

ÍNDICE

| | |
|---|-----------|
| Presentación | 7 |
| Introducción | 9 |
| 1. Entorno internacional | 11 |
| 2. Situación financiera | 19 |
| 2.1 Estado de resultados | 19 |
| 2.2 Balance general | 23 |
| 3. Ejercicio del presupuesto. Flujo de efectivo | 27 |
| 4. Administración financiera | 35 |
| 4.1 Política de financiamientos | 35 |
| 4.2 Administración de riesgos financieros | 39 |
| 4.3 Modificación del régimen fiscal | 41 |
| 4.4 Mecanismo de medición del desempeño | 43 |
| 5. Programa de inversiones | 45 |
| 5.1 Presupuesto de inversión | 48 |
| 5.2 Reservas de hidrocarburos | 54 |
| 6. Resultados operativos | 63 |
| 6.1 Exploración y perforación de pozos | 63 |
| 6.2 Producción y distribución de petróleo crudo | 66 |
| 6.3 Producción y distribución de gas natural | 69 |
| 6.4 Proceso del gas natural y líquidos del gas | 72 |
| 6.5 Producción de petrolíferos y gas licuado | 73 |
| 6.6 Producción de petroquímicos | 77 |
| 7. Atención al mercado | 79 |
| 7.1 Mercado nacional | 79 |
| 7.2 Mercado internacional | 81 |
| 8. Seguridad industrial y protección al ambiente | 83 |
| 9. Otras actividades corporativas | 87 |
| 10. Perspectivas 2005 | 99 |

PRINCIPALES EJECUTIVOS

ING. LUIS RAMÍREZ CORZO

Director General de Petróleos Mexicanos

ING. CARLOS MORALES GIL

Dirección General de Pemex Exploración y Producción

LIC. JUAN BUENO TORIO

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

ING. ROSENDO ZAMBRANO FERNÁNDEZ

Director General de PMI Comercio Internacional

DR. GUSTAVO CHAPELA CASTAÑARES

Director General del Instituto Mexicano del Petróleo

DR. JUAN JOSÉ SUÁREZ COPPEL

Director Corporativo de Finanzas

LIC. ROSENDO VILLARREAL DÁVILA

Director Corporativo de Administración

ING. JOSÉ ANTONIO CEBALLOS SOBERANIS

Director Corporativo de Operaciones

ING. FEDERICO MARTÍNEZ SALAS

Director Corporativo de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos

LIC. BENIGNO ESTRADA RODRÍGUEZ

Titular del Órgano Interno de Control

Presentación

La Memoria de Labores 2004 busca dar una visión de conjunto de las actividades desarrolladas y de los resultados financieros y operativos alcanzados por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

El documento está organizado en diez apartados, en el primero se presenta en forma agregada el comportamiento de los principales mercados internacionales en los que participa la empresa. En los tres apartados siguientes se muestran los resultados de la administración financiera, aspectos del ejercicio presupuestal, el financiamiento de sus inversiones, y la administración de riesgos financieros. El quinto apartado se refiere al avance del programa de inversiones de manera general, y particularizando en los proyectos que por su magnitud e importancia estratégica, determinan el rumbo de la empresa, así como las reservas petroleras y su integración. El sexto y séptimo apartados resumen los resultados operativos alcanzados, desde la exploración y producción de hidrocarburos primarios, su proceso y producción de derivados, hasta la atención a los mercados interno y externo. El octavo se refiere a las acciones realizadas por Petróleos Mexicanos para lograr mejores índices de seguridad industrial y el abatimiento de su pasivo ambiental. Las actividades del Corporativo, con excepción de las financieras que cuentan con apartados específicos, se reseñan en el apartado nueve, y tienen que ver con temas como la ingeniería de proyectos, desarrollo social y servicios corporativos, entre otros. Por último, el apartado diez, se refiere a las perspectivas que se tienen en la empresa acerca de las condiciones económicas para 2005 en sus ámbitos nacional e internacional, y su impacto en los resultados de Petróleos Mexicanos para ese año.

El documento se complementa con un anexo estadístico, Informe Estadístico de Labores 2004, donde se presentan datos numéricos de las operaciones y finanzas de la empresa, correspondientes al periodo 2002-2004.

Introducción

Los resultados de Petróleos Mexicanos en 2004 han sido los mejores de su historia reciente, desde el punto de vista de sus ventas, de las aportaciones al Gobierno Federal y de crecimiento operativo. Los aspectos coyunturales que determinaron el comportamiento del mercado petrolero internacional y su impacto en el precio del crudo favorecieron el comercio exterior de la empresa aportando un monto muy significativo de recursos adicionales para México. La infraestructura productiva se fortaleció y modernizó y, se restituyeron volúmenes importantes de reservas de hidrocarburos.

En 2004 los ingresos totales de Petróleos Mexicanos ascendieron a 811 mil millones de pesos, 36 por ciento más, en términos reales, respecto a los de 2000. El total de derechos e impuestos pagados a la federación fue de 519 mil millones de pesos, y el superávit primario de 74 mil millones de pesos. Todas estas cifras fueron superiores a lo comprometido en el Presupuesto de Egresos de la Federación. Los impuestos pagados en 2004 representaron 108.8 por ciento de las ventas totales de Petróleos Mexicanos en 2000.

El volumen de petróleo crudo exportado ascendió a 1.87 millones de barriles diarios, similar al observado en 2003. El precio promedio de la mezcla de crudo mexicano fue de 31.02 dólares por barril, esto representó ingresos por 21.2 miles de millones de dólares. Si se descuentan las importaciones realizadas, se generó un ingreso neto de divisas para el país por un monto de 17.8 miles de millones de dólares, el más alto alcanzado en la historia de Petróleos Mexicanos.

En 2004 la inversión total ejercida por Petróleos Mexicanos ascendió a 156 mil millones de pesos, 26.9 por ciento más, en términos reales, que en 2003 y casi el doble de la ejercida en 2000. Del gasto total de inversión se destinó 91.3 por ciento a actividades de exploración y producción, que generan la renta económica más importante de la industria petrolera.

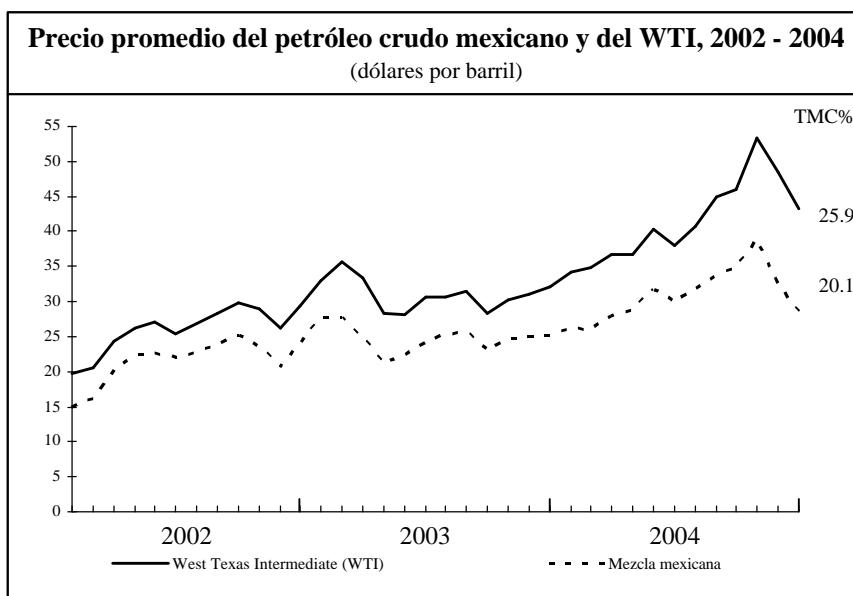
Petróleos Mexicanos

Con las inversiones realizadas en los últimos cuatro años, se ha podido aumentar la producción de crudo y gas, ya que actualmente poco más de 43 por ciento de la producción de crudo y alrededor de 60 por ciento de la de gas natural corresponden a producción nueva. Se revirtió la caída en la producción de gas. Se duplicó el ritmo de reposición de reservas al pasar de 26 por ciento promedio en la década pasada a 57 por ciento en 2004. La producción de gasolinas se incrementó 20 por ciento y la de petroquímicos 42.6 por ciento.

1. Entorno internacional

Mercado petrolero internacional

En 2004 el mercado petrolero internacional enfrentó una serie de circunstancias que ocasionaron una alta volatilidad en los precios del petróleo, ubicándose en niveles que no se tenían desde la década de los ochenta. En octubre de 2004 se alcanzó el precio más alto, 53.24 dólares por barril para el West Texas Intermediate (WTI) y 38.93 dólares por barril para el promedio de la canasta de crudos mexicanos. Este nivel de precios proviene de una tendencia a la alza iniciada desde diciembre de 1998, mes en el cual los precios habían alcanzado su cotización más baja de los últimos 25 años, el WTI se vendió en 11.30 dólares por barril y la mezcla mexicana en 7.89 dólares por barril.



Petróleos Mexicanos

Durante los primeros diez meses de 2004 la cotización de WTI presentó un incremento de 19 dólares por barril y la mezcla mexicana de 12.60 dólares. Sin embargo, entre octubre y diciembre su precio se contrajo 18.9 y 26.8 por ciento, en el orden antes mencionado, cerrando el último mes del año en 43.20 dólares por barril el WTI y en 28.56 dólares la mezcla mexicana.

Los factores que determinaron este comportamiento fueron:

- La inestabilidad política y social, así como los conflictos bélicos, en algunas regiones productoras, especialmente en Medio Oriente y Venezuela cuyo efecto impactó a la baja la oferta de petróleo crudo.
- Los conflictos corporativos y laborales vinculados con la industria petrolera en Rusia y Noruega, respectivamente.
- La incertidumbre política en Venezuela, que ha contribuido a disminuir la oferta de ese país en aproximadamente 10 por ciento respecto de sus niveles normales.
- El incremento de la demanda de petróleo crudo debido al alto crecimiento económico de China e India y el elevado consumo registrado en el Reino Unido, Canadá y Estados Unidos. Este comportamiento ubicó a China como el segundo mayor consumidor de petróleo crudo, después de Estados Unidos, con un consumo de petróleo crudo de 6.37 millones de barriles diarios, volumen que significó un aumento de 5.5 por ciento con respecto a 2003. Este crecimiento en la demanda de petróleo por parte de China explica 32 por ciento del incremento mundial de 2004.
- La reducción en la producción de petróleo crudo, a finales de septiembre de 2004, en la Costa Norteamericana del Golfo de México por el paso del huracán Iván, con una pérdida inicial de 1.32 millones de barriles diarios de petróleo crudo, cinco mil millones de pies cúbicos diarios de gas natural y 2.2 millones de barriles diarios de capacidad de refinación, además del cierre del Louisiana Offshore Oil Port, con sus repercusiones sobre los inventarios.

- La contracción de los precios en el último trimestre del año se debió al aumento de los inventarios estadounidenses de crudo y gasolina que a su vez ocasionó una sobreoferta mundial de crudo, a una fuerte especulación en los mercados de futuros y la renuencia inicial de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) a reducir su producción, toda vez que la oferta de crudo de esta organización se situó, a partir de septiembre, alrededor de 30 millones de barriles diarios, nivel no observado desde 1979.

Sin embargo, diversos analistas han señalado que el balance entre la demanda y la oferta de crudo no explica del todo el incremento en los precios, toda vez que la oferta excedió ligeramente a la demanda en los últimos meses del año y los inventarios crecieron en forma paulatina. Por lo tanto, se estima que en 2004 el precio del petróleo crudo incluyó un premio al riesgo explicado por la posibilidad de una interrupción significativa de la oferta global, sustentada en los principales factores de riesgo siguientes:

- La amenaza constante de ataques terroristas en Iraq y Arabia Saudita, que podrían afectar seriamente la capacidad de producción y distribución de petróleo en esos países.
- Complicaciones en los problemas que afrontan Nigeria, Venezuela y Rusia, en donde destaca el caso de este último y la incertidumbre legal en torno a su principal empresa petrolera, Yukos, la cual produce 1.7 millones de barriles diarios.

Estos factores de riesgo y la poca capacidad de producción excedente explican el poco efecto que tuvieron los incrementos de la producción anunciados y realizados por la OPEP.

Respecto de la mezcla mexicana el diferencial de su precio con el del WTI se ha ampliado de manera considerable. Mientras que en los últimos tres años el diferencial de precios promedio entre el WTI y la mezcla mexicana fue de seis dólares por barril, en los últimos tres meses se incrementó a nueve dólares por barril. Esto se explica principalmente por dos factores: la capacidad de producción excedente de Arabia Saudita,

Petróleos Mexicanos

cuyos incrementos recientes de la oferta, fueron en su mayor parte de crudos pesados con características que compiten directamente con el petróleo mexicano y; la situación de precios altos y capacidad de refinación cercana a su límite, sesgaron la demanda hacia hidrocarburos ligeros. Cabe recordar que México produce en su mayor parte crudos pesados.

Mercado internacional de gas natural

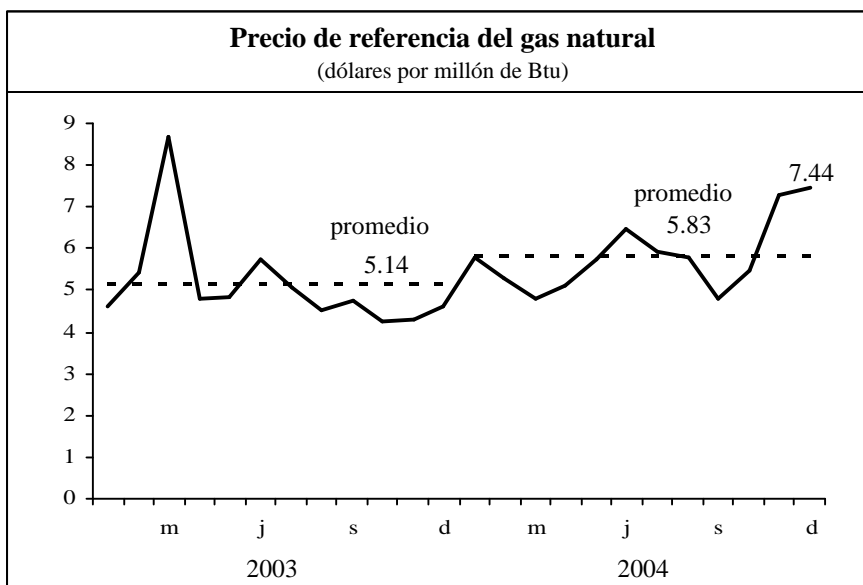
El gas natural como fuente de energía primaria ocupa la tercera posición después del carbón y del petróleo crudo en el consumo mundial y se perfila como el combustible de mayor demanda en el futuro.

En 2004 se estima que el consumo de gas natural de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) fue de 138 976 millones de pies cúbicos diarios, 1.8 por ciento más que el año precedente. Los países de esta organización demandan aproximadamente el 53 por ciento del consumo mundial de gas natural. Los países de Norteamérica pertenecientes a la OCDE, tuvieron un consumo de 75 170 millones de pies cúbicos diarios, 1.9 por ciento superior al año previo.

El comportamiento de los precios de gas natural depende de la característica regional de los mercados internacionales del hidrocarburo. En este contexto, los precios dependen del equilibrio entre la oferta y la demanda en cada región y las diferencias de éstos entre regiones pueden ser notables.

El precio del gas natural en México tiene como referencia el mercado de Estados Unidos, en particular el de Tetco-EPGT del sur de Texas, zona con la que se encuentra interconectada la red mexicana.

Durante 2004 el precio promedio de referencia del gas natural fue de 5.83 dólares por millón de Btu, 13 por ciento más que el obtenido el año previo y el promedio anual más alto de la última década.



Los factores que determinaron este comportamiento fueron:

- El inusual clima templado que se registró durante el verano en la mayor parte de territorio norteamericano, redujo la demanda de gas natural para generación de energía eléctrica destinada a los sistemas de enfriamiento y contribuyó a que los precios no se ubicaran en valores más altos. Esta situación, provocó un aumento en los inventarios de gas en Estados Unidos, que alcanzaron niveles 8.7 por ciento arriba del promedio de los últimos cinco años.
- El comportamiento del precio del petróleo crudo, que llegó a máximos históricos, presionó al alza el precio del gas natural, en especial en el último bimestre del año, 7.27 y 7.44 dólares por millón de Btu, en noviembre y diciembre, respectivamente.
- La disminución de la producción de gas natural en la región de la Costa Norteamericana del Golfo de México, por la presencia de tormentas tropicales en los meses de agosto y septiembre.

Márgenes de refinación

En 2004 los márgenes variables de la mezcla de crudos en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) presentaron un aumento, con relación al año previo, de 1.63 dólares por barril al pasar de 2.67 a 4.30 dólares, (61 por ciento), en tanto que en Estados Unidos fue de 1.61 dólares, equivalente a 19.9 por ciento, ya que se elevó de 8.07 a 9.68 dólares por barril.

Entre el primero y segundo trimestre de 2004 se registró un aumento de 23 por ciento en Estados Unidos y de 47.4 por ciento en el SNR. Sin embargo, entre el tercer y cuarto trimestre, se observó un comportamiento diferente, porque mientras en el vecino país del norte los márgenes cayeron 14.5 por ciento, en México se presentó una mejoría de 64 por ciento.

Márgenes variables de refinación

(Dólares por barril)

| | México (SNR) | Estados Unidos |
|---------------|---------------------|-----------------------|
| 2003 | 2.67 | 8.07 |
| 1er trimestre | 2.20 | 8.70 |
| 2do trimestre | 3.15 | 7.90 |
| 3er trimestre | 2.92 | 8.23 |
| 4to trimestre | 2.40 | 7.43 |
| 2004 | 4.30 | 9.68 |
| 1er trimestre | 3.46 | 9.38 |
| 2do trimestre | 5.10 | 11.54 |
| 3er trimestre | 3.28 | 9.78 |
| 4to trimestre | 5.38 | 8.36 |

Fuente: Pemex Refinación

En cuanto a los promedios anuales de 2003 y 2004, muestran una tendencia a la alza en los dos países. La diferencia entre los márgenes obtenidos fue de 5.38 dólares por barril, sin embargo, debe tenerse en cuenta la calidad de las mezclas de crudo procesadas, sus distintos niveles

de rendimientos y la complejidad de las refinerías. En este contexto, los rendimientos promedio por producto en Estados Unidos se ubicaron casi en todos ellos por arriba de los obtenidos en México.

En 2004 el rendimiento promedio de gasolinas en Estados Unidos se ubicó 12.2 puntos porcentuales arriba del alcanzado en el SNR. En consecuencia, la contribución al margen estadounidense fue 9.08 dólares por barril.

En destilados intermedios, los rendimientos y las aportaciones al margen también fueron mayores con una contribución de 16.67 dólares por barril, en tanto que en México fue de 13.90 dólares. Al interior de este grupo de productos, los rendimientos en diesel y sus aportaciones fueron similares en los dos países, 23.7 por ciento y 11.64 dólares por barril en Estados Unidos y 24.7 por ciento y 11.62 dólares por barril en México.

La configuración de las plantas de refinación norteamericanas permiten producir una mayor proporción de turbosina que las plantas del SNR, de allí que los rendimientos en aquel país se ubicaron 5.2 puntos porcentuales arriba de los del SNR, siendo sus aportaciones de 5.03 dólares por barril contra 2.28 dólares.

2. Situación financiera

El análisis de los resultados financieros de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (Petróleos Mexicanos) que se presenta en este informe corresponde a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2004, preparados conforme a Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA). Los estados financieros son no auditados. Reconocen los efectos de la inflación de acuerdo con el Boletín B-10 de los PCGA. Por lo tanto las cantidades se presentan en pesos constantes del 31 de diciembre de 2004.

2.1 Estado de resultados

En 2004, Petróleos Mexicanos presentó una pérdida neta de 14 142 millones de pesos, monto que contrasta en forma significativa con el resultado también negativo en 2003 de 42 754 millones de pesos. La variación en el resultado obedeció principalmente al aumento en los ingresos por ventas que casi duplicó la variación también positiva de los costos y gastos de operación; por la reducción del costo integral de financiamiento que al final del ejercicio resultó positivo y; por aumento en el renglón de otros ingresos. Con este comportamiento se pudo compensar en gran medida el incremento en impuestos, derechos y aprovechamientos.

Las ventas en el país por 449 028 millones de pesos, incluyendo el Impuesto Especial de Producción y Servicios (IEPS) observaron un incremento de 10.2 por ciento, con respecto a 2003, originado por:

- Crecimiento de 2 por ciento de la demanda de productos petrolíferos, principalmente de las gasolinas automotrices y la turbosina. Sólo las ventas de combustóleo registraron una contracción de 11.1 por ciento.
- Crecimiento de 5.2 y 12 por ciento de la demanda de gas natural y productos petroquímicos, respectivamente.
- Aumento en el precio al público de productos petrolíferos (incluido el gas licuado), gas natural y productos petroquímicos.

Petróleos Mexicanos

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias Estados de resultados consolidados

| Concepto | Del 1 de enero al 31 de diciembre de | | | |
|--|--------------------------------------|------------------|------------------|---------------|
| | 2003 | 2004 | Variación | |
| | | | Absoluta | (%) |
| Ventas totales | 657 893.4 | 778 613.9 | 120 720.5 | 18.3 |
| En México ⁽¹⁾ | 407 337.3 | 449 027.7 | 41 690.4 | 10.2 |
| Exportaciones | 250 556.1 | 329 586.2 | 79 030.1 | 31.5 |
| Costos y gastos de operación ⁽²⁾ | 271 247.0 | 336 515.2 | 65 268.2 | 24.1 |
| Costos de lo vendido | 217 869.1 | 277 228.2 | 59 359.1 | 27.2 |
| Gastos de transportación y distribución | 16 356.1 | 19 687.3 | 3 331.2 | 20.4 |
| Gastos de administración | 37 021.8 | 39 599.7 | 2 577.9 | 7.0 |
| Rendimiento de operación | 386 646.4 | 442 098.7 | 55 452.3 | 14.3 |
| Costo integral de financiamiento ⁽³⁾ | 32 338.2 | -3 282.7 | -35 620.9 | -110.2 |
| Otros gastos (ingresos) | -3 114.7 | -13 500.7 | -10 386.0 | 333.5 |
| Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamiento | 357 422.9 | 458 882.1 | 101 459.2 | 28.4 |
| Impuestos, derechos y aprovechamientos | 402 294.3 | 473 024.5 | 70 730.2 | 17.6 |
| Derechos sobre extracción, aprovechamientos y otros | 303 334.7 | 418 319.7 | 114 985.0 | 37.9 |
| Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS) | 98 959.6 | 54 704.8 | -44 254.8 | -44.7 |
| Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevo pronunciamiento | 2 117.3 | - | -2 117.3 | -100.0 |
| Rendimiento (pérdida) neto | -42 754.1 | -14 142.4 | 28 611.7 | -66.9 |

(1) Incluye el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS). Para el 31 de diciembre de 2003 este saldo ascendía a 98 960 millones de pesos y para el 31 de diciembre de 2004 a 54 705 millones de pesos.

(2) Incluye el costo por pasivo laboral. Para el 31 de diciembre de 2003 este saldo ascendía a 39 472 millones de pesos y para el 31 de diciembre de 2004 a 52 814 millones de pesos

(3) Incluye intereses netos, pérdida por variación cambiaria y el resultado por posición monetaria, utilidad. Para el 31 de diciembre de 2003 estos saldos ascendían a 17 599, 26 830 y -12 091 millones de pesos respectivamente, y para el 31 de diciembre de 2004, a 15 737, 1 382 y -20 411 millones de pesos en el orden citado.

Los ingresos por ventas de exportación ascendieron a 329 586 millones de pesos, 31.5 por ciento más que los obtenidos el año previo. El comportamiento favorable se explica por la tendencia creciente del precio promedio de la mezcla de crudo mexicano en los mercados internacionales; por aumento en los precios de exportación de productos

petrolíferos y petroquímicos, que compensaron la reducción del volumen de exportación de petrolíferos; así como a la influencia positiva de la paridad del peso mexicano con respecto al dólar.

Los costos y gastos de operación ascendieron a 336 515 millones de pesos, monto 24.1 por ciento mayor respecto de 2003. Este comportamiento se explica a continuación:

- El costo de ventas aumentó 27.2 por ciento equivalente a 59 359 millones de pesos debido a los efectos combinados siguientes:
 - Incrementos en los costos de conservación y mantenimiento; en los gastos de exploración; en los gastos de depreciación y amortización; en los costos de maquila y compra de productos de importación; y en el costo del pasivo laboral.
 - Disminución en los gastos por variación de inventarios; efecto favorable por la reducción de gastos de operación; eliminación de la reserva para exploración y declinación de campos resultado de la aplicación del método de esfuerzos exitosos para el registro de costos incurridos en exploración y desarrollo de reservas de hidrocarburos.
- Los gastos de distribución y administración aumentaron 20.4 y 7 por ciento, respectivamente. El costo del pasivo laboral registró un aumento de 33.8 por ciento. Cabe señalar que este último se distribuye entre el costo de ventas, los gastos de distribución y los de administración.

El costo integral de financiamiento disminuyó en forma significativa al pasar de 32 338 millones de pesos en 2003 a un ingreso de 3 283 millones al cierre de 2004. Por sus componentes el renglón de intereses a cargo y a favor fueron mayores, el primero como consecuencia del incremento en deuda; la pérdida por variación cambiaria registró una disminución de 94.8 por ciento debido a la menor depreciación del peso mexicano respecto al dólar en los periodos señalados; y por un resultado positivo en la posición monetaria, originado por un mayor nivel de inflación observado en 2004.

Petróleos Mexicanos

En el renglón de otros gastos netos se pasó de un ingreso neto de 3 115 millones de pesos en 2003 a 13 501 millones de pesos, debido principalmente a la ganancia en capital de las acciones de Repsol YPF, S.A. (en 2003 la mayor parte de estas acciones se mantenían en swaps de activos, por lo que se registraba la marcación a mercado); la utilidad de la refinería Deer Park, en la que Petróleos Mexicanos tiene participación y; por la aportación del gobierno Federación para el Fondo de Retiro Voluntario.

El pago de impuestos, derechos y aprovechamientos de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios es equivalente al 60.8 por ciento de sus ventas totales. Este monto incluye el IEPS aplicable a las gasolinas y diesel. De 2003 a 2004 el monto de impuestos, derechos y aprovechamientos pasó de 402 294 millones de pesos a 473 025 millones de pesos.

En 2004, el aprovechamiento para obras de infraestructura en materia de exploración, gas, refinación y petroquímica (AOI) reemplazó al aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (ARE). Tanto el AOI como el ARE equivalen al 39.2 por ciento de los ingresos por exportación de petróleo crudo por arriba de un precio preestablecido. La Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2004 establece que “Los montos que se deriven del aprovechamiento se destinarán para la inversión en obras de infraestructura en materia de exploración, gas, refinación y petroquímica que realicen Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.”

En 2004 el AOI fue 34 443 millones de pesos. Por concepto del reembolso Petróleos Mexicanos recibió 33 mil millones de pesos por parte de la SHCP:

- 12.5 millones de pesos el 30 de septiembre de 2004.
- 8 mil millones de pesos el 15 de diciembre de 2004.
- 12.5 miles de millones de pesos el 31 de diciembre de 2004.

Los recursos reembolsados serán utilizados para financiar inversión No-Pidiregas y amortizaciones de Pidiregas.

En función del destino de la inversión No-Pidiregas y de las amortizaciones de Pidiregas, casi la totalidad del ingreso por el reembolso del AOI, 33 mil millones de pesos, se convirtió a dólares. Como consecuencia de la apreciación del peso respecto al dólar, se observó una pérdida cambiaria de 363 millones de pesos.

El monto resultante, 32 637 millones de pesos, Petróleos Mexicanos lo depositó en una Comisión Mercantil y, por lo tanto, lo registró como una cuenta por cobrar con abono al patrimonio de Petróleos Mexicanos.

2.2 Balance general

La situación financiera de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2004, muestra una variación positiva en los activos totales de 14.5 por ciento, respecto al año previo. El activo circulante aumentó 67 656 millones de pesos, 37.6 por ciento, reflejado en los saldos de efectivo y valores de realización inmediata por 7 755 millones de pesos, en cuentas por cobrar por 53 707 millones, debido principalmente al fondo de inversión para proyectos específicos e, inventarios por 6 195 millones de pesos, debido a mayores saldos en existencias de petróleo crudo y productos originado por la variación en los precios de los mercados internacionales.

El activo fijo registró un incremento de 46 264 millones de pesos por las nuevas inversiones, fundamentalmente en pozos, en adquisición de maquinaria y equipo de operación y en construcciones en proceso.

El renglón de otros activos crecieron 10.6 por ciento, principalmente como resultado de la participación en acciones de Repsol YPF, S.A. a través del vehículo RepCon Lux.

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Estados de situación financiera consolidados

| Concepto | 2003 | 2004 | Variación | |
|---|------------------|--------------------|------------------|-------------|
| | | | Absoluta | (%) |
| Activo circulante | 179 904.5 | 247 560.1 | 67 655.6 | 37.6 |
| Efectivo y valores de inmediata realización | 77 143.1 | 84 897.7 | 7 754.6 | 10.1 |
| Cuentas, documentos por cobrar y otros | 73 857.4 | 127 563.9 | 53 706.5 | 72.7 |
| Inventarios | 28 904.0 | 35 098.5 | 6 194.5 | 21.4 |
| Propiedades y equipo | 567 209.2 | 613 472.8 | 46 263.6 | 8.2 |
| Otros activos | 142 244.8 | 157 300.6 | 15 055.8 | 10.6 |
| Total del activo | 889 358.5 | 1 018 333.5 | 128 975.0 | 14.5 |
| Pasivo de corto plazo | 144 022.8 | 132 710.2 | -11 312.6 | -7.9 |
| Deuda a corto plazo ⁽¹⁾ | 62 473.5 | 48 663.3 | -13 810.2 | -22.1 |
| Otros ⁽²⁾ | 81 549.3 | 84 046.9 | 2 497.6 | 3.1 |
| Pasivo de largo plazo | 697 094.3 | 827 541.3 | 130 447.0 | 18.7 |
| Deuda a largo plazo ⁽³⁾ | 375 751.7 | 456 660.5 | 80 908.8 | 21.5 |
| Reserva laboral | 300 603.2 | 347 209.0 | 46 605.8 | 15.5 |
| Otros activos a largo plazo ⁽⁴⁾ | 20 739.4 | 23 671.8 | 2 932.4 | 14.1 |
| Total pasivo | 841 117.1 | 960 251.5 | 119 134.4 | 14.2 |
| Total patrimonio | 48 241.4 | 58 082.0 | 9 840.6 | 20.4 |
| Total pasivo y patrimonio | 889 358.5 | 1 018 333.5 | 128 975.0 | 14.5 |

(1) Incluye vencimientos a menos de doce meses de deuda documentada (Petróleos Mexicanos, el Pemex Project Funding Master Trust, el vehículo financiero mexicano Trust F/163 y Repcon Lux) y notas a contratistas. Al 31 de diciembre de 2003 estos saldos ascendían a 60 488 y 1 985 millones de pesos, respectivamente, al 31 de diciembre de 2004 a 46 783 y 1 880 millones de pesos, respectivamente.

(2) Incluye cuentas por pagar a proveedores, cuentas acumuladas por pagar e impuestos por pagar. Al 31 de diciembre de 2003, estos saldos ascendían a 35 282, 7 721 y 38 546 pesos, respectivamente

(3) Incluye vencimiento a más de doce meses de deuda documentada (Petróleos Mexicanos, el Pemex Project Funding Master Trust, el vehículo financiero mexicano Trust F/136 y Repcon Lux, notas a contratistas y venta de cuentas por cobrar). Al 31 de diciembre de 2003 estos saldos ascendían a 319 373, 13 822 y 42 557 millones de pesos respectivamente, al 31 de diciembre de 2004 a 394 549, 25 476 y 36 636 millones de pesos respectivamente.

(4) Corresponde al saldo de la reserva para actividades de abandono y desmantelamiento, créditos diversos y otros.

Los pasivos totales aumentaron 14.2 por ciento, al pasar de 841 117 millones de pesos a 960 252 millones. El pasivo de corto plazo disminuyó 7.9 por ciento, debido principalmente a la reducción de la deuda documentada de corto plazo, en tanto que el pasivo de largo plazo registró un incremento de 19.1 por ciento, llegando a 827 541 millones de pesos, debido a las inversiones en los proyectos Pidiregas y al diferencial del

tipo de cambio y por el aumento en la reserva laboral de 15.5 por ciento. Esta última se explica por los incrementos siguientes:

- 12 mil millones de pesos por la caída en el fondo del plan de pensiones.
- 10 mil millones de pesos por la diferencia entre la negociación salarial realizada y esperada.
- 10 mil millones de pesos por el cambio en supuestos actuariales.
- 8.3 mil millones de pesos, por la incorporación de las obligaciones posteriores al retiro por concepto de servicios médicos, de conformidad con el boletín D-3.
- 4.9 mil millones de pesos a que es un año más cercana la fecha del pago probable del beneficio de cada generación de trabajadores.
- Dos mil millones de pesos por el crecimiento anual de la antigüedad.

Al 31 de diciembre de 2004, el patrimonio de Petróleos Mexicanos aumentó 20.4 por ciento, debido principalmente a la aportación patrimonial del aprovechamiento para obras de infraestructura de 32 637 millones de pesos.

3. Ejercicio del presupuesto. Flujo de efectivo

Para el ejercicio 2004 el gasto programable autorizado a Petróleos Mexicanos en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) fue de 113 351 millones de pesos, monto 3 por ciento inferior en términos reales al aprobado para 2003. La variación fue producto de una reducción de 5.3 por ciento del gasto de operación en tanto que el gasto de inversión fue ligeramente mayor al autorizado el año previo.

Durante 2004 las autoridades hacendarias emitieron opinión favorable a varias peticiones de Petróleos Mexicanos para la adecuación de su presupuesto original autorizado. De esta forma la última modificación aprobada se muestra en el cuadro siguiente:

Gasto programable

(Millones de pesos)

| Concepto | PEF Original | Autorizado adecuado | Variación | |
|-------------------------------------|-----------------|------------------------|---------------|--------------|
| | | | Absoluta | (%) |
| Ingresos netos ^{1/} | 152 987 | 218 332 | 65 345 | 42.7 |
| Gasto programable | 113 351 | 157 674 | 44 323 | 39.1 |
| Gasto corriente de operación | 75 092 | 78 772 | 3 680 | 4.9 |
| Inversión física | 38 259 | 45 902 | 7 643 | 20.0 |
| Obra pública | 6 492 | 7 306 | 814 | 12.5 |
| Bienes muebles e inmuebles | 1 496 | 2 481 | 985 | 65.8 |
| Mantenimiento | 2 875 | 3 584 | 709 | 24.7 |
| Pago Pidiregas | 27 396 | 32 531 | 5 135 | 18.7 |
| Inversión financiera | - | 33 000 | 33 000 | - |
| Superávit primario | 39 636 | 60 658 | 21 022 | 53.0 |
| Pago de intereses | 23 647 | 25 413 | 1 766 | 7.5 |
| Superávit de operación | 15 989 | 35 244 | 19 255 | 120.4 |

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas

1/ Se refiere a ingresos propios.

El ejercicio del presupuesto que se comenta a continuación muestra los resultados preliminares obtenidos por Petróleos Mexicanos en 2004,

Petróleos Mexicanos

mismos que se comparan con el presupuesto original y el modificado autorizado.

En 2004 Petróleos Mexicanos obtuvo un superávit primario de 74 415 millones de pesos, superior en 34 779 millones al previsto en el presupuesto original y 13 757 millones si se compara con el modificado. Por organismo subsidiario la integración del superávit primario, sin considerar los intereses derivados de las operaciones financieras interorganismos y otras cuentas que en la consolidación se eliminan, fue la siguiente: Pemex Exploración y Producción obtuvo un superávit de 50 560 millones de pesos, Pemex Gas y Petroquímica Básica de 15 743 millones, Pemex Refinación de 2 483 millones y el Corporativo de Petróleos Mexicanos de 9 676 millones; sin embargo, Pemex Petroquímica presentó déficit por 4 047 millones de pesos.

Petróleos Mexicanos obtuvo ingresos totales por 811 239 millones de pesos, monto que significó un crecimiento real de 19.8 por ciento de los ingresos del año previo. Con respecto al presupuesto original y al modificado se registró un aumento de 27.4 y 1.3 por ciento, en el orden citado.

Los ingresos por ventas a terceros en el territorio nacional ascendieron a 493 025 millones de pesos, monto 8.8 por ciento mayor, en términos reales al registrado en 2003, y ligeramente arriba de los previstos en el presupuesto modificado.

Los ingresos por ventas de exportación ascendieron a 264 620 millones de pesos, equivalentes a 23 396 millones de dólares, significaron un aumento real de 31.4 por ciento con respecto a 2003 y de 50.5 y 0.8 por ciento con relación al monto estimado en el presupuesto original y en el modificado, respectivamente.

El comportamiento de los ingresos totales obedece a los efectos combinados que se mencionan a continuación:

- Mayor volumen de ventas internas principalmente de gasolinas y diesel, que compensaron la disminución en la cantidad vendida de combustóleo. Esta situación y el menor pago del Impuesto Especial de

Producción y Servicios (IEPS), derivado de la aplicación de la red fiscal, coadyuvaron a una mejora en la cobranza de estos productos. Con respecto a 2003, los ingresos se vieron favorecidos por el aumento real de los precios de algunos productos y por un crecimiento en la demanda de casi todos los productos, principalmente de aquellos de alta calidad.

- Incremento en el precio de exportación de petróleo crudo de 11.02 y 5.39 dólares por barril con respecto al estimado en el presupuesto original y en el adecuado, respectivamente. Asimismo, el volumen exportado en 2004 fue 1.4 por ciento superior al año previo y se obtuvieron 6.24 dólares por barril más, lo que significó un ingreso adicional de 4 557 millones de dólares.
- Depreciación del peso frente al dólar.

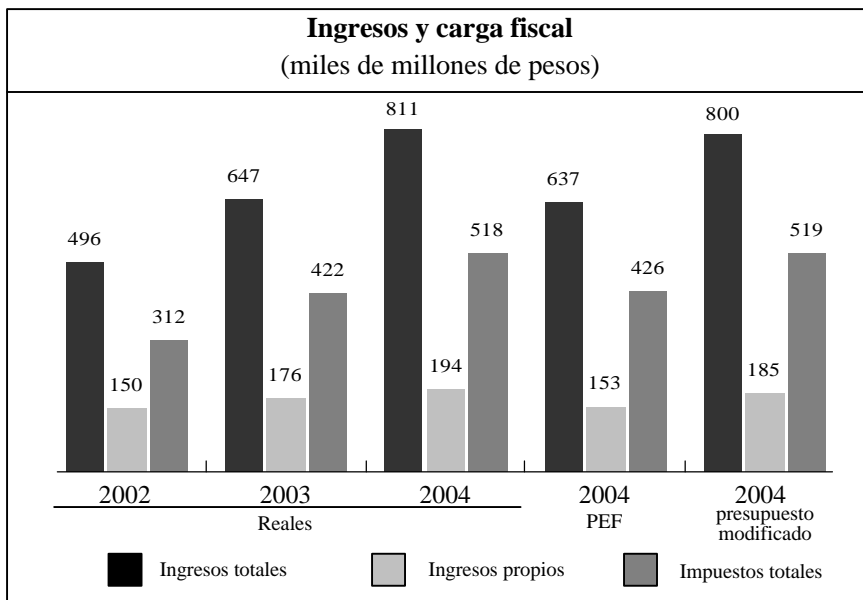
En el renglón de otros ingresos diversos por 52 143 millones de pesos, mismos que no se consideraron en el presupuesto original, se registró un aumento real de 134.4 por ciento si se compara con el monto obtenido en 2003. Estos ingresos se derivaron básicamente del reembolso de capital por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público por un monto de 33 mil millones de pesos, realizados en cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 7, fracción XI de la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2004¹; además por las operaciones de Repsol, por las coberturas de gas natural, franquicias, recuperación de gastos por siniestros y fletes, intereses y dividendos ganados.

Una vez descontados de los ingresos totales los impuestos directos, indirectos, la mercancía para reventa y los ingresos por operaciones ajenas, Petróleos Mexicanos obtuvo ingresos propios por 193 377 millones de pesos, monto 5.1 por ciento mayor en términos reales al obtenido en 2003 y superior en 26.4 por ciento al estimado en el

¹ Este artículo establece la obligación de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios de pagar un Aprovechamiento para Obras de Infraestructura (AOI) en materia de exploración, gas, refinación y petroquímica, cuando en el mercado internacional el precio promedio ponderado acumulado mensual del barril de petróleo crudo mexicano exceda de 20 dólares.

Petróleos Mexicanos

presupuesto original, pero 11.4 por ciento inferior al modificado. Los ingresos propios no incluyen el reembolso capital correspondientes al Aprovechamiento para Obras de Infraestructura (AOI).



El gasto programable de operación e inversión física ejercido en 2004 ascendió a 120 777 millones de pesos, monto 6.6 por ciento arriba del estimado en el presupuesto original y 3.1 por ciento inferior al modificado; si se compara con el ejercido en 2003, fue 6.3 por ciento menor una vez descontada la inflación.

El gasto de operación por 76 203 millones de pesos fue 1.5 por ciento mayor con respecto al presupuesto original pero 3.3 por ciento inferior al modificado. Si se compara con el ejercido en 2003, fue 15.8 por ciento menor una vez descontada la inflación.

El gasto de inversión física y la amortización de las obras ejecutadas a través de financiamiento Pidiregas fueron de 44 574 millones de pesos que significó un incremento de 16.2 por ciento en términos reales con

respecto a 2003 y, se ubicó abajo del presupuesto modificado en 2.9 por ciento. Con respecto al año previo el comportamiento se explica por el efecto combinado de una disminución de 38 por ciento en inversión física y un mayor gasto en el registro Pidiregas de 73.7 por ciento, en términos reales. En lo que se refiere a la variación con el monto previsto, ésta se explica por el atraso en construcción de obras, en investigación y desarrollo por terceros, en los procesos de licitación y en la presentación de estimaciones y ejecución de los proyectos de inversión.

El presupuesto original no considera inversiones financieras, sin embargo, conforme al mecanismo establecido para el registro del reembolso de recursos correspondientes al AOI, Petróleos Mexicanos celebró un contrato de comisión mercantil con el Banco Santander Mexicano, S.A., cuyo objetivo es la administración y aplicación de los recursos para la liquidación de las obras de infraestructura de los organismos subsidiarios, así como de los gastos propios de la operación del contrato. De esta manera las inversiones financieras ascendieron a 32 638 millones de pesos y la diferencia, con relación a los recursos transferidos, correspondió a una pérdida cambiaria.

Los pagos por mercancía para reventa ascendieron a 64 610 millones de pesos (5 725 millones de dólares) y su comportamiento fue el siguiente:

- Los pagos efectuados por la importación de mercancías ascendieron a 58 300 millones de pesos, mismos que registraron un aumento de 2 518 millones de pesos con respecto al presupuesto adecuado, principalmente por mayores compras de gasolinas y combustóleo con precios más altos. Esta situación se debió al desfase en los programas de mantenimiento, reparaciones no programadas y un crecimiento en la demanda de productos, efecto que se disminuye por los menores volúmenes de gas natural y productos petroquímicos. Estas causas más la variación en el tipo de cambio del peso con respecto al dólar, explican en gran medida la variación positiva en este renglón con respecto a 2003.
- El costo de la maquila de petróleo por 6 310 millones de pesos fue 586 millones inferior con respecto al presupuesto adecuado debido a

Petróleos Mexicanos

la suspensión del contrato en los últimos meses del año. Sin embargo, los pagos por este concepto mostraron un crecimiento real de 49.4 por ciento, con respecto a 2003, debido al incremento en el costo promedio ponderado de la maquila y a la devaluación del peso mexicano frente al dólar.

El pago de los impuestos directos por 398 405 millones de pesos fue mayor en 123 605 y 149 373 millones de pesos con relación al año previo y al presupuesto original, en el orden citado, derivado del crecimiento de los ingresos por ventas al exterior, principalmente por una mejor cotización de la mezcla del petróleo crudo mexicano en el mercado internacional.

El pago de impuestos indirectos por 120 395 millones de pesos registró una baja de 26 209 y 56 783 millones de pesos, con relación al año precedente y al presupuesto original, respectivamente, debido a que los precios de las gasolinas y diesel en el mercado spot fueron superiores a los observados en 2003, como resultado del aumento del precio del petróleo crudo en el mercado petrolero internacional, lo que propició que el Impuesto Especial de Producción y Servicios (IEPS) disminuyera para mantener el precio programado de venta al público en el mercado nacional para estos productos.

Por concepto de intereses de la deuda y el pago de rendimientos mínimos garantizados, se pagaron 26 186 millones de pesos, cantidad mayor a la del año previo y al estimado en el presupuesto original y en el adecuado, debido a mayores egresos financieros, que incluyen las coberturas del precio del gas natural, y por el efecto de la variación del peso frente al dólar.

Contribución fiscal 2004

(Millones de pesos)

| Concepto | PEF Original (1) | Autorizado adecuado (2) | Ejercicio (3) | Variación (%) | |
|---|------------------------|-------------------------------|------------------|---------------|-------------|
| | | | | (3) / (1) | (3) / (2) |
| Contribución total | 426 209 | 519 438 | 518 800 | 21.7 | -0.1 |
| Impuestos directos | 249 031 | 395 991 | 398 405 | 60.0 | 0.6 |
| Derechos sobre extracción del petróleo (DEP) | 240 862 | 352 945 | 355 873 | 47.7 | 0.8 |
| Aprovechamiento s/rendimientos excedentes (ARE) | 2 385 | 41 094 | 39 606 | n/s | -3.6 |
| Impto. a los rendimientos excedentes | - | -1 463 | -734 | - | -49.8 |
| Impto. sobre la importación | 1 598 | 1 051 | 1 367 | -14.5 | 30.1 |
| Impto. especial sobre producción y servicios (IEPS) ^{1/} | 274 | 163 | 123 | -55.1 | -24.5 |
| Otros Impuestos | 3 912 | 2 201 | 2 170 | -44.5 | -1.4 |
| Impuestos indirectos | 177 178 | 123 447 | 120 395 | -32.0 | -2.5 |
| Impto. especial sobre producción y servicios (IEPS) | 116 574 | 60 305 | 58 266 | -50.0 | -3.4 |
| Impto. al valor agregado (IVA) | 60 604 | 63 142 | 62 129 | 2.5 | -1.6 |

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas.

1/ Corresponde a autoconsumo.

n/s: no significativo

El ejercicio muestra un desendeudamiento neto de 30 888 millones de pesos, monto mayor en 8 341 millones al previsto en el presupuesto original. Por concepto, la deuda interna registró un desendeudamiento neto de 10 393 millones de pesos, que incluyen los rendimientos mínimos garantizados, la deuda externa de 19 138 millones y la cuenta Master Trust de 1 357 millones de pesos.

Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios obtuvieron un uso de caja de 17 341 millones de pesos respecto al saldo negativo previsto de 6 558 millones de pesos.

4. Administración financiera

4.1 Política de financiamientos

Durante 2004 Petróleos Mexicanos continuó su política de diversificar sus fuentes de financiamiento como parte de su estrategia para reducir el riesgo por concentración en pocos mercados.

Con la aplicación de esta estrategia la empresa fortalece su participación en los mercados de dólares, euros, yenes y libras esterlinas y, a partir de octubre de 2003, participa en el mercado de capitales doméstico a través de Certificados Bursátiles emitidos por el Fideicomiso Irrevocable de Administración F/163 establecido en BankBoston, S.A.,(este último se fusionó con Bank of America por lo que actualmente el nuevo fiduciario es JP Morgan, S.A.) con la garantía de Petróleos Mexicanos para el financiamiento de los proyectos Pidiregas.

Los fines del fideicomiso consisten en llevar a cabo emisiones de certificados bursátiles, la contratación o asunción de derechos y/u obligaciones en los términos del citado fideicomiso, la celebración de cualesquier financiamientos, la administración de los activos del fideicomiso y el cumplimiento por parte del fiduciario de todos sus deberes y obligaciones especificados o contemplados en el mismo, en las reglas de operación y en cada uno de los documentos o contratos por él celebrados, conforme a las instrucciones que al efecto le gire Petróleos Mexicanos de vez en vez.

El programa inicial de emisión de certificados bursátiles autorizado al fideicomiso, en octubre de 2003, fue hasta por la cantidad de 20 mil millones de pesos. Cabe destacar que debido a la gran aceptación que tuvo este programa entre el público inversionista y bajo la consideración que el mercado doméstico continuará siendo una fuente importante de recursos financieros, en marzo de 2004 se llevó a cabo un incremento al programa original de 20 mil millones de pesos y en mayo se autorizó otra ampliación por 30 mil millones de pesos para quedar en 70 mil millones de pesos al cierre de 2004.

Petróleos Mexicanos

Asimismo, en agosto de ese año, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores de México autorizó el programa de certificados bursátiles de corto plazo, bajo el cual Petróleos Mexicanos o el Fideicomiso F/163 pueden emitir hasta 10 mil millones en certificados bursátiles de corto plazo denominados en pesos, en el mercado mexicano. Conforme a este programa al cierre de 2004, la empresa mantenía un saldo deudor de dos mil millones de pesos, en cuatro tramos separados.

Con la aplicación de estas políticas se ha reducido la proporción del financiamiento internacional para favorecer el doméstico, así como extender los plazos de vencimiento de las obligaciones y ha permitido una mayor autonomía al incrementar la autosuficiencia financiera.

Financiamientos

En 2004 se captaron 9.5 miles de millones de dólares mediante las principales operaciones que se comentan a continuación:

- Se realizó una captación de 93.7 millones dólares a través de diversas líneas de crédito aseguradas o garantizadas por Agencias de Crédito a la Exportación. Se llevó a cabo una operación de crédito directo con Nacional Financiera que derivó en una captación de 120.1 millones de dólares, a través de la cual se refinanció en condiciones más favorable un crédito con el Japan Bank for International Cooperation.
- Se firmó una nueva línea de crédito sindicada de tipo revolving por un monto de 1 250 millones de dólares con vencimiento en 2007 y 2009. Esta operación contó con la participación de cerca de 30 instituciones financieras de México, Estados Unidos, Europa y Japón.
- Se colocaron certificados bursátiles en el mercado nacional, por un monto de dos mil quinientos millones de dólares.

A través del Pemex Project Funding Master Trust, en 2004 se captaron 1 399 millones de dólares a través de las líneas de crédito aseguradas por Agencias de Crédito a la Exportación (ECA's), los cuales fueron garantizados por Petróleos Mexicanos. Estos recursos se destinan al financiamiento de importaciones para el Programa Estratégico de Gas y

para los proyectos Cantarell y Burgos, así como para la ejecución de diversas obras del proyecto Ku-Maloob-Zaap y para el desarrollo de 23 proyectos nuevos Pidiregas de Pemex Exploración y Producción y para la construcción de plantas criogénicas de Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Se realizaron tres emisiones de bonos por 4 275.4 millones de dólares con las características siguientes:

- La primera emisión se llevó a cabo en junio por un monto de 1 500 millones de dólares con tasa variable y vencimiento en 2010.
- La segunda se efectuó en agosto por un monto de 850 millones de euros, equivalente a 1 025.4 millones de dólares. La emisión paga un cupón anual de 6.375 por ciento y tiene vencimiento en 2016.
- La tercera se realizó en septiembre por un monto de 1 750 millones de dólares. Esta emisión fue de tipo perpetuo, es decir, no tienen fecha de vencimiento. Sin embargo, Petróleos Mexicanos tiene la opción de pre-pagarlo en su totalidad a partir del quinto año. Estos bonos tienen un cupón de 7.75 por ciento pagadero trimestralmente.

Finalmente, en diciembre se formalizó una operación de intercambio de deuda entre Petróleos Mexicanos y Pemex Project Funding Master Trust, como parte de la estrategia de reducir el número de emisiones y aumentar el monto en circulación de éstas. El monto de intercambio nominal fue de 2.3 miles de millones de dólares, lo cual representó 77 por ciento del total de los bonos contemplados en la oferta. El valor de mercado intercambiado al 31 de diciembre de 2004 fue de 2.9 miles de millones de dólares.

Por lo que se refiere al Fideicomiso Irrevocable de Administración F/163 y con base en la respuesta favorable que se tuvo de las primeras emisiones de este Fideicomiso, en enero de 2004 reabrió sus colocaciones de certificados bursátiles y llevó a cabo emisiones por un total de 11 500 millones de pesos. En marzo se efectuó una nueva reapertura en tres tramos por 14 672 millones de pesos, misma que recibió la calificación crediticia más alta que otorgan las calificadoras Standard &

Petróleos Mexicanos

Poor, Moody's y Fitch. En diciembre se realizó una emisión más de certificados bursátiles por 1 415.9 millones de Unidades de Inversión (UDIs) equivalentes a cinco mil millones de pesos. Esta última se llevó a cabo bajo la modalidad de cupón cero con una tasa de 9.01 por ciento a un plazo de 15 años.

Asimismo, durante 2004, al amparo del Fideicomiso F/163, se obtuvieron créditos bancarios por 15 mil millones de pesos, equivalentes a 1 330 millones de dólares, como se menciona a continuación:

- En marzo se dispuso un crédito directo con Banca Serfín, S.A., por un monto de cuatro mil millones de pesos a un plazo de cinco años.
- Durante noviembre se contrataron tres créditos bilaterales, uno con Banamex por un monto de cuatro mil millones de pesos a un plazo de ocho años, otro con el Banco Santander Mexicano por monto de tres mil millones de pesos, al mismo plazo y, uno más con BBVA Bancomer por cuatro mil millones de pesos a un plazo de ocho años.

Adicionalmente, en enero de 2004 RepCon Lux S.A., vehículo financiero estructurado en Luxemburgo emitió 1 370 millones de dólares intercambiables garantizados, con cupón de 4.5 por ciento, con vencimiento en 2011. Estos bonos son garantizados por Petróleos Mexicanos y son intercambiables por acciones de Repsol YPF, S.A. o su equivalente en efectivo con opción del emisor.

Deuda total

Al 31 de diciembre de 2004, la deuda total consolidada, incluyendo intereses devengados, fue de 44.9 miles de millones de dólares, monto 15 por ciento mayor a la registrada al cierre del año previo. La deuda total incluye:

- Deuda documentada de Petróleos Mexicanos y los vehículos financieros Pemex Project Funding Master Trust, el Fideicomiso F/163 y RepCon Lux, S.A.
- Notas a contratistas.

- Venta de cuentas por cobrar (representa la deuda de Pemex Finance que al 31 de diciembre de 2004 ascendía a 3.6 miles de millones de dólares).

4.2 Administración de riesgos financieros

En 2004 Petróleos Mexicanos inició los trabajos para el establecimiento del gobierno corporativo en materia de administración de riesgos, con la implantación de prácticas, procedimientos y controles consistentes con un enfoque integral y consolidado de administración de riesgos. El objetivo es crear valor alineando la oferta interna y externa de recursos, con la demanda de fondos para proyectos de operación e inversión.

Riesgo en hidrocarburos

En el pasado Petróleos Mexicanos consideraba que el riesgo proveniente de la venta de petróleo crudo a terceros era manejable sin necesidad de instrumentos de cobertura. Sin embargo, las circunstancias que caracterizaron al mercado petrolero internacional en 2004, motivaron a la empresa a establecer un programa de coberturas de corto plazo para mitigar el impacto de la volatilidad de los precios del crudo en sus flujos, a través del uso de opciones.

El programa consistió en la compra de opciones para cubrir a la empresa de eventuales reducciones en el precio del crudo en el último trimestre del año. La cantidad involucrada en el programa fue aproximadamente 7 por ciento de la producción total de crudo. El programa tuvo una vigencia de septiembre a diciembre. Al cierre del ejercicio las opciones expiraron sin valor y no fueron ejercidas debido al alto precio del crudo en el mercado internacional.

Con el fin de apoyar a los clientes de gas natural contra fluctuaciones de precios, a finales de 2003, la Secretaría de Energía emitió un boletín mediante el cual dio a conocer los mecanismos de cobertura de precios de este hidrocarburo para el periodo 2004-2006. Dichos mecanismos contemplan dos opciones:

Petróleos Mexicanos

- Precio máximo de 4.5 dólares por millón de Btu durante el periodo 2004-2006, para consumos hasta 10 millones de pies cúbicos diarios y, de 4.55 dólares por millón de Btu para cantidades superiores y hasta 20 millones de pies cúbicos diarios.
- Precio fijo para 2004, acotado a 6 dólares por millón de Btu. Esta opción consideró el establecimiento de un precio fijo máximo de 4.425 dólares por millón de Btu, para el periodo enero-diciembre de 2004, siempre y cuando el índice de referencia (canasta Reynosa) se encontrara por debajo de 6 dólares por millón de Btu; en caso que el índice fuera mayor, el cliente pagaría la diferencia entre 6 dólares y el precio del mercado. Esta opción estuvo condicionada a que el cliente contratara a más tardar el 30 de junio de 2004, una cobertura para el periodo 2005-2006.

Este programa representa 20 por ciento de las ventas totales de gas natural a clientes industriales.

Riesgo en el Cambio de Divisas

Desde 1991, Petróleos Mexicanos contrata swaps de divisas para cubrirse contra de las fluctuaciones en el tipo de cambio cuando solicita préstamos en divisas distintas al dólar.

Riesgo por tasa de interés

Petróleos Mexicanos está expuesto a fluctuaciones en las tasas de interés en instrumentos con tasa variable a corto y largo plazos, principalmente, a tasas de interés Libor en dólares debido a que los préstamos están denominados o convertidos por el uso de derivados, principalmente en dólares. La entidad utiliza instrumentos derivados para alcanzar la combinación deseada de éstos a tasa fija y variable dentro de la cartera de deuda. Los instrumentos derivados utilizados con este propósito son swaps de tasas de interés, en los cuales la entidad está obligada a realizar pagos considerando una tasa de interés fija y tiene derecho a recibir pagos con tasa variable. Conforme a esta política, al cierre del ejercicio de 2004,

aproximadamente 62 por ciento de la exposición de la deuda de Petróleos Mexicanos era a tasa fija y el porcentaje restante a tasa flotante.

Como consecuencia de emisiones en pesos, la exposición de la deuda en dólares se redujo cuatro puntos porcentuales del cierre de 2003 al de 2004.

4.3 Modificación del régimen fiscal

Una de las acciones de gran significación para Petróleos Mexicanos sobre la cual se ha trabajado intensamente, durante la presente administración Federal, es la modificación del régimen fiscal, con el objetivo de fortalecer la competitividad de la empresa y mejorar su situación financiera.

El régimen vigente en 2004, contenido en la Ley de Ingresos de la Federación, dispone el pago de los gravámenes específicos que se mencionan a continuación: derecho sobre la extracción de petróleo; derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo; derecho adicional sobre la extracción de la extracción de petróleo; impuesto a los rendimientos petroleros y; aprovechamiento para obras de infraestructura, antes aprovechamiento sobre rendimientos excedentes. Además de estos gravámenes, está sujeto al impuesto especial sobre producción y servicios, al impuesto al valor agregado, a la importación, exportación y a otros derechos y obligaciones.

Con los primeros cinco gravámenes específicos Petróleos Mexicanos paga 60.8 por ciento sobre sus ingresos brutos, incluido el impuesto especial sobre producción y servicios, y cuando en el mercado internacional el precio promedio ponderado exceda el precio establecido en el Presupuesto de Egresos de la Federación, la empresa paga un aprovechamiento que se calcula aplicando la tasa de 39.2 por ciento sobre el rendimiento excedente acumulado.

Ante esta situación Petróleos Mexicanos ha presentado a las autoridades gubernamentales diferentes propuestas de cambio al régimen fiscal y a finales de octubre de 2004, la Cámara de Diputados, conforme al

Petróleos Mexicanos

dictamen de las Comisiones Unidas de Energía y de Hacienda y Crédito Público, aprobó un nuevo régimen fiscal propuesto. Este órgano legislativo, para apoyar la reforma fiscal propuesta, lo primero que hizo fue distinguir la rentabilidad de las actividades industriales de las extractivas, con base en ello, los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos que desarrollan actividades industriales deben pagar impuestos como lo hacen las empresas privadas, es decir, sobre sus utilidades y no sobre sus ingresos brutos. En tanto que las actividades extractivas, por ser un bien de la nación y por su alta rentabilidad, deben tener un régimen fiscal especial.

Sin embargo, la entrada en vigor del nuevo régimen está sujeta a la aprobación de la Cámara de Senadores. Bajo este esquema las contribuciones de Pemex Exploración y Producción quedarían establecidas en la Ley Federal de Derechos y el esquema fiscal del resto de los organismos subsidiarios continuaría establecido en la Ley de Ingresos de la Federación.

El nuevo esquema fiscal para Pemex Exploración y Producción contempla los derechos siguientes:

- Derecho sobre la extracción de hidrocarburos, pagado sobre el valor de la producción de crudo y de gas natural (neto del utilizado para la producción). Este derecho distingue la producción de crudo de la de gas natural y separa los hidrocarburos existentes de los nuevos. El crudo existente pagaría una tasa que va de 35.1 a 74.8 por ciento en función del precio de venta y el crudo nuevo pagaría una tasa de 25 por ciento. El gas existente pagaría una tasa de 15 por ciento mientras que la del gas nuevo sería de 10 por ciento. Este derecho tendría exenciones de hasta 30 barriles de petróleo crudo por pozo y de hasta un millón de pies cúbicos diarios de gas natural no asociado por pozo.
- Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización, pagado sobre el valor de la producción de crudo, que sería entre 1 y 10 por ciento en función del precio de la mezcla mexicana de crudo de exportación, siempre que éste exceda los 22 dólares por barril.

- Derecho extraordinario sobre la exportación de crudo, pagado sobre el valor de las exportaciones, de 13.1 por ciento cuando el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación exceda el presupuestado por el Congreso de la Unión. Este derecho será acreditable contra el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización.
- Derecho ordinario sobre hidrocarburos de 69 por ciento sobre el valor de la producción extraída menos las deducciones permitidas (parte de las inversiones, algunos costos y gastos, y los demás derechos).

4.4 Mecanismo de medición del desempeño

En 2004 concluyó la segunda fase del proyecto de medición del desempeño basada en valor, mejor conocido como EVA por sus siglas en inglés. Este proyecto que inició en septiembre de 2003, permite medir la creación de valor al interior de las principales áreas de Petróleos Mexicanos, garantiza una mayor profundidad de análisis y mejora la capacidad de toma de decisiones de la empresa.

EVA es la diferencia entre la utilidad de operación y el costo por el uso del capital requerido para generar dicha utilidad. El EVA ayuda a asegurar que el capital se utilice de la manera más eficiente y productiva, al crear conciencia entre los trabajadores sobre el costo que conllevan los recursos invertidos en la empresa. El detalle en su medición permite evaluar con mayor precisión el desempeño del personal empleado, cuyas acciones afectan de forma más inmediata la creación de valor en sus unidades o sub-unidades que en el nivel consolidado. Otra ventaja es que permite identificar las áreas que generan mayor valor dentro de la empresa y de esta forma contribuye al diseño y ejecución de planes de acción más enfocados y precisos.

La institucionalización de esta herramienta de gestión se fortaleció mediante el establecimiento de metas EVA anuales por segundo año consecutivo y su seguimiento mensual durante el año. Las metas establecen un compromiso de generación de valor y una mayor penetración de la herramienta en la cultura laboral de la empresa.

5. Programa de inversiones

Los objetivos del programa de inversión de 2004 continuaron siendo: incorporar nuevas reservas de hidrocarburos; satisfacer el crecimiento de la demanda de petróleo y gas natural; continuar la reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación; contar con la capacidad instalada necesaria para el proceso de la disponibilidad creciente de gas húmedo dulce; y, reactivar la industria petroquímica a través del fortalecimiento de las cadenas de producción más competitivas y del establecimiento de alianzas con empresas privadas.

En Pemex Exploración y Producción se busca incrementar la capacidad de producción de crudo ligero y mantener la de pesado, como la de gas, especialmente la de no asociado al crudo. Con estos fines el organismo subsidiario orienta sus esfuerzos hacia la evaluación del potencial petrolero, incorporación de reservas, exploración y explotación de campos e infraestructura y soporte.

Los resultados han sido evidentes, en la producción de crudo se han registrado máximos históricos y se ha logrado revertir la tendencia descendente en la producción de gas natural. Se tienen proyectos para incrementar la producción en el corto plazo en tierra, tales como Chicontepec para producción de crudo y Veracruz, Burgos y Lankahuasa, para gas natural; en mar se tienen los proyectos Ixtal-Manik y Yaxche, ambos de crudo ligero.

En los campos en operación se tiene como prioridad realizar su explotación óptima. Se aplican técnicas de recuperación secundaria y mejorada. En Cantarell se inyecta nitrógeno desde 2000, en los proyectos Antonio J. Bermúdez, Jujo-Tecominoacán y Ku-Maloob-Zaap se hará lo mismo mientras que Chicontepec y Abkatún-Pol-Chuc se encuentran en estudio.

El trabajo en aguas profundas presenta varios retos: lograr el acceso a la tecnología y experiencia de operación en el marco legal vigente, incorporar importantes volúmenes de reservas que se encuentran alejadas

Petróleos Mexicanos

de la infraestructura actual de Petróleos Mexicanos, desarrollar los recursos humanos correspondientes y realizar la planeación estratégica necesaria que permita establecer el camino a seguir.

En el marco de las estrategias seguidas por Petróleos Mexicanos, en diciembre de 2001, dio a conocer el programa de Contratos de Servicios Múltiples para desarrollar las reservas de gas natural en la Cuenca de Burgos. La instrumentación de estos contratos, inició a partir del cuarto trimestre de 2003, y los resultados obtenidos al cierre de 2004 son los siguientes:

- Se adjudicaron seis contratos a empresas privadas para ejecutar las obras en los campos de gas no asociado de los bloques Reynosa-Monterrey, Cuervito, Misión, Fronterizo, Olmos y Pandura-Anáhuac que se ubican en la Cuenca de Burgos.
- Con los primeros cinco contratos al cierre de 2004 se perforaron 22 pozos, lo cual implicó una inversión de 71 mil millones de dólares. La producción total ascendió a 94 millones de pies cúbicos diarios.

Para establecer la cartera de inversiones en Pemex Refinación se jerarquizaron necesidades y se evaluaron oportunidades considerando su contribución económica. Así, continuó el Programa de Reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación, en particular el de la Refinería de Minatitlán, para convertir productos residuales a productos ligeros (gasolinas y diesel) de alta calidad y aumentar la capacidad de procesamiento de crudo pesado.

Los avances en el programa de reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación permiten alcanzar una mayor estabilidad operativa a partir de 2004. Sin embargo, para lograr la rentabilidad de estos proyectos se requiere de inversiones adicionales para ampliar la capacidad de producción, segregar un mayor volumen de crudo, elaborar y comercializar nuevos productos, y encontrar negocios nuevos para el asfalto, solventes y lubricantes.

La reconfiguración de la Refinería de Minatitlán, que inició a principios de 2004, permitirá aumentar el proceso de crudo maya y al mismo tiempo

obtener productos de mayor valor agregado, con una reducción en la importación de gasolinas y componentes, y una mayor viabilidad económica de la refinería. El proyecto incluye la construcción de nueve plantas y la ampliación de servicios auxiliares y su integración.

En la industrialización del gas natural, las inversiones se dirigen al desarrollo de la infraestructura de proceso, transporte y almacenamiento requerida para satisfacer la demanda del energético; capturar las oportunidades de mejoras operativas y de reducción de costos; adaptar la infraestructura para cumplir con la norma de calidad del gas natural; y disminuir la vulnerabilidad en los sistemas de ductos para garantizar su mejor utilización.

En ese contexto, Pemex Gas y Petroquímica Básica orientó la inversión a la construcción de las plantas criogénicas modulares del Centro Procesador de Gas Burgos, con objeto de contar con capacidad de proceso suficiente para la recuperación de los hidrocarburos líquidos asociados al gas húmedo dulce proveniente de la cuenca de Burgos. Asimismo, para disponer de la infraestructura necesaria para asegurar la distribución de gas licuado y gasolina natural en su zona de influencia.

Para cumplir con la Norma Oficial Mexicana de Calidad del Gas Natural, que establece 5 por ciento como contenido máximo de inertes en el gas natural, Pemex Exploración y Producción construirá una planta para la eliminación de nitrógeno del gas producido en Cantarell mediante un proceso criogénico. La planta se ubicará en Ciudad Pemex en instalaciones de Pemex Gas y Petroquímica Básica y tendrá una capacidad de 630 millones de pies cúbicos diarios de gas. Podrá procesar gas con concentraciones de alrededor de 19 por ciento de nitrógeno que reducirá a un máximo de 1.2 por ciento. La licitación de la planta se concluyó en 2004.

En Pemex Petroquímica, se busca dar un nuevo impulso a la industria petroquímica nacional y reanudar el proceso de inversión. El desarrollo de los proyectos prioritarios se orienta al fortalecimiento de las cadenas del etileno y en los aromáticos, en las que se concentra la fortaleza de la empresa. Los proyectos involucran la ampliación y modernización de

Petróleos Mexicanos

plantas en los complejos petroquímicos de Pajaritos, La Cangrejera y Morelos.

Con el propósito de reducir en una tercera parte la importación de productos petroquímicos mediante el desarrollo de las cadenas del etileno y del propileno, Pemex Petroquímica planea el desarrollo del proyecto Fénix con participación de la iniciativa privada. En 2004 se seleccionaron los socios estratégicos para el proyecto y se inició el estudio técnico económico para determinar la localización óptima, la configuración final del proyecto, el monto de inversión, la estructura de capital definitiva y el estudio de mercado.

5.1 Presupuesto de inversión

La inversión de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios aprobada en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2004 ascendió a 162 447 millones de pesos, 38 779 de inversión presupuestaria y 123 668 millones de pesos financiados a través de Pidiregas.

Durante 2004 se realizaron varias modificaciones al presupuesto, con un incremento de 33 175 millones de pesos, con relación al original autorizado. Así, el presupuesto de inversión modificado anual, ascendió a 195 622 millones de pesos. Las adecuaciones se debieron a los movimientos siguientes: en Pemex Exploración y Producción se redujo 1 445 millones de pesos, en Pemex Refinación aumentó 1 512 millones, en Pemex Gas y Petroquímica Básica se redujo 201 millones, en Pemex Petroquímica aumentó 420 millones y en el Corporativo de Petróleos Mexicanos aumentó 32 889 millones.

Inversión presupuestaria

En 2004 Petróleos Mexicanos devengó un gasto de inversión presupuestaria de 76 638 millones de pesos, lo que significó un incremento de 114.1 por ciento con respecto a 2003, en términos reales. Cabe señalar que este monto incluye 32 638 millones de pesos de inversión financiera originada por el reembolso de recursos provenientes

del Aprovechamiento para Obras de Infraestructura (AOI) conforme a lo establecido en la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2004. Sin considerar este monto la inversión física presupuestaria de Petróleos Mexicanos fue de 44 mil millones de pesos, 22.9 por ciento mayor en términos reales a la ejercida en 2003.

Pemex Exploración y Producción devengó un monto de 31 595 millones de pesos, 71.8 por ciento del total de la inversión presupuestaria de Petróleos Mexicanos, sin considerar la inversión financiera. De este monto destinó 28 394 millones de pesos a la amortización de la deuda Pidiregas y 177 millones al desarrollo y explotación de campos y, a infraestructura de explotación. La inversión operacional fue de 3 024 millones de pesos y se dirigió a proyectos de infraestructura y modernización, mantenimiento y adquisiciones, seguridad industrial y protección ambiental, entre otros.

En Pemex Refinación la inversión ejercida ascendió a 8 595 millones de pesos, de este monto 2 939 millones se destinaron a proyectos operacionales de infraestructura, modernización, mantenimiento y adquisiciones, así como los de seguridad industrial y protección ambiental. La inversión en proyectos estratégicos fue de 1 009 millones de pesos, aplicados principalmente a trabajos relacionados con la reconfiguración de las refinerías, a la compra de equipo para el combate del mercado ilícito de productos y para el mejoramiento al pool de gasolinas en la Refinería Madero. El pago por amortización de la deuda Pidiregas fue de 3 805 millones de pesos.

La inversión presupuestaria ejercida por Pemex Gas y Petroquímica Básica fue de 2 057 millones de pesos, de los cuales 869 millones se destinaron a proyectos estratégicos, entre los que destacan la inversión en los sistemas de ductos, incluyendo su inspección, rehabilitación y certificación. El monto considera los recursos devengados en las plantas criogénicas y una terminal del Centro Procesador de Gas Burgos y pagos de la deuda Pidiregas. A los proyectos operacionales de seguridad, protección ecológica, ahorro de energía, modernización e infraestructura

Petróleos Mexicanos

correspondieron 1 188 millones. Al pago de la deuda Pidiregas se destinaron 158 millones de pesos.

Pemex Petroquímica ejerció una inversión de 1 457 millones de pesos. De la cual 61 por ciento (889 millones) se destinó a proyectos estratégicos, siendo su estado al cierre del ejercicio el siguiente:

- Se concluyeron las ampliaciones de la planta de etileno de 500 a 600 mil toneladas anuales en Petroquímica Cangrejera y en Petroquímica Morelos la conversión de la planta de polipropileno a polietileno de alta densidad con capacidad de producción de 100 mil toneladas anuales.
- Se concluyó la ampliación de la planta de polietileno de baja densidad en Petroquímica Cangrejera y al cierre de 2004, dos trenes se encontraban en operación y el tercero en pruebas de desempeño. Esta planta pasó de una capacidad de 240 a 315 mil toneladas anuales.
- Continúa la construcción de la planta swing de 300 mil toneladas anuales en Petroquímica Morelos, la cual podrá producir polietileno lineal de baja densidad o polietileno de alta densidad.
- Al cierre del ejercicio el avance físico de la Planta de Derivados Clorados III en Petroquímica Pajaritos prácticamente se había terminado y se encontraba en pruebas de desempeño. La capacidad de producción de esta planta es de 205 mil toneladas anuales de cloruro de vinilo.
- En 2004 inició la segunda etapa de la ampliación de la planta de etileno para llegar a una capacidad de producción de 850 mil toneladas anuales y de la planta de óxido de etileno de 300 mil toneladas anuales en Petroquímica Morelos. Las dos plantas al cierre del ejercicio se encontraban en etapa de ingeniería básica.
- En 2004 inició la modernización y ampliación del tren de aromáticos para la producción de 500 mil toneladas anuales de paraxileno en Petroquímica Cangrejera. Este proyecto comprende la Reformadora

BTX para incrementar hasta 60 mil barriles diarios la carga. De este último se desarrolló la pre-ingeniería con el licenciador.

- Continuó la ampliación de la planta de estireno de 150 a 200 mil toneladas anuales en Petroquímica Cangrejera.

En los proyectos operacionales de seguridad, protección ecológica, ahorro de energía, modernización e infraestructura se devengaron 569 millones de pesos.

En el Corporativo de Petróleos Mexicanos, la inversión presupuestaria consistió en 32 637 millones de inversión financiera derivado del AOI y 295 millones de inversión operacional que se aplicó principalmente en mantenimiento y adquisiciones.

Inversión en Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo

La inversión en Pidiregas fue de 104 586 millones de pesos, la más alta registrada en un periodo anual hasta la fecha. Este nivel de inversión muestra el compromiso de Petróleos Mexicanos por lograr un aprovechamiento óptimo de los recursos petroleros de la nación a través del desarrollo de su infraestructura productiva. Con respecto al año precedente fue 18.1 por ciento mayor en términos reales.

En Pemex Exploración y Producción la inversión en Pidiregas ascendió a 103 628 millones de pesos, con un incremento real de 19.7 por ciento con respecto a 2003. Cuatro de 27 proyectos integrales ejercieron la mayor parte de la inversión: Cantarell, Programa Estratégico de Gas, Burgos y Ku-Maloob-Zaap, mismos que concentraron 71.1 por ciento del monto total devengado. Con el desarrollo de estos proyectos se concretan las estrategias dirigidas a la incorporación de reservas de hidrocarburos, en especial de gas no asociado y de crudo pesado marino, así como aumentar los niveles de producción.

Al Proyecto Integral Cantarell se destinaron 26 341 millones de pesos, 5.5 por ciento más en términos reales que en 2003. Con esta inversión se aprobaron 14 localizaciones y se terminaron tres pozos exploratorios, 22 de desarrollo, dos gasoductos, cuatro oleogasoductos, una plataforma

Petróleos Mexicanos

de perforación y una línea de bombeo neumático, además de diversos trabajos en plataformas. Con Cantarell se busca:

- Incorporar reservas adicionales de hidrocarburos.
- Incrementar la producción de crudo pesado y gas natural.
- Lograr el aprovechamiento íntegro del gas natural.
- Aumentar la confiabilidad y eficiencia operativa de las instalaciones.

El Programa Estratégico de Gas (PEG) está constituido por 18 proyectos y consiste en un plan integral de exploración y explotación que tiene como objetivo incrementar la oferta de gas natural a mediano y largo plazo. El alcance de este programa se orienta a la adquisición de información del subsuelo, la perforación de un elevado número de pozos exploratorios y a la realización de estudios que permitan reducir el riesgo geológico e incluye la perforación de nuevos pozos de desarrollo, intervenciones mayores a pozos productores, la optimización de la infraestructura existente y la construcción de nuevas instalaciones. En 2004 se devengaron 21 940 millones de pesos, 3 091 millones más que en 2003.

El Proyecto Integral Cuenca de Burgos resulta estratégico en el incremento de la oferta de gas natural en el país. En 2004 la inversión en Burgos se elevó 3 626 millones de pesos con respecto al año previo, para alcanzar 14 637 millones, lo que permitió aprobar 40 localizaciones y terminar 26 pozos exploratorios, 351 pozos de desarrollo, cinco gasoductos, tres gasolinoductos, once estaciones de recolección e infraestructura de apoyo.

La finalidad del Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap es incrementar la producción de aceite pesado mediante la perforación de pozos, construcción de infraestructura y la incorporación de nueva reserva de aceite pesado. En este proyecto se erogaron 10 745 millones de pesos, 7 561 millones de pesos más que el año previo, el mayor crecimiento para un proyecto. En él se aprobaron ocho localizaciones y se terminaron seis pozos de desarrollo.

El Proyecto Integral Antonio J. Bermúdez busca maximizar la explotación de los yacimientos que lo integran mediante la inyección de nitrógeno para mantener la presión, la realización de reparaciones mayores y la conversión del sistema de bombeo neumático. En 2004 aumentó la inversión, con lo que se alcanzó 5 825 millones de pesos, 1 911 millones más que el año previo, esto permitió aprobar seis localizaciones, terminar 26 pozos de desarrollo y siete oleogasoductos.

En el Proyecto Integral Chuc, se invirtieron 3 842 millones de pesos, que se destinaron a la perforación de pozos exploratorios, de los que se terminaron cuatro, además de dos gasoductos y de actividades de mantenimiento y conservación.

Con el Proyecto Integral Agua Fría-Coapechapa-Tajín se tiene por objetivo acelerar la recuperación de las reservas de hidrocarburos (2P) de 24 grados API en un área prioritaria del paleocanal de Chicontepec, para lo cual se invirtieron 2 223 millones de pesos en 2004 que permitieron terminar 77 pozos de desarrollo, cuatro oleoductos, 13 oleogasoductos y una red de bombeo neumático.

En otros proyectos integrales, entre los que destacan Bellota-Chinchorro, El Golpe-Puerto Ceiba, Jujo-Tecominoacán y Delta del Grijalva, se invirtió 18 074 millones de pesos.

En Pemex Refinación, la inversión en Pidiregas fue de 431 millones de pesos y se devengó en la reconfiguración de la refinería de Minatitlán.

La inversión de recursos Pidiregas en Pemex Gas y Petroquímica Básica en la construcción de las plantas criogénicas modulares del Centro Procesador de Gas de Burgos fue de 527 millones de pesos, lo que permitió que se concluyeran las plantas criogénicas uno y dos, mismas que iniciaron su operación en marzo y mayo, mientras que en octubre se inició la construcción de la criogénica tres. El proyecto contempla la construcción de cuatro plantas criogénicas modulares, cada una con 200 millones de pies cúbicos diarios de capacidad de procesamiento y una terminal de recibo y distribución de gas licuado y gasolina natural.

5.2 Reservas de hidrocarburos

Al 1 de enero de 2005, las reservas totales de hidrocarburos (3P), es decir, la suma de las probadas, probables y posibles, ascendieron a 46 914.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De este total, 17 649.8 millones son probadas, 15 836.1 millones probables y 13 428.2 millones posibles. En cuanto a su composición, 71 por ciento corresponde a aceite crudo, 1.8 por ciento a condensados, 7.3 por ciento a líquidos de plantas y 19.9 por ciento a gas seco. Por su distribución geográfica, 31.5 por ciento de la reserva 3P se encuentra localizada en la Región Marina Noreste, 9.6 por ciento en la Región Marina Suroeste, 44.3 por ciento en la Región Norte y 14.6 por ciento en la Región Sur.

La reserva 3P remanente de aceite está constituida por 52 por ciento de pesado, 38 por ciento de ligero y 10 por ciento de aceite superligero. La clasificación anterior está normada por la gravedad de los aceites en grados API, siendo para el aceite pesado menor o igual a 27 grados API, para el ligero superior a 27 y hasta 38 grados y para el superligero mayor a 38 grados API. Para la reserva de gas natural en su categoría 3P, 77 por ciento es gas asociado y 23 por ciento no asociado.

La actualización de las reservas al 1 de enero de 2005 considera diferentes elementos de variación dependiendo de la naturaleza principal del cambio, siendo éstos:

- 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.

Las adiciones, los desarrollos y las revisiones pueden resultar en incrementos o decrementos. Asimismo, Pemex Exploración y Producción continúa utilizando para la estimación de la reserva probada 1P las definiciones emitidas por la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos. En tanto para las reservas probables y posibles, la evaluación está alineada a las definiciones emitidas por la asociación de profesionales Society of Petroleum Engineers (SPE), por los comités nacionales World Petroleum Congresses (WPC) y la American Association of Petroleum Geologist (AAPG).

Tasa de restitución y relación reserva producción

La actividad exploratoria realizada durante 2004 permitió incorporar una reserva 3P de 916.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de las cuales 240.8 millones son probadas, 222.1 probables y 453.4 posibles. Las reservas nuevas están constituidas por yacimientos de aceite y de gas no asociado.

Los esfuerzos exploratorios se han reorientado a la búsqueda de yacimientos de aceite crudo en aguas territoriales del Golfo de México, y de gas no asociado en la Región Norte, en donde se han obtenido importantes descubrimientos.

En 2004 la tasa de restitución por descubrimientos de reserva 3P fue de 57 por ciento con relación a la producción extraída en el año, misma que alcanzó un volumen de 1 610.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Cabe destacar, que la tasa de restitución resulta del cociente de dividir la reserva descubierta (1P, 2P ó 3P) en un periodo determinado entre la producción del mismo periodo sin considerar otros elementos como son las delimitaciones, revisiones y los desarrollos.

Petróleos Mexicanos

Evolución histórica de las reservas de hidrocarburos (Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

| Año | Reservas al inicio de año | Descubrimientos | Desarrollos y delimitaciones | Revisiones | Producción | Reservas al final de año |
|-----------------------------|---------------------------|-----------------|------------------------------|------------|------------|--------------------------|
| Totales | | | | | | |
| 2001 | 56 154.0 | 215.8 | -39.3 | -1 885.9 | -1 493.6 | 52 951.0 |
| 2002 | 52 951.0 | 611.8 | -602.5 | -1 420.6 | -1 507.5 | 50 032.2 |
| 2003 | 50 032.2 | 708.8 | -185.1 | -928.0 | -1 587.0 | 48 041.0 |
| 2004 | 48 041.0 | 916.2 | 234.9 | -667.1 | -1 610.8 | 46 914.1 |
| Probadas + probables | | | | | | |
| 2001 | 44 810.6 | 56.2 | 33.7 | -706.9 | -1 493.6 | 42 700.0 |
| 2002 | 42 700.0 | 342.4 | -316.4 | -4 176.3 | -1 507.5 | 37 042.2 |
| 2003 | 37 042.2 | 435.4 | 35.9 | -1 026.2 | -1 587.0 | 34 900.3 |
| 2004 | 34 900.3 | 462.8 | 334.3 | -600.7 | -1 610.8 | 33 485.9 |
| Probadas | | | | | | |
| 2001 | 32 614.4 | 20.4 | 92.7 | -396.4 | -1 493.6 | 30 837.5 |
| 2002 | 30 837.5 | 124.8 | -96.2 | -9 281.4 | -1 507.5 | 20 077.3 |
| 2003 | 20 077.3 | 151.7 | 281.7 | -28.5 | -1 587.0 | 18 895.2 |
| 2004 | 18 895.2 | 240.8 | 335.8 | -211.2 | -1 610.8 | 17 649.8 |

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

La relación reserva producción, que resulta de dividir la reserva remanente al 1 de enero de 2005 entre la producción de 2004, es de 29 años para la reserva 3P de petróleo crudo equivalente, 21 años para la 2P, probada más probable, y 11 años para la 1P, probada.

Para el aceite, la reserva 3P tiene una relación reserva producción de 27 años, la 2P de 20 años mientras que para la 1P de 10 años. El gas natural presenta una relación reserva producción de 38 años para la reserva 3P, de 25 años para la 2P y de 12 años para la 1P.

Estas cifras suponen producción constante en el tiempo y que no hay descubrimientos, situaciones irreales en un ambiente de explotación y exploración. Sin embargo, cabe mencionar que los descubrimientos durante el año 2004 han logrado que la relación de la reserva producción probada al 1 de enero de 2005 sea del orden al año anterior.

Principales estadísticas

En 2004 la reserva probada disminuyó 1 245.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, debido principalmente a la producción de 1 610.8 millones realizada en 2004. Para las reservas 2P, probadas más probables, se tiene una disminución de 1 414.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para las reservas 3P, probadas más probables más posibles, se tiene una disminución de 1 126.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Variación de las reservas de hidrocarburos (En por ciento)

| Año | Variación neta | Tasa de restitución | | Relación Reserva/Producción (años) |
|-----------------------------|----------------|----------------------|-------------------------------------|------------------------------------|
| | | Sólo descubrimientos | Adiciones, revisiones y desarrollos | |
| Totales | | | | |
| 2001 | -5.7 | 14.4 | -114.5 | 35 |
| 2002 | -5.5 | 40.6 | -93.6 | 33 |
| 2003 | -4.0 | 44.7 | -25.5 | 30 |
| 2004 | -2.3 | 57.0 | 30.0 | 29 |
| Probadas + probables | | | | |
| 2001 | -4.7 | 3.8 | -41.3 | 29 |
| 2002 | -13.2 | 22.7 | -275.3 | 25 |
| 2003 | -5.8 | 27.4 | -35.0 | 22 |
| 2004 | -4.1 | 28.7 | 12.2 | 21 |
| Probadas | | | | |
| 2001 | -5.4 | 1.4 | -19.0 | 21 |
| 2002 | -34.9 | 8.3 | -613.8 | 13 |
| 2003 | -5.9 | 9.6 | 25.5 | 12 |
| 2004 | -6.6 | 14.9 | 22.7 | 11 |

Región Marina Noreste

La producción de esta región en 2004 fue de 976.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 61 por ciento de la producción nacional. Sus reservas probadas al 1 de enero de 2005 eran de 8 809.1 millones de

Petróleos Mexicanos

barriles de petróleo crudo equivalente, inferiores en 880.6 millones de barriles a las del año previo. Si se elimina el efecto de la producción, existe un aumento neto de 95.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, resultado entre otras actividades de una mayor eficiencia en la recuperación de condensados y líquidos de planta y por nuevos descubrimientos de aceite pesado en los campos Baksha, Numan y Pohp. Asimismo, la actividad de desarrollo de campos permitió reclasificar 515.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de la reserva probada no desarrollada a la reserva probada desarrollada. En lo que respecta a las reservas 3P, su magnitud es de 14 781.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con una variación neta de 769 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Región Marina Suroeste

En esta región las reservas al 1 de enero de 2005 en su categoría probada ascendieron a 1 743.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, superior en 63.1 millones a la reportada al inicio de 2004, aún considerando la producción por 192.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este aumento se explica por descubrimientos en los campos como Wayil, Tumut, Pokoch, Men y otros de 115.2 millones de barriles. El total de descubrimientos en 2004 para la reserva 3P alcanzó 276.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En cuanto a las reservas 3P, éstas llegaron a 4 488.6 millones de barriles referidas al 1 de enero de 2005, superiores en 66.7 millones de barriles a las reportadas al inicio de 2004. La producción de esta región representó 11.9 por ciento del total nacional.

Reservas totales de hidrocarburos al 1 de enero por tipo y región

| | 2004 | Descubri- mientos | Desarrollos y delimitaciones | Revisio- nes | Produc- ción | 2005 |
|--|---------------|----------------------|---------------------------------|-----------------|-----------------|---------------|
| Petróleo crudo equivalente (MMbpce) | 48 041 | 916 | 235 | -667 | -1 611 | 46 914 |
| Marina Noreste | 15 551 | 188 | 0 | 19 | -976 | 14 782 |
| Marina Suroeste | 4 422 | 276 | 158 | -175 | -192 | 4 489 |
| Norte | 20 885 | 252 | -113 | -76 | -141 | 20 806 |
| Sur | 7 184 | 201 | 190 | -435 | -301 | 6 838 |
| Aceite crudo (MMb) | 34 389 | 544 | 44 | -427 | -1 238 | 33 312 |
| Marina Noreste | 14 040 | 177 | 0 | -123 | -893 | 13 201 |
| Marina Suroeste | 2 942 | 149 | -33 | 44 | -142 | 2 961 |
| Norte | 13 196 | 55 | -63 | -31 | -29 | 13 127 |
| Sur | 4 211 | 163 | 140 | -317 | -173 | 4 023 |
| Condensado (MMb) | 792 | 21 | 30 | 32 | -40 | 835 |
| Marina Noreste | 342 | 0 | 0 | 101 | -22 | 421 |
| Marina Suroeste | 260 | 14 | 29 | -65 | -9 | 229 |
| Norte | 63 | 7 | 2 | -2 | -4 | 65 |
| Sur | 127 | 0 | 0 | -3 | -4 | 120 |
| Líquidos de planta (MMb) | 3 437 | 57 | 80 | -64 | -97 | 3 413 |
| Marina Noreste | 437 | 0 | 0 | 26 | -23 | 440 |
| Marina Suroeste | 400 | 25 | 64 | -50 | -16 | 423 |
| Norte | 1 497 | 16 | 0 | -5 | -10 | 1 499 |
| Sur | 1 102 | 16 | 16 | -35 | -48 | 1 051 |
| Gas seco (MMMpc) | 49 008 | 1 534 | 420 | -1 082 | -1 231 | 48 649 |
| Marina Noreste | 3 805 | 58 | 0 | 79 | -195 | 3 747 |
| Marina Suroeste | 4 259 | 461 | 509 | -540 | -133 | 4 555 |
| Norte | 31 878 | 901 | -267 | -200 | -510 | 31 802 |
| Sur | 9 067 | 114 | 178 | -420 | -393 | 8 546 |

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

Petróleos Mexicanos

Región Norte

Al 1 de enero de 2005 la reserva probada de esta región fue de 1 994 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cantidad superior en 225.4 millones de barriles a la registrada el año previo, aún cuando la producción fue de 141.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este aumento es originado por el descubrimiento de nuevos yacimientos de aceite y gas por 85.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En términos de las reservas 3P, éstas alcanzan 20 806.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con una variación negativa neta de 78.8 millones debido a la producción realizada.

Los descubrimientos de 2004 se distribuyen en campos de aceite y gas no asociado en el área de Tampico-Misantla y de gas no asociado en Burgos y Veracruz. El volumen de reservas incorporados en 3P fue de 251.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La cuenca de Burgos aportó 93 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los campos Patlache, Santander y Pame, entre otros. Asimismo, en la cuenca de Sabinas se mantuvo la actividad exploratoria para la incorporación de reservas de gas, hecho que significó el descubrimiento de un nuevo campo de gas no asociado denominado Forastero que agregó 15.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Adicionalmente, continuaron los esfuerzos costa afuera para incorporar reservas de aceite y gas no asociado, destacando el campo Bagre con reservas de aceite ligero por 57.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y Kosni con 32.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La producción de la región representó 9 por ciento del total nacional.

Región Sur

Al 1 de enero de 2005, las reservas probadas de la región ascendieron a 5 103.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, presentando una disminución neta de 653.2 millones de barriles, principalmente por el efecto de la producción que fue de 301 millones de barriles y por disminución en los campos Jujo-Tecominoacán, Samaria y Oxiacaque de 126.6, 101.7 y 76.9 millones de barriles, en el orden citado. Por otra parte,

es importante mencionar los incrementos del resultado de la actividad exploratoria por 20.9 millones de barriles del campo Tizón. Este último acontecimiento, abre aún más las expectativas en estructuras costa afuera. Las reservas 3P de 6 837.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, muestran una variación negativa neta de 345.7 millones de barriles con respecto al 1 de enero de 2004, debido a la producción realizada durante el año.

6. Resultados operativos

6.1 Exploración y perforación de pozos

Los logros alcanzados en exploración, perforación de pozos y producción, con base en las iniciativas estratégicas del Plan de Negocios, están ligados a avances importantes en el reenfoque de los procesos de negocio hacia una visión empresarial, que han permitido aumentar la capacidad de ejecución y emprender proyectos ambiciosos abriendo una perspectiva de mayor alcance. Las prioridades en esta área continuaron siendo las siguientes:

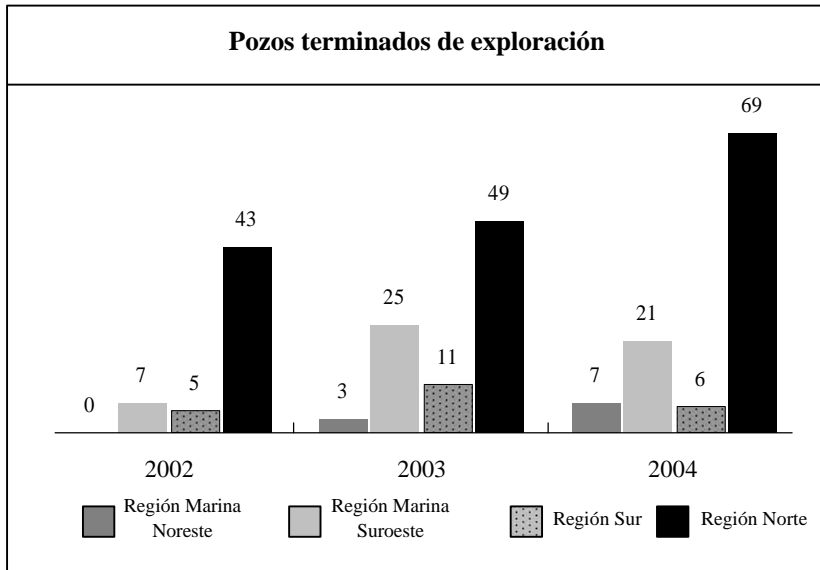
- Incorporar nuevas reservas de hidrocarburos.
- Incrementar la producción de crudo ligero, sostener la de pesado.
- Aumentar en forma acelerada la producción de gas natural no asociado.

En este contexto, en lo que va de la presente administración Federal, Petróleos Mexicanos puso en marcha nuevos proyectos de desarrollo como Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino y Lankahuasa y ha continuado uno de los más importantes y que mayor riqueza ha aportado a México, el proyecto Integral Cantarell. Estos y otros proyectos han permitido alcanzar producciones históricas de petróleo crudo y de gas natural. Destacan sobre todo la producción de gas que revierte su tendencia declinante en su extracción. Para el desarrollo de estos proyectos se ha requerido un monto significativo de recursos y los resultados han sido notables.

En 2004 se perforaron hasta su objetivo 733 pozos, de los cuales 105 fueron de exploración y 628 de desarrollo. Esto equivalió a la perforación de 2 106 kilómetros, cantidad 2.7 veces mayor a la realizada en el año 2000. Cabe destacar que la actividad se concentró principalmente en la Región Norte.

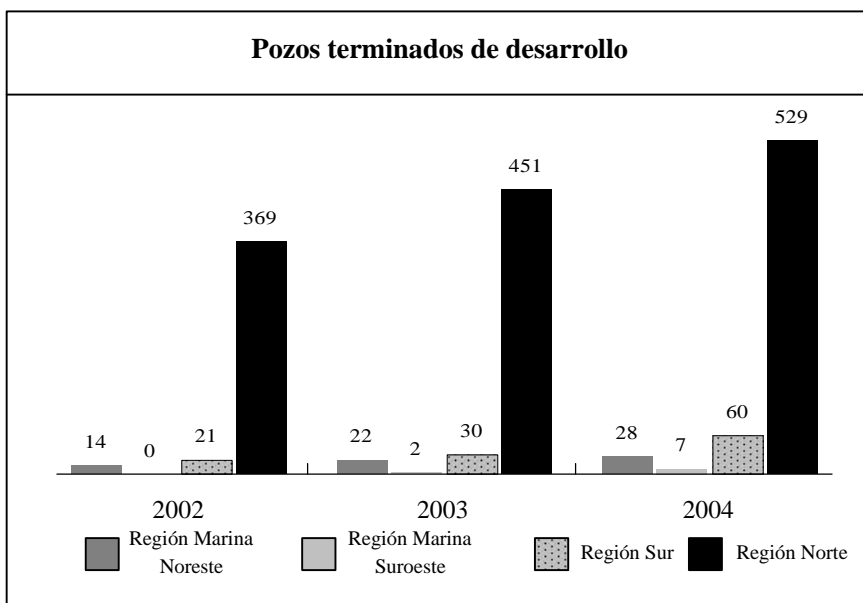
Petróleos Mexicanos

La terminación de 727 pozos de exploración y desarrollo significó un máximo histórico para Petróleos Mexicanos en 2004. Esta cantidad fue 22.6 por ciento mayor que la obtenida en 2003, y casi tres veces más a la alcanzada en 2000.



De los pozos terminados 103 fueron de exploración, de los cuales 11 fueron productores de aceite y 31 de gas seco y condensados. Con estos resultados, el éxito en exploración fue de 40.8 por ciento ligeramente arriba del estándar internacional que se ubica en 40 por ciento.

Del total de pozos de exploración terminados, la mayor parte se ubicó en la Región Norte, en especial en el Activo Integral Burgos. Asimismo, se terminaron 624 pozos de desarrollo, de los cuales 581 resultaron productores, 168 de crudo y 413 de gas seco y condensados. El éxito alcanzado en pozos de desarrollo fue de 93.6 por ciento.



En diciembre de 2004 se tenían 5 217 pozos en operación en todo el sistema, 348 más que los que se encontraban en operación en el mismo mes del año previo.

El énfasis que se dio a las actividades exploratorias permitió que en 2004 se descubrieran 27 campos productores, nueve de crudo y 18 de gas seco y condensados. Con estos descubrimientos la tasa de restitución de reservas respecto a la producción de 2004, fue de 57 por ciento en comparación con el promedio de 26 por ciento alcanzado durante la década pasada.

En 2004 se aprobaron 238 localizaciones, 144 en la Región Norte, 48 en la Región Sur y la diferencia en las regiones marinas. En sismología bidimensional terrestre, se levantaron 11 688 kilómetros y en tridimensional 26 379 kilómetros cuadrados. En lo que va de esta administración Federal se realizaron 36 317 kilómetros y 74 827 kilómetros cuadrados en ambas disciplinas, respectivamente, cantidades sin precedentes para Petróleos Mexicanos.

6.2 Producción y distribución de petróleo crudo

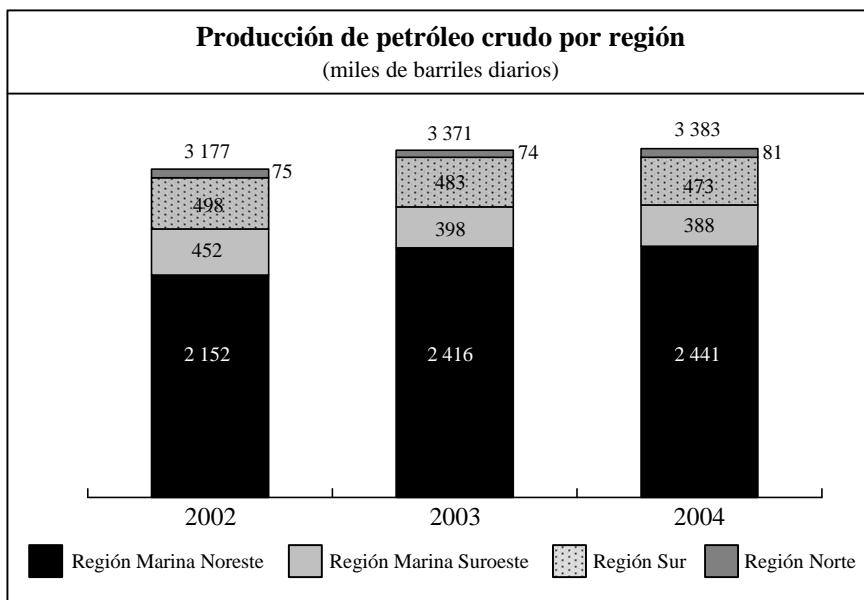
La producción promedio de petróleo crudo en 2004 ascendió a 3 382.9 miles de barriles diarios, 0.4 por ciento arriba del promedio obtenido en 2003 y la más alta en la historia de Petróleos Mexicanos. Este volumen de producción significó un incremento de 12.3 por ciento respecto al año 2000. Además, si se toma en cuenta la compensación por la declinación de campos, se puede afirmar que 42 por ciento de la cantidad total fue producción nueva, resultado de las inversiones realizadas en lo que va de la presente administración.

La Región Marina Noreste alcanzó una producción promedio diaria de 2 440.8 miles de barriles de petróleo crudo, en donde el Activo Integral Cantarell aportó 87.5 por ciento como resultado de las cuantiosas inversiones realizadas en ese activo, en donde destacan la perforación de pozos y la continuación del mantenimiento de presión con inyección de nitrógeno. Actualmente, esta región tiene doce campos en producción: ocho en Cantarell y cuatro en Ku-Maloob-Zaap. En este contexto, la Región Marina Noreste se ubica como la más importante productora de hidrocarburos de México, cuyos volúmenes de producción son superiores al de muchas compañías petroleras en el mundo.

La Región Marina Suroeste produjo 388.2 miles de barriles diarios de petróleo crudo, volumen que significó 11.5 por ciento del total nacional. El comportamiento de los dos activos integrales de esta región fue diferente, ya que mientras en Abkatún-Pol-Chuc la producción de crudo disminuyó 10.3 por ciento con respecto a 2003, el Activo Integral Litoral de Tabasco aumentó 72 por ciento, situación que arrojó una menor producción de toda la región de 2.4 por ciento, equivalente a 9.4 miles de barriles diarios.

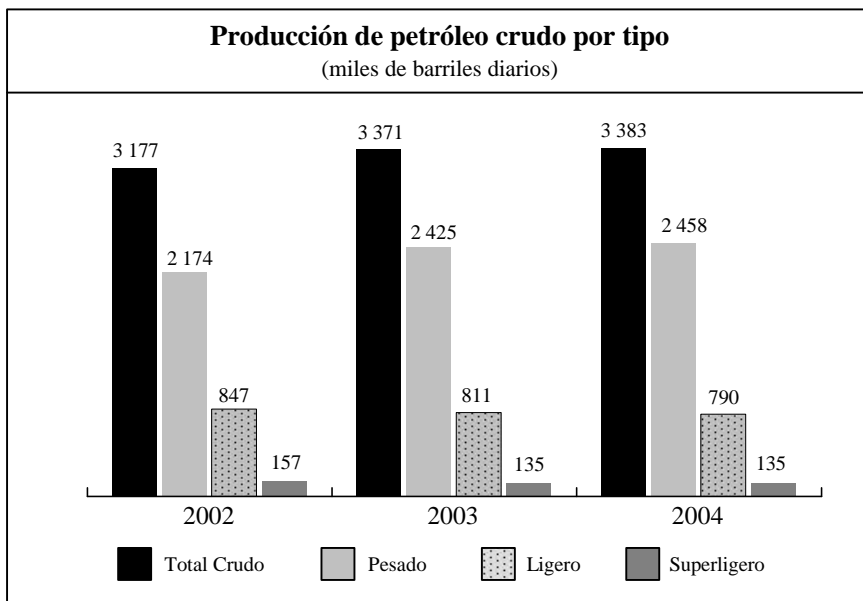
La producción de crudo de la Región Sur fue de 472.7 miles de barriles diarios, 2.2 por ciento inferior a la obtenida el año precedente. Su contribución a la producción nacional fue de 14 por ciento, situación que muestra que los esfuerzos realizados en la región continúan dando frutos para mantenerla como un productor importante de hidrocarburos en el país, aún cuando una porción significativa de sus campos ha entrado en

una etapa de madurez. Durante 2004 los proyectos de inversión se han dirigido a las oportunidades más rentables, con lo que se espera atenuar la declinación de la producción observada en los últimos años, a través de acciones específicas y decisiones encaminadas al mantenimiento de presión en los campos más importantes.



La Región Norte participó con 2.4 por ciento de la producción nacional de crudo durante 2004, además de mostrar un crecimiento de 10.3 por ciento, con respecto al año previo. En esta región destaca la reactivación de la actividad productiva del Paleocanal de Chicontepec, la implantación de mejoras en las técnicas de perforación y fracturamiento, y la puesta en marcha de diversas estrategias para disminuir los costos de extracción. Además, que las reservas incorporadas por nuevos campos permiten extender el desarrollo petrolero de la región hacia áreas nuevas.

Petróleos Mexicanos



Por tipo de crudo, el pesado constituyó más de las dos terceras partes de la producción total al aportar 72.7 por ciento, mientras que el ligero lo hizo en 23.3 por ciento y el superligero en la proporción restante. En octubre de 2004, Petróleos Mexicanos obtuvo el mayor volumen de crudo pesado tipo Maya al promediar 2 524.8 miles de barriles diarios.

En 2004 la disponibilidad de petróleo crudo, naftas y condensados ascendió a 3 385 miles de barriles diarios, volumen ligeramente mayor al registrado en el año previo. La disponibilidad de este hidrocarburo se distribuyó de la forma siguiente:

- Al Sistema Nacional de Refinación se enviaron 1 257.9 miles de barriles diarios, lo que significó 37.2 por ciento de la disponibilidad total y representó un incremento de 0.9 por ciento respecto al año precedente.
- A maquila se destinaron 97.4 miles de barriles diarios, cantidad 13.4 por ciento inferior a la enviada en 2003. Casi todo el crudo fue de tipo pesado.

- A La Cangrejera se enviaron 133.8 miles de barriles diarios, en su totalidad de crudo pesado.
- A terminales de exportación se enviaron 1 873.6 miles de barriles diarios, 1.4 por ciento más que en 2003. De este volumen 86.7 por ciento correspondió a crudo pesado, 11.8 por ciento a superligero y 1.5 por ciento a ligero.

6.3 Producción y distribución de gas natural

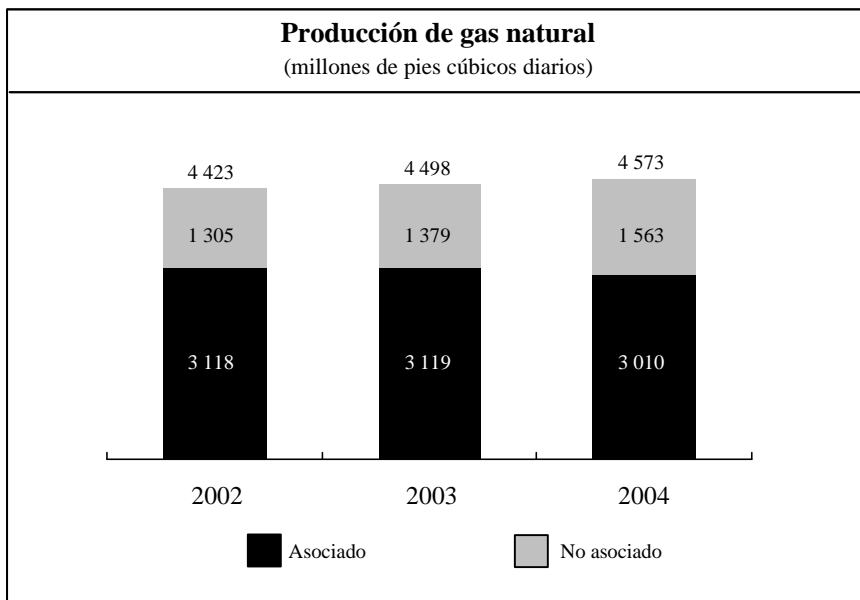
En 2004 la producción promedio de gas natural fue de 4 572.9 millones de pies cúbicos diarios, cantidad 1.7 por ciento mayor con relación a la obtenida en el año precedente. Este nivel de producción y la obtenida el año previo confirma el rompimiento de la trayectoria a la baja mostrada por este indicador desde 1998. Este comportamiento fue resultado del crecimiento conjunto en la producción total de gas no asociado de las regiones norte y sur, que en 2003 fue de 5.7 por ciento, mientras que para 2004 fue de 13.3 por ciento.

El aumento provino principalmente de una mayor extracción de gas no asociado, al pasar de un promedio de 1 379.2 millones de pies cúbicos diarios en 2003 a 1 563.3 millones de pies cúbicos diarios en 2004. En diciembre Petróleos Mexicanos alcanzó el promedio máximo histórico de producción de gas natural no asociado al ubicarse en 1 641.3 millones de pies cúbicos diarios. Este volumen fue 25.5 por ciento mayor que el obtenido en diciembre de 2000.

Del total producido en 2004 se estima que aproximadamente 60 por ciento correspondió a producción nueva.

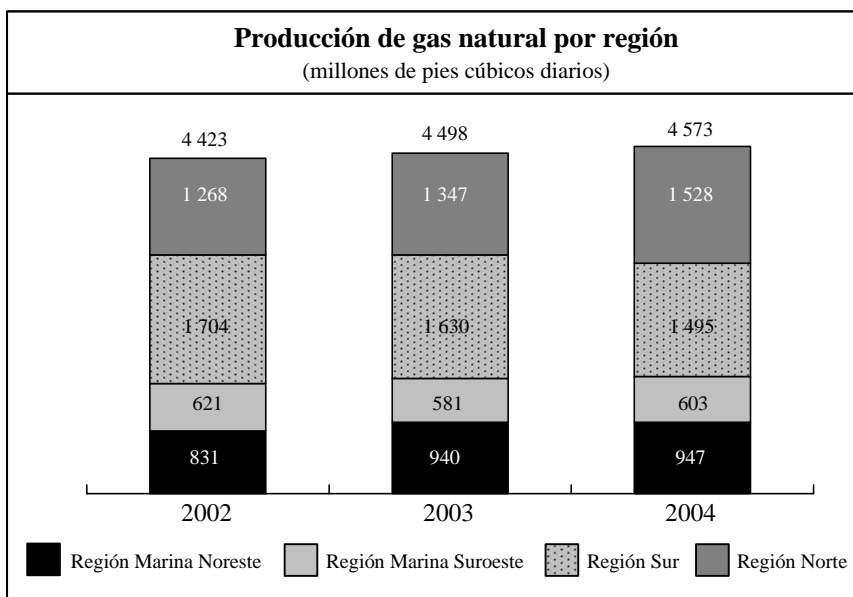
La producción total de gas asociado, mostró una disminución de 3.5 por ciento como resultado de una menor producción en la Región Sur por 146.6 millones de pies cúbicos diarios, que no se compensó con el aumento de 37 millones de pies cúbicos diarios de las regiones marinas y norte.

Petróleos Mexicanos



Durante 2004 la Región Marina Noreste alcanzó una producción promedio diaria de 947.5 millones de pies cúbicos de gas natural, en donde el Activo Integral Cantarell aportó 83.3 por ciento y Ku-Maloob-Zaap el 16.7 por ciento restante. La producción de los dos activos fue mayor a la obtenida en 2003, como resultado de las inversiones que se realizan en esa región.

La producción de gas natural en la Región Marina Suroeste, mostró un comportamiento similar a la producción de crudo, ya que al igual que en la otra región marina, en ésta sólo se extrae gas asociado al crudo. Así la producción de gas natural en Abkatún-Pol-Chuc disminuyó 7.7 por ciento con respecto a 2003, mientras el Activo Integral Litoral de Tabasco aumentó 68.4 por ciento, situación que arrojó una mayor producción de toda la región de 3.7 por ciento, equivalente a 21.3 millones de pies cúbicos diarios de gas.



En 2004 la producción de gas natural de la Región Sur ascendió a 1 495.1 millones de pies cúbicos diarios, 8.3 por ciento inferior a la obtenida el año previo. Su contribución a la producción nacional fue de 32.7 por ciento. La producción total de gas natural de la región se integró por 1 340 millones de pies cúbicos diarios de gas asociado y 155.2 millones de gas no asociado.

La Región Norte produjo 1 527.7 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, de los cuales 92.2 por ciento corresponde a gas no asociado y la proporción restante a gas asociado. Esta Región participó con 33.4 por ciento de la producción nacional de este hidrocarburo. Con respecto al año previo, el volumen de gas asociado, de esta región, registró un aumento de 7.9 por ciento, y el no asociado de 13.9 por ciento.

En 2004 la disponibilidad nacional de gas natural fue de 5 742.2 millones de pies cúbicos diarios, volumen integrado por la producción de gas amargo y dulce proveniente de campos y de Pemex Gas y Petroquímica Básica como gas seco generado en sus procesos. La disponibilidad total

Petróleos Mexicanos

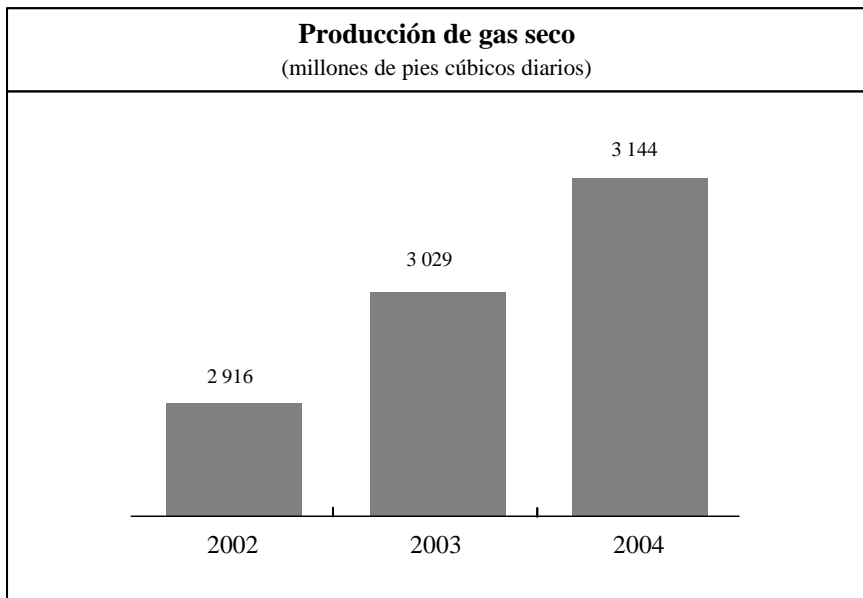
de este hidrocarburo fue superior en 2.2 por ciento, si se compara con 2003.

6.4 Proceso de gas natural y líquidos del gas

En 2004 Petróleos Mexicanos operó 12 centros procesadores de gas con una capacidad conjunta de 4 503 millones de pies cúbicos diarios para endulzamiento de gas, 5 546 millones de pies cúbicos diarios de recuperación de líquidos y 574 miles de barriles diarios de fraccionamiento de líquidos. Por lo que respecta a la recuperación de líquidos, 90 por ciento corresponde a plantas criogénicas y el resto a plantas de absorción.

El proceso de gas fue de 3 962.7 millones de pies cúbicos diarios, 110.1 millones más que en 2003, por efecto del aumento tanto en la producción en campos como en la capacidad de procesamiento disponible. La variación se dio en el proceso de gas húmedo dulce, que alcanzó 614.2 millones de pies cúbicos diarios, 24.7 por ciento mayor que el año previo, mientras que el proceso de gas húmedo amargo fue de 3 348.5 millones de pies cúbicos diarios, similar al año precedente. Del endulzamiento de las corrientes amargas de gas húmedo y condensados se recuperaron 758.6 miles de toneladas de azufre.

La producción de gas seco de plantas creció a lo largo del año en forma continua con un máximo histórico en noviembre de 3 208.8 millones de pies cúbicos diarios. El promedio anual fue de 3 144 millones de pies cúbicos diarios, 3.8 por ciento más con respecto al año previo, debido en gran medida a la incorporación del Centro Procesador de Gas Burgos, que contribuyó con 223.8 millones de pies cúbicos diarios, 7.1 por ciento del total nacional. La producción de gas seco proveniente del gas húmedo dulce de la cuenca de Burgos, que procesan los centros de Reynosa y Burgos, pasó de 11.1 a 14 por ciento de la producción nacional. De esta forma la producción de gas seco de plantas presentó una tasa de crecimiento de 3 por ciento anual en el periodo 2000-2004.



La producción de líquidos totales fue de 451 miles de barriles diarios, 5.4 por ciento más que el año previo, debido a la mayor disponibilidad de líquidos provenientes del gas húmedo y al incremento en el proceso de condensados, este último alcanzó 107.3 miles de barriles diarios, 12.7 por ciento superior a 2003.

En 2004 aumentó la producción de los principales derivados del fraccionamiento de líquidos, además, de la obtención de etano y de gas licuado que se comentan en los apartados correspondientes de este informe se obtuvieron 89.8 miles de barriles diarios de gasolina natural, 3.9 por ciento más con respecto al año previo.

6.5 Producción de petrolíferos y gas licuado

La industria de la refinación del petróleo en México ha dependido de dos factores determinantes. El primero se refiere a la composición y calidad de los crudos que se producen en el país y, el segundo a la estructura y

Petróleos Mexicanos

características de la demanda. Además, en la actualidad la sociedad reclama que los combustibles producidos por Petróleos Mexicanos tengan el menor impacto negativo sobre el medio ambiente.

De acuerdo con estas circunstancias y como parte de la responsabilidad y el compromiso que tiene la empresa ante la sociedad, se lleva a cabo un programa de reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación. En lo que va de la presente administración Federal se han concluido los trabajos en cuatro de las seis refinerías del sistema. Este programa toma en consideración que la producción más abundante de petróleo en el país en este momento es de tipo pesado. Sin embargo, pese a que los esfuerzos realizados en esta materia han sido importantes y que en todo momento se ha cumplido con el abasto de productos al mercado nacional con oportunidad y calidad, se ha tenido que recurrir a la importación de volúmenes importantes de productos, sobre todo de gasolinas para uso automotor.

En 2004 inició la modernización de la Refinería de Minatitlán misma que se estima concluir en 2008. Al término de los trabajos el proceso óptimo de crudo en esta refinería será de 280 miles de barriles diarios, asociado a niveles de producción de 110 y 75 miles de barriles diarios de gasolinas y diesel, respectivamente.

Las inversiones realizadas para aumentar la producción de gas natural permitieron disponer de mayores volúmenes de gas húmedo. Con el fin de procesar la creciente disponibilidad de gas húmedo amargo proveniente del Activo Integral Poza Rica-Altamira y de gas húmedo dulce de la cuenca de Burgos se proyectó la construcción de dos nuevos centros procesadores de gas: Arenque y Burgos, el primero arrancó en 2003.

En 2004 iniciaron operaciones dos plantas criogénicas del Centro Procesador de Gas Burgos que permiten industrializar el gas húmedo dulce para la producción de gas seco y fraccionar los licuables para la obtención de gas licuado y gasolinas naturales.

El volumen procesado de crudo en el Sistema Nacional de Refinación durante 2004, se incrementó 1.4 por ciento respecto de 2003, lo cual

estuvo soportado por un mayor proceso de crudo pesado en las refinerías de Tula, Salamanca, Madero y Cadereyta, como consecuencia del programa de reconfiguración y mejoras en diversas plantas efectuadas en estas instalaciones y de una operación más estable de las mismas. Los resultados empiezan a ser evidentes. Se procesa un volumen mayor de crudo pesado, que por su menor precio relativo, permite mejorar los márgenes económicos del proceso de refinación. Aumento en la producción de destilados, lo que reduce las importaciones con un efecto favorable sobre la situación operativa y financiera de Pemex Refinación.

El proceso de crudo pesado registró un aumento de 16.7 y 30.4 por ciento, equivalente a 70.7 y 115.4 miles de barriles diarios, si se compara con el volumen del año previo y de 2000, respectivamente. Del total procesado en 2004 correspondió 58.1 por ciento a ligero, 38 por ciento a pesado y la proporción restante a superligero, reconstituido y otras corrientes.

Proceso de petróleo crudo por refinería, 2000-2004

(Miles de barriles diarios)

| Refinería | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | Variación (%) 2004-2003 |
|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------------------|
| Total | 1 227.4 | 1 251.9 | 1 245.4 | 1 285.9 | 1 303.4 | 1.4 |
| Cadereyta | 125.8 | 200.4 | 196.0 | 209.0 | 212.8 | 1.8 |
| Madero | 149.3 | 105.9 | 108.0 | 141.2 | 145.3 | 2.9 |
| Minatitlán | 172.0 | 177.0 | 169.6 | 176.6 | 167.0 | -5.4 |
| Salamanca | 186.0 | 185.7 | 185.4 | 185.0 | 198.6 | 7.3 |
| Salina Cruz | 298.2 | 292.8 | 306.3 | 306.2 | 287.9 | -6.0 |
| Tula | 296.2 | 290.3 | 280.1 | 267.8 | 291.9 | 9.0 |

Fuente: Base de Datos Institucional

La producción de petrolíferos y gas licuado durante 2004 promedió 1 586.1 miles de barriles diarios, 2 por ciento mayor a la obtenida el año precedente, gracias a que entraron en operación las plantas nuevas y modernizadas en las refinerías reconfiguradas. Continuó la tendencia ascendente en la elaboración de productos de mayor valor, en especial Pemex Diesel, turbosina y gasolina Pemex Premium.

Petróleos Mexicanos

La elaboración de combustóleo, cuya transformación a productos de mayor valor se logró gracias a la reconfiguración de las refinerías, se redujo en 7.2 por ciento.

El porcentaje de la participación en el volumen total de la producción de gasolinas, diesel y querosenos se ha incrementado en forma constante en los últimos cuatro años, lo que refleja un mayor aprovechamiento del crudo en la obtención de productos más valiosos y fundamentales para el transporte y la industria del país.

Producción de productos petrolíferos, 2000-2004

(Miles de barriles diarios)

| Concepto | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | Variación (%) 2004-2003 |
|--------------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------------------------|
| Petrólíferos | 1 449.5 | 1 472.7 | 1 480.7 | 1 555.0 | 1 586.1 | 2.0 |
| Gas licuado | 228.5 | 233.3 | 236.1 | 245.9 | 252.9 | 2.9 |
| Gasolinas | 393.0 | 390.2 | 398.2 | 445.2 | 466.7 | 4.8 |
| Pemex Magna | 346.0 | 349.4 | 359.4 | 396.5 | 418.5 | 5.5 |
| Pemex Premium | 17.9 | 17.3 | 21.8 | 37.6 | 43.8 | 16.6 |
| Otras gasolinas | 29.1 | 23.5 | 17.0 | 11.1 | 4.3 | -60.9 |
| Diesel | 265.4 | 281.6 | 266.9 | 307.8 | 324.7 | 5.5 |
| Pemex Diesel | 254.5 | 266.6 | 246.7 | 290.8 | 319.6 | 9.9 |
| Combustóleo | 422.6 | 435.9 | 449.6 | 396.5 | 368.0 | -7.2 |
| Otros petrolíferos | 140.0 | 131.7 | 129.9 | 159.6 | 173.8 | 8.9 |

Fuente: Base de Datos Institucional.

La adopción de mejores prácticas operativas y la optimización de los procesos de refinación permitieron:

- Aumentar la tasa de utilización de la capacidad instalada de destilación equivalente de todas las refinerías de 72.3 a 75.2 por ciento, en el último bienio, índice que refleja el grado de utilización de todas las plantas que integran dichas instalaciones.

- Mejorar los rendimientos en la producción de gasolinas de 34 a 34.6 por ciento y en destilados intermedios de 28.5 a 29.7 por ciento, en consecuencia el del combustóleo pasó de 29.6 a 27.3 por ciento, con referencia a 2003.
- Incrementar la calidad y la cantidad, de los combustibles para uso automotor y de los destilados intermedios, principalmente.
- Mejorar el índice de expansión volumétrica en refinerías de 54.5 a 61, por estabilidad de la infraestructura y mejor aprovechamiento de la capacidad instalada.

El retorno de productos por maquila de crudo en el exterior permitió completar la oferta de productos de mayor calidad como la gasolina sin plomo y el diesel con bajo contenido de azufre. Durante 2004 el retorno de estos productos fue de 79.8 miles de barriles diarios, 16.1 por ciento menor que el volumen del año previo.

La producción de gas licuado, en centros procesadores de gas, ascendió a 224.9 miles de barriles diarios en 2004, cantidad 6.1 por ciento mayor a la observada el año previo. El crecimiento en la producción ha sido constante desde 2003, alcanzando máximos históricos, gracias a un mayor proceso de gas húmedo y a la entrada en operación del Centro Procesador de Gas Burgos.

6.6 Producción de petroquímicos

En 2004 la producción de petroquímicos muestra resultados relevantes que confirman el cambio de trayectoria descendente que se había presentado desde 1995. La elaboración de estos productos ascendió a 10 731.1 miles de toneladas, 4.2 por ciento mayor a la obtenida en 2003. Esta cantidad incluye la producción de Pemex Petroquímica, de Pemex Refinación y de Pemex Gas y Petroquímica Básica.

En Pemex Petroquímica la producción total ascendió a 6 169 miles de toneladas (considera la producción neta de propileno). La cadena de los aromáticos registró un crecimiento de 53.7 por ciento, equivalente a 426.8 miles de toneladas. Esta variación se explica principalmente por una

Petróleos Mexicanos

mayor producción de paraxileno, resultado de la modernización de la planta correspondiente en Petroquímica Cangrejera, que alcanzó una producción de 200.9 miles de toneladas, además que por primera vez se produjeron 115.9 miles de toneladas de hidrocarburo de alto octano.

El aumento de 27.5 por ciento de la producción de amoniaco impulsó el crecimiento de la cadena del metano, rompiendo la tendencia decreciente que había mostrado esta cadena desde 1997.

La cadena del etano, la principal en lo que respecta a su participación en el volumen total de producción de este organismo subsidiario, muestra una tendencia decreciente desde 1998, sólo las producciones de polietileno de alta densidad, de etileno y de glicoles etilénicos fueron mayores a las obtenidas en 2003. Por otra parte, la producción de polietileno de baja densidad se redujo ya que las condiciones del mercado aún no hacen rentable la elaboración interna de este petroquímico. Otro producto de esta cadena que contribuyó a la baja en la producción fue el cloruro de vinilo por los trabajos de ampliación de la planta en Petroquímica Pajaritos. Esta cadena se verá impulsada con los proyectos prioritarios de inversión que involucran la ampliación de cinco plantas, la conversión de una y la construcción de otra.

Pemex Refinación produjo 1 042.6 miles de toneladas de productos petroquímicos, 16.5 por ciento más que en el año precedente. Esta variación se explica por la mayor producción de propileno, azufre y materia prima para negro de humo.

La producción de petroquímicos de Pemex Gas y Petroquímica Básica fue de 3 519.5 miles de toneladas, 4.8 por ciento más que en 2003. Este comportamiento resultó del incremento en la producción de etano originado por el mayor proceso de gas húmedo dulce. La producción de azufre se mantuvo en un nivel similar al del año anterior.

7. Atención al mercado

7.1 Mercado nacional

La dinámica de la demanda de gas natural en México se ha mantenido durante los últimos cuatro años por arriba de la capacidad de respuesta de la industria petrolera. En 2004 las ventas de este hidrocarburo aumentaron 5.1 por ciento con respecto a 2003 y 33.8 por ciento (695.6 millones de pies cúbicos diarios) si se compara con la demanda registrada en 2000. El crecimiento de la demanda de este hidrocarburo fue impulsado por la reactivación de la actividad económica y, en especial por el sector eléctrico que por razones ecológicas y económicas ha multiplicado sus requerimientos de gas, hasta constituirse en el principal consumidor de este energético en el territorio nacional.

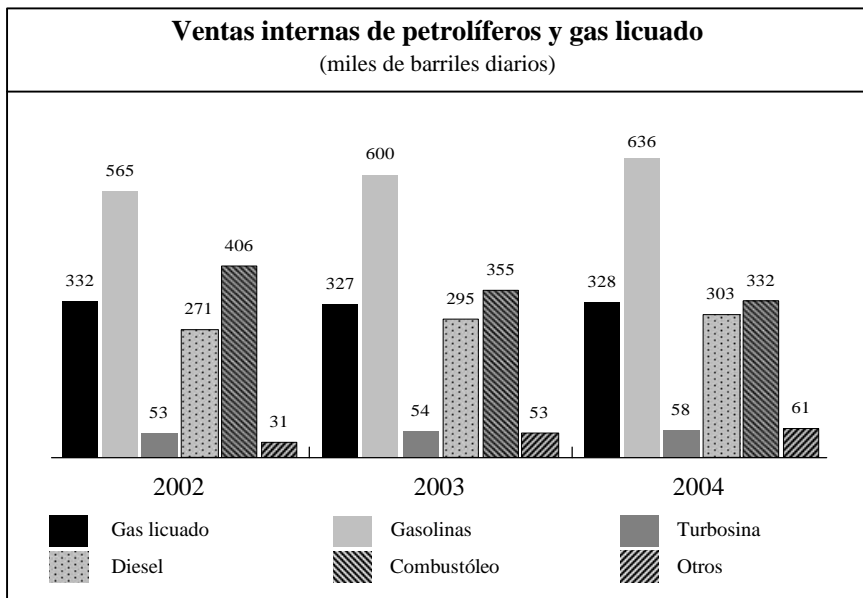
En 2004, por primera vez en muchos años, se contuvo la tendencia decreciente en la participación de la oferta nacional de gas natural con relación a la de origen importado en el abasto de la demanda en el país. A ello contribuyó la mayor disponibilidad de gas nacional que permitió a Pemex Gas y Petroquímica Básica alcanzar niveles históricos de producción, destacando noviembre con un nivel de 3 208.8 millones de pies cúbicos diarios.

Los ingresos obtenidos por las ventas de gas natural ascendieron a 69 195 millones de pesos, 29.1 por ciento mayor al monto obtenido en 2003, una vez descontada la inflación.

La demanda de productos petrolíferos y gas licuado en 2004 registró un crecimiento de 2 por ciento. Las ventas de gasolinas para uso automotor continuaron una dinámica mayor a la evolución de la economía nacional, con un crecimiento de 5.9 por ciento con respecto a 2003. La tendencia ascendente del consumo de este energético, se explica por el incremento del parque vehicular, por la recuperación de los volúmenes vendidos de gasolina Pemex Magna y por la preferencia del consumidor hacia el consumo de la Pemex Premium.

Petróleos Mexicanos

En lo que se refiere al mercado de destilados intermedios, en 2004 las ventas de diesel aumentaron 2.7 por ciento y la turbosina 6.6 por ciento, ambas con respecto a 2003. Por su parte, la demanda de combustóleo ha venido mostrando una tendencia decreciente en respuesta a las restricciones ambientales que entraron en vigor en el centro del país.



Las ventas internas de gas licuado se mantuvieron casi al mismo nivel que en 2003, con un incremento de sólo 0.2 por ciento. Esta situación se explica por la mayor penetración de gas natural en el mercado doméstico.

Los ingresos obtenidos por las ventas de petrolíferos y gas licuado ascendieron a 296 219 millones de pesos, 27 por ciento mayor al monto obtenido en 2003, en términos reales.

En 2004, las ventas a terceros de productos petroquímicos fueron de 3 530.7 miles de toneladas, 12.3 por ciento mayor las realizadas en el año precedente, comportamiento que contrasta con siete años de continuas disminuciones. Los ingresos por las ventas de estos productos

ascendieron 19 003 millones de pesos, 48 por ciento más, en términos reales, a los obtenidos en 2003.

7.2 Mercado internacional

En 2004 el volumen exportado de petróleo crudo ascendió a 1 870.3 miles de barriles diarios cantidad que significó un incremento de 1.4 por ciento al observado en 2003. El precio promedio de la mezcla de crudo mexicano fue de 31.02 dólares por barril, lo cual representó ingresos por 21 233 millones de dólares, 27.3 por ciento mayores a 2003. Cabe destacar que el crudo tipo Olmeca se cotizó en 39.34 dólares por barril.

Del total de las exportaciones de petróleo crudo 88.5 por ciento se destinaron a América, en especial a Estados Unidos, 9.5 por ciento al continente europeo y 1.9 por ciento al Lejano Oriente.

Si se descuentan las importaciones realizadas, la balanza comercial petrolera generó un ingreso neto de divisas para el país por un monto acumulado de 17 830 millones de dólares, el más alto desde 1985. Este monto representó 63.6 por ciento más de lo esperado para 2004, según lo estimado en el presupuesto original de Petróleos Mexicanos.

La balanza comercial de petrolíferos mostró un déficit de 1 865 millones de dólares, 129.9 por ciento mayor al saldo negativo registrado en 2003, atribuido tanto al aumento en el precio de importación de los productos, como al volumen importado con relación a 2003.

Durante 2004 la balanza comercial de productos petroquímicos presentó un superávit de 158 millones de dólares, 53.1 por ciento más de lo alcanzado en 2003, pero significó 91.1 por ciento de lo reportado en el año 2000. En 2004 el valor de las exportaciones de petroquímicos fue de 217 millones de dólares, monto superior en 46.8 por ciento a lo reportado el año previo; en tanto que el volumen comercializado en el exterior aumentó 12.5 por ciento al pasar de 812.9 a 914.3 miles de toneladas, entre ambos años de referencia. Por su parte, el valor de la importaciones fue de 58 millones de dólares, 32.1 por ciento mayor que lo realizado en

Petróleos Mexicanos

2003, en tanto que el volumen importado aumentó 10.6 por ciento en comparación con el año previo.

Derivado del incremento en la demanda interna de gas natural, las importaciones han registrado un crecimiento importante en los últimos años. Durante 2004 las importaciones promediaron 765.6 millones de pies cúbicos diarios, volumen 1.2 por ciento superior con relación a 2003. El valor de las importaciones de gas natural ascendió a 1 715 millones de dólares, es decir 12.4 por ciento más que el año previo.

8. Seguridad industrial y protección al ambiente

El desarrollo sustentable es una visión estratégica que implica un cambio en la cultura empresarial para lograr el compromiso de todos los trabajadores de elevar la calidad de las actividades que desempeñan y mejorar los sistemas de trabajo, con el fin de alcanzar una mayor eficiencia a favor de la competitividad de la empresa y de su permanencia en el largo plazo para su beneficio propio y el del país.

En junio de 2004 se hizo público el Programa Institucional de Desarrollo Sustentable, y en el último trimestre de 2004 inició su implantación. El programa constituye la plataforma para que Petróleos Mexicanos alcance mejores niveles de desempeño, y que el logro de sus objetivos económicos armonice con el medio ambiente y el respeto a la comunidad. Con este propósito, los grupos de trabajo de ecoeficiencia e innovación ambiental, de integración en el negocio y de atención social, iniciaron el proceso de desarrollo de guías, identificación de áreas de oportunidad y desarrollo de indicadores.

De acuerdo con información preliminar, durante 2004 hubo un incremento en las emisiones y descargas totales de Petróleos Mexicanos con respecto a 2003. La generación de residuos peligrosos fue el rubro que más contribuyó en este comportamiento, por efecto de una mayor intensidad en la producción de hidrocarburos y en la perforación de pozos. Esta última provocó un incremento en los recortes de perforación de alrededor de 153 mil toneladas, respecto al año anterior, lo que representa cerca de 79 por ciento del total de residuos peligrosos generados.

La descarga total de contaminantes al agua se redujo en 17.5 por ciento, principalmente en los parámetros de sólidos suspendidos totales y nitrógeno total.

En diciembre de 2004 se presentaron dos accidentes, uno en Veracruz y otro en Tabasco. El primero a causa de un incendio en la casa de bombas de la estación de Mazumiapan provocando en el oleoducto de 30 pulgadas

Petróleos Mexicanos

de diámetro de Nuevo Teapa-Poza Rica una rotura y derrame de 5 mil barriles de crudo en la región de Nanchital, Veracruz. El segundo por la rotura del oleoducto de 16 pulgadas de diámetro que va de la central de almacenamiento y bombeo de Cunduacán a la terminal marítima de Dos Bocas. Petróleos Mexicanos en coordinación con las autoridades federales, estatales y municipales estableció planes de contingencia para proteger y reestablecer la salud e integridad de la población y para contrarrestar el impacto ecológico.

En cuanto a los gases de efecto invernadero, hubo una disminución de 2.7 por ciento en las emisiones de CO₂, principalmente por efecto de la reducción de la quema de gas en las Regiones Marinas.

El promedio de emisiones mensuales de los centros procesadores de gas ascendió a 37.3 kilogramos de SO₂ por tonelada de azufre procesado, valor inferior al límite de 51 kilogramos que se determina por la aplicación de la Norma Oficial Mexicana.

El consumo de energía se incrementó en 5.1 por ciento, debido principalmente al aumento en la producción y a la reconfiguración de Refinerías, mientras que el consumo de agua por unidad de producción se redujo respecto a 2003 en 4.2 por ciento.

Por otra parte, dentro del Programa Institucional de Uso Eficiente y Ahorro de Energía se obtuvieron seis premios nacionales de ahorro de energía térmica y un premio nacional de ahorro de energía en inmuebles de la Administración Pública Federal.

En este sentido, a finales de 2004 se contaba con 369 certificados de Industria Limpia otorgados por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente a instalaciones y ductos, en tanto que las auditorías ambientales concluidas ascendieron a 435.

La Terminal de Gas Licuado de Tepeji del Río recibió el Reconocimiento a la Excelencia Ambiental, máxima distinción otorgada por las autoridades federales en materia ambiental, gracias a las iniciativas propias en asuntos de prevención de la contaminación y vinculación con la comunidad.

El índice de frecuencia de accidentes en Petróleos Mexicanos fue de 1.50 accidentes por millón de horas hombre laboradas, 37.6 por ciento mayor al del año previo, dado el aumento en los índices de Pemex Petroquímica, Pemex Exploración y Producción y Pemex Refinación, con índices de 2.00, 1.67 y 1.23 en el mismo orden. En Pemex Gas y Petroquímica Básica se tuvo la menor incidencia de accidentes registrada, gracias a la aplicación estricta del Programa de Seguridad, Salud y Protección Ambiental. En el transcurso del año hubo diez accidentes ocupacionales, con lo que el índice de frecuencia fue de 0.38.

Los incrementos mencionados se debieron, entre otros factores, al aumento en las actividades de exploración y a la realización de actos inseguros por parte del personal.

Para reducir el índice de frecuencia, los organismos subsidiarios establecieron programas específicos, que consideran la necesidad de continuar el progreso de los sistemas de administración de la seguridad, así como la prevención y reducción del riesgo en los centros de trabajo.

El índice de gravedad de Petróleos Mexicanos fue de 141 días perdidos por millón de horas hombre laboradas, lo que representa un incremento de 10.2 por ciento con respecto al año anterior.

El índice de gravedad por organismo subsidiario se mantuvo en niveles semejantes a los del año previo, con 199 días perdidos en Pemex Petroquímica, 161 en Pemex Exploración y Producción y 127 en Pemex Refinación. En Pemex Gas y Petroquímica Básica aumentó a más del doble, debido al fallecimiento de un trabajador, con lo que el índice en 2004 fue de 203, frente a 110 del año precedente.

Continuó el proceso de consolidación del nivel 4 del Programa de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (PROSSPA) en Pemex Gas y Petroquímica Básica y con los trabajos para implantar el Sistema Integral de Administración de la Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA) en Pemex Petroquímica, Pemex Refinación y Pemex Exploración y Producción, subsidiarias que están trabajando en el nivel 3.

Petróleos Mexicanos

Se trabajó en los Lineamientos de Salud y Seguridad en el Trabajo, con el objeto de mejorar los procesos para preservar la salud y seguridad de los trabajadores petroleros, homologar la función en los sistemas de seguridad, salud y protección ambiental en la empresa y fortalecer el cumplimiento de la normatividad respectiva.

En Pemex Refinación se impartió un diplomado en análisis de riesgo a personal de Cadereyta, Madero y Salamanca, lo que les permitirá optar por el reconocimiento de peritos y realizar sus propios análisis.

El Instituto Politécnico Nacional y Pemex Refinación aplicaron una metodología para evaluar la vida útil de ductos con base en su integridad mecánica a través de muestreos, inspecciones y algoritmos de cálculo.

9. Otras actividades corporativas

Reestructuración de Petróleos Mexicanos

En Petróleos Mexicanos, la reestructuración del Corporativo en 2001 permitió alinear funciones clave para fortalecer la dirección estratégica de la empresa. A partir de esa fecha se sentaron las bases para los proyectos más importantes de acuerdo con los objetivos planteados. Sin embargo, con base en la experiencia acumulada y la necesidad de adaptarse al entorno de restricción presupuestal, en mayo de 2004, fue necesario ajustar la estructura básica del Corporativo.

En este contexto, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos autorizó la primera etapa de modificación a su estructura básica. En esta etapa se acordó la cancelación de dos direcciones corporativas, la de Planeación Estratégica y la de Competitividad e Innovación, cuyas funciones fueron reasignadas a las direcciones corporativas de Finanzas, de Operaciones y Administración. En cuanto a la Dirección Corporativa de Seguridad Industrial y Protección Ambiental se aprobó su transformación a subdirección y asignarla a la Dirección Corporativa de Operaciones.

Por su parte, Pemex Exploración y Producción concluyó con el proceso de reorganización de su estructura básica, con cambios de denominación de diversas áreas. En Pemex Refinación se reorganizaron la oficina de la Dirección General, la Subdirección de Almacenamiento y Distribución, el Órgano Interno de Control y la Subdirección de Auditoría en Seguridad Industrial y Protección Ambiental. En Pemex Gas y Petroquímica Básica, se canceló la Gerencia de Proyectos y Construcción, y se lleva a cabo la reestructuración integral de la Subdirección de Producción, así como cambios en el Órgano Interno de Control del organismo. En Pemex Petroquímica, se contempla la creación de la Unidad Ejecutiva del Proyecto Fénix, la reestructuración de la Subdirección de Operaciones y la fusión de las empresas filiales con su sede, en donde las filiales cambiarán su denominación a Complejos Petroquímicos con dependencia lineal de la Subdirección de Operaciones.

Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental

Durante 2004 Petróleos Mexicanos cumplió con las disposiciones establecidas en la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental (LFTAIPG), en su Reglamento y en los lineamientos que de estos instrumentos jurídicos se desprenden.

En el año de referencia se recibieron 1 557 solicitudes de información y al cierre del ejercicio, se había dado respuesta a 1 493. Las solicitudes restantes, se encontraban en proceso de trámite dentro del plazo determinado por la LFTAIPG. Petróleos Mexicanos ocupó el tercer sitio de acuerdo a las solicitudes recibidas en toda la Administración Pública.

Para dar mejor atención a los ciudadanos que acuden a formular sus solicitudes a la empresa, se instaló el Módulo de Atención de las Unidades de Enlace de la Industria Petrolera, de fácil acceso, que es atendido por las Unidades de Enlace del Corporativo de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

Como parte de las tareas de organización y conservación de archivos, derivadas de los instrumentos jurídicos ya mencionados, los comités de información de la Institución, remitieron el índice de expedientes reservados y la lista de sistemas de datos personales al Instituto Federal de Acceso a la Información Pública (IFAI) conforme a los procedimientos y plazos establecidos.

En cumplimiento a las obligaciones de transparencia derivadas del artículo 7 de la ley se publica y actualiza la información correspondiente en la página de internet www.pemex.com. Además, se abrieron secciones nuevas con el propósito de poner a disposición de la ciudadanía información más completa y de interés público. El cumplimiento de las disposiciones emanadas de este artículo es supervisado por el IFAI, quien otorgó la evaluación de 100 por ciento, una vez que se atendieron sus observaciones.

El Área Coordinadora de Archivos del Corporativo de Petróleos Mexicanos inició el proceso encaminado a la consecución de la visión:

“Garantizar la validez, autenticidad, integridad, localización expedita y disponibilidad de los archivos del Corporativo y de la Industria Petrolera Estatal”. A partir de la visión el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, autorizó en noviembre, la Estrategia General para la Organización, Conservación y Custodia de los Archivos de Petróleos Mexicanos y, pidió se sometiera a la consideración de los consejos de administración de los organismos subsidiarios la adopción de la referida estrategia, así como los criterios que al efecto se expidan.

En noviembre, el Comité de Información autorizó los Criterios Específicos para la Organización, Conservación y Custodia de los Archivos de Petróleos Mexicanos, los que se encuentran publicados en el portal institucional de internet.

Durante el año se elaboraron los instrumentos de consulta y control archivísticos:

- Cuadro General de Clasificación Archivística y el Catálogo de Disposición Documental, ambos realizados con base en un formato único para el Corporativo y con claves homologadas con los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos.
- Se publicó en el portal de Internet, el Calendario Institucional en el que se establecen las fechas para la organización total de los archivos y el Informe de la situación que guarda el cumplimiento de los Lineamientos de Archivo.
- En diciembre, se concluyó el Inventario por Series Documentales respecto de la información generada, obtenida, adquirida, transformada o conservada por cualquier título con anterioridad al 12 de junio de 2003 y se difundió, a través del portal de Internet institucional, la Guía Simple de Archivos.

Ingeniería y desarrollo de proyectos

La Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos otorga apoyo especializado a los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos en el desarrollo de proyectos de construcción. En 2004 tuvo a

Petróleos Mexicanos

su cargo 45 proyectos, de los cuales 24 correspondieron a Pemex Refinación, 13 a Pemex Gas y Petroquímica Básica, siete de Pemex Petroquímica y uno a Pemex Exploración y Producción. Al cierre del ejercicio se concluyeron los 11 proyectos siguientes:

- Pemex Refinación.- rehabilitación de la planta de alquilación en la Refinería de Tula; planta isomerizadora de butanos en la Refinería de Madero; construcción de un tanque vertical para almacenamiento de gasolinas de 200 mil barriles en la terminal marítima de Ciudad Madero; construcción de un tanque vertical para almacenamiento de gasolinas de 200 mil barriles en la terminal refrigerada de Pajaritos y; terminación de tramos del nuevo oleoducto de 24 pulgadas Nuevo Teapa - Poza Rica – Madero – Cadereyta y del poliducto de 12 pulgadas Cadereyta-Matamoros.
- Pemex Gas y Petroquímica Básica.- plantas criogénicas modulares 1 y 2 así como la terminal de recibo y distribución de gas licuado y gasolinas en el Centro Procesador de Gas Burgos, en Reynosa; edificios administrativos en Burgos y; terminación de la integración y filtros para acondicionamiento de gas amargo en el Centro Procesador de Gas Cactus.
- Pemex Petroquímica.- ampliación de la planta Derivados Clorados III, en Pajaritos; obra civil y electromecánica para rehabilitación y mantenimiento del tanque criogénico en la Terminal de Almacenamiento y Distribución Topolobampo y, obra civil y electromecánica para rehabilitación de la planta de amoniaco y líneas para almacenamiento en Topolobampo.

Los 34 proyectos de construcción restantes se encuentran en diferentes etapas de su proceso, que comprende desarrollo de ingeniería, construcción, pruebas de prearranque y de desempeño. Los principales proyectos que se encuentran en desarrollo son:

- La reconfiguración de la Refinería de Minatitlán.

- La ampliación de la planta de polietileno de alta densidad de 240 a 315 miles de toneladas anuales y la planta recuperadora de azufre de 10 toneladas diarias en La Cangrejera.
- Ampliación de la planta swing para producir 300 mil toneladas al año de polietileno de alta densidad o lineal de baja densidad en Morelos.
- Planta Criogénica 3 y la ampliación del área de almacenamiento y de distribución en el Centro Procesador de Gas Burgos.
- Planta isomerizadora de pentanos y hexanos de 10.5 miles de barriles diarios en Madero.
- Planta de eliminación de nitrógeno del gas natural en el Centro Procesador de Gas Ciudad Pemex.

En el marco del Programa de Transparencia y Combate a la Corrupción destacó la homologación de seis bases de licitación nacional e internacional para contratos a precio alzado, mixtos y de servicios. Dos contratos de obra pública para obras mayores, ambos a precio alzado y otro de servicios relacionados con la obra pública. Formatos de actas de apertura técnica y económica, de fallo, de visita al sitio de los trabajos y de reunión de aclaraciones y convocatorias a nivel nacional e internacional.

El Programa de Transparencia y Combate a la Corrupción permitió disminuir 8.8 por ciento el número de inconformidades presentadas por los contratistas con respecto al año previo. En 2004 sólo procedieron 12 inconformidades de un total de 1 049 licitaciones públicas realizadas.

Operaciones

La Dirección Corporativa de Operaciones orienta sus actividades para asegurar el desempeño coordinado de los organismos subsidiarios. En este contexto, en 2004 se realizaron las actividades siguientes:

- Inició el proceso de implantación del Sistema de Administración del Mantenimiento (SAM), el cual tiene como objetivo mejorar la

Petróleos Mexicanos

disponibilidad, confiabilidad y productividad de los activos de Petróleos Mexicanos y se actualizó el censo de los derechos de vía compartidos de los organismos subsidiarios.

- Se firmó un convenio para la administración, operación, mantenimiento y seguridad del sistema de Rack's entre las subsidiarias y filiales que operan en el área de Coatzacoalcos, Veracruz.
- Se promovió hasta su aprobación la modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2003, para mejorar la calidad del gas natural. Se implantó un sistema informático para dar seguimiento en tiempo real a la cadena productiva de gas natural-etano en Pemex.
- Se actualizó el Estudio de Identificación de Oportunidades Operativas de Petróleos Mexicanos y se establecieron compromisos de captura de las brechas identificadas. Se validaron los Indicadores del Sistema de Control del Programa de Transparencia y Combate a la Corrupción. Se elaboró el Reporte de Evaluación Trianual para el periodo 2000–2003 donde se analizaron los principales logros y problemáticas que enfrentó la empresa.
- Se desarrolla el análisis del Proyecto de Cogeneración y Administración de la Energía Eléctrica en Petróleos Mexicanos, en dos grandes líneas de acción: aprovechar la infraestructura existente de generación de energía eléctrica e intercambiar la mayor cantidad posible entre las subsidiarias y filiales y; definir y evaluar las iniciativas fundamentales para determinar, en su caso, la factibilidad técnico-económica de la instalación de grandes plantas de cogeneración en la empresa.
- Se identificaron las principales necesidades de infraestructura en los sistemas actuales de transporte y almacenamiento y se determinaron los requerimientos de capacidad adicional para los próximos tres años, con una visión integral, considerando flexibilidad operativa por contingencias ambientales.

- Se aprobó una nueva tarifa de servicio de guarda y manejo de crudo, entre Pemex Exploración y Producción y Pemex Refinación.

Administración patrimonial

Conforme a la normatividad vigente el área de administración patrimonial de Petróleos Mexicanos, que tiene a su cargo la enajenación de bienes muebles e inmuebles, realizó ventas por un total de 252.2 millones de pesos en 2004, de las cuales 76 millones correspondieron a ventas de los organismos subsidiarios, 129 millones de bienes muebles, 43 millones de bienes inmuebles y cuatro millones por la venta de equipo y material

El monto de la venta de bienes muebles, se logró gracias a la obtención de un 51 por ciento adicional de los valores mínimos de adjudicación en los tres contratos abiertos de compraventa de desechos ferrosos, no ferrosos y bienes diversos. En cuanto a enajenaciones por donación, se concluyó el proceso de 16 inmuebles y se formalizaron tres con una superficie de 812 282 metros cuadrados.

Relaciones laborales

En 2004, se concertaron y aplicaron acuerdos y convenios administrativo-sindicales de reestructuración y modificaciones a la plantilla laboral, tanto del régimen de confianza como sindicalizado.

En la negociación contractual con el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana se convino en un incremento de 4 por ciento al salario ordinario del personal sindicalizado y a las pensiones jubilatorias. Estos aumentos se hicieron extensivos al personal de confianza.

En 2004, se otorgaron 3 349 créditos hipotecarios por 1 528 millones de pesos. Las becas otorgadas beneficiaron a 935 trabajadores y a 5 833 hijos de trabajadores.

Recursos humanos

Se definió un nuevo modelo de recursos humanos, que permitirá que esta función agregue valor al plan de negocios de la empresa a través del

Petróleos Mexicanos

fortalecimiento del capital humano. Este modelo permitirá tener una mayor capacidad de respuesta a las demandas de competitividad que enfrenta la industria y a satisfacer los requerimientos que en la materia establece el gobierno Federal.

Se llevó a cabo el II Congreso Anual de Recursos Humanos y se implantó la primera etapa del Sistema Institucional de Administración del Desempeño Individual (SIADI) con el propósito de lograr estándares más altos en la operación de la industria.

Desarrollo social

Petróleos Mexicanos puso en marcha diversas acciones a fin de propiciar y consolidar un clima de colaboración mutua con el entorno social en donde ejecuta sus actividades. Las acciones que destacan son:

- Entrega de recursos por un monto de 797 millones de pesos, de los cuales 86.6 por ciento se asignó a los estados donde se realiza la mayor actividad petrolera: Campeche, Chiapas, Tabasco, Tamaulipas, Veracruz, Coahuila, Guanajuato, Hidalgo, Oaxaca y Nuevo León. Estos recursos se destinaron a obras de infraestructura vial e hidráulica, equipamiento urbano y rural, proyectos productivos, obras de conservación y restauración del patrimonio cultural, programas de investigación y de mejoramiento educativo, obras de pavimentación y mantenimiento de la red carretera.
- Se establecieron acuerdos y compromisos para desarrollar programas especiales entre los que destacan el Programa de Apoyo a la Vivienda Rural en municipios petroleros de Tabasco y la constitución del Fondo de Reconversión Pesquera del Golfo de México
- En el Istmo de Tehuantepec se establecieron mesas de trabajo, para atender problemas ambientales y sociales en el municipio de San Juan Guichicovi.
- Mediante la integración de un grupo conformado por autoridades del gobierno de Veracruz, del municipio de Tuxpan y de Petróleos Mexicanos, se logró reubicar a 32 familias asentadas irregularmente

sobre terrenos de la terminal de transportación marítima de Pemex Refinación.

Proceso de suministros

Se definió la propuesta para la implantación del modelo institucional de suministros, cuyo objetivo es la transformación integral y armónica del proceso de suministros en la empresa.

Las adquisiciones, arrendamientos y servicios en la empresa se consolidaron, registrándose 14 eventos, de los cuales diez concluyeron y cuatro se encuentran en proceso. Los ahorros estimados para tres de ellos ascendieron a 11 millones de pesos, lo que representó más de 10 por ciento de los montos presupuestados.

Con objeto de fomentar la transparencia y la rendición de cuentas en la gestión del proceso de suministro, se consolidó la iniciativa institucional de revisión previa de 85 bases de licitación con participación externa, además se realizaron encuestas de percepción de transparencia para identificar acciones de mejora.

Servicios corporativos

La Dirección Corporativa de Administración proporciona a los organismos subsidiarios servicios médicos, telecomunicaciones, seguridad física, información geográfica, servicios aduanales e informática.

Servicios médicos

Conforme al modelo de atención integral en 2004 se realizaron 69 mil egresos hospitalarios; 34 mil intervenciones quirúrgicas, alrededor de cinco millones de consultas; casi cuatro millones de exámenes de laboratorio, estudios radiológicos y 76 mil exámenes médicos periódicos. Se efectuaron cinco transplantes de riñón y diversos procedimientos médico-quirúrgicos.

Durante 2004, las Unidades Hospitalarias se certificaron dentro del programa Arranque Parejo a la Vida. Se obtuvo el Reconocimiento INNOVA 2004 que entrega el Gobierno Federal a las entidades públicas

Petróleos Mexicanos

que se distinguen por sus procesos de mejora, con la práctica de Innovación del Subproceso de Recepción en la Consulta Externa del Primer Nivel de Atención de los Hospitales Centrales y mención especial por la calificación obtenida de la Estrategia de Buen Gobierno con Mejora Regulatoria.

Telecomunicaciones

En materia de telecomunicaciones, concluyó la puesta en servicio de la red satelital institucional, cuya tecnología se encuentra a la altura de las más modernas del mundo y con la cual se suministrarán servicios de voz, datos y video. La red se utilizará en el control volumétrico en estaciones de servicio, en equipos de perforación terrestres y marinos, para el SCADA de las redes de ductos de Pemex Gas y Petroquímica Básica y de Pemex Refinación y, en general, para cualquier instalación remota de la empresa.

Continuó la modernización de los sistemas de microondas con la sustitución de 10 enlaces del corredor transistmico de ductos. Se duplicó la capacidad de transmisión en el Sistema México–Poza Rica–Morelos–Villahermosa, con la instalación del sistema de microondas en configuración co-canal.

Prosiguió la modernización de la Red Institucional de Datos de Alta Velocidad; de los nodos en Ciudad del Carmen, México y Villahermosa; así como de seis switches. Se instalaron, además, 12 equipos de detección de protección contra intrusos.

Se instaló un controlador para el sistema de radiocomunicación troncalizada de la zona norte, lo que permitió incrementar la capacidad de comunicación en un área amplia, de 48 a 68 sitios de repetición.

Se implantó un sistema de gestión de la calidad, de acuerdo con la Norma ISO 9001-2000 para el suministro de servicios de videoconferencia, con la obtención del certificado de proveedor confiable. Se recibió, la revalidación del certificado de calidad, de acuerdo con la norma, para el suministro del servicio de transmisión de datos con protocolo Frame Relay.

Seguridad física de las instalaciones y combate al mercado ilícito de combustibles

En materia de seguridad física destacó la detección y eliminación de 102 tomas clandestinas, el aseguramiento y puesta a disposición ante las autoridades, de 188 presuntos responsables y 67 vehículos incautados; así como, el patrullaje y vigilancia sobre los derechos de vía e instalaciones, en vehículo y recorridos a pie. Se efectuaron 87 estudios de vulnerabilidad y análisis de riesgo a igual número de instalaciones y se documentó la totalidad de los servicios proporcionados en materia de seguridad física bajo la norma ISO 9001-2000.

Se elaboró un proyecto de decreto de reformas al Código Penal Federal y al Código Federal de Procedimientos Penales que contempla el incremento a las sanciones establecidas para el robo, adulteración y comercialización de estos combustibles, el cual fue presentado al poder legislativo para su estudio y en su caso aprobación

Información geográfica

Concluyó la elaboración e implantación de la Política General de Información Geográfica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, con el objeto de fortalecer y modernizar el Sistema de Información Geográfica de la Industria Petrolera. Se procesó la cartografía 1:50 000 elaborada por el Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática y se mantuvo la certificación de los servicios de información geográfica bajo la norma de calidad ISO 9001-2000.

10. Perspectivas 2005

En 2004, la economía nacional evolucionó de manera relativamente aceptable si se compara con el comportamiento económico de 2001-2003, La política económica para 2005 tiene, entre otros, el propósito de fortalecer las fuentes internas de crecimiento. La economía nacional crecerá 3.8 por ciento durante 2005, con un incremento en la importación de bienes y servicios de 6.2 por ciento. Así la oferta agregada registrará un crecimiento de 4.5 por ciento. En cuanto a los componentes de la demanda agregada el dinamismo provendrá del desempeño de las exportaciones con un aumento de 6.8 por ciento y un crecimiento del consumo total de 3.2 por ciento.

El régimen fiscal vigente para Petróleos Mexicanos es uno de los factores que ha contribuido a una delicada situación financiera para la empresa, además de haber introducido una distorsión que no favorece la inversión. Para mejorar estos aspectos es necesario determinar un nuevo régimen fiscal que permita a la empresa situarse en igualdad de circunstancias respecto de otras empresas petroleras en los mercados internacionales; que propicie una mayor rentabilidad de la inversión en proyectos de exploración y explotación de yacimientos de potencial diferente y fomente la inversión en gas natural para disminuir la actual dependencia del exterior que tiene el país para el suministro de este energético.

Las condiciones económicas en el ámbito internacional, que afectan el desarrollo de la empresa, contemplan que en 2005, la evolución reciente de la economía mundial podría registrar una desaceleración del crecimiento global, en particular para China y Estados Unidos; se prevé que los inventarios de petrolíferos seguirán creciendo en Europa y Estados Unidos y que se mantendrán por arriba de su tendencia de largo plazo; se estima que la oferta de petróleo de Iraq aumente, en particular por el restablecimiento de los medios de distribución y, que los países del Golfo Pérsico también incrementen su oferta.

Petróleos Mexicanos continuará con su estrategia de optimización en todos sus procesos y servicios, para reforzar las áreas que generan valor

Petróleos Mexicanos

agregado, así como identificar y fortalecer aquellas que requieran de nuevas estrategias para desempeñar en forma eficiente sus actividades. La empresa asume la responsabilidad compartida de darle viabilidad energética a México. En lo que va de la presente administración Federal y con base en los montos de inversión significativa se ha logrado identificar un gran potencial de hidrocarburos en el país. La explotación de este potencial representa un importante reto de inversión y aplicación de nuevas tecnologías.

Con los recursos energéticos en prospectiva se estima una generación de valor económico sin precedente, contribuir en forma destacada al crecimiento económico de la nación y, a la generación de empleos productivos.

En este contexto, el programa de inversiones para 2005 contempla un monto cercano a 150 mil millones de pesos privilegiando los proyectos para explotación de gas natural y crudo pesado

Para 2005 las metas volumétricas establecidas en el Presupuesto de Egresos de la Federación consideran una producción de crudo de 3 440.6 miles de barriles diarios, volumen 1.7 por ciento superior a 2004; la producción de gas natural se ubicará en 4 857.8 millones de pies cúbicos diarios, con un crecimiento de 6.2 por ciento. El crudo pesado continuará siendo el principal componente de la mezcla, y la Región Marina Noreste con su activo Cantarell la primera productora de este hidrocarburo. En el caso del gas natural, el no asociado al crudo continuará ganando terreno en su participación al total nacional, al contribuir 39.2 por ciento, 5 puntos porcentuales más que el observado en 2004.

Para alcanzar esta producción primaria, será necesario terminar 103 pozos exploratorios y 687 de desarrollo.

En 2005 la elaboración de petrolíferos y gas licuado se estima en 1 474.5 miles de barriles diarios, cantidad 7 por ciento menor a lo realizado en 2004, derivado de un menor volumen de crudo a procesar, principalmente en las refinerías de Salina Cruz, Minatitlán y Madero. Se

inició la reconfiguración de la refinería Minatitlán, por lo que la producción de esta refinería se verá afectada, impactando directamente en una mayor importación de gasolinas.

La producción de petroquímicos se estima será superior a la realizada en 2004 en 3.6 por ciento, que se explica en los derivados del etano, principalmente, ya que la entrada en operación de plantas con aumentos en su capacidad permitirá el crecimiento en la producción de esta cadena. También se tendrá una producción ligeramente mayor en aromáticos y otros.

El volumen de ventas internas de petrolíferos se estima que se incrementará 2.3 por ciento, por una mayor comercialización de gasolinas para uso automotor, de manera particular la Pemex Premium; por su parte, la venta interna de combustóleo no se prevé crezca de manera importante debido a la sustitución de este combustible por gas natural en el sector eléctrico, por lo cual el consumo total de gas natural aumentará 5.4 por ciento

En 2005 la dinámica de las ventas de productos petroquímicos se espera sea superior al incremento en la producción, con lo que crecerán 22.2 por ciento con respecto al periodo anterior, ante la expectativa de una mayor actividad económica en el país, así como por la reestructuración comercial de Pemex Petroquímica, que permitirá lograr mejores condiciones de ventas.

Las relaciones comerciales de Petróleos Mexicanos con el exterior se modificarán en su estructura. Se estima un mayor envío de crudo al exterior en 1.8 por ciento, por la disminución en el proceso en el Sistema Nacional de Refinación; sin embargo, el ingreso de divisas por este concepto se verá disminuido. Se presentará un incremento sustancial en los volúmenes de importaciones de gas natural, productos petrolíferos y petroquímicos; en tanto que las exportaciones de estos dos últimos se abatirán para abastecer al mercado interno y compensar la baja en la producción por las modificaciones a la infraestructura de producción.

Petróleos Mexicanos

El presupuesto de gasto programable aprobado por la H. Cámara de Diputados a ejercer en 2005, a nivel flujo de efectivo, asciende a 107 815 millones de pesos, de esta cantidad, 85 083 millones de pesos corresponden a gastos de operación y 22 732 a inversión programable. Para el desarrollo de proyectos dentro del esquema Pidiregas, se autorizaron 114 894 millones de pesos.