadas: en la maximización del valor económico y estratégico; que promuevan y consoliden la transformación empresarial, y; que se fortalezcan en las áreas que proporcionan coordinación y dan soporte a los organismos en funciones que no les son sustantivas.

La estructura organizacional actual tiene cuatro áreas nuevas. Para la maximización de valor se reintegró la Dirección Corporativa de Operaciones y se creó la Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos. Para promover y consolidar la transformación empresarial se integró la Dirección Corporativa de Competitividad e Innovación y se creó la Coordinación Ejecutiva. Con los mismos propósitos, la Unidad de Planeación Corporativa se transformó en la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica.

Es importante resaltar que éstas áreas fueron diseñadas con estrictos criterios de eficiencia:

- * La Dirección Corporativa de Operaciones y la Dirección Corporativa de Competitividad e Innovación cuentan en sus respectivas estructuras con menos de cien plazas. Casi en su totalidad transferidas de áreas existentes.
- * La Dirección de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos se integra con las áreas de proyectos existentes en los organismos.
- * La Coordinación Ejecutiva está constituida por menos de diez plazas incluyendo equipo de soporte.

La definición de las subdirecciones considera cuatro iniciativas de cambio: alinear funciones clave con la nueva orientación de las direcciones corporativas, dar jerarquía organizacional a las áreas del corporativo para gestionar ante los organismos subsidiarios, transferir funciones de organismos a direcciones corporativas, y balancear funciones entre subdirecciones para asegurar un seguimiento claro de su desempeño.

La reestructuración organizacional de Petróleos Mexicanos se realiza en tres fases. En la primera se conforman las direcciones corporativas y se rediseñan los procesos relacionados a las áreas nuevas, aquí el costo de administración de Petróleos Mexicanos permanecerá sin cambio. La segunda considera mejoras en la calidad y eficiencia de servicios corporativos y la optimización de procesos administrativos, en esta fase se podrán capturar ahorros en

costos. En la tercera fase se realizarán mejoras operativas en los organismos alineando sus estructuras organizacionales y rediseñando procesos institucionales, lo que traerá ahorros importantes para la empresa.

Con este enfoque la reestructuración de Petróleos Mexicanos brindará grandes beneficios y permitirá al corporativo ocupar la posición de liderazgo requerida para lograr la transformación empresarial.

La nueva estructura permitirá:

- * Implantar la nueva orientación de las funciones de las direcciones corporativas.
- * Contar con una estructura horizontal con suficiente jerarquía para coordinar los distintos negocios y liderar iniciativas prioritarias.
- * Eliminar duplicidades y optimizar las funciones corporativas mediante la incorporación de mejores prácticas, y,
- * Establecer las bases para mejorar la eficiencia y reducir el costo de Petróleos Mexicanos en su conjunto.

Con un enfoque corporativo se reorientó el Programa de Transparencia y Combate a la Corrupción y se creó una comisión al más alto nivel que atenderá los aspectos siguientes:

- * En lo relativo a adquisiciones y obra pública se rediseñó el proceso de suministros, y con base en ello, en 2001 el cien por ciento de las licitaciones se publicaron en Compranet, se llevó a cabo la promoción de la participación ciudadana y de organismos del sector privado como observadores en los procesos licitatorios y se crearon mecanismos de acceso a la información más efectivos.
- * Para hacer más eficientes los procesos de comercialización Pemex Refinación y Pemex Gas y Petroquímica Básica desarrollaron portales interactivos para clientes y proveedores.

- * Se inició un proceso muy cuidadoso de revaluación y renovación de la función de recursos humanos. Para ello se implantó un nuevo proceso de selección de candidatos para puestos de alto y nivel medio apegado a las mejores prácticas de la administración moderna que se completó con la renovación de la totalidad de los contralores designados por la Secretaría de Contraloría y Desarrollo Administrativo (SECODAM).

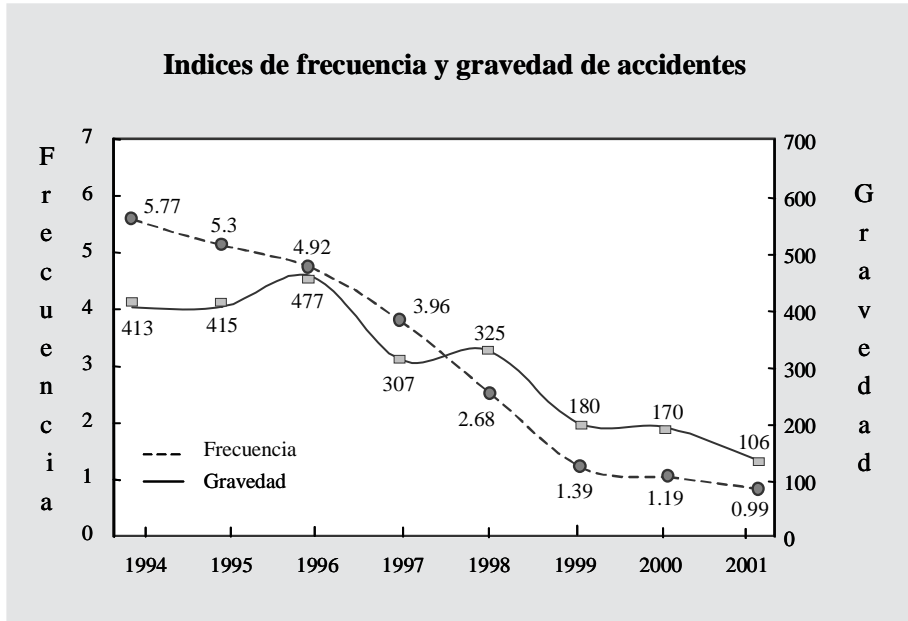
Asimismo, Petróleos Mexicanos implantó un sistema integrado de medición, gestión empresarial y compensación, denominado Valor Económico Agregado (EVA) cuyo objetivo es maximizar la generación de valor económico en Petróleos Mexicanos. Este sistema muestra el resultado de la actividad operativa menos el costo de uso de capital empleado en la operación y es útil para evaluar empresas públicas debido a que una vez integrado su presupuesto éstas no tienen incentivos para racionalizar su uso. Además, se está diseñando un sistema de compensación en función de la creación de valor por líneas de operación que incentive al personal para incrementar la rentabilidad en sus áreas de trabajo.

Seguridad industrial y protección del ambiente

Se ha continuado con los esfuerzos para mejorar el desempeño en seguridad industrial y protección del medio ambiente, disminuyendo los índices de frecuencia y gravedad. Los niveles actuales de estos índices ubican a Petróleos Mexicanos dentro de los niveles de las empresas petroleras líderes en el mundo.

En el año de informe, la implantación del SIASPA en Petróleos Mexicanos alcanzó el 99 por ciento en el nivel 2 y 95 por ciento en el nivel 3, que se refieren al cumplimiento de los programas de mejora. Pemex Refinación y Pemex Petroquímica cumplieron totalmente el nivel 2; en tanto que Pemex Exploración y Producción llegó al 97 por ciento. Para el nivel 3, Pemex Refinación cumplió con el 98 por ciento, Pemex Petroquímica 90 por ciento, y Pemex Exploración y Producción 88 por ciento.

Durante 2001 el índice de frecuencia de accidentes de Petróleos Mexicanos bajó a 0.99 accidentes por millón de horas trabajadas, 16.8 por ciento menor



que el observado en el año previo; en tanto que el índice de gravedad se ubicó en 106 días perdidos por millón de horas trabajadas, valor 37.6 por ciento inferior al del año de comparación.

Con relación al pasivo ambiental, en 2001 la empresa logró reducciones en varios rubros. Se tuvo una mejora de 10.1 por ciento en las emisiones totales a la atmósfera, siendo los participantes en esa atenuación los óxidos de azufre con 2.5 por ciento, los óxidos de nitrógeno con 31 por ciento y el bióxido de carbono con 3.1 por ciento. Se presentó un decremento de 20.2 por ciento en las descargas contaminantes al agua, destacando la disminución de las grasas y aceites con 25.2 por ciento, los sólidos suspendidos totales con 24 por ciento y otros contaminantes disminuyeron su aportación en 50.4 por ciento. Se logró reinyectar 87 por ciento del agua congénita asociada al crudo. Se consiguió reducir en 4.2 por ciento el inventario de residuos peligrosos, compuesto principalmente por lodos aceitosos, plomizos y de tratamiento de aguas.

Por otra parte, aun cuando las fugas y derrames se redujeron 18.8 por ciento en el número de eventos, se incrementó en 30.7 por ciento el volumen de hidrocarburos derramados respecto al año 2000. De las fugas y derrames ocurridas en Pemex Refinación se atribuye el 42.5 por ciento a tomas clandestinas y/o terceros, y en el caso de Pemex Exploración y Producción el 2.6 por ciento corresponden a actos de vandalismo. Se estima que el 93.8 por ciento del volumen de hidrocarburos derramados fue recuperado.

En el año se realizaron 71 auditorías ambientales, 48.6 por ciento adicional a las concluidas en el 2000; se obtuvieron 49 certificados de Industria Limpia otorgados por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente, así como 37 recertificaciones. Además se recibieron 14 certificaciones ISO-9000 y 17 certificados ISO-14000.

A partir de junio de 2001, Petróleos Mexicanos estableció un mercado interno de permisos de emisiones de bióxido de carbono con la participación de Environmental Defense, organización no gubernamental de reconocido prestigio mundial. Con ello Petróleos Mexicanos es la tercera empresa petrolera en el ámbito internacional que implanta este sistema para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

3. Programa de inversiones

3.1 Ejercicio del presupuesto de inversión

El presupuesto de inversión para 2001 se sustentó en tres grandes objetivos: continuar la modernización de las actividades de exploración y desarrollo para ampliar la capacidad productiva de petróleo crudo y gas natural, mejorar la eficiencia del Sistema Nacional de Refinación, con el fin de aumentar la elaboración de productos refinados de alta calidad, y alcanzar estándares más altos en seguridad industrial y protección ambiental.

En las actividades de exploración y producción adquirió particular relevancia la expansión de la producción de petróleo crudo en el campo supergigante Cantarell, localizado costa afuera en el Golfo de México y el impulso al aumento en la producción de gas natural no asociado en la Cuenca de Burgos, en el noreste del país.

Adicionalmente, se autorizaron inversiones para trabajos exploratorios, ingenierías, estudios y otras inversiones estratégicas, indispensables para la producción de gas. Al programa resultante se le denominó Programa Estratégico de Gas (PEG) y tiene el objetivo de mantener e incrementar las reservas y producción de gas natural en el mediano y largo plazos, favoreciendo el crecimiento de la participación del gas no asociado al crudo. Para ello se deberán identificar y acelerar la ejecución de proyectos de gas; minimizar el tiempo asociado al ciclo de exploración-desarrollo-producción; reducir los costos; aumentar la eficiencia y la calidad de los procesos e; implantar la mejora continua en el control de los proyectos.

Los recursos destinados al Sistema Nacional de Refinación se orientaron a mejorar la eficiencia operativa, aumentar el proceso de crudos pesados y expandir la capacidad de producción de refinados de alta calidad. Destaca

la modernización de la refinería de Cadereyta en Nuevo León que elevará la capacidad total de proceso de la refinería, incluyendo una nueva coquizadora que ampliará su capacidad para procesar crudo pesado, el tipo de crudo de mayor abundancia en México. Asimismo, se inició un proyecto similar de reconfiguración de la refinería de Ciudad Madero y otros programas de diferente tamaño y complejidad en Salamanca y Tula.

En el área de gas y petroquímica básica la prioridad fue aumentar las capacidades de procesamiento de gas, recuperación de líquidos, segregación de butano y gasolinas naturales, así como incrementar la eficiencia operativa y la seguridad industrial de sus instalaciones.

En la petroquímica no básica la inversión fue dirigida a elevar el valor económico de las empresas filiales de Pemex Petroquímica, así como mejorar los índices de seguridad industrial y protección ambiental.

En Petróleos Mexicanos desde 1997 se presentan dos modalidades de inversión: presupuestal y financiada. La primera forma parte del gasto programable y se refiere a proyectos para la conservación, expansión y modernización de la infraestructura productiva cuyo financiamiento proviene de recursos asignados a la entidad en el Presupuesto de Egresos de la Federación y se registra en los egresos del mismo año en que se realiza la inversión.

En el caso de la inversión financiada, que a su vez se subdivide en directa y condicionada, se trata de proyectos ejecutados por empresas de los sectores privado o social, previa licitación pública. Las obligaciones que contrae Petróleos Mexicanos por estas inversiones serán cubiertas con los flujos futuros de ingresos que generen las mismas obras, una vez que sean recibidas a entera satisfacción de la Institución. De esta manera, sólo aquellos proyectos que tengan una rentabilidad demostrada, y correspondan a actividades prioritarias o estratégicas en los términos que señala la Constitución, podrán calificar para que su financiamiento y registro de gasto se realice conforme a esta modalidad. El monto total de inversión financiada ejecutable cada año también corresponde a una determinación del Congreso de la Unión.

Gasto de inversión programable

El monto de inversión programable autorizado a Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios para 2001 en el Presupuesto de Egresos de la Federación en términos del devengable, ascendió a 36 429 millones de pesos, 3.4 por ciento mayor en términos reales respecto al ejercido en 2000. El monto autorizado considera 1 571 millones de pesos de inversión financiera.

Al cierre del ejercicio la inversión devengada por la industria petrolera ascendió a 30 909 millones de pesos, lo que significó un cumplimiento del programa de 84.8 por ciento. El monto ejercido fue inferior en 12.3 por ciento, en términos reales, con respecto a 2000. Por concepto del gasto se ejercieron 9 923 millones de pesos en rehabilitación, modificación y reacondicionamiento por contrato, 3 948 millones en obras públicas, 5 000 millones de registro PIDIREGAS, 2 544 millones en estudios exploratorios y perforación de pozos y la diferencia en inversiones capitalizables, investigación y desarrollo y otras inversiones.

De la erogación programable total ejercida por la industria petrolera, Pemex Exploración y Producción participó con 66.2 por ciento, Pemex Refinación con 21.0 por ciento, Pemex Gas y Petroquímica Básica con 9.4 por ciento, y Pemex Petroquímica y el Corporativo de Petróleos Mexicanos con la proporción restante.

El monto de inversión programable ejercido por Pemex Exploración y Producción ascendió a 20 453 millones de pesos. De esta cantidad 37.0 por ciento se destinó a la continuación de 10 proyectos estratégicos y 63.0 por ciento a operacionales.

De los primeros destacan los relativos a: Incorporación de Reservas, específicamente en el proyecto Campeche Poniente; Explotación de Campos en su renglón de reparaciones mayores a pozos; Infraestructura complementaria de explotación, que considera la explotación integral del campo Pool, Ku-Maloob-Zaap, sistema integral de transporte y distribución de gas y condensados, y Abkatún integral; y, en el denominado Registro PIDIREGAS en donde se considera la amortización de los proyectos de Burgos, Delta del

Grijalva y Cantarell. De los programas operacionales sobresalen los recursos destinados al mantenimiento de infraestructura de campos, de pozos y de plataformas y equipos, así como de instalaciones comunes.

En Pemex Refinación el ejercicio del gasto de inversión en proyectos estratégicos fue de 2 323 millones de pesos, y se dirigió principalmente al cambio de configuración de la refinería de Cadereyta y pagos de registro PIDIREGAS, además de erogar diferentes montos de inversión programable para la reconfiguración y ampliación de las refinerías de Tula, Madero, Salamanca, Salina Cruz y Minatitlán, para el mejoramiento al pool de gasolinas, red de ductos y relocalización de agencias y terminales. En proyectos operacionales y otras inversiones el gasto ascendió a 4 170 millones de pesos dirigidos a proyectos que incrementan los niveles de seguridad de las instalaciones y la eficiencia operativa.

En Pemex Gas y Petroquímica Básica el ejercicio del gasto de inversión programable, en el periodo referido, ascendió a 2 901 millones de pesos -946 millones a proyectos estratégicos y 1 955 millones a proyectos operacionales y otras inversiones-. Los recursos se destinaron principalmente a:

- * La rehabilitación de la Estación de Compresión Los Ramones y de la Estación 19, con lo cual se incrementó la capacidad de importación y de manejo de gas natural de 500 a 750 MMpcd.
- * Se instalaron dos turbocompresores en la Estación de Compresión Gloria a Dios, permitiendo ampliar la capacidad de transporte de 40 a 100 MMpcd a la ciudad de Chihuahua.
- * Se rehabilitaron dos turbocompresores, se reconstruyó e iniciaron las pruebas de arranque de la Estación de Compresión Cempoala con una capacidad de transporte de 1 100 MMpcd, lo que significa un aumento de 40.0 por ciento en el tramo Cempoala-Santa Ana.
- * Se concluyeron las obras de la Estación de Compresión Campo Brasil con lo cual se garantizará el suministro de gas natural a las plantas de la CFE para la generación de energía eléctrica en la zona de Río Bravo.

- * Se inició la construcción del gasoducto de 36 pulgadas de diámetro por 115 kilómetros de longitud que unirá la Estación de Compresión 19 y el troncal del sistema de gasoductos en San Fernando. Con este proyecto se dotará al sistema nacional de gasoductos de una mayor flexibilidad para transportar gas de la zona de Burgos o de importación hacia el centro del país, incrementando con ello la seguridad en el abasto del producto.

En Pemex Gas y Petroquímica Básica también destaca la construcción de cinco plantas para recuperación de azufre en el Centro Procesador de Gas Cactus (dos de ellas iniciaron pruebas a finales de 2000) y el incremento en la capacidad de recuperación de dos plantas de azufre en el Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex.

Con estas inversiones Pemex Gas y Petroquímica Básica mantiene su posición activa dentro del mercado, como parte de una estrategia que contempla, para los próximos años, seguir invirtiendo en adecuar la capacidad de compresión y de transporte a las necesidades de los clientes.

Pemex Petroquímica ejerció un monto de inversión de 638 millones de pesos destinados fundamentalmente a la ejecución de obras en las plantas de derivados clorados de la planta de oxígeno de etileno de Pajaritos y de las plantas de etileno y polietileno de Cangrejera.

Finalmente, el presupuesto de inversión programable devengado por el Corporativo de Petróleos Mexicanos ascendió a 423 millones de pesos, recursos que se destinaron principalmente a adquisiciones capitalizables y a rehabilitación y reacondicionamiento por contrato.

Inversión financiada

Hasta 2001 Petróleos Mexicanos tenía autorizado 12 Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS) incluidos en el Tomo IV del Presupuesto de Egresos de la Federación. De éstos, 11 corresponden a inversión directa y uno de inversión condicionada.

En 2001 la inversión ejercida en estos proyectos ascendió a 45 744 millones de pesos, 80.4 por ciento de los recursos aprobados. Del monto ejercido correspondió 78.5 por ciento a Pemex Exploración y Producción y el porcentaje restante a Pemex Refinación. Por proyectos los resultados de la inversión erogada se muestran a continuación:

Proyecto Integral Cantarell

Con los recursos de inversión financiada destinados a este proyecto y la terminación de las obras del Plan de Contingencia Akal B, la construcción de los gasoductos que interconectan las plataformas Akal TM - Akal L; de Akal TJ - Akal J; y de Akal KL - Akal L, así como del oleogasoducto Kutz TA - Akal TJ, se incorporaron al proceso de producción 28 pozos terminados en 2001. Con ello el activo Cantarell registró una producción de 1 699 Mbd de crudo y 621 MMpcd de gas, lo cual significó un aumento de 261 Mbd de crudo y de 70 MMpcd de gas natural, comparados con los obtenidos en 2000. Cabe destacar, que el 28 de diciembre de 2001 se alcanzó la cifra récord de producción de crudo del activo Cantarell con 1 953 Mbd.

Asimismo, con la operación normal de la plataforma de servicio integral de compresión de gas amargo Akal GC, a partir del mes de septiembre, se redujo sustancialmente el envío de gas a la atmósfera en la Región Marina Noreste, de tal forma que se logró un índice de aprovechamiento del gas de 92.3 por ciento, 1.9 puntos porcentuales más que lo registrado en el año previo al disminuir el volumen de gas enviado a la atmósfera en 89 MMpcd. El objetivo es llegar a 98.0 por ciento de aprovechamiento, porcentaje considerado en los estándares internacionales.

Proyecto Integral de la Cuenca de Burgos

El Proyecto Integral Cuenca de Burgos aportó 990 MMpcd de gas natural al cierre de 2001, lo que representó 21.9 por ciento de la producción nacional de gas. Durante el año, se tuvo un avance importante en las metas físicas del proyecto, al realizar 2 906 kilómetros cuadrados de sísmica bidimensional, y 1 594 kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional; se perforaron y terminaron 36 pozos exploratorios y 362 de desarrollo.

Proyecto Delta del Grijalva

El proyecto se desarrolla en la porción norte-central del estado de Tabasco. Las formaciones productoras están constituidas por rocas sedimentarias de edad Mesozoica con una estructura geológica compleja. Produce crudos de alta calidad, con una densidad de 44° API y bajo contenido de azufre, que constituyen un componente fundamental para lograr la mezcla de crudo Olmeca al aportar un alto valor agregado en su comercialización.

Durante 2001 este proyecto aportó 67.7 Mbd de crudo superligero y 239.1 MMpcd de gas natural, lo cual significó 14.0 por ciento de la producción de crudo de la Región Sur. Además, se perforaron y terminaron cinco pozos de desarrollo.

Programa Estratégico de Gas

En este proyecto destaca la terminación de 13 pozos exploratorios, la adquisición de 330 kilómetros de sísmica bidimensional y 1 529 kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional. Adicionalmente, se incorporó una reserva de 245 mil millones de pies cúbicos de gas y se certificaron las reservas totales del área Playuela, con 417 mil millones de pies cúbicos de gas.

El descubrimiento del primer yacimiento marino terciario de gas seco en el país con el pozo Kopo 1, hace evidente el potencial que se tiene en formaciones terciarias de la Sonda de Campeche; también con el resultado de los pozos Kriptón 1 y Caudaloso 1 en la Cuenca de Burgos, que confirman el potencial y alta productividad del área donde se descubrió recientemente el campo Sultán.

Mediante el uso de tecnología avanzada en materia de exploración se detectó el yacimiento donde se ubica el pozo Lankahuasa 1, que se perforó con el objetivo de obtener información para evaluar las características de posibles sistemas petroleros en la parte central de la plataforma continental del Golfo de México. Una prueba de producción resultó con 15.45 MMpcd de gas dulce constituido por 98.0 por ciento de metano, uno por ciento de etano y fracciones menores de otros hidrocarburos.

La importancia de este descubrimiento como parte del Programa Estratégico de Gas, representa la confirmación de la existencia de una nueva provincia

productora de gas no asociado y vuelve atractiva el área Lankahuasa, donde se han detectado 30 oportunidades exploratorias y adicionalmente, crea expectativas hacia el norte donde se localiza el área de Lamprea con 74 oportunidades registradas.

En Pemex Refinación dentro de los proyectos PIDIREGAS en la Refinería de Cadereyta, se recibieron las plantas hidrotrotadora de gasóleos de coque de 40 Mbd, de alquilación No. 2 con preparadora de carga de 5 Mbd y la recuperadora de azufre No. 4 de 480 toneladas por día. Se concluyeron los trabajos de modernización de la planta hidrosulfuradora de naftas No. 1, de la reformadora de naftas No. 1 y la modernización y ampliación de la planta fraccionadora de ligeros de 3.6 Mbd.

Así, al cierre del año, se tenían terminadas las 11 plantas nuevas que componen el Proyecto Cadereyta, así como las nueve plantas con ampliación y/o modernización, los sistemas de servicios auxiliares, los almacenamientos e integración, los cuales están disponibles con la capacidad para la que fueron diseñados. De este proyecto la planta de coquización retardada tenía un avance de 83.9 por ciento. Se estima concluir la obra para julio de 2002.

En Madero se obtuvo un avance acumulado de 95.1 por ciento. Al cierre del año habían concluido e iniciado operaciones las plantas: hidrosulfuradora de queroseno y la tratadora y fraccionadora de hidrocarburos, así como una torre de enfriamiento. Adicionalmente se concluyó la planta combinada y los servicios auxiliares nuevos. Se estima la conclusión del proyecto para junio de 2002.

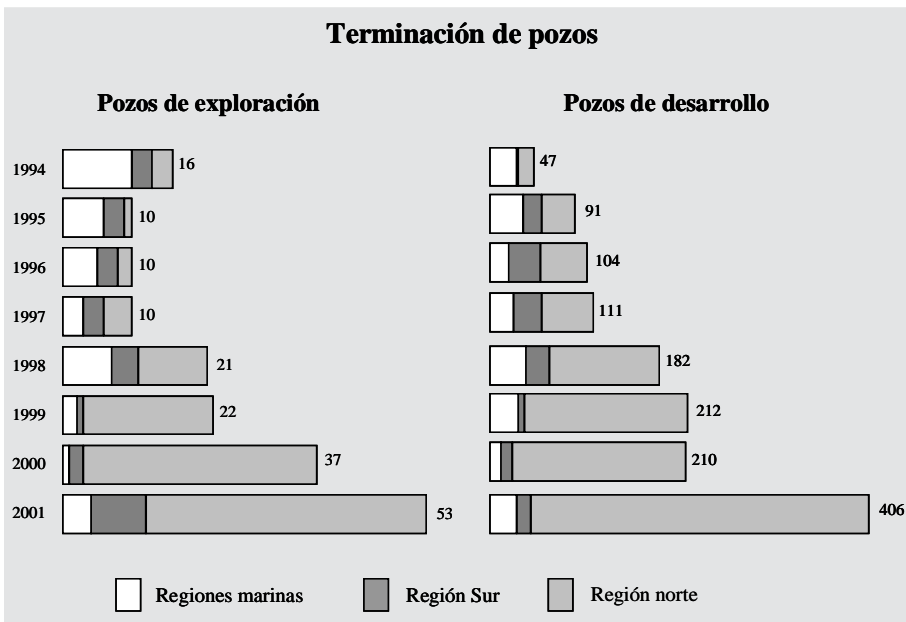
En Tula se registró un avance acumulado estimado de 97.9. En la construcción de la planta hidrosulfuradora de gasóleos de 21.4 Mbd se registró un avance de 94.5 por ciento. La integración de la planta isomerizadora de butanos se encuentra terminada y en operación. Se concluyó la modernización de las plantas tratadora y fraccionadora de hidrocarburos de 4.9 y 1.4 Mbd, en el orden citado. La terminación del proyecto se estima para abril de 2002.

En Salamanca se registró un avance acumulado de 95.2 por ciento. La fecha de terminación mecánica e inicio de operación para los servicios auxiliares, la

planta hidrodesulfuradora de gasóleos y la planta reformadora de naftas se estima para enero de 2002 y la etapa de integración para febrero del mismo año.

Con el ejercicio en ambas modalidades de inversión Petróleos Mexicanos alcanzó los resultados siguientes:

En exploración y producción se perforaron 449 pozos, cantidad 1.6 veces mayor que la registrada en 2000 y casi igual a lo realizado en todo el trienio 1996-1998. De los pozos perforados, 404 correspondieron a desarrollo y 45 a exploración. Se terminaron 53 pozos exploratorios, 43.2 por ciento más que lo realizado en el año previo, lo que significó un récord en la terminación de pozos de exploración. De estos pozos resultaron cuatro pozos productores de crudo y 24 de gas, ello implicó un índice de éxito de 53.0 por ciento. En los pozos de desarrollo se terminaron 406, casi el doble de lo reportado en el año previo y superior a lo realizado durante el trienio 1996-1998. Del total de pozos de desarrollo terminados 34 fueron productores de crudo y 336 de gas, lo que arrojó un índice de éxito de 91.0 por ciento.



En localizaciones exploratorias se aprobaron 112 para perforar nuevos pozos, cifra máxima en la historia de Petróleos Mexicanos. De dichas localizaciones, 80 están dirigidas a la prospección de gas y 32 de aceite. De resultar exitosas estas localizaciones destacarían por región las siguientes:

- * En la Región Norte, Aljibe 1 y Caudaloso 1 para apoyar la perforación de otras localizaciones ubicadas en el alineamiento Misión-Sultán Torrecillas-Cuitláhuac; Mercurio 1, Sonar 1 y Popo 1 del proyecto Lamprea que probarán el potencial terciario en la porción norte de la plataforma continental del país; Kosni 1, Cahuin 1 y Callimaxtla 1, toman importancia por el resultado de la prueba exitosa en el pozo Lankahuasa 1; y, las localizaciones ubicadas en los cubos sísmicos Playuela y Cocuite, que permitirán redimensionar las reservas ya descubiertas y apoyar la producción de gas.
- * En la Región Sur, las localizaciones Dátil 1, Ámbar 1 y Saramako 1 por volumen atractivo y su cercanía al campo Agave; Michapite 1 que confirmaría la extensión del potencial terciario al sur de la cuenca de Veracruz; Tiumut 1, Churingo 1 y Coyol 1 que confirmarían el potencial del proyecto Cuichapa; Machichaco 1 y Tabico 1, por su bajo riesgo geológico y cercanía a los campos Cobo y Bitzal; y, Gamba 1 y Coletto 1 que confirmarían la extensión oeste y norte del campo Gaucho.
- * En la Región Marina Noreste las localizaciones que delimitarán al bloque Sihil, donde los pozos de desarrollo Cantarell 3068 y Cantarell 1014, se profundizaron para cumplir con los objetivos exploratorios de dos localizaciones. Por último, las localizaciones Xotem 1 e Ikim 1 probarán plays hipotéticos en la porción marina de la cuenca de Macuspana.
- * En la Región Marina Suroeste las localizaciones May DL1 y Teekit 1, la primera porque definiría la extensión horizontal y vertical del campo May y la segunda, por su alta definición en los atributos sísmicos y su cercanía a instalaciones de producción y a la costa; Namaca 1 por su bajo riesgo asociado a indicadores directos de hidrocarburos; Tamil 1 con una excelente expresión sísmica e indicadores directos de hidrocarburos que evaluará el potencial petrolero en tirantes de 600 metros de las formaciones

del Cretácico y Jurásico Superior, Chuktah 201 porque abriría una nueva área de incorporación de reservas de aceite ligero y pesado en las formaciones productoras del campo Ayín y Nasa 1 que representa un bloque adicional hacia el noreste del campo Och.

En refinación la terminación de diversa infraestructura productiva en las refinerías y las posibilidades de sustitución de importaciones de combustibles, permitieron incrementar el proceso de crudo, manteniendo al mismo tiempo las exportaciones en los volúmenes acordados para estabilizar el mercado internacional de productos refinados. De esta forma, el volumen de crudo procesado ascendió a 1 252 Mbd, cantidad 2.0 por ciento superior a lo realizado en el año previo, lo cual fue soportado básicamente por el incremento en el proceso de crudo ligero y en menor medida de superligero, toda vez que el volumen de crudo pesado sometido a destilación fue inferior al realizado en 2000. La capacidad utilizada de destilación atmosférica de crudo alcanzó un índice de 86.8 por ciento, considerando el factor de disponibilidad, es decir, el tiempo que la instalación está fuera de operación por trabajos de mantenimiento. El porcentaje de utilización de la capacidad instalada en 2001 superó en 1.3 puntos porcentuales lo reportado en el año previo.

En el área de gas y petroquímica básica la inversión realizada permitió otorgar mayor flexibilidad al sistema de proceso de gas húmedo y valor a los activos, con la conclusión de los trabajos relativos a la conversión de condensados a gas de las dos plantas endulzadoras de Ciudad Pemex, que ante la falta de materia prima permanecieron un año sin operar. El proceso de gas húmedo en todo el sistema, fue ligeramente inferior al realizado en 2000 al ubicarse en un volumen de 3 629 Mbd, en tanto que el proceso de condensados fue superior en 4.0 por ciento al promediar 105 Mbd en 2001. Ello provocó que la utilización de la capacidad instalada de endulzamiento de gas se ubicara en 82.3 por ciento, 3.5 puntos porcentuales menos que el año de comparación; la de recuperación de líquidos en las plantas criogénicas se utilizó al 74.4 por ciento, similar al año previo; en las plantas de absorción 68.8 por ciento, 4.1 puntos porcentuales mayor al año 2000; y, la de endulzadoras y estabilización de condensados llegó a un índice de utilización de 67.3 por ciento, superior en 16.1 puntos porcentuales a lo realizado en el año previo.

Otros resultados importantes fueron la reducción de las emisiones de bióxido de carbono en los centros de Cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex con el inicio de operaciones de plantas recuperadoras de azufre; y el incremento de la capacidad de transporte de gas en el norte del país para hacer frente a la creciente demanda de ese energético.

En petroquímica secundaria uno de los resultados de la inversión fue una mejor operación de las plantas de amoníaco y de la unidad recuperadora de hidrógeno ambas en Petroquímica Cosoleacaque. En esta última, la operación actual de la planta reporta un ahorro de energía de 3.6 millones de Btu por tonelada de amoníaco producida. En el complejo Pajaritos se incrementó la capacidad de producción de derivados clorados en 205 Mt anuales y de óxido de etileno en 22 Mt anuales.

3.2 Reservas

Al 1 de enero de 2002, las reservas totales de hidrocarburos que incluye a las probadas, probables y posibles, ascendieron a 52 951.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, volumen 5.7 por ciento inferior al registrado al año previo. De las reservas totales 58.2 por ciento, equivalentes a 30 837.5 millones de barriles, correspondieron a reserva probada; 22.4 por ciento, es decir 11 862.5 millones, fueron reserva probable; y 19.4 por ciento que representan 10 251.0 millones de barriles se catalogaron como reserva posible.

La composición de las reservas totales indicó que el aceite crudo representó 72.3 por ciento, los condensados significaron 2.1 por ciento, los líquidos de planta aportaron 7.2 por ciento y el gas seco el 18.4 por ciento restante. Por su distribución geográfica, 35.1 por ciento de las reservas totales se encuentra localizada en la Región Marina Noreste, 9.1 por ciento en la Región Marina Suroeste, 39.8 por ciento en la Región Norte y 16.0 por ciento en la Región Sur. Las reservas totales de aceite estuvieron compuestas en 10.2 por ciento de aceite superligero y mayor a 38 grados API; 36.0 por ciento de aceite ligero entre 27 y 38 grados API; y 53.8 por ciento de pesado y menor a 27 grados API. Las reservas totales de gas natural se integraron por 79.7 por ciento de gas asociado y 20.3 por ciento de no asociado.

La actualización de reservas al 1 de enero de 2002 consideró diferentes elementos de variación, que dependiendo de la naturaleza del cambio, se clasifican en:

- * Adiciones: reservas originadas por nuevos descubrimientos y por la perforación de pozos delimitadores.
- * Desarrollos: modificaciones a las reservas producidas por la perforación de pozos de desarrollo.
- * Revisiones: rubro que agrupa a diferentes situaciones capaces de originar modificaciones en las reservas, tales como cambios en la tendencia de producción pronosticada y en los precios de los hidrocarburos, actualizaciones a los modelos geológico-petrofísicos y de simulación de flujo de los campos, introducción de nuevas estrategias de explotación y modificaciones a las prácticas operativas, principalmente.

Conviene mencionar que las adiciones, desarrollos y revisiones pueden resultar en incrementos o decrementos en los volúmenes de reservas. Dichas variaciones se determinaron aplicando los criterios establecidos desde 1999 de acuerdo con las definiciones de la asociación de profesionales Society of Petroleum Engineers (SPE) y de los comités nacionales World Petroleum Congresses (WPC). Por consiguiente, hay continuidad estadística, transparencia y un marco de referencia en la aplicación de estos criterios para evaluar y clasificar reservas.

Tasa de restitución y relación reserva-producción

Los descubrimientos realizados durante 2001 aportaron a las reservas totales un volumen de 215.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La tasa de restitución, derivada sólo de descubrimientos, fue de 14 por ciento considerando que la producción en 2001 fue de 1 493.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De estas reservas descubiertas en el año, 20.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son probadas, 35.8 millones son probables y 159.6 millones son posibles; todas ellas provinieron de yacimientos de gas no asociado, localizadas principalmente en las cuencas de Burgos, Veracruz y Sureste.

La relación reserva-producción que es un indicador para medir el tiempo que podrían durar las reservas considerando una producción constante, se ubicó en

Evolución histórica de las reservas de hidrocarburos

(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

| Año | Reservas al inicio de año | Adiciones | Desarrollos | Revisiones | Producción | Reservas al final de año |
|-----------------------------|---------------------------|-----------|-------------|------------|------------|--------------------------|
| Totales | | | | | | |
| 1997 | 57 285.2 | 328.8 | 35.6 | 305.0 | -1 449.8 | 56 504.8 |
| 1998 | 56 504.8 | 629.9 | -203.9 | 2 300.3 | -1 489.9 | 57 741.2 |
| 1999 | 57 741.2 | 1 200.1 | 108.0 | 588.7 | -1 433.8 | 58 204.1 |
| 2000 | 58 204.1 | 316.9 | -335.9 | -562.5 | -1 468.7 | 56 154.0 |
| 2001 | 56 154.0 | 160.3 | 16.2 | -1 885.9 | -1 493.6 | 52 951.0 |
| Probadas + probables | | | | | | |
| 1997 | 47 064.8 | 230.0 | 35.6 | -75.2 | -1 449.8 | 45 805.4 |
| 1998 | 45 805.4 | 308.7 | -137.6 | 1 797.5 | -1 489.9 | 46 284.0 |
| 1999 | 46 284.0 | 591.9 | 55.1 | 747.3 | -1 433.8 | 46 244.6 |
| 2000 | 46 244.6 | 246.6 | -129.7 | -82.2 | -1 468.7 | 44 810.6 |
| 2001 | 44 810.6 | 37.0 | 52.9 | -706.9 | -1 493.6 | 42 700.0 |
| Probadas | | | | | | |
| 1997 | 36 639.4 | 156.1 | 35.6 | -184.3 | -1 449.8 | 35 197.0 |
| 1998 | 35 197.0 | 127.1 | -92.2 | 437.5 | -1 489.9 | 34 179.5 |
| 1999 | 34 179.5 | 345.1 | 82.5 | 930.4 | -1 433.8 | 34 103.8 |
| 2000 | 34 103.8 | 101.9 | -99.6 | -23.0 | -1 468.7 | 32 614.4 |
| 2001 | 32 614.4 | 20.8 | 92.3 | -396.4 | -1 493.6 | 30 837.5 |

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

35 años si se consideran las reservas totales, pero si sólo se toma en cuenta las reservas probadas más probables el indicador llegó a 29 años, y si se considera sólo las reservas probadas el valor del indicador fue de 21 años. En el caso del gas no asociado, el indicador para las reservas totales es de 19 años, para las probadas más probables es de 13 años y para las probadas es de nueve años. Aun cuando estas cifras suponen producción constante en el tiempo, que no es

el caso porque los campos ven disminuida su producción con el paso del tiempo, estas cifras muestran la importancia de enfocar la actividad exploratoria a encontrar nuevos campos de gas no asociado y aceite ligero.

En los cuadros que aparecen más adelante, se muestra la evolución de las reservas en sus diferentes categorías y su desarrollo durante los últimos cinco

| Variación de las reservas de hidrocarburos | | | | |
|---|-------------------|-------------------------|--|--|
| (en por ciento) | | | | |
| | Variación neta | Tasa de restitución | | Relación Reserva/Producción (años) |
| | | Sólo descubrimientos | Adiciones, revisiones y desarrollos | |
| Totales | | | | |
| 1997 | -1.4 | 12.0 | 46.2 | 39 |
| 1998 | 2.2 | 36.6 | 183.0 | 39 |
| 1999 | 0.8 | 83.5 | 132.3 | 41 |
| 2000 | -3.5 | 21.3 | -39.6 | 38 |
| 2001 | -5.7 | 14.4 | -114.5 | 35 |
| Probadas + probables | | | | |
| 1997 | -2.7 | 8.3 | 13.1 | 32 |
| 1998 | 1.0 | 18.0 | 132.1 | 31 |
| 1999 | -0.1 | 41.1 | 97.3 | 32 |
| 2000 | -3.1 | 9.9 | 2.4 | 31 |
| 2001 | -4.7 | 3.8 | -41.3 | 29 |
| Probadas | | | | |
| 1997 | -3.9 | 6.5 | 0.5 | 24 |
| 1998 | -2.9 | 6.8 | 31.7 | 23 |
| 1999 | -0.2 | 24.0 | 94.7 | 24 |
| 2000 | -4.4 | 1.8 | -1.4 | 22 |
| 2001 | -5.4 | 1.4 | -19.0 | 21 |

años. La reserva probada disminuyó 1 776.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, resultado de una producción de 1 493.6 millones de barriles en 2001, de la revisión de campos cuyo comportamiento indica producciones futuras menores a las esperadas, y de la reducción del precio de hidrocarburos observada a fines de 2001. Las reservas probables y posibles se redujeron en

333.7 y 1 092.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. Las explicaciones de estas variaciones se concentran en menores expectativas de recuperación de acuerdo a los comportamientos observados en varios campos y, al efecto originado por la disminución de precios de los hidrocarburos, como el caso del gas húmedo amargo que entre diciembre de 2000 y el mismo mes de 2001 pasó de 5.08 a 1.79 dólares por millón de Btu.

Región Marina Noreste

Esta región continuó siendo la mayor productora de hidrocarburos, con 782.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente producidos en 2001, cantidad que significa 52.4 por ciento de la producción nacional. Sus reservas probadas al 1 de enero de 2002 fueron de 11 623.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que comparadas con la evaluación al 1 de enero de 2001 mostraron una disminución de 885.7 millones. Al considerar la producción, la reducción neta fue de 102.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, derivado de menores precios de los hidrocarburos y del empleo de los costos de extracción para fijar el límite económico. La suma de las reservas probadas, probables y posibles asciende a 18 589.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cuya variación neta con respecto al 1 de enero de 2001 fue de 78.0 millones de barriles debido al impacto en la disminución de los precios y la consideración de los costos de abandono que acortan marginalmente la vida productiva de los campos de esta región.

Las reservas totales en esta región aportaron 43.3 por ciento de las reservas de aceite del país y 11.5 por ciento de las del gas natural; y estuvieron compuestas por 4.7 por ciento de aceite ligero y 95.3 por ciento de aceite pesado.

Región Marina Suroeste

Esta región produjo 264.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente durante 2001. Sus reservas probadas al 1 de enero de 2002 ascendieron a 1 928.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra 123.7 millones menor a la reportada al inicio de 2001. Este comportamiento se explica por la revisión positiva a los campos Taratunich y Abkatún, y el descubrimiento del campo de gas no asociado Kopo con reservas totales por 7.8 millones de barriles

| Reservas totales de hidrocarburos al 1 de enero | | | | | | |
|--|---------------|------------------|--------------------|-------------------|-------------------|---------------|
| | 2001 | Adiciones | Desarrollos | Revisiones | Producción | 2002 |
| Petróleo crudo equivalente (MMbpce) | 56,154 | 160 | 16 | -1,886 | -1,494 | 52,951 |
| Región Marina Noreste | 19,450 | 0 | 0 | -78 | -783 | 18,589 |
| Región Marina Suroeste | 5,203 | 8 | 0 | -109 | -264 | 4,837 |
| Región Norte | 21,917 | 152 | 27 | -940 | -114 | 21,043 |
| Región Sur | 9,584 | 0 | -11 | -760 | -333 | 8,481 |
| Aceite crudo (MMb) | 39,918 | 1 | 19 | -511 | -1,141 | 38,286 |
| Región Marina Noreste | 17,359 | 0 | 0 | -41 | -725 | 16,594 |
| Región Marina Suroeste | 3,540 | 0 | 0 | 52 | -202 | 3,390 |
| Región Norte | 13,590 | 1 | 0 | -149 | -28 | 13,413 |
| Región Sur | 5,428 | 0 | 19 | -373 | -186 | 4,889 |
| Condensado (MMb) | 1,195 | 2 | 1 | -21 | -39 | 1,137 |
| Región Marina Noreste | 641 | 0 | 0 | 4 | -18 | 627 |
| Región Marina Suroeste | 322 | 0 | 0 | 12 | -14 | 319 |
| Región Norte | 56 | 2 | 3 | -15 | -2 | 43 |
| Región Sur | 176 | 0 | -2 | -22 | -5 | 147 |
| Líquidos de planta (MMb) | 4,379 | 11 | -12 | -492 | -96 | 3,790 |
| Región Marina Noreste | 602 | 0 | 0 | -41 | -16 | 545 |
| Región Marina Suroeste | 556 | 0 | 0 | -94 | -19 | 443 |
| Región Norte | 1,610 | 11 | 3 | -145 | -5 | 1,474 |
| Región Sur | 1,611 | 0 | -15 | -212 | -56 | 1,329 |
| Gas seco (MMMpc) | 55,515 | 764 | -26 | -4,476 | -1,129 | 50,648 |
| Región Marina Noreste | 4,408 | 0 | 0 | 0 | -125 | 4,284 |
| Región Marina Suroeste | 4,083 | 40 | 0 | -406 | -152 | 3,565 |
| Región Norte | 34,644 | 723 | 110 | -3,282 | -403 | 31,793 |
| Región Sur | 12,380 | 0 | -136 | -789 | -448 | 11,007 |

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

de petróleo crudo equivalente. Las reservas totales alcanzaron 4 837.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cantidad menor en 100.8 millones a la reportada al inicio de 2001, una vez que el efecto de producción ha sido descontado. Cabe hacer notar, que esta disminución se concentra en la categoría de reservas posibles y es producto de revisiones en los campos Bolontikú, Chuc y Pol, principalmente.

Desde el punto de vista de la composición de sus fluidos, las reservas totales estuvieron conformadas por 15.7 por ciento de aceite superligero, 69.3 por ciento de ligero y 15.0 por ciento de pesado. En cuanto al gas natural, 67.2 por ciento es asociado y 32.8 por ciento es no asociado.

Región Norte

Las reservas totales al 1 de enero de 2002 ascendieron a 21 043.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en tanto su producción en 2001 fue de 113.8 millones de barriles. Si se elimina el efecto de la producción, se observó una reducción de 760.3 millones de barriles, concentrándose en las categorías de reserva probable y posible de los campos Remolino y Presidente Alemán de Chicontepec, y Arcabuz-Culebra y Tundra de la Cuenca de Burgos. La reserva probada es de 10 663.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con una disminución de 166.4 millones de barriles respecto al inicio de 2001, sin considerar la producción. Esto es atribuible a ajustes en Remolino y Presidente Alemán de Chicontepec.

Por descubrimientos la reserva total se incrementó en 208.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; 111.3 millones localizados principalmente en la Cuenca de Burgos, y 95.7 millones en la Cuenca de Veracruz. Es importante resaltar que estos descubrimientos son de gas no asociado, y que una extensión del campo Playuela en la Cuenca de Veracruz incorporó por sí sola 79.4 millones de barriles en reservas totales, o 413.1 miles de millones de pies cúbicos, lo que demuestra el resurgimiento de esta cuenca como un actor significativo en la producción de gas no asociado. En la Cuenca de Burgos destacan los pozos Ricos 1, Kriptón 1 y Dulce 1 que incorporaron reservas totales por 30.6, 9.0 y 7.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, o 159.2, 44.3 y 35.7 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Estos hallazgos confirman el enorme potencial exploratorio que la Cuenca de Burgos tiene en el contexto de gas no asociado.

Región Sur

Las reservas totales al 1 de enero de 2002 en esta región fueron de 8 481.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Su variación neta, obtenida al restar la producción de 2001 y con respecto al 1 de enero de 2001, es de 770.2 millones de barriles. Esta reducción es explicada por la revisión del comportamiento en campos como Cárdenas, Mora, Paredón, Gaucho, Agave, Muspac y otros, que disminuyeron sus reservas probables y posibles, en 207.6 y 407.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en el mismo orden.

Las reservas probadas de 6 622.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente disminuyeron 154.7 millones de barriles una vez descontada la producción, concentrándose este efecto principalmente en los campos Cárdenas y Mora donde se presentó agua en algunos pozos.

Esta región aportó a la producción nacional 332.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que significa el 22.3 por ciento del total nacional. Su distribución de reservas totales indica 20.1 por ciento de aceite superligero, 78.0 por ciento de ligero y 1.9 de pesado. El gas mayoritariamente es asociado, 62.9 por ciento, y el no asociado representa 37.1 por ciento.

4. Resultados operativos y financieros

En 2001 Petróleos Mexicanos obtuvo logros operativos importantes. La producción y los volúmenes de ventas internas y de exportaciones de los productos de mayor importancia cumplieron, en términos generales, con los objetivos del Programa Operativo Anual. Se alcanzó el máximo nivel de producción de crudo en toda la historia de Pemex y el suministro de combustibles que demandó la actividad económica del país se realizó de manera oportuna. Aunque los precios del crudo fueron menores que en 2000, dichos precios fueron superiores a lo presupuestado; el saldo positivo de la balanza comercial de hidrocarburos y sus derivados fue de 8 518 millones de dólares.

4.1 Producción

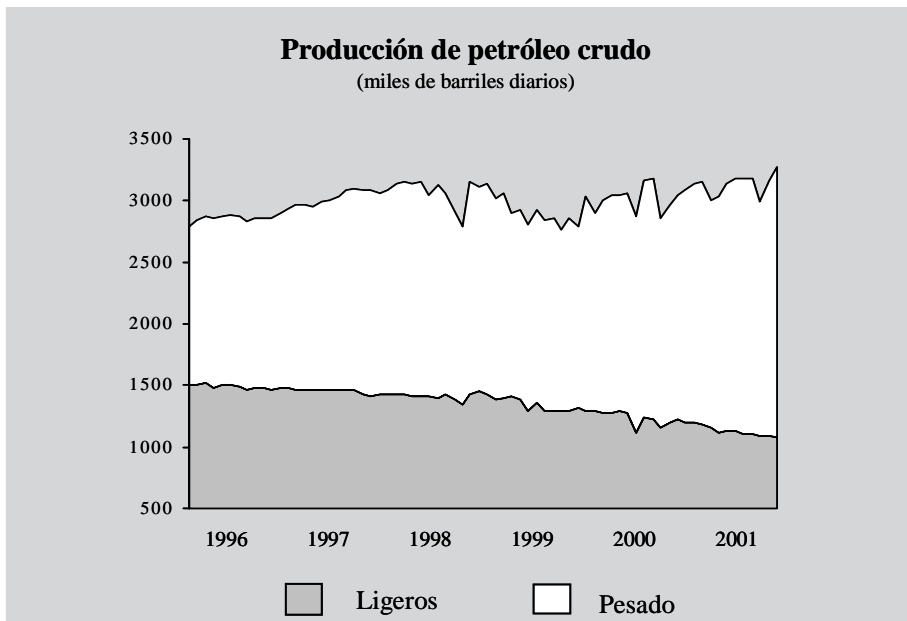
| Estadísticas de producción seleccionadas (miles de barriles diarios) | | |
|--|--------------|--------------|
| | 2000 | 2001 |
| Hidrocarburos líquidos | 3 450 | 3 560 |
| Petróleo crudo | 3,012 | 3,127 |
| Condensados y líquidos del gas | 438 | 433 |
| Gas natural (MMpcd) | 4 679 | 4 511 |
| Productos petrolíferos y gas licuado* | 1 450 | 1 473 |
| Productos petrolíferos | 1,221 | 1,239 |
| Gas licuado | 229 | 234 |
| Gas seco (MMpcd) | 2 791 | 2 804 |
| Productos petroquímicos (Mt)** | 7 687 | 6 872 |
| Proceso de crudo | 1 227 | 1 252 |

* Incluye la producción de gas seco de refinerías, excluye productos de maquila
 ** Incluye productos de Pemex Petroquímica y azufre

La producción de petróleo crudo durante 2001 alcanzó un volumen de 3 127 Mbd, lo que representó un incremento de 3.8 por ciento con respecto del año previo. El aprovechamiento de la mayor capacidad de producción, incrementada por la integración de los nuevos pozos ya terminados del Proyecto Cantarell, fue posible por la construcción de los gasoductos de interconexión de las plataformas Akal TM - Akal L; de Akal TJ - Akal J; y de Akal KL - Akal L; la del oleogaseoducto Kutz TA - Akal TJ y la conclusión de obras contempladas en el Plan de Contingencia en la plataforma Akal B.

Con lo anterior, en el mes de diciembre de 2001 se alcanzaron dos cifras máximas en la historia de Petróleos Mexicanos; la de producción de crudo promedio mensual de 3 274.3 Mbd y la de 3 millones 337 mil barriles producidos en un solo día.

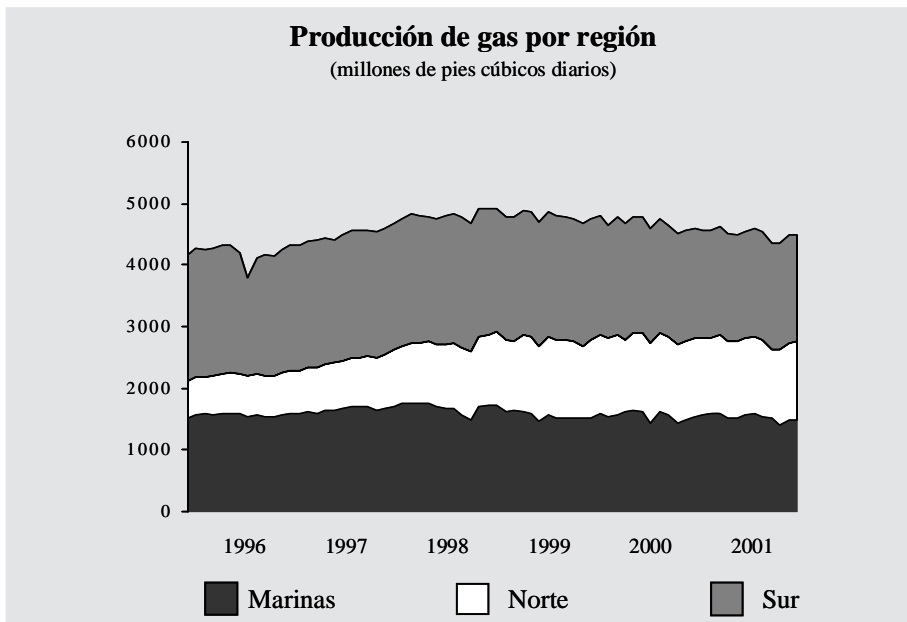
La distribución geográfica de la producción continuó mostrando a la Región Marina Noreste como la fuente principal de suministro de crudo al aportar



63.5 por ciento, donde el Activo Cantarell aportó 85.5 por ciento de la producción de dicha Región con 1 699 Mbd equivalente a 54.3 por ciento de la producción nacional de crudo. Esta región incrementó su producción de crudo en 223 Mbd con relación al año previo. La segunda región en importancia por su nivel de producción, fue la Marina Suroeste al aportar 17.7 por ciento, con 554.0 Mbd. Por su parte la Región Sur contribuyó 16.3 por ciento al producir 509 Mbd, mientras que la Región Norte participó con un volumen de 79 Mbd equivalente al 2.5 por ciento del total nacional.

Por tipo de crudo, el pesado siguió constituyendo más de la mitad de la producción total al aportar 1 997 Mbd, equivalente a 63.9 por ciento, el crudo ligero participó con 21.1 por ciento al producirse 659 Mbd y el crudo superligero con 471 Mbd, aportó 15.0 por ciento.

En 2001 la producción de gas natural fue de 4 511 MMpcd, cantidad que significó un decremento de 3.6 por ciento con relación al año anterior, debido



principalmente al efecto de las diversas libranzas por mantenimiento de instalaciones y a una mayor declinación natural de campos en las Regiones Sur y Marina Suroeste. Esta circunstancia adquiere especial relevancia al considerar que la Región Sur es la principal abastecedora de este hidrocarburo al haber contribuido con 1 743 MMpcd equivalentes a 38.6 por ciento de la producción total.

La Región Marina Suroeste participó con 16.3 por ciento del total al producir 736 MMpcd, mientras que la Región Marina Noreste con 794 MMpcd, contribuyó 17.6 por ciento, en tanto que la Región Norte aportó 27.5 por ciento al producir 1 238 MMpcd.

El Activo Burgos, ubicado en la Región Norte, aportó 21.9 por ciento de la producción nacional, con un volumen de 990 MMpcd en 2001, producción sostenida por la intensa actividad de terminación de nuevos pozos, donde destacan los resultados obtenidos en los campos de gas no asociado Culebra, Arcos, Cuitláhuac y Arcabuz, que en conjunto contribuyeron 63.8 por ciento de la producción de la Cuenca de Burgos.

Por otra parte, se logró un mejor aprovechamiento del gas natural y reducción del impacto ambiental con la entrada en operación, a partir del mes de septiembre en Cantarell, de la plataforma de servicio integral de compresión de gas amargo Akal GC, con capacidad de diseño para manejar 270 millones de pies cúbicos diarios, permitiendo reducir sustancialmente el envío de gas a la atmósfera en la Región Marina Noreste, de tal forma que el 30 de diciembre de 2001 se alcanzó el mínimo valor desde mayo de 1995, al enviarse un total nacional de 116 millones de pies cúbicos de los cuales 87 millones correspondieron a las regiones Marina Noreste y Marina Suroeste. Por lo anterior y por razones de logística e infraestructura, se liberó a la atmósfera en el año un total de 347 MMpcd de gas natural, que significó 22.9 por ciento menos que en 2000.

La distribución del petróleo crudo disponible en el país, como se sabe, se efectúa entre dos grandes ámbitos: a las áreas de proceso, básicamente las refinerías, y a las terminales de exportación. Durante 2001, el volumen total de petróleo crudo enviado a proceso fue de 1 286 Mbd y para maquila

62 Mbd, que en conjunto representaron 1.4 por ciento menos de lo distribuido el año previo. Por tipo de crudo el volumen enviado a proceso se integró por 830 Mbd, 64.5 por ciento, de crudo ligero; 453 Mbd, 35.2 por ciento, de crudo pesado; y 3 Mbd, 0.3 por ciento, de superligero. En cuanto a condensados, se enviaron a plantas de proceso 98 Mbd, que significaron un incremento de 5.4 por ciento con relación a lo registrado en 2000.

A terminales de exportación se entregó 1 757 Mbd de petróleo crudo, manteniendo un crecimiento por tercer año consecutivo en los volúmenes de crudo enviados a la subsidiaria PMI Comercio Internacional. Este volumen representó 56.6 por ciento de la distribución total de esta materia prima, que incrementó 8.5 por ciento lo entregado en 2000 y se integró por 77.1 por ciento de crudo Maya incluyendo el tipo pesado Altamira, 18.1 por ciento de Olmeca y 4.8 por ciento de Istmo.

Los trabajos de reconfiguración que se efectúan en la refinería de Madero, obligaron a realizar paros temporales en algunas de sus plantas, provocando una disminución en el nivel de crudo que regularmente procesa. Sin embargo, la conclusión de los trabajos de arranque y puesta en operación de las dos unidades de destilación combinada en la refinería de Cadereyta, las cuales fueron modernizadas y ampliadas de acuerdo al proyecto de reconfiguración de refinerías, permitió superar en 2.0 por ciento el volumen que se refinó el año anterior en el Sistema Nacional de Refinación (SNR), lo cual significó alcanzar un proceso de 1 252 Mbd con una composición de 26.6 por ciento de crudo pesado en la mezcla alimentada.

De la oferta de productos petrolíferos, 95.5 por ciento provino de las seis refinerías del sistema, y el 4.5 por ciento restante de La Cangrejera y, del retorno de los productos de la maquila exterior del crudo, totalizando 1 322 Mbd. La elaboración de petrolíferos en el SNR de 1 267 Mbd, fue superior en 19 Mbd, registrando el diesel y el combustóleo los principales aumentos, de 6.4 por ciento y 2.4 por ciento, respectivamente, en tanto que la elaboración de gasolinas disminuyó ligeramente a causa de los trabajos de mantenimiento en las plantas catalíticas realizados durante el tercer trimestre de 2001.

La composición de la oferta de petrolíferos, se integró por 32.8 por ciento de gasolinas, 33.0 por ciento de combustóleo, 22.1 por ciento de diesel y el 12.1 por ciento restante de otros productos; de la oferta total de gasolina y diesel, provinieron de la maquila exterior 10.0 por ciento y 3.4 por ciento, respectivamente.

A pesar de la menor producción de gas natural en 2001, fue posible enviar a los centros procesadores de gas 4 321 MMpcd, volumen similar al registrado el año previo, este resultado fue favorecido entre otros, por los ahorros en el autoconsumo de este energético. El proceso de gas se mantuvo en niveles similares a los del año pasado y se incrementó el de los condensados, lo cual hizo posible aumentar la producción de gas seco, gas licuado y gasolinas naturales respecto a la de 2000. El proceso de gas húmedo alcanzó 3 629 millones de pies cúbicos diarios; la producción de gas seco en plantas fue superior en 0.5 por ciento, al alcanzar los 2 804 millones de pies cúbicos diarios; la de gas licuado pasó de 204 a 206 miles de barriles diarios; y la de gasolinas naturales se incrementó en 3.5 por ciento, para llegar a 88 mil barriles diarios.

Durante 2001, el decremento en la demanda de productos petroquímicos no básicos, tanto en el mercado interno como externo, ocasionó una disminución en la producción total de Petróleos Mexicanos, de 10.6 por ciento con respecto al nivel alcanzado en el año anterior, registrándose reducciones en la mayoría de los derivados petroquímicos principalmente en la cadena del propileno y del metano. Esta producción se situó en 6 872 Mt considerando que se produjeron 878 Mt de azufre.

En el caso de los derivados del metano, la producción alcanzó 1 752 Mt que significaron una reducción del 22.9 por ciento como consecuencia de que el amoniaco, principal producto derivado de esta cadena, se vio afectado significativamente en un 23.4 por ciento en comparación al año 2000, debido a que el mercado internacional de este producto tuvo un comportamiento excepcionalmente volátil.

Con respecto a los derivados del etano se logró una producción de 2 408 Mt, lo que significó una disminución de 8.6 por ciento con relación a lo alcanzado el año previo, principalmente por la salida definitiva de la planta de acetaldehído

de Petroquímica Cangrejera, la reducción en el consumo de etileno de la empresa Celanese y la evolución a la baja de los precios, influenciada por la baja demanda internacional que originó una sobreoferta en el mercado doméstico.

En los aromáticos y derivados, se alcanzó una producción de 642 Mt con una disminución de 3.7 por ciento respecto del año anterior, al haberse dejado de producir ortoxileno y paraxileno por la falta de mercado, aprovechando sus plantas para producir reformado pesado, el cual se emplea en las refinerías para la formulación de gasolinas.

La baja demanda de acrilonitrilo y de polipropileno incidió en la menor producción de la cadena del propileno y sus derivados, registrándose 127 Mt con una disminución de 29.4 por ciento respecto del año previo. Cabe señalar que en 2000 fue necesario suspender la producción de acrilonitrilo en Petroquímica Morelos y Complejo Petroquímico Independencia, operando únicamente la planta de Petroquímica Tula de manera intermitente durante 2001.

4.2 *Distribución y ventas*

Los resultados operativos relativos a la refinación del petróleo y comercialización de los productos derivados, estuvieron fuertemente influenciados por el comportamiento de la economía nacional, ya que durante 2001, a excepción de las gasolinas de uso automotriz, los demás refinados registraron una contracción en su consumo, como reflejo de la desaceleración advertida especialmente en el sector industrial.

En 2001 se transportaron 70 247 millones de toneladas-kilómetro de crudo para su proceso y productos refinados, que representaron con respecto al año anterior un aumento de 3.6 por ciento, equivalente a 2 430 millones de toneladas-kilómetro. Por la red nacional de ductos se manejó 66.0 por ciento del volumen total distribuido, por la flota marítima 30.4 por ciento, y por autotanque y carrotaque, 3.6 por ciento.

Como resultado de la aplicación del programa de conservación y mantenimiento de embarcaciones, así como de las mejoras operativas en buquetanques y en terminales marítimas, durante 2001 se dejó de arrendar dos embarca-

ciones, que sumadas a las nueve retiradas entre 1999 y 2000, han significado un ahorro acumulado de 87.3 millones de dólares en el renglón de fletes durante el período 1999-2001, sin haber afectado los programas de suministro en ambos litorales.

La distribución de crudo y productos petrolíferos se hace posible por la infraestructura con la que cuenta Pemex Refinación, constituida por cerca de 13 mil kilómetros de ductos, 19 buquetanques de flota mayor; 15 terminales marítimas; 64 terminales de almacenamiento y distribución terrestres; 530 carrotanques propios, así como 3 575 autotanques de que dispone este organismo entre rentados y propios, de estos últimos, durante el año que se informa se adquirieron 180 con capacidad de 20 mil litros cada uno para renovar el parque vehicular de distribución.

Por otro lado, en el periodo enero-diciembre, el movimiento promedio de gas licuado por los diferentes medios fue de 443 mil barriles diarios, volumen inferior en 19.2 por ciento con respecto al de 2000, principalmente por la disminución del transporte por autotank, como resultado de la comercialización de producto libre a bordo a partir del mes de agosto. El ducto de GLP Cactus-Guadalajara movilizó 209 mil barriles diarios, 2 por ciento menos que el año anterior; el ducto Jáltipan-Salina Cruz, transportó 7.4 miles de barriles diarios, volumen 12.2 por ciento inferior al del 2000, en virtud de que a mediados de año la terminal Topolobampo estuvo bloqueada por agricultores, originando el cierre del ducto; el ducto Hobbs-Méndez manejó 17.6 miles de barriles diarios, volumen similar al del año pasado.

Comercialización interna

Durante 2001, se comercializaron en el territorio nacional 1 712 Mbd de productos petrolíferos más gas licuado, con valor de 171 148 millones de pesos, resultados que comparados con el año anterior, representaron una contracción de 0.9 y 13.0 por ciento, respectivamente, este último en términos reales.

El contexto recesivo de la economía del país, que durante 2001 registró una tasa de crecimiento en el Producto Interno Bruto (PIB) cercana a cero,

Estadísticas de ventas internas seleccionadas

(miles de barriles diarios)

| | 2000 | 2001 |
|--|--------------|--------------|
| Productos petrolíferos | 2 050 | 2 023 |
| Gas licuado | 330 | 325 |
| Gasolinas automotrices | 531 | 551 |
| Turbosina | 56 | 55 |
| Diesel | 285 | 276 |
| Combustibles para la industria | 817 | 786 |
| Combustóleo* | 494 | 475 |
| Gas natural** | 322 | 312 |
| Otros | 32 | 30 |
| Productos petroquímicos (Mt)*** | 2 867 | 2 718 |

* Incluye combustible industrial

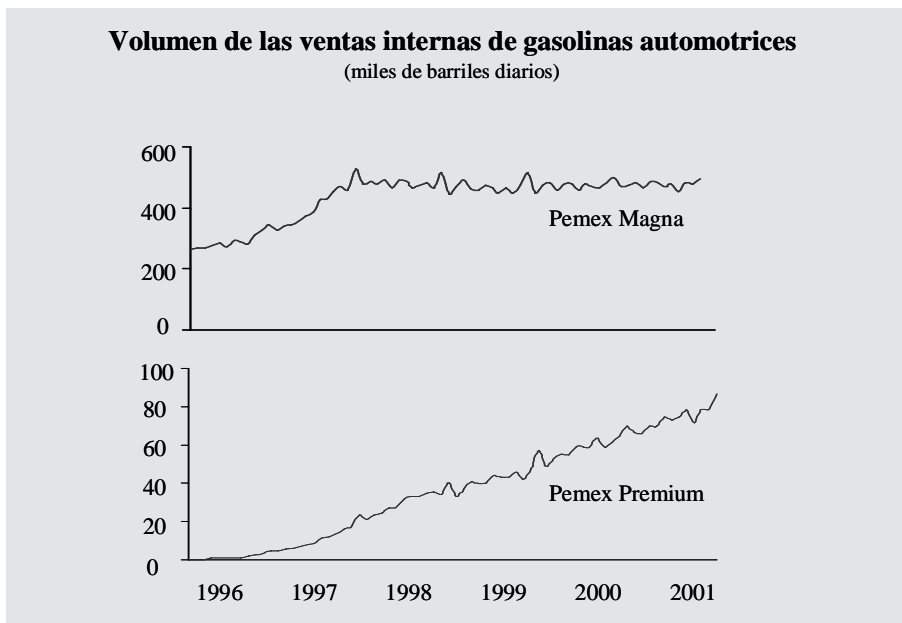
** Volumen equivalente a combustóleo

*** Incluye productos de Pemex Petroquímica y azufre

originó una desaceleración principalmente en los sectores industrial y comercial, reduciéndose en consecuencia la demanda de diesel y combustóleo.

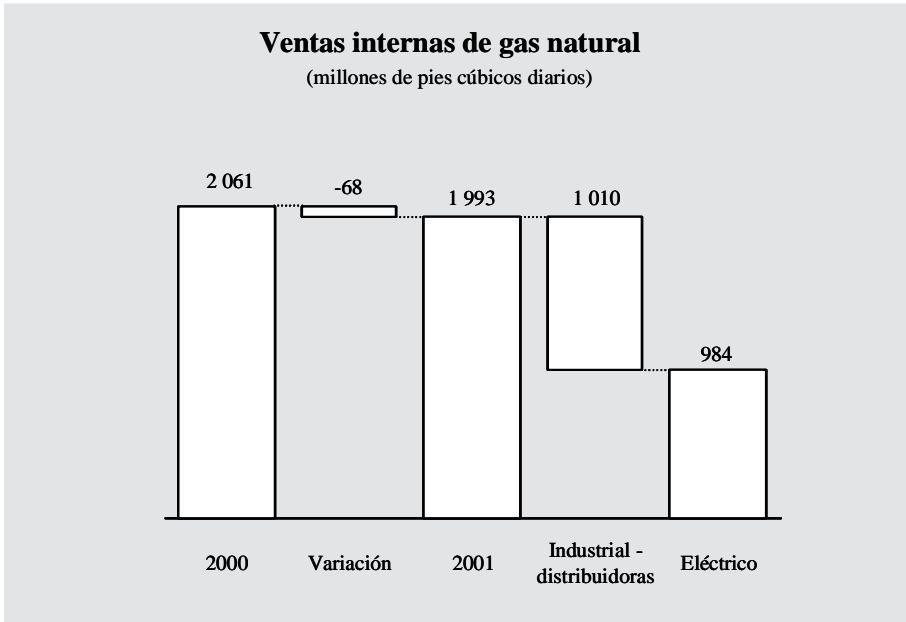
En contraparte, para el mismo periodo considerado, prevaleció el dinamismo observado desde el año pasado en la demanda de gasolinas de uso automotriz, aumentando sus ventas en 3.6 por ciento, equivalente a 19 Mbd. Mientras que la gasolina Pemex Magna elevó su volumen de ventas en 0.8 por ciento con respecto a 2000, en la gasolina Pemex Premium el incremento fue de 25.4 por ciento, lo que significó un avance de dos puntos en la estructura porcentual de la demanda total de gasolinas. Las ventas de estas gasolinas totalizaron 551 Mbd.

Los esfuerzos dirigidos a posicionar la gasolina de alto octano han sido exitosos, ya que el aumento registrado en el año que se informa de 15 Mbd en las ventas de la gasolina Pemex Premium representaron 79 por ciento del incremento en las ventas totales de gasolinas.



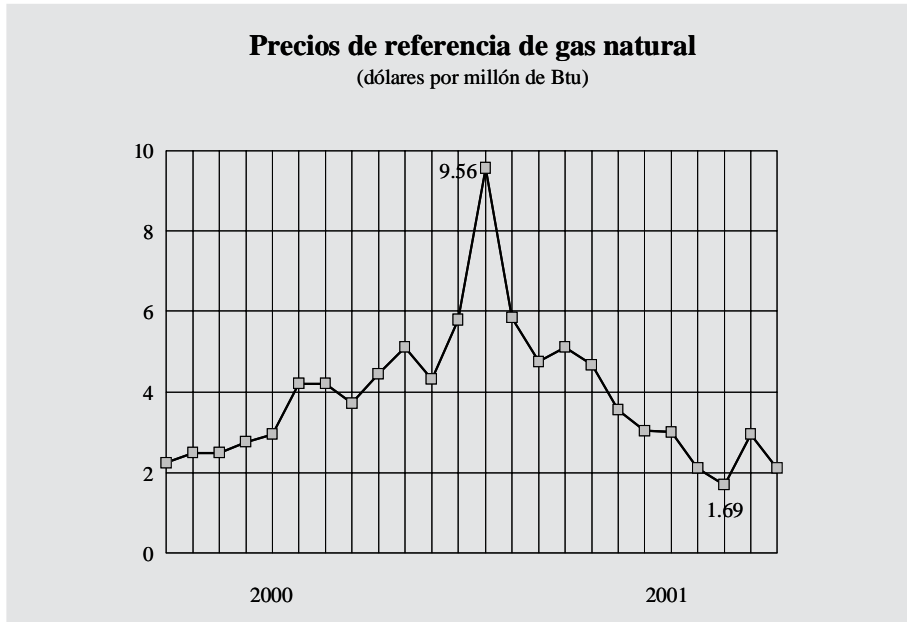
Las ventas de diesel están estrechamente vinculadas a la actividad productiva del país, por lo que su variación refleja el ritmo de dicha actividad; en volumen sus ventas se ubicaron en 276 Mbd y representaron una disminución de 3.2 por ciento con relación a 2000, la mayor contracción registrada para este producto desde 1995. Los decrementos se presentaron fundamentalmente en las formulaciones de Diesel Marino y Diesel Industrial, de este último las ventas a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) disminuyeron en 21.4 por ciento con relación al año previo.

Para el combustóleo, sus ventas alcanzaron 475 Mbd, significando una reducción de 3.5 por ciento, debido por un lado a menores requerimientos de la CFE observándose, en comparación a los últimos seis años, una desaceleración en el ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica y, por otro lado, al retiro de la cuota de gas que incentiva su consumo en los períodos en que se registran precios más bajos que los del combustóleo. Si bien la energía proveniente de hidrocarburos se incrementó alrededor de 5 por ciento en la generación eléctrica, es el gas natural quien explica este crecimiento.



Las ventas internas de gas natural durante el 2001 fueron de 1 993 millones de pies cúbicos diarios, inferiores en 3.3 por ciento a las del año anterior, a causa de la disminución en la actividad económica y los altos precios del gas natural observados en los primeros meses del año. El crecimiento inusitado del precio de referencia del gas natural, que en el mes de enero de 2001 alcanzó un máximo de 9.56 dólares por millón de Btu, hizo que el Gobierno Federal y Petróleos Mexicanos estructuraran acciones concretas para mitigar los efectos adversos ocasionados por la situación coyuntural de los precios. Así, se estableció el acuerdo entre el Gobierno Federal, Petróleos Mexicanos y los industriales, para ofrecer a estos últimos un contrato de venta a tres años a un precio de referencia fijo de 4 dólares por millón de Btu y por un volumen predeterminado.

Durante 2001, el precio de referencia promedio del gas natural fue de 4.03 dólares, siendo el mínimo de 1.69 dólares en octubre, con lo que tanto Pemex como los industriales pudieron compensar las pérdidas y ganancias extraordinarias generadas por la venta física de gas natural.



La demanda del sector eléctrico se incrementó considerablemente al superar en 15.9 por ciento las ventas del año pasado. Este dinamismo lo explica el uso intensivo del gas natural en varias de las terminales de la Comisión Federal de Electricidad. Aún así, el consumo fue menor a lo programado, derivado de los altos inventarios de combustóleo en ciertos meses del año; problemas operativos en algunas centrales; y mantenimientos efectuados a diversas unidades de las terminales de CFE. Las ventas al sector industrial y distribuidoras presentaron una disminución del 17.3 por ciento, como resultado de los altos precios al inicio del año que obligaron a algunos clientes a utilizar combustóleo como alternativa. Adicionalmente, el crecimiento cercano a cero de la economía y un mercado deprimido del acero, propiciaron menores consumos de algunos de los principales clientes.

La inyección a ductos de gas seco por concepto de importación alcanzó un máximo histórico de 725 millones de pies cúbicos el 25 de octubre, lo cual fue posible gracias al incremento en la capacidad de compresión en el sistema, que aumentó 53 por ciento en el año para alcanzar 103 mil HP, como resul-

tado de los proyectos Cempoala, Campo Brasil, Naco, Huimilpan y en especial Gloria a Dios, Estación 19 y Los Ramones.

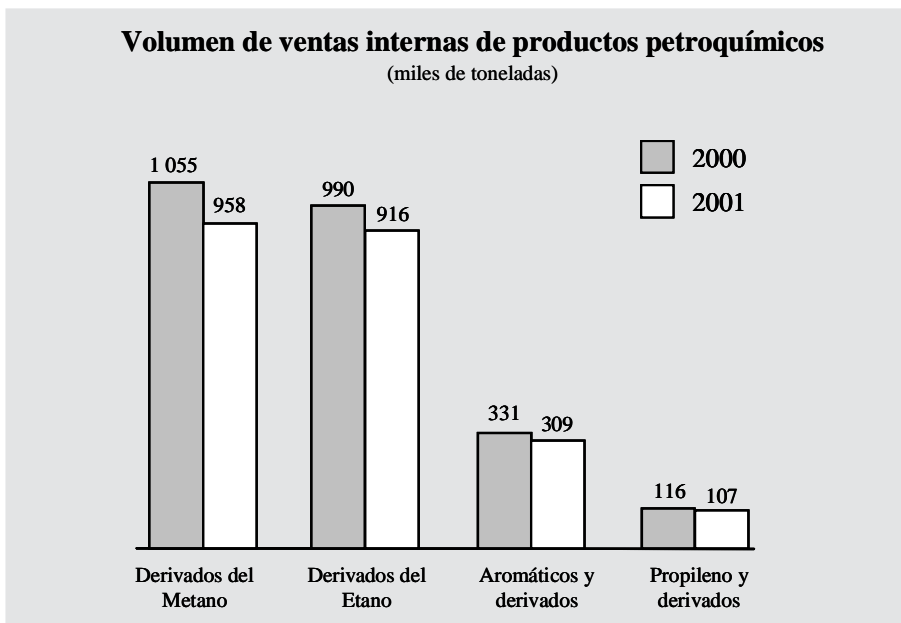
Por lo que respecta al gas licuado, el volumen de ventas internas fue de 325 mil barriles diarios, observándose un decremento anual del 1.5 por ciento, resultado de condiciones climáticas más cálidas durante 2001, además de que durante el primer semestre de 2001, el precio Pemex fue 34 por ciento superior en promedio al de 2000, provocando incertidumbre en el mercado nacional.

Durante la temporada invernal de 2001 no se presentaron problemas en el abasto de este producto, toda vez que se tomaron con oportunidad medidas como la contratación anticipada de volúmenes de importación y el incremento en el nivel de inventarios de las terminales de Pemex Gas y Petroquímica Básica y de los distribuidores.

En 2001, el volumen de las ventas internas de productos petroquímicos no básicos de Petróleos Mexicanos, incluyendo las ventas de azufre, totalizaron 2 718 Mt, que representa una disminución de 5.2 por ciento con respecto al año anterior, esto como consecuencia de la reducción en la demanda nacional de la mezcla de estos productos manufacturados por la Institución. El valor de las ventas descendió a 8 020 millones de pesos, representando una disminución de 25.2 por ciento en términos reales con respecto a 2000. Este comportamiento refleja las difíciles condiciones del mercado donde han imperado precios bajos.

El volumen de ventas internas de los derivados del metano alcanzó 958 Mt, lo que representa una disminución 9.2 por ciento con respecto al periodo de comparación. Esto se debió principalmente al cambio de tendencia a la alza en los precios del gas natural y a los precios deprimidos de la urea. En particular, el volumen de las ventas internas del amoniaco continuó su descenso.

De los derivados del etano, el volumen comercializado en el mercado interno alcanzó 916 Mt, con una reducción de 7.5 por ciento con respecto a 2000, principalmente por la disminución del mercado del acetaldehído y el cierre de la planta de Petroquímica Cangrejera. Para la cadena de los aromáticos y derivados las ventas internas se situaron en 309 Mt, con una desviación negativa de 6.6 por ciento en comparación con el año anterior, esto por la



falta de mercado para el ortoxileno y paraxileno que ha obligado a suspender su elaboración, aunque se produce actualmente reformado pesado; mientras que el volumen de las ventas del propileno y derivados se ubicó en 107 Mt. Esta cadena registró una caída 7.8 por ciento, con respecto al periodo referido, a causa de dejar de comercializar el polipropileno, principalmente, por la reconversión de la planta localizada en Petroquímica Morelos y por la falta de mercado para el acrilonitrilo. Los productos que incrementaron sus ventas fueron, entre otros: polietileno baja densidad, glicoles etilénicos, ácido muriático y propileno.

4.3 Comercio exterior

Mercado petrolero

El año de 2001 se caracterizó por un debilitamiento del mercado petrolero internacional, afectado por acontecimientos inéditos. Como resultado del

menor consumo estacional, del crecimiento de los inventarios estadounidenses de crudo y de las inquietudes que despertaba la desaceleración económica, las cotizaciones del crudo observaron una tendencia descendente.

Ante la baja de precios del crudo, desde el primer trimestre del año, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) decidió reducir su oferta en 1.5 millones de barriles diarios a partir del primero de febrero y en un millón de barriles diarios a partir del primero de abril, intentando mantener el precio de su canasta de crudos en el rango de 22 a 28 dólares por barril.

En junio, los precios del crudo se recuperaron significativamente, impactados por las tensiones en el mercado estadounidense de la gasolina, por la interrupción de las exportaciones iraquíes, alrededor de 2 millones de barriles por día, por una baja cercana a los 10 millones de barriles en los inventarios estadounidenses de crudo y por los temores de una oferta insuficiente de crudo y combustible para calefacción en el cuarto trimestre. Sin embargo, esta recuperación no pudo sostenerse por la reanudación de las exportaciones de Irak y por el aumento de los inventarios de crudo, así como por los impactos de la recesión económica sobre la demanda petrolera de Estados Unidos.

Frente a estas condiciones desfavorables, la OPEP volvió a aplicar su mecanismo de ajuste de precios y anunció un nuevo recorte en la producción de un millón de barriles diarios a partir del primero de septiembre, totalizando una contracción de 3.5 millones de barriles diarios a lo largo del año y neutralizando así las alzas por 3.7 millones de barriles autorizadas durante 2000.

Aunque en agosto se observó una notable mejoría en las cotizaciones, soportada en la reducción de los inventarios estadounidenses de crudo y, en especial, por la crisis temporal del mercado de la gasolina que obligó a elevar las importaciones para satisfacer su demanda, como consecuencia de los atentados terroristas del 11 de septiembre, las cotizaciones perdieron más de 6 dólares por barril, empujadas por la caída de los mercados bursátiles, por el pánico a la recesión económica y por el menor consumo energético, a lo que podía sumarse la sobreoferta de la OPEP, calculada en 1.4 millones de barriles para septiembre, debido al incumplimiento de sus cuotas.

Esta trayectoria descendente continuó durante octubre. Ante las perspectivas de que la OPEP ejecutara una disminución adicional de su oferta entre 1.0 y 1.5 millones de barriles por día, las cotizaciones del crudo se incrementaron unos 2 dólares a principios de noviembre. Sin embargo, los resultados de la Conferencia del día 14, abatieron los precios en más de 4 dólares por barril, debido a que esta organización condicionó el recorte de su oferta de 1.5 millones de barriles por día, a que los productores independientes contribuyeran a restablecer el equilibrio del mercado, reduciendo la suya en 0.5 millones.

Las cotizaciones del crudo fueron mejorando hasta terminar el año, pero sin recuperar totalmente la pérdida de noviembre, a medida que se perfilaba el acuerdo de colaboración entre la OPEP y los productores no miembros de esta organización. Finalmente, el 28 de diciembre, la OPEP anunció que procedería a reducir su producción en 1.5 millones de barriles por día a partir del primero de enero y por un periodo de seis meses, después de que México, Rusia, Noruega, Omán y Angola se comprometieran a ofrecer menos crudo (100, 150, 150, 40 y 22.5, respectivamente). No obstante, las cotizaciones se ubicaron alrededor de 30 por ciento, equivalentes a 8 dólares por barril, menos que en diciembre de 2000.

En consecuencia, el precio del crudo marcador West Texas Intermediate (WTI) perdió una cuarta parte de su valor, 6.29 dólares, entre el tercero y cuarto trimestres de 2001, pasando de 26.70 a 20.41 dólares por barril. Al comparar los promedios anuales, la caída fue ligeramente menor, retrocediendo 14.6 por ciento (4.44 dólares por barril) de 30.37 dólares en 2000 a 25.93 dólares en 2001.

Márgenes de refinación

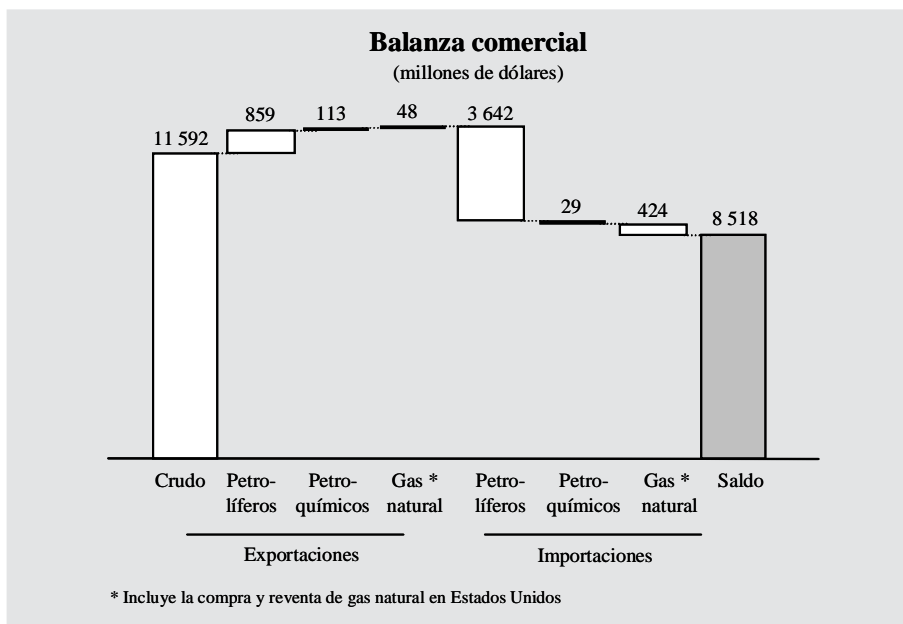
Los márgenes variables de refinación obtenidos de procesar una mezcla similar de crudos en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) y en una refinería con configuración FCC, localizada en la costa norteamericana del Golfo de México (CNGM), presentaron una tendencia ascendente entre 2000 y 2001. En el SNR, los márgenes crecieron de 2.34 a 2.74 dólares por barril de crudo procesado entre los años mencionados y en la CNGM se elevaron de 0.96 a 3.52 dólares por barril.

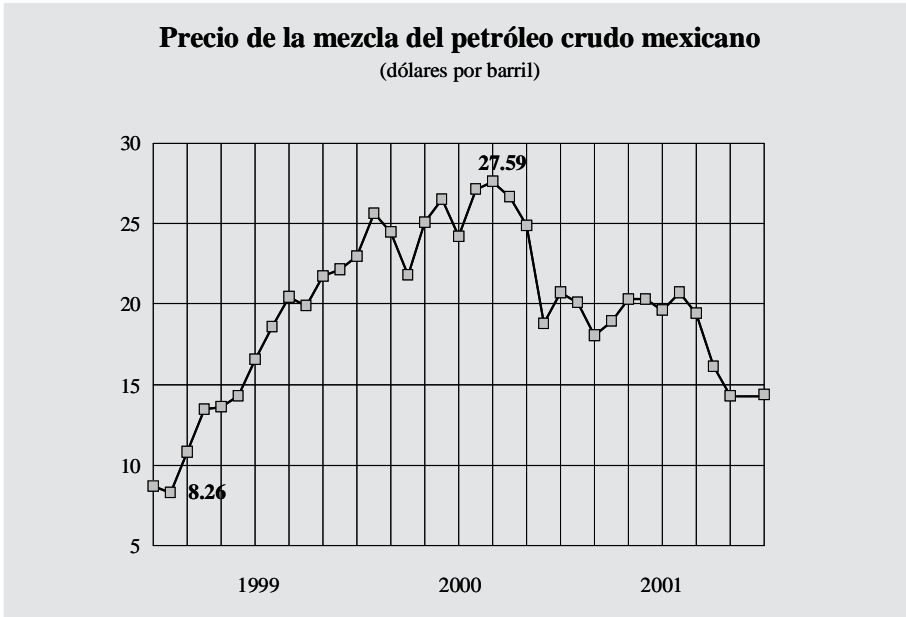
Balanza comercial

Al término de 2001, la balanza comercial de Petróleos Mexicanos registró un saldo favorable de 8 518 millones de dólares, menor al del año previo en 3 110 millones de dólares, debido principalmente a la reducción en el precio del petróleo crudo en el mercado internacional. Las exportaciones totalizaron 12 612 millones de dólares, en tanto que las importaciones ascendieron a 4 094 millones mostrando reducciones de 22.6 y 12.4 por ciento, respectivamente, con relación a 2000.

En enero de 2001, el precio promedio de la mezcla mexicana de petróleo crudo de exportación, se ubicó en 20.71 dólares por barril, y en diciembre se cotizó en 14.38, promediando 18.57 dólares por barril durante el año, inferior en 6.05 dólares al promedio del año anterior.

Como se señaló líneas arriba, la menor demanda mundial de petróleo crudo, promovida por una desaceleración económica y altos niveles de inventarios, derivó en una persistente sobreoferta en el mercado internacional, por lo que

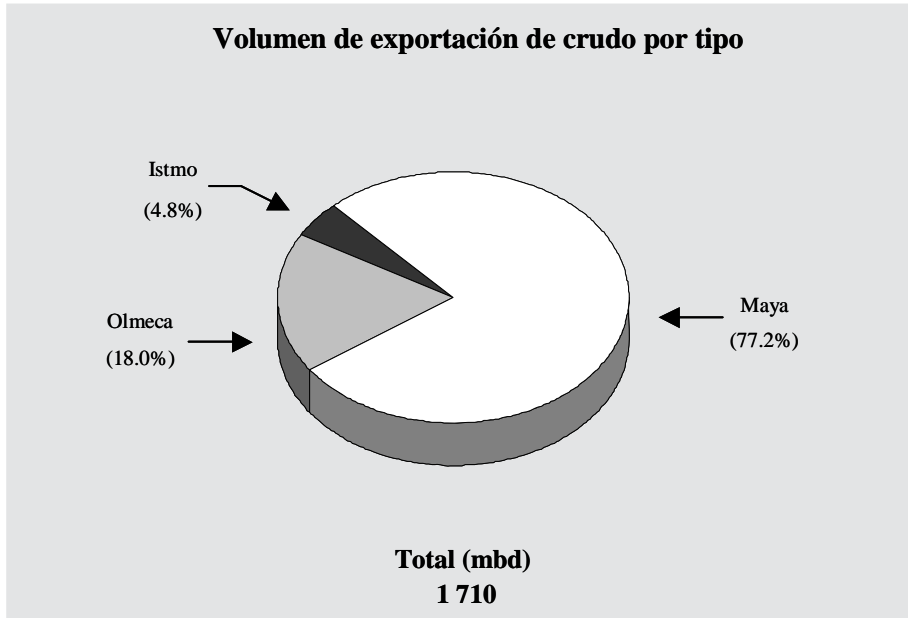




a fin de contribuir a su equilibrio, el Gobierno Mexicano ajustó en dos ocasiones la plataforma de exportación, de 1 825 Mbd a 1 750 a partir del 1 de febrero y una reducción adicional de 40 Mbd a partir del 1 de abril. Así, en 2001 se comercializaron 1 710 Mbd de petróleo crudo a 17 países, tanto de América, Europa y Lejano Oriente, resultando 3.5 por ciento mayor al volumen exportado en 2000, e integrándose por 77.2 por ciento de crudo Maya, 18.0 por ciento de Olmeca y 4.8 por ciento de Istmo.

Por lo que respecta a los productos petrolíferos, la balanza comercial mostró un saldo negativo por 2 783 millones de dólares, menos deficitaria que la del año pasado en 332 millones de dólares, debido a la reducción de las importaciones por 592 millones de dólares. En términos de volumen, esta diferencia significó una balanza más favorable en 21 Mbd.

El valor de la exportación de productos petrolíferos totalizó 859 millones de dólares y representó colocar en el mercado exterior un volumen de 104 Mbd, 7.1 por ciento menor que el del año anterior. Por el lado de las importacio-



nes, sin considerar los productos derivados de la maquila exterior de crudo, se internaron al país 334 Mbd de productos petrolíferos con un valor de 3 642 millones de dólares, resultados menores en 8.0 por ciento y 14.0 por ciento, respectivamente, a los registrados en 2000; en diesel la reducción fue de 21 Mbd, en combustóleo de 31 Mbd, y en gas licuado de 21 Mbd. Las importaciones de gasolinas se incrementaron en 44 Mbd, aunque el volumen derivado de la maquila disminuyó en 31 Mbd. En total, el retorno de productos por concepto de maquila de crudo en 2001 fue de 55 Mbd.

Las importaciones netas de gas natural fueron de 267 MMpcd como resultado de exportaciones por 25 MMpcd e importaciones por 292 MMpcd. Estas últimas crecieron 26.4 por ciento con relación a 2000, debido a que se conjugaron entre el tercero y cuarto trimestres, una menor oferta y un mayor consumo.

Finalmente, aunque la balanza comercial de productos petroquímicos presentó un saldo favorable por 84 millones de dólares, la exportación descendió con respecto al año pasado, lográndose comercializar sólo 45.9 por ciento de

lo que se alcanzó en 2000. El amoniaco y el acrilonitrilo presentaron las declinaciones más pronunciadas, más de 90.0 por ciento en ambos casos, en tanto que el etileno y los glicoles etilénicos disminuyeron en 42.0 por ciento y 50.0 por ciento, respectivamente. La persistente sobreoferta de productos petroquímicos en el mercado mundial, limitó fuertemente la posibilidad de colocar los excedentes petroquímicos.

4.4 Ejercicio del presupuesto

Flujo de efectivo

Para el ejercicio de 2001, el gasto programable modificado autorizado a la industria petrolera ascendió a 92 608 millones de pesos, de los cuales 58 758 millones correspondieron a operación, 33 513 millones a inversión física y 337 millones de pesos a inversión financiera. Cabe destacar que estos montos no incluyen el gasto programable de Petroquímica Morelos, S.A. de C.V.

En 2001, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios obtuvieron un superávit primario de 11 096 millones de pesos, superior en 2 990 millones al previsto en el presupuesto modificado. Los organismos que registraron superávit en su ejercicio presupuestal fueron Pemex Exploración y Producción, Pemex Gas y Petroquímica Básica y el corporativo. Por su parte, los que presentaron déficit fueron Pemex Refinación y Pemex Petroquímica.

Los ingresos totales ascendieron a 478 784 millones de pesos, 8.4 por ciento menores en términos reales a los obtenidos 2000, y fueron casi iguales a los estimados en el presupuesto modificado.

Los ingresos por ventas interiores se ubicaron en 354 278 millones de pesos, monto inferior en 0.3 por ciento al previsto pero superior en 1.8 por ciento en términos reales al obtenido en el año previo. La variación con respecto al presupuesto se debió principalmente a una menor cobranza de los clientes del sector público.

Los ingresos por ventas en el mercado exterior alcanzaron 123 760 millones de pesos, (13 247 millones de dólares), importe mayor en 1 166 millones de

Ejercicio presupuestal flujo de efectivo consolidado

(millones de pesos)

| Concepto | 2000 | 2001 | | Var. % | |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------------|---------------|
| | | Ppto. | | Ejer/Ppto. 2001/2000 | |
| | | modif. | Ejercicio | | |
| Ingresos | 487 999 | 478 849 | 478 784 | 0.0 | -1.9 |
| Ventas interiores | 327 316 | 355 349 | 354 278 | -0.3 | 8.2 |
| Ventas exteriores | 149 541 | 122 594 | 123 760 | 1.0 | -17.2 |
| Otros ingresos | 4 394 | 905 | 745 | -17.7 | -83.0 |
| Operaciones ajenas | 6 748 | | 0 | | |
| Egresos | 465 382 | 470 742 | 467 688 | -0.6 | 0.5 |
| Operación | 53 416 | 58 758 | 58 701 | -0.1 | 9.9 |
| Inversión física y financiera* | 31 307 | 33 850 | 31 561 | -6.8 | 0.8 |
| Mercancía para reventa | 46 776 | 43 142 | 42 622 | -1.2 | -8.9 |
| Operaciones ajenas | - | - | 537 | - | - |
| Impuestos indirectos | 113 423 | 135 853 | 135 522 | -0.2 | 19.5 |
| Impuestos directos | 220 461 | 199 139 | 198 745 | -0.2 | -9.9 |
| Superávit primario | 22 617 | 8 106 | 11 096 | 36.9 | -50.9 |
| Int. com. gastos de la deuda pública | 19 137 | 14 804 | 14 818 | 0.1 | -22.6 |
| Intereses | 13 573 | 12 642 | 12 665 | 0.2 | -6.7 |
| Pago rendimiento Gob. Federal | 5 564 | 2 162 | 2 153 | -0.4 | -61.3 |
| Superávit de operación | 3 480 | -6 699 | -3 722 | -44.4 | -207.0 |
| Endeudamiento neto | -6 212 | -6 126 | -6 647 | 8.5 | 7.0 |
| Disposiciones | 25 169 | 46 491 | 48 297 | 3.9 | 91.9 |
| Amortizaciones* | 31 381 | 52 617 | 54 944 | 4.4 | 75.1 |
| Incremento (uso) caja | -2 733 | -12 825 | -10 369 | -19.1 | 279.4 |

* Incluye el registro PIDIREGAS

pesos a lo presupuestado, debido principalmente al efecto combinado de un menor tipo de cambio respecto del previsto, una mayor cobranza e incremento en los volúmenes exportados de crudo y algunos productos petrolíferos con menores precios del crudo y de las gasolinas naturales. Con relación a 2000, los ingresos obtenidos disminuyeron en 2 568 millones de dólares, principalmente, por la revaluación del peso mexicano y la caída de 6.05 dólares por

barril en el precio de exportación del crudo, no obstante el incremento en los volúmenes de exportación de este hidrocarburo por 58 Mbd.

El gasto programable de operación e inversión física y financiera ejercido ascendió a 90 262 millones de pesos monto 2.5 por ciento inferior del monto estimado en el presupuesto modificado. En operación se registró un menor ejercicio de 57 millones de pesos, 0.1 por ciento con respecto al presupuestado. En cuanto al gasto en inversión, el mayor gasto de 6.8 por ciento se ubicó en los renglones de modificación y reacondicionamiento, investigación y desarrollo, construcción de obras y adquisición de bienes muebles e inmuebles.

Los pagos por mercancía para reventa ascendieron a 42 622 millones de pesos, equivalentes a 4 562 millones de dólares y fueron inferiores en 520 millones de pesos, con respecto a los previstos. La variación se explica por reducción en la importación de algunos petrolíferos y menores pagos que los previstos del costo de maquila.

Los impuestos indirectos y directos por 334 267 millones de pesos, fueron inferiores con relación a los previstos, variación que se explica principalmente por un menor pago del IVA a terceros y disminución en los derechos de extracción petrolera derivados de la red fiscal.

El ejercicio muestra un desendeudamiento neto de 6 647 millones de pesos, mismo que resultó mayor al previsto en 521 millones, derivado principalmente de la cuenta del Master Trust neto incluido en las amortizaciones. En dólares el nivel del desendeudamiento neto sin incluir el Master Trust fue de 718 millones con lo cual se cumplió con el monto autorizado en el presupuesto modificado. La Institución obtuvo un uso de caja en 10 369 millones de pesos respecto del previsto de 12 825 millones como resultado de los menores egresos.

4.5 *Financiamientos*

La política de financiamiento de Petróleos Mexicanos consiste en la diversificación de fuentes y reducción de costos totales en las operaciones de

mercado. Además, dentro del marco legal vigente promueve la participación del ahorro privado en el financiamiento de proyectos de inversión.

Al concluir el ejercicio 2001, las metas de captación de financiamientos para los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo (PIDIREGAS), así como para la inversión y operación presupuestal se cumplieron plenamente.

En 2001, las operaciones de financiamiento llevadas a cabo por Petróleos Mexicanos tanto de captación como de amortización, determinaron un desendeudamiento neto de 718 millones de dólares, sin considerar los recursos para financiar los proyectos PIDIREGAS. La captación neta (sin renovaciones) fue de 4 623 millones de dólares y la amortización neta fue de 5 341 millones de dólares.

De la captación, 38.9 por ciento provinieron de créditos directos, 18.8 por ciento de aceptaciones bancarias, 15.0 por ciento de créditos al comercio exterior, 13.0 por ciento de emisiones de bonos, 11.4 por ciento de papel comercial y 2.9 por ciento de diversas líneas de créditos comprador y financiamiento de proyectos.

Para los proyectos PIDIREGAS (Master Trust) se captaron 3 620 millones de dólares, cuyas fuentes de financiamientos fueron: 12.4 por ciento de créditos bancarios, 25.4 por ciento de créditos garantizados por Agencias de Crédito a la Exportación y el 62.2 por ciento de emisiones de bonos. En este renglón, se realizó una amortización de 735 millones de dólares, lo cual arrojó un endeudamiento en proyectos PIDIREGAS de 2 885 millones de dólares.

Los recursos del programa de captación PIDIREGAS se destinaron a Cantarell, Cuenca de Burgos, Delta del Grijalva, el Programa Estratégico de Gas y la refinería de Madero. Este programa comprende financiamientos garantizados por agencias de crédito a la exportación (Eximbank), que permite financiar las importaciones relacionadas con estos proyectos en mejores condiciones, la obtención de recursos a través de la colocación de bonos, créditos sindicados y bancarios.

Saldo de la deuda documentada

El saldo de la deuda de Petróleos Mexicanos al 31 de diciembre de 2001 ascendió a 9 586 millones de dólares, de los cuales 7.8 por ciento corresponde a deuda interna y 92.2 por ciento a deuda externa. A la misma fecha, el saldo de la deuda PIDIREGAS ascendió a 11 989 millones de dólares.

5. *Perspectivas para 2002*

Al inicio de la presente administración se identificaron los principales retos y oportunidades que Petróleos Mexicanos enfrentaba y se iniciaron las primeras acciones para revertir las tendencias negativas y emprender la transformación empresarial del organismo.

En este contexto, durante 2001, se realizó la planeación de corto y largo plazos de la industria petrolera estatal. Los esfuerzos de planeación se materializaron en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2002-2010, que constituyó la herramienta fundamental mediante la cual se alinearon los planes de negocios de los cuatro organismos subsidiarios y de PMI Comercio Internacional. Cabe mencionar que los planes correspondientes a los organismos subsidiarios y a PMI Comercio Internacional fueron aprobados por sus respectivos órganos de gobierno a principios de 2002, en tanto que el de toda la industria petrolera será sometido a la consideración del Consejo de Petróleos Mexicanos en la primera sesión que se celebre en 2002.

La planeación de la industria petrolera se realizó con estricto apego a los lineamientos establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo y en el Programa Sectorial de Energía vigentes y con un horizonte que abarca el periodo 2002-2010.

El Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2002–2010 define la misión, visión, objetivos e iniciativas estratégicas que orientan el rumbo de la institución para transformarse en una empresa petrolera moderna e integrada, con un enfoque de crecimiento, creación de valor y competitividad, dentro de un marco de desarrollo sostenido y sustentable.

La cartera de proyectos propuesta en el Plan de Negocios permitirá consolidar una nueva etapa de crecimiento de la Institución. La transformación

empresarial de Pemex se reflejará en una mejor imagen institucional y desarrollará sus recursos humanos hacia una cultura de excelencia, competitividad e innovación, promoviendo una absoluta transparencia en sus operaciones.

Los resultados obtenidos en 2001 sentaron bases para iniciar a partir de 2002 la ruta del crecimiento sostenido y sustentable. El presupuesto autorizado a Petróleos Mexicanos para 2002 es el más alto de los últimos 20 años, ello permitirá comenzar la ejecución de una amplia cartera de proyectos. El monto de la inversión física a ejercer rebasará los 130 mil millones de pesos.

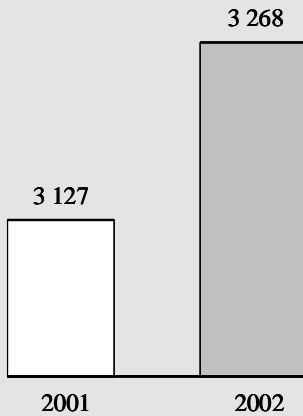
Para revertir la disminución de las reservas observada durante los últimos años, Petróleos Mexicanos realizará en 2002 una intensa actividad exploratoria a efecto de fortalecer su base de reservas, principalmente de gas natural y crudo ligero. Se espera incorporar reservas equivalentes a una reposición que oscile entre un mínimo de 30.0 por ciento de la producción del año hasta un máximo de 67.0 por ciento, éste último nivel muy superior al 26.0 por ciento registrado en los últimos 10 años.

La producción total de crudo ha mantenido en los últimos años una tendencia ascendente, apoyada de manera importante en el aumento en la extracción de crudo tipo pesado gracias a las inversiones realizadas en Cantarell. En 2002, la producción de crudo crecerá 4.5 por ciento con relación al año previo, incremento que provendrá principalmente de los campos actualmente en explotación. La aportación de los crudos ligeros al total de la producción de petróleo crudo disminuyó de manera constante desde 1995. El plan de inversiones propuesto permitirá revertir esta tendencia, toda vez que el desarrollo de los programas de exploración, permitirá definir los proyectos que modificarán la composición de la oferta actual de crudos.

En cuanto al gas natural, se pronostica que la demanda nacional crecerá de manera significativa en los próximos años. Para enfrentar esta circunstancia se realizaron diversos proyectos tendientes a incrementar la oferta de este hidrocarburo, como el proyecto Burgos cuya realización permitió alcanzar una producción de 4 511 MMpcd en 2001. En ese año se instrumentó el Programa Estratégico de Gas, a través del cual se incrementarán los recursos

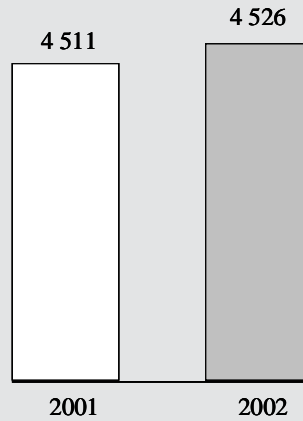
Producción de petróleo crudo

(miles de barriles diarios)



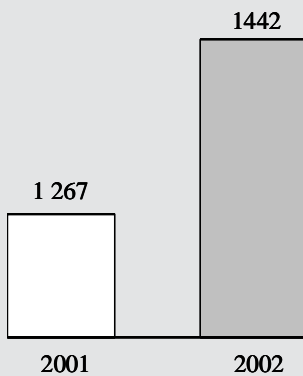
Producción de gas natural

(millones de pies cúbicos diarios)



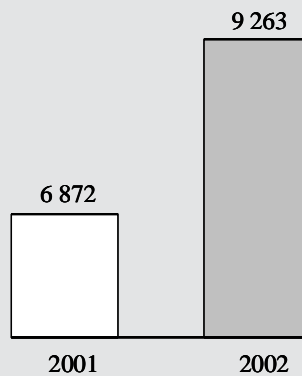
Producción de petrolíferos*

(miles de barriles diarios)



Producción de petroquímicos

(miles de toneladas)



* No incluye gas licuado de plantas de gas

destinados a la exploración y explotación de este energético. En 2002, se espera un incremento de sólo 0.3 por ciento en la producción de gas natural debido al retraso con respecto al programa de la incorporación de la producción proveniente de los proyectos que integran el Programa Estratégico de Gas y a la declinación de gas asociado a la producción de crudo ligero.

En materia de refinación, en 2002 se espera un aumento de 7.8 por ciento en el proceso de crudo con respecto al año previo, así como un incremento en la elaboración de productos petrolíferos de 12.1 por ciento, para alcanzar una producción de 1 442 Mbd que permitirá disminuir significativamente las importaciones de estos productos. Ello será posible gracias a la entrada en operación de las plantas de conversión en Cadereyta y Madero. En términos de rendimiento se espera que se reduzca la producción de residuales entre 4 y 5 por ciento por la conversión a destilados y por su parte, el gas licuado alcanzará 253 Mbd.

La industria petroquímica mundial se caracteriza por la evolución cíclica del balance oferta-demanda, lo que se traduce directamente en la variación de los precios de sus productos. Los intentos de desincorporar la industria petroquímica en el pasado reciente, propiciaron que los resultados de Pemex Petroquímica fueran negativos, más allá de lo marcado por la tendencia del ciclo petroquímico mundial. En 2002 se espera el inicio de una nueva etapa de expansión mundial de esta industria, por lo que Petróleos Mexicanos se prepara para aprovechar esta situación revisando la política de precios de las materias primas y definiendo mecanismos para realizar alianzas estratégicas que propicien un mayor aprovechamiento de la capacidad instalada. Asimismo, se están identificando las cadenas petroquímicas más rentables para ampliar y modernizar las instalaciones existentes, a fin de incrementar el valor a Pemex. Para 2002 se programó un aumento de 1 715 Mt en la producción de derivados del metano y de 251 Mt en derivados del etano. También se espera aumentar la producción de acrilonitrilo y polipropileno, entre otros. La meta es producir 9 263 Mt de productos petroquímicos.

En ventas internas destaca el incremento esperado de 20.2 por ciento en las ventas de gas natural. Aún cuando se espera un mayor envío de gas natural

a plantas de proceso que elevará la oferta nacional de gas seco en alrededor de 207 MMpcd, el crecimiento esperado de la demanda resulta mayor al de la producción, lo que implica importaciones adicionales por 381 MMpcd.

Por lo que se refiere a las exportaciones de crudo, para 2002 se consideró una plataforma de exportación de 1 725 Mbd. El presupuesto supone un precio promedio de la mezcla de crudos mexicanos de exportación de 15.50 dólares por barril. Este precio representa una disminución de 16.4 por ciento con respecto al registrado en 2001 de 18.57 dólares por barril, por lo que los ingresos por este concepto se reducirán alrededor de 18.8 por ciento.

Petróleos Mexicanos está comprometido con una cultura de seguridad industrial y de protección al medio ambiente. Los índices de frecuencia y gravedad de accidentes logrados en 2001 ubican a la industria petrolera nacional entre las mejores prácticas internacionales. En 2002 se continuarán los esfuerzos emprendidos para mantener estos niveles.

En el ejercicio de su presupuesto, Petróleos Mexicanos deberá cumplir el compromiso de obtener en 2002 un superávit primario de 31 mil 500 millones de pesos, monto superior en 158.3 por ciento al realizado en 2001 en términos reales, tal como se establece en el Presupuesto de Egresos de la Federación. Para ello, los proyectos deberán ejecutarse de manera eficiente, a fin de obtener la producciones previstas y, por ende, los ingresos esperados.

Abreviaturas y símbolos usados

| | |
|-----------|--|
| Btu | British thermal units |
| CFE | Comisión Federal de Electricidad |
| EVA | Valor Económico Agregado |
| HP | Caballos de fuerza |
| Mbd | Miles de barriles diarios |
| MMb | Millones de barriles |
| MMbpce | Millones de barriles de petróleo crudo equivalente |
| MMpcd | Millones de pies cúbicos diarios |
| MMMpc | Miles de millones de pies cúbicos estándares |
| Mt | Miles de toneladas |
| PEG | Programa Estratégico de Gas |
| PIDIREGAS | Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo |
| SCADA | Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos |
| SECODAM | Secretaría de Contraloría y Desarrollo Administrativo |
| SIASPA | Sistema Integral de Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental |