

Í N D I C E

| | |
|---|------------|
| PRESENTACIÓN | 7 |
| 1. ENTORNO INTERNACIONAL | 9 |
| 2. ASPECTOS FINANCIEROS | 17 |
| 2.1 Administración financiera | 17 |
| 2.2 Situación financiera | 19 |
| 2.3 Ejercicio del presupuesto | 24 |
| 3. PROGRAMA DE INVERSIONES | 29 |
| 4. RESERVAS DE HIDROCARBUROS | 47 |
| 5. RESULTADOS OPERATIVOS | 55 |
| 5.1 Exploración y perforación de pozos | 55 |
| 5.2 Producción y distribución de petróleo crudo | 59 |
| 5.3 Producción y distribución de gas natural | 62 |
| 5.4 Proceso del gas natural y líquidos del gas | 63 |
| 5.5 Producción de petrolíferos y gas licuado | 64 |
| 5.6 Producción de petroquímicos | 67 |
| 6. ATENCIÓN AL MERCADO | 71 |
| 6.1 Mercado nacional | 71 |
| 6.2 Modernización del proceso comercial | 75 |
| 6.3 Combate al mercado ilícito de combustibles | 76 |
| 6.4 Comercio internacional | 78 |
| 7. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL | 83 |
| 8. PLANEACIÓN Y COORDINACIÓN DE OPERACIONES | 93 |
| 9. ADMINISTRACIÓN CORPORATIVA | 101 |
| 10. TRANSPARENCIA | 111 |

PRINCIPALES EJECUTIVOS

DR. JESÚS REYES HEROLES GONZÁLEZ GARZA
DIRECTOR GENERAL DE PETRÓLEOS MEXICANOS

ING. CARLOS ARNOLDO MORALES GIL
DIRECTOR GENERAL DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

ING. JOSÉ ANTONIO CEBALLOS SOBERANIS
DIRECTOR GENERAL DE PEMEX REFINACIÓN

ING. ROBERTO RAMÍREZ SOBERÓN
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, S.A. DE C.V.

DR. HEBER CINCO LEY
DIRECTOR GENERAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

LIC. ESTEBAN LEVÍN BALCELLS
DIRECTOR CORPORATIVO DE FINANZAS
DE PETRÓLEOS MEXICANOS

ING. ROSENDO ALFREDO VILLARREAL DÁVILA
DIRECTOR CORPORATIVO DE ADMINISTRACIÓN
DE PETRÓLEOS MEXICANOS

DR. RAÚL ALEJANDRO LIVÁS ELIZONDO
DIRECTOR CORPORATIVO DE OPERACIONES
DE PETRÓLEOS MEXICANOS

ING. ERNESTO RÍOS MONTERO
DIRECCIÓN CORPORATIVA DE INGENIERÍA Y
DESARROLLO DE PROYECTOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS
ENCARGADO DEL DESPACHO

C.P. JOSÉ FORTUNATO ÁLVAREZ ENRÍQUEZ
TITULAR DEL ÓRGANO INTERNO DE CONTROL
EN PETRÓLEOS MEXICANOS

PRESENTACIÓN

El propósito de esta Memoria de Labores consiste en proporcionar un panorama completo de las actividades desarrolladas y los resultados alcanzados por Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios en 2006, tanto en aspectos financieros como operativos.

La estructura del documento está conformada por diez apartados que informan acerca de los aspectos más destacados de la industria petrolera paraestatal, desde una perspectiva consolidada.

En el primer capítulo se proporciona un panorama general sobre el comportamiento de los principales mercados internacionales en los que participa la empresa, de tal forma que permita apreciar el efecto que éstos tienen en su desempeño.

El segundo y tercer apartados expresan los resultados financieros de la empresa, el ejercicio del presupuesto y el programa de inversiones, en el que se muestra el estado de los proyectos prioritarios, y los beneficios obtenidos con la aplicación de estos recursos.

En el capítulo cuarto, se presenta la evolución de las reservas de hidrocarburos y su situación actualizada al 1 de enero de 2007.

Los capítulos quinto y sexto resumen los principales resultados operativos alcanzados, desde la exploración y producción de hidrocarburos, su proceso y producción de derivados, hasta la atención del mercado nacional y la exportación de sus excedentes.

El séptimo apartado se refiere a las acciones realizadas por Petróleos Mexicanos en materia de seguridad industrial y el abatimiento de su pasivo ambiental, en el marco de sus políticas de desarrollo sustentable.

En el capítulo ocho se presentan las actividades de planeación y de coordinación operativa que realiza el Corporativo. La administración corporativa se reseña en el apartado nueve, y considera temas como el

desarrollo social, servicios corporativos, y del compromiso social de la empresa, entre otros.

En el capítulo diez se informa del avance y el cumplimiento de los programas para la Transparencia y Combate a la Corrupción, de Mejora Regulatoria y en materia de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental.

Esta Memoria de Labores se edita a la par del Informe Estadístico de Labores 2006, anexo que contiene las estadísticas de las operaciones y finanzas de la empresa correspondientes al periodo 2004-2006.

1. ENTORNO INTERNACIONAL

MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

Durante 2006, el mercado petrolero internacional experimentó cambios significativos, dentro de una clara tendencia a la alza, conforme a su propia complejidad y dinamismo que le permite la condición de amplia volatilidad de los precios del petróleo crudo. El comportamiento de los precios durante el año se puede analizar en dos etapas, la primera de enero a principios de agosto y la segunda a partir de este mes.

En la primera etapa los precios registraron un aumento de 13.6 por ciento para el West Texas Intermediate (WTI) y de 16.8 por ciento para el Brent del Mar del Norte. En julio estos precios marcadores alcanzaron su promedio mensual más alto, el primero de ellos se ubicó en 74.38 dólares por barril y el segundo en 73.66 dólares. Este comportamiento fue resultado del elevado crecimiento de la economía mundial, que ha incidido en la tendencia de una mayor demanda, frente a un bajo crecimiento en el abastecimiento de hidrocarburos, el cual se encuentra muy cerca de la capacidad de generación de fluidos de los yacimientos en las distintas regiones productoras del mundo, además de eventos geopolíticos y meteorológicos.

Entre los sucesos más significativos se encuentran los siguientes:

- El desafío de Irán a la comunidad internacional, rechazando los pedidos para superar su programa de enriquecimiento de uranio, lo que generó especulaciones acerca de un recorte de las exportaciones petroleras iraníes en represalia a eventuales sanciones de la Organización de las Naciones Unidas. Los ataques a la infraestructura petrolera de Nigeria y las amenazas a la integridad de Estados Unidos.
- El riesgo de un ataque contra las instalaciones de Abqaiq, lugar en donde Arabia Saudita concentra la mayor parte de la producción de crudo; la gravedad de los conflictos con Irán que pusieron en peligro el abastecimiento desde el Medio Oriente, y la invasión israelí a

Líbano generó el temor de una extensión del conflicto, involucrando a Siria e Irán.

- El enfrentamiento del gobierno venezolano con las compañías operadoras que se negaron a aceptar la nueva legislación petrolera, así como los problemas sufridos por la refinería de Cardón que exporta gasolina a Estados Unidos y la nacionalización de la industria petrolera y de gas natural de Bolivia.
- La caída en la primera mitad de junio de 2006 de los mercados accionarios y de materias primas, que provocó liquidaciones masivas en los mercados petroleros, atribuibles a la posibilidad del incremento de la inflación y de las tasas de interés que restarían impulso al crecimiento económico y, con ello, a la demanda petrolera.
- La fuerte presión del mercado estadounidense de gasolina por la inquietud que despertaban las nuevas especificaciones en materia ecológica, el incremento de la demanda y la reducción de sus existencias, así como una menor oferta derivada por problemas en algunas refinerías de ese país.
- Los problemas operativos, por el corte de energía que sufrieron cinco refinerías de Texas y Delaware, así como por la negativa de Texas de conceder una suspensión temporal del cumplimiento de las nuevas especificaciones de la gasolina para garantizar una mayor oferta.
- Durante enero, las operaciones especulativas realizadas en los mercados por los fondos de cobertura y la menor extracción de crudo en Rusia por cuestiones climatológicas.
- El clima invernal de febrero fue bastante benigno y la disponibilidad de combustibles para calefacción aumentó, al mismo tiempo que se ampliaban más de lo esperado los inventarios estadounidenses de crudo y petrolíferos.

- La estrecha capacidad excedente y la demanda ligada a las bajas temperaturas tuvieron el potencial para aumentar la volatilidad de los precios.
- Asimismo, las temperaturas templadas en Estados Unidos y en algunas regiones más del hemisferio norte.

La carrera alcista de los precios del petróleo crudo concluyó el 7 de agosto cuando el WTI llegó a 76.95 dólares por barril, y el 8 de agosto el Brent se situó en 78.69 dólares, para cerrar el último día de ese mes con 6.71 y 11.34 dólares por barril menos, respectivamente, y es en este momento cuando se identifica la segunda etapa en el comportamiento del mercado petrolero internacional.

Este importante retroceso fue propiciado por el relajamiento de eventos geopolíticos que fueron reduciendo la prima de seguridad en los precios petroleros. Se logró el cese de hostilidades en el Líbano, Irán mostró una mejor disposición a negociar y la petrolera Shell recuperó parte importante de su producción en Nigeria. Además, British Petroleum afirmó que la estimación inicial de la reducción de la producción de petróleo en Alaska, por corrosión de ductos, sólo sería de la mitad y que en octubre podría recuperar los niveles de producción, disminuyendo así el déficit de la costa oeste de Estados Unidos.

La cotización promedio del primer y segundo trimestres fue de alrededor de 62 y 70 dólares para ambos crudos, sin embargo, en agosto y septiembre se presentó una reducción general en los precios, que en el último trimestre se estabilizaron por abajo de los 60 dólares, con una cotización diaria al cierre del año de 61.15 y 58.93 dólares por barril del WTI y del Brent, en el orden citado.

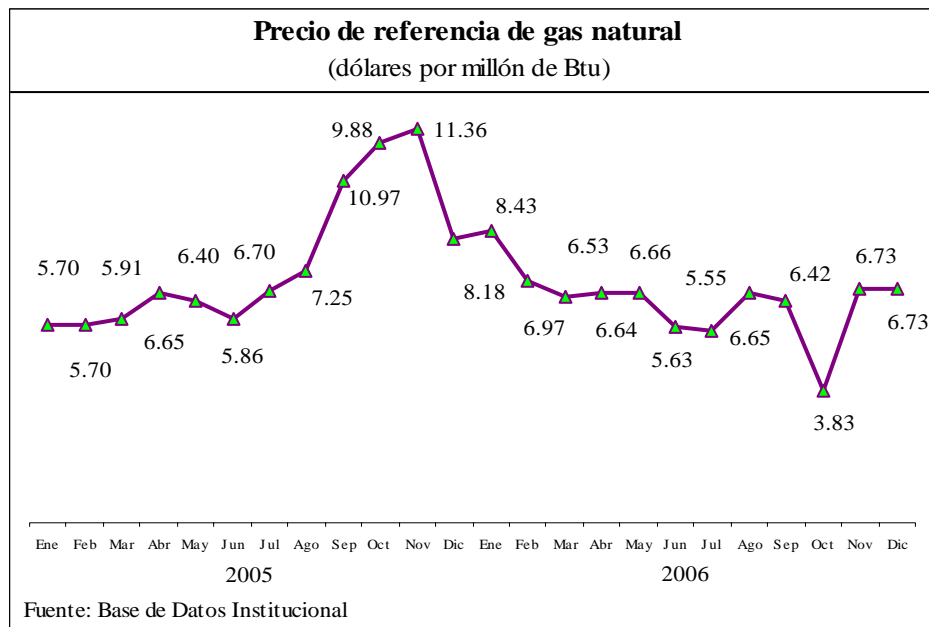
En México, el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación en 2006 fue de 53.04 dólares por barril y su comportamiento a lo largo del año siguió la conducta de los crudos marcadores, de esta forma, su cotización promedio mensual pasó de 50.18 dólares por barril en enero a 60.79 dólares en agosto, siendo éste su máximo mensual, y se redujo a 51.83 dólares en septiembre; mientras que para los meses restantes de

PETRÓLEOS MEXICANOS

2006 tuvo un precio promedio de 48.60 dólares por barril y una cotización al cierre del año de 49.63 dólares.

MERCADO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL

La importancia energética del gas natural radica en el bajo impacto ambiental que tiene en el uso como combustible para el sector industrial, así como por ser un producto final para los sectores doméstico y comercial. La abundancia del energético y sus características han hecho que su demanda haya aumentado en forma significativa a lo largo de la última década, por lo que en la actualidad cuenta con un mercado en continua expansión. A nivel mundial el mercado de gas natural está estructurado por regiones y México por su localización geográfica forma parte del correspondiente a América del Norte.



En este contexto los precios del gas natural en el país dependen de la oferta y demanda en esta región. México para determinar el precio del gas natural usa la referencia de Tetco-EPGT del sur de Texas, de esta forma durante 2006, los precios del gas natural mantuvieron una tendencia descendente. En enero el precio se ubicó en 8.43 dólares por millón de Btu (Unidad Térmica Británica) hasta situarse en octubre en 3.83 dólares. A partir de esta fecha observó un aumento para ubicarse en el último bimestre en 6.73 dólares por millón de Btu.

En 2006, los principales factores que determinaron el comportamiento de los precios de este combustible en la región fueron:

- La actividad económica en Estados Unidos y Canadá y las condiciones climáticas que se han presentado en Norteamérica ya que la demanda de este energético se caracteriza por fuertes variaciones estacionales.
- Los cambios en las preferencias de los usuarios por el gas natural y el crecimiento de la población. Así como, las modificaciones legislativas relacionadas a la contaminación atmosférica conducen a un crecimiento de la demanda de este combustible.

En 2005 los huracanes Rita y Katrina afectaron la producción de gas natural en la costa estadounidense del Golfo de México, lo que provocó alzas en el precio de este combustible, por esta razón, y para mitigar los efectos en la economía mexicana, el Ejecutivo Federal emitió dos decretos, el primero, con vigencia desde el 15 de abril de 2005 hasta septiembre de 2006, el cual consistió en un descuento máximo de 28 por ciento a los usuarios residenciales de gas natural, el segundo, referente al consumo industrial, se publicó en septiembre de 2005 y estuvo vigente hasta enero de 2006. El mecanismo de este último decreto determinó un precio de referencia para el primer mes de 2006 de 7.50 dólares por millón de Btu, en lugar del precio de referencia generalmente aplicado, que fue de 8.43 dólares para dicho mes. A partir de febrero, para la determinación del precio del gas natural se retomó el mecanismo de referencia previo al decreto.

MÁRGENES DE REFINACIÓN

En 2006, el margen variable del Sistema Nacional de Refinación (SNR) fue muy semejante al de 2005, mientras que el de Estados Unidos tuvo un avance de 9 por ciento. En el primer caso mejoró 5 centavos de dólar por barril para promediar 7.39 dólares y, en el segundo, se elevó 1.33 dólares, alcanzando 15.76 dólares por barril.

Debe destacarse, particularmente, la mejoría que experimentaron los márgenes durante el segundo trimestre de 2006, derivada del aumento del precio de las gasolinas en 27 por ciento, cuando el precio del crudo lo hizo en sólo 18 por ciento. Sin embargo, en los siguientes trimestres se observó un marcado descenso al terminar la temporada de alto consumo de gasolina en Estados Unidos y retrasarse el inicio de la demanda invernal de combustibles por las moderadas condiciones climáticas.

En 2006, el margen variable de Estados Unidos superó en 8.37 dólares por barril al del SNR, debido a sus distintos niveles de rendimientos, al mayor número de refinerías con configuraciones complejas y por la diferencia en calidad de las mezclas de crudos procesados.

Márgenes variables de refinación
(dólares por barril)

| | México (SNR) | Estados Unidos |
|---------------|---------------------|-----------------------|
| 2005 | 7.34 | 14.43 |
| 1er trimestre | 5.05 | 11.73 |
| 2do trimestre | 6.44 | 13.64 |
| 3er trimestre | 5.58 | 15.43 |
| 4to trimestre | 12.51 | 16.90 |
| 2006 | 7.39 | 15.76 |
| 1er trimestre | 4.88 | 13.21 |
| 2do trimestre | 10.50 | 18.78 |
| 3er trimestre | 8.54 | 17.08 |
| 4to trimestre | 5.51 | 13.95 |

Fuente: Pemex Refinación.

Estados Unidos dispone de coquizadoras, equivalentes a 14 por ciento de su capacidad total de refinación, en comparación con 6 por ciento de México, lo que permite reducir la elaboración de residuales. Estas plantas ayudan a la economía de las refinerías al permitir el proceso de crudos más pesados, que son más baratos que los ligeros, además de incrementar el rendimiento de productos de alto valor como las gasolinas.

Los principales resultados obtenidos en 2006 se mencionan a continuación:

- El rendimiento promedio de gasolinas en Estados Unidos fue de 46.1 por ciento, mientras que en México alcanzó 34.4 por ciento. La contribución de este producto al margen estadounidense fue de 40.12 dólares, 45 por ciento mayor al mexicano que se ubicó en 27.66 dólares por barril.
- En destilados intermedios (diesel y querosenos), los rendimientos y las aportaciones al margen de Estados Unidos también fueron mayores que los obtenidos en el SNR. Los rendimientos en ese país para los productos mencionados promediaron 35 por ciento y su contribución llegó a 29.17 dólares por barril. En México, su rendimiento fue de 30.6 por ciento, aportando 24.89 dólares por barril al margen.
- La contribución de los residuales (combustóleo, coque y asfalto) al margen del SNR resultó casi el triple de Estados Unidos con 11.15 dólares por barril frente a 3.76 dólares por barril, atribuible a la diferencia de rendimientos. El SNR obtuvo 30.1 por ciento de residuales, mientras que el país vecino llegó a 12.5 por ciento.

2. ASPECTOS FINANCIEROS

La Dirección Corporativa de Finanzas (DCF) es la responsable de garantizar la obtención de los recursos financieros al mínimo costo para la operación de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, asegurando su uso óptimo. Asimismo, es la encargada de la administración de riesgos financieros, del manejo eficiente de la tesorería y la contabilidad corporativas, así como de la integración y ejercicio del presupuesto conforme a los Criterios de Política Económica emitidos por el Ejecutivo Federal. Los resultados de su gestión se muestran en este apartado.

2.1 ADMINISTRACIÓN FINANCIERA

FINANCIAMIENTOS

Durante 2006 se captaron 4.4 miles de millones de dólares, de los cuales 79.5 por ciento provino de mercados extranjeros financieros. El monto captado se distribuyó como sigue:

| Monto captado en 2006 | |
|---|------------|
| (miles de millones de dólares) | |
| Bonos emitidos en mercados de capital internacionales | 1.5 |
| Bonos emitidos en el mercado de capital mexicano | 0.9 |
| Agencias de crédito a la exportación (ECA's) | 2.0 |
| TOTAL | 4.4 |

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas.

MERCADOS DE CAPITAL

Pemex Project Funding Master Trust realizó la reapertura de dos colocaciones por 1 500 millones de dólares. En mayo firmó una línea revolvente por 1 250 millones de dólares con vencimiento en tres años, que podrá ser utilizada indistintamente por el Master Trust o por Petróleos Mexicanos; y un crédito sindicado por 4 250 millones dividido

en dos tramos para refinanciar un crédito del mismo tipo firmado en marzo de 2005.

El Fideicomiso F/163 en junio de 2006 emitió certificados bursátiles por 10 mil millones de pesos, con vencimiento a siete años.

DEUDA TOTAL

Al 31 de diciembre de 2006, la deuda total consolidada, incluyendo intereses devengados, fue de 52 mil millones de dólares, monto 1.7 por ciento mayor a la registrada al cierre del año previo, principalmente por el incremento en la deuda de largo plazo con vencimientos menores a 12 meses. La deuda total incluye: deuda documentada de Petróleos Mexicanos y los vehículos financieros Pemex Project Funding Master Trust, el Fideicomiso F/163, RepCon Lux, S.A., y Pemex Finance, Ltd.

La deuda total menos el efectivo y valores de inmediata realización ascendió a 35 mil millones de dólares, 12.2 por ciento menor que en 2005.

MODIFICACIÓN DEL RÉGIMEN FISCAL

A partir de 2006, Petróleos Mexicanos aplica el nuevo régimen fiscal aprobado a finales de 2005, mismo que está contenido en la Ley Federal de Derechos (LFD) y en la Ley de Ingresos de la Federación (LIF) para el ejercicio fiscal de 2006. El propósito del nuevo régimen consiste en liberar recursos adicionales para que la empresa pueda invertir en una escala mayor -sin recurrir al mercado financiero y aumentar su deuda-, en la exploración y desarrollo de nuevos yacimientos de petróleo crudo y gas natural, necesarios para competir en condiciones económicas y geológicas similares a otras empresas petroleras.

- El nuevo régimen estableció el pago de los siguientes gravámenes: derecho ordinario sobre hidrocarburos; derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo; derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización; derecho para la fiscalización petrolera; derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía; y derecho adicional.

- Además de estas nuevas contribuciones, continúan vigentes la del aprovechamiento sobre rendimientos excedentes y el impuesto a los rendimientos petroleros, a excepción de este último para Pemex Exploración y Producción.
- Por su impacto en la recaudación, sobresale el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos que establece una tasa a la diferencia entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos, y las deducciones permitidas en la propia LFD, en particular para los primeros cuatro años la tasa dependerá del precio observado y después de este periodo, la tasa aplicable será de 79 por ciento. En el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo se aplica la tasa de 13.1 por ciento al diferencial del precio observado de la mezcla mexicana de crudo de exportación respecto al precio establecido en la LIF del año en curso por el volumen exportado.

2.2 SITUACIÓN FINANCIERA¹

El análisis de los resultados financieros que se presenta en este informe, corresponde a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2006 de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias (Petróleos Mexicanos); son preliminares y aún no han sido dictaminados, y están preparados con base en las Normas de Información Financiera (NIF), antes Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados, publicadas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera, A.C. (CINIF), y a diferencia de los elaborados conforme a Normas Gubernamentales:

- Consolidan los fideicomisos Pemex Project Funding Master Trust y el F/163 con el objeto de considerar los efectos relativos a los proyectos Pidiregas.
- Integran las operaciones de las filiales y compañías subsidiarias.

¹ Un informe más detallado se encuentra en www.pemex.com en la sección relación con inversionistas

- Incorporan en su totalidad el pasivo laboral conforme a los estudios realizados por actuarios independientes.

ESTADO DE RESULTADOS

En 2006, Petróleos Mexicanos presentó un rendimiento neto de 42 497 millones de pesos, monto que contrasta en forma significativa frente al resultado negativo de 2005 de 79 374 millones de pesos. La variación en el resultado obedeció principalmente al aumento en el valor de las ventas de exportación y por los ingresos derivados de la tasa negativa del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS). Estos aspectos mejoraron 19.1 por ciento el resultado de operación antes de impuestos y derechos con relación a 2005.

Las ventas en el país por 546 750 millones de pesos observaron una variación positiva de 4 por ciento, por el aumento en el precio unitario de venta de las gasolinas, gas licuado, combustóleo y turbosina, así como en el volumen comercializado de los principales productos petrolíferos, sobresaliendo las gasolinas, gas natural, diesel y turbosina. Cabe destacar que de acuerdo a la mecánica para determinar las tasas del IEPS, en 2006, éstas arrojaron un resultado negativo por lo que no se causó este impuesto.

Los ingresos por ventas de exportación ascendieron a 511 366 millones de pesos, 16 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, al pasar de 42.71 a 53.04 dólares por barril en 2006; y por aumento en los precios y volumen de ventas al exterior de productos petrolíferos y gasolinas naturales.

Los costos y gastos de operación presentan un aumento de 7.1 por ciento, equivalente a 31 745 millones de pesos, respecto de 2005, debido principalmente a mayores compras de productos, incremento en el costo neto del periodo y en la depreciación y amortización de activos fijos, así como a la fluctuación desfavorable de los inventarios de productos. La variación negativa en este último concepto, se vio compensada parcialmente con menores gastos en los renglones de: pozos no exitosos,

de maquila, de conservación y mantenimiento y de mantenimiento operacional.

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Estados de resultados consolidados
(millones de pesos de 2006)

| Concepto | Del 1 de enero al 31 de diciembre | | | |
|--|-----------------------------------|------------------|----------------|---------------|
| | 2005 | 2006 | Variación | |
| | | | Absoluta | (%) |
| Ventas totales | 966 284 | 1 058 116 | 91 832 | 9.5 |
| En México ^{1/} | 525 583 | 546 750 | 21 167 | 4.0 |
| Exportaciones | 440 701 | 511 366 | 70 665 | 16.0 |
| Costos y gastos de operación ^{2/} | 447 313 | 479 059 | 31 745 | 7.1 |
| Costos de lo vendido | 375 817 | 402 133 | 26 316 | 7.0 |
| Gastos de transportación y distribución | 22 799 | 23 870 | 1 071 | 4.7 |
| Gastos de administración | 48 697 | 53 055 | 4 358 | 8.9 |
| Rendimiento de operación | 518 971 | 579 057 | 60 086 | 11.6 |
| Costo integral de financiamiento ^{3/} | 4 661 | 22 644 | 17 983 | 385.8 |
| Otros gastos (ingresos) | -12 317 | -70 544 | -58 227 | 472.7 |
| Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamiento | 526 627 | 626 957 | 100 330 | 19.1 |
| Impuestos, derechos y aprovechamientos | 604 164 | 584 459 | -19 705 | -3.3 |
| Derechos sobre extracción, aprovechamientos y otros | 583 131 | 584 459 | 1 329 | 0.2 |
| Impuesto especial sobre producción y servicios | 21 033 | - | -21 033 | -100.0 |
| Efecto acumulado inicial por la adopción de nuevo pronunciamiento | -1 837 | - | 1 837 | -100.0 |
| Rendimiento (pérdida) neto | -79 374 | 42 497 | 121 872 | 153.5 |

1/ Incluye el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS).

2/ Incluye el costo por pasivo laboral.

3/ Incluye intereses netos, pérdida por variación cambiaria y el resultado por posición monetaria.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas.

El costo integral de financiamiento aumentó 17 983 millones de pesos debido a las causas siguientes:

- El costo financiero neto observó una variación negativa por aumento en los saldos de las inversiones, y al efecto neto favorable que presentaron los derivados financieros, situación que compensó

parcialmente el incremento en los intereses no capitalizados de los proyectos Pidiregas.

- En la variación cambiaria se registró pérdida debido a la depreciación de 1.01 por ciento que presentó el peso frente al dólar americano con respecto a 2005, mientras que en este último ejercicio el efecto favorable fue de 4.5 por ciento.
- El resultado por posición monetaria disminuyó a causa de la menor posición corta que presentaron las partidas monetarias con respecto a 2005, no obstante la mayor inflación que se registró en 2006.

En el renglón de otros ingresos y gastos se obtuvo un incremento neto de 58 227 millones de pesos, debido principalmente a mayores ingresos por la tasa negativa del impuesto especial sobre producción y servicios en Pemex Refinación, derivado del nuevo régimen fiscal.

La variación favorable en el renglón de impuestos y derechos de 19 705 millones de pesos provino del IEPS que en 2006 no se causó y a la reducción de 50 748 millones de pesos en el total de impuestos y derechos, de acuerdo al nuevo régimen fiscal de Petróleos Mexicanos. El Derecho sobre Extracción de Petróleo (DEP) en 2005 fue de 515 059 millones de pesos, mientras que con el nuevo régimen fiscal el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH) fue de 567 152 millones de pesos. Al cierre de 2006, la carga fiscal representó 55.2 por ciento de las ventas totales, en tanto que en el año previo fue de 62.5 por ciento.

BALANCE GENERAL

Al 31 de diciembre de 2006, la situación financiera de Petróleos Mexicanos, observa una variación positiva en los activos totales de 11.6 por ciento, respecto al año previo.

El activo circulante aumentó 88 105 millones de pesos, 28.9 por ciento, reflejado en los saldos de efectivo y valores de realización inmediata por 62 965 millones de pesos; en cuentas por cobrar por 17 769 millones por mayores fondos de inversión, y anticipos e impuestos por recuperar; inventarios por 6 927 millones de pesos, debido al incremento en los

saldos correspondientes a las existencias de petróleo crudo y productos por mayor volumen y precio; los instrumentos financieros derivados también tuvieron un ligero incremento de 444 millones de pesos.

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Estados de situación financiera consolidados
(millones de pesos de 2006)

| Concepto | 2005 | 2006 | Variación | |
|---|------------------|------------------|----------------|--------------|
| | | | Absoluta | (%) |
| Activo circulante | 304 629 | 392 734 | 88 105 | 28.9 |
| Efectivo y valores de inmediata realización | 125 724 | 188 690 | 62 965 | 50.1 |
| Cuentas, documentos por cobrar y otros | 122 658 | 140 427 | 17 769 | 14.5 |
| Inventarios | 52 633 | 59 559 | 6 927 | 13.2 |
| Instrumentos financieros derivados | 3 614 | 4 058 | 444 | 12.3 |
| Propiedades y equipo | 669 308 | 709 622 | 40 314 | 6.0 |
| Otros activos | 110 881 | 107 998 | -2 883 | -2.6 |
| Total del activo | 1 084 818 | 1 210 353 | 125 535 | 11.6 |
| Pasivo de corto plazo | 171 149 | 176 199 | 5 050 | 3.0 |
| Deuda a corto plazo ^{1/} | 37 558 | 63 840 | 26 282 | 70.0 |
| Proveedores | 32 216 | 36 520 | 4 305 | 13.4 |
| Cuentas y gastos acumulados por pagar | 10 810 | 11 995 | 1 185 | 11.0 |
| Impuestos por pagar | 70 762 | 49 244 | -21 518 | -30.4 |
| Instrumentos financieros | 19 804 | 14 601 | -5 204 | -26.3 |
| Pasivo de largo plazo | 941 628 | 996 682 | 55 054 | 5.8 |
| Deuda a largo plazo ^{2/} | 521 924 | 505 475 | -16 449 | -3.2 |
| Reserva laboral | 390 890 | 454 328 | 63 438 | 16.2 |
| Otros activos a largo plazo ^{3/} | 26 756 | 33 190 | 6 434 | 24.0 |
| Impuestos diferidos | 2 058 | 3 690 | 1 632 | 79.3 |
| Total pasivo | 1 112 777 | 1 172 882 | 60 105 | 5.4 |
| Total patrimonio | -27 959 | 37 471 | 65 430 | 234.0 |
| Total pasivo y patrimonio | 1 084 818 | 1 210 353 | 125 535 | 11.6 |

1/ Incluye vencimientos a menos de un año de deuda documentada (Petróleos Mexicanos, Pemex Project Funding Master Trust, el vehículo financiero mexicano Trust F/163, Pemex Finance y Repcon Lux).

2/ Incluye vencimiento a más de un año de deuda documentada (Petróleos Mexicanos, Pemex Project Funding Master Trust, el vehículo financiero mexicano Trust F/163, Pemex Finance y Repcon Lux).

3/ Corresponde al saldo de la reserva para actividades de abandono y desmantelamiento, créditos diversos y otros.

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas.

El activo fijo registró un incremento de 40 314 millones de pesos por el efecto neto de las nuevas inversiones y el registro de las depreciaciones del periodo. Estas cifras se actualizaron de acuerdo a los lineamientos establecidos por la empresa, con base en el boletín B-10 de las NIF.

Los otros activos presentaron una disminución de 2 883 millones de pesos, principalmente en los rubros de activos intangibles del pasivo laboral por 6 298 millones de pesos, compensándose parcialmente con el incremento en acciones en compañías por 2 703 millones de pesos.

Los pasivos totales registraron un aumento de 5.4 por ciento, equivalente a 60 105 millones de pesos; el pasivo de corto plazo lo hizo en 3 por ciento debido al efecto combinado del incremento en los vencimientos -a menos de un año- de la deuda documentada; proveedores y cuentas por pagar, que se vio atenuado por la disminución en los renglones de impuestos por pagar como consecuencia del nuevo régimen fiscal; e instrumentos financieros.

El pasivo de largo plazo muestra una variación positiva de 5.8 por ciento, en especial en el renglón de la reserva para jubilaciones e indemnizaciones que muestra un incremento de 63 438 millones de pesos, 16.2 por ciento con respecto a 2005, debido principalmente al costo neto del periodo que se refleja por mayores salarios y prestaciones, un año adicional de servicio y el efecto del costo financiero de no tener fondeado dicho pasivo. Cabe destacar que la deuda documentada de largo plazo se vio disminuida en 16 449 millones de pesos.

Al 31 de diciembre de 2005, el patrimonio de Petróleos Mexicanos observó un aumento de 234 por ciento, equivalente a 65 430 millones de pesos, principalmente por la utilidad generada al cierre del ejercicio, considerando la aplicación en junio de 2006 de los rendimientos mínimos garantizados, más la aportación patrimonial por parte del Gobierno Federal de 45 593 millones de pesos.

2.3 EJERCICIO DEL PRESUPUESTO

FLUJO DE EFECTIVO

Para el ejercicio 2006 el gasto programable autorizado a Petróleos Mexicanos en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) fue de 105 222 millones de pesos, monto 5.6 por ciento inferior en términos reales al aprobado para 2005. La variación fue producto de una reducción de 16.5 por ciento del gasto de operación, en tanto que el gasto de

inversión fue 35.1 por ciento mayor, ambos en términos reales. Sin embargo, durante 2006 las autoridades hacendarias aprobaron algunas modificaciones al presupuesto original, teniendo al 31 de diciembre de 2006 un presupuesto adecuado de 163 025 millones de pesos del cual corresponden 108 367 millones de pesos al gasto de operación, 47.5 por ciento adicional al monto original, en tanto que para inversión se aprobó un monto 72.1 por ciento mayor al presupuesto original.

En 2006, Petróleos Mexicanos obtuvo un superávit primario de 201 730 millones de pesos, monto 30 por ciento superior al estimado en el presupuesto original. 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 el siguiente: Pemex Exploración y Producción generó un superávit de 162 856 millones de pesos, Pemex Gas y Petroquímica Básica de 21 325 millones y el Corporativo de Petróleos Mexicanos de 35 307 millones; sin embargo, Pemex Refinación y Pemex Petroquímica presentaron déficit por 9 856 y 7 901 millones de pesos, en el mismo orden.

Los ingresos totales observan un incremento real de 17.3 por ciento, que en términos nominales equivalen a 205 498 millones de pesos, con relación a 2005 y muestran un cumplimiento presupuestal de 124.7 por ciento del monto original autorizado. Los recursos por ventas nacionales ascendieron a 618 413 millones de pesos, monto que en términos reales se ubicó 7 por ciento arriba del obtenido en el año previo, e inferior al previsto en el presupuesto original y al modificado, esto último debido a una menor cobranza, principalmente de los pagos que efectúa la CFE; por una contracción importante en la demanda de combustóleo y un menor precio del gas natural que no se compensó con el incremento en el precio de venta y mayores volúmenes comercializados de gasolinas para uso automotor y diesel. Las ventas de exportación por 422 983 millones de pesos significaron un aumento real de 22.1 por ciento con respecto a 2005 y de 33.9 por ciento con relación al presupuesto original y similares a las del presupuesto modificado. Estos resultados se debieron al

comportamiento del precio del crudo en el mercado internacional que impactó el precio de los productos exportados.

Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios
Flujo de efectivo
(millones de pesos)

| Concepto | 2 0 0 5 | 2 0 0 6 | | | Variación real % Ejercicio 2006/2005 |
|---------------------------------------|----------------|-------------------|------------------|-------------------------|---|
| | | Ppto. Original | Ppto. Modif. | Ejercicio ^{1/} | |
| Ingresos propios ^{2/} | 185 529 | 260 364 | 317 081 | 317 125 | 64.9 |
| Ingresos | 954 373 | 930 178 | 1 159 111 | 1 159 871 | 17.3 |
| Ventas interiores | 557 572 | 614 313 | 620 417 | 618 413 | 7.0 |
| Ventas exteriores | 334 198 | 315 864 | 423 178 | 422 983 | 22.1 |
| Otros ingresos | 61 071 | - | 115 516 | 118 474 | 87.2 |
| Operaciones ajenas netas | 1 532 | - | - | - | -100.0 |
| Egresos | 873 827 | 775 036 | 960 077 | 958 140 | 5.8 |
| Gasto programable | 151 259 | 105 222 | 163 025 | 161 126 | 2.8 |
| Operación | 99 132 | 73 459 | 108 367 | 107 035 | 4.2 |
| Inversión ^{3/} | 52 127 | 31 764 | 54 658 | 54 091 | 0.1 |
| Mercancías para reventa | 106 527 | 91 219 | 126 728 | 126 527 | 14.6 |
| Operaciones ajenas netas | - | - | 804 | 1 522 | - |
| Impuestos indirectos | 86 292 | 100 289 | 79 545 | 78 997 | -11.7 |
| Impuestos directos | 529 749 | 478 306 | 589 975 | 589 969 | 7.5 |
| Superávit primario | 80 546 | 155 142 | 199 034 | 201 730 | 141.7 |
| Intereses | 30 532 | 33 651 | 50 723 | 50 682 | 60.2 |
| Rendimientos al Gob. Fed. | 626 | 102 | 260 | 259 | -60.0 |
| Superávit de operación | 49 388 | 121 389 | 148 050 | 150 789 | 194.6 |
| Endeudamiento neto | -54 913 | -8 011 | -4 172 | -3 798 | -93.3 |
| Disposiciones | 44 836 | 32 519 | 66 754 | 66 718 | 43.6 |
| Amortizaciones ^{4/} | 99 749 | 40 529 | 70 926 | 70 515 | -31.8 |
| Incremento (uso) de caja | -5 525 | 113 378 | 143 879 | 146 991 | -2 667.5 |

1/ Cifras preliminares

2/ No incluye ingresos por operaciones ajenas netas, por financiamiento, mercancía para reventa, impuestos directos e indirectos.

3/ Incluye el registro PIDIREGAS (Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo)

4/ Incluye operaciones del Master Trust (Cuenta Master Trust Neto)

Los ingresos propios generados de las actividades de Petróleos Mexicanos, descontados los impuestos, mercancías para reventa y otros ingresos, significaron una variación positiva de 64.9 por ciento en términos reales con relación a 2005; influidos por los mayores ingresos alcanzados por las ventas exteriores y el ajuste favorable a Petróleos Mexicanos con la aplicación del nuevo régimen fiscal.

En el renglón de otros ingresos diversos se obtuvo una cantidad de 118 474 millones de pesos, misma que no se había considerado en el presupuesto original. Estos recursos provienen principalmente del fondo de 46 millones de pesos del remanente del ARE correspondiente al ejercicio fiscal de 2005, conforme a lo estipulado en los artículos 19 fracción II y 21 inciso j; y 143 millones de pesos, con base en este último artículo. Asimismo, recibió del Gobierno Federal la cantidad de 45 593 millones de pesos como ingresos excedentes del ejercicio fiscal de 2006, con base en el artículo 25, fracción I inciso n, del PEF de 2006. Incluye también el reconocimiento como ingreso del IEPS tasa negativa como resultado del efecto de los altos precios de referencia internacionales en la estructura de precios de los productos sujetos a este impuesto. Estas tasas negativas fueron publicadas en el Diario oficial de la Federación y la SHCP les dio seguimiento puntual.

Los egresos totalizaron 958 140 millones de pesos, 5.8 por ciento mayores en términos reales a 2005 y 23.6 por ciento arriba del programa original. Destaca una mayor importación de mercancía para reventa y los impuestos directos.

El gasto programable ejercido, de operación e inversión, ascendió a 161 126 millones de pesos, monto 2.8 por ciento mayor en términos reales al ejercido en el año inmediato anterior. Con respecto al presupuesto original registró un mayor ejercicio de 53.1 por ciento.

- El gasto de operación por 107 035 millones de pesos fue mayor al del año previo y al monto del presupuesto original, por incrementos en sueldos, salarios y gastos de previsión social; en la compra de medicamentos; en adquisiciones de herramienta y bienes de consumo para la planta industrial de la Empresa.

- El gasto de inversión fue similar al de 2005, sin embargo, con respecto al presupuesto original fue menor por la reclasificación y aplicación del gasto a través del fondo ARE.

Los pagos por mercancía para reventa ascendieron a 126 527 millones de pesos, 35 308 millones de pesos arriba del presupuesto original. La variación en los pagos realizados se debe a precios más altos en la adquisición de productos y al aumento en el volumen comprado.

El pago de los impuestos directos fue mayor en 60 220 y 111 663 millones de pesos con relación al año previo y al presupuesto original, en el orden citado, principalmente por una mejor cotización de la mezcla del petróleo crudo mexicano en el mercado internacional y por mayores pagos de los DOSH, como consecuencia del cambio de régimen fiscal; y, por el pago de adeudos de años anteriores correspondiente a los DEP.

El pago de impuestos indirectos registró una baja de 11.7 por ciento en términos reales, si se compara con el entero de 2005, y con respecto al presupuesto original se dejaron de enterar 21 292 millones de pesos, de los cuales la mayor parte correspondieron al IEPS, en virtud de que se registraron saldos a favor por el efecto en la red fiscal del incremento en el precio del petróleo crudo. Cabe señalar que este rubro no contiene el IEPS tasa negativa, debido a la reclasificación de este concepto de impuestos indirectos al de otros ingresos.

Por concepto de intereses de la deuda, se pagaron 50 682 millones de pesos, cantidad superior a la establecida en el presupuesto original y modificado. El neto de variación contiene mayores egresos financieros como consecuencia del resultado de derivados e intereses pagados, operaciones Repsol y reembolso de transporte. El pago de rendimientos al gobierno federal ascendió a 259 millones de pesos. Petróleos Mexicanos obtuvo un incremento en el uso de caja de 33 613 millones de pesos respecto al saldo positivo previsto de 113 378 millones de pesos.

3. PROGRAMA DE INVERSIONES

Petróleos Mexicanos, como parte del sector energético, desempeña un papel preponderante en el crecimiento y desarrollo económico social del país, no sólo por constituir una de las fuentes principales de los recursos gubernamentales, sino por el significado que tienen los hidrocarburos para el eficaz funcionamiento de la planta productiva en el país y para el bienestar de la población.

La política de inversiones de Petróleos Mexicanos en 2006 continuó el desarrollo de una cartera de proyectos altamente rentables y documentados desde 2001, e incorporó proyectos con una clara tendencia de crecimiento y creación de valor. En el marco de estas políticas, las estrategias se centraron en:

- Incorporar nuevas reservas de hidrocarburos.
- Incrementar la producción de crudo, con énfasis en crudo ligero, y la producción de gas asociado y no asociado.
- Elevar la capacidad de proceso y transporte de gas natural.
- Optimizar la capacidad de refinación.
- Reestructurar e integrar cadenas de valor en la petroquímica.

A partir de estas estrategias se definieron nueve iniciativas y 55 líneas de acción. Una de las iniciativas más importantes que se definió fue la relativa a la planeación y ejecución de inversiones de la cual se desprenden las líneas de acción siguientes: asegurar que la metodología y los criterios para evaluar los proyectos de inversión sean consistentes con la maximización del valor de la empresa; asegurar la solidez de la cartera de proyectos de inversión e; incrementar los niveles de inversión.

Las metodologías y criterios utilizados en Petróleos Mexicanos para la evaluación de sus proyectos de inversión, en cada una de las líneas de negocio, tienen como marco de referencia la maximización del valor económico integral de la industria petrolera paraestatal; de allí que para

lograr la optimización de las inversiones, la cartera de proyectos definidos interactúa con todas las estrategias, impulsando los programas que garantizan la viabilidad de la empresa a mediano y largo plazo. Las características de los programas de inversión contemplan:

- Una cartera de proyectos de alta calidad y rentabilidad, debidamente jerarquizada.
- Suficiencia y oportunidad de los recursos de inversión.
- Ejecución de los proyectos en el tiempo establecido para asegurar el cumplimiento de las premisas planteadas.

El desarrollo de la cartera de inversión considera:

- El establecimiento y actualización de criterios, premisas y lineamientos económico-financieros para la integración, análisis, evaluación y seguimiento de los proyectos, y la incorporación de obras críticas y evaluación de prioridades.
- La conformación de la cartera para la evaluación técnico-operativa de sus componentes y la estimación del impacto económico-operativo de corto, mediano y largo plazo que se derivan de las modificaciones a los proyectos para ser evaluados.
- La integración de una propuesta optimizada de proyectos para inducir la asignación más eficiente de recursos.

La mejora de los procesos, metodologías y herramientas para la evaluación económica de los proyectos se realiza mediante la recopilación de información respecto a las mejores prácticas internacionales, para poder precisar la posibilidad de su implantación, la cuantificación de riesgos y la optimización de portafolios.

Para el seguimiento físico-financiero de los proyectos se definen los lineamientos, procedimientos y metodologías; se realiza el análisis integral y sistemático del avance, desempeño e impacto de los proyectos en las metas económicas y en los programas operativos, asimismo, se identifican en forma oportuna los rezagos en la ejecución y se desarrollan herramientas analíticas y de gestión adecuadas para su seguimiento.

Con este marco de referencia, en 2006 Petróleos Mexicanos ejecutó una cartera de inversión conformada por 30 proyectos integrales de inversión, bajo el esquema de financiamiento denominado Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (Pidiregas) y otros proyectos operacionales y programas incluidos en el gasto presupuestario.

La inversión en 2006, en términos de gasto devengado, ascendió a 208 mil millones de pesos, con lo cual en los últimos seis años llegó a 780 mil millones, un promedio anual de 130 mil millones de pesos, poco más de 12 mil millones de dólares a precios nominales. El monto de inversión en este periodo contrasta en forma significativa si se compara con la realizada en el mismo lapso similar anterior de 260 mil millones de pesos, que representó un promedio anual de 43 mil millones de pesos. Cabe destacar que la política de inversiones privilegió la que se efectúa bajo el esquema de Pidiregas, misma que registró una tasa media de crecimiento anual de 22.9 por ciento, durante 2001-2006.

Estas inversiones permitieron alcanzar resultados sobresalientes en 2006, entre los que destacan los siguientes:

- La tasa de restitución de reservas de hidrocarburos fue de 60 por ciento frente a 14 por ciento en 2001. En términos de reservas probadas por adiciones, revisiones y desarrollo se logró una tasa de restitución de 41 por ciento, la más alta de los últimos ocho años.
- La producción total de petróleo crudo fue de 3 255.6 miles de barriles diarios, 2.3 por ciento menor que en 2005, debido a la caída importante del tipo pesado, atribuible entre otras causas a la declinación del campo Cantarell, sin embargo, el superligero mostró un aumento de 25.1 por ciento y el ligero de 3.6 por ciento. Con las inversiones realizadas, principalmente en Cantarell, en los últimos seis años, se tuvieron producciones históricas de crudo pesado, alcanzando el volumen anual más alto en 2004 con una producción de 2 458 miles de barriles diarios. Si se compara la producción de pesado de 2006 con respecto a 2001 se observa un aumento de 12.4 por ciento y una tasa media de crecimiento anual de 2.4 por ciento en el periodo.

- La producción de gas natural ascendió a 5.4 miles de millones de pies cúbicos diarios, 42.3 por ciento fue de gas no asociado, mismo que presentó un crecimiento de 21.6 por ciento frente al año previo.
- Se descubrieron 19 campos con los cuales se acumularon 142 en los últimos seis años, más de siete veces que los descubiertos en el mismo periodo 1995-2000.
- Se elevó el número de pozos promedio en operación al pasar de 4 435 en 2001 a 6 080 en 2006.
- En 2006, las inversiones para mejorar la calidad de los productos provenientes de las refinerías permitieron elaborar un volumen mayor de gasolinas y diesel de bajo contenido de azufre.

PRESUPUESTO DE INVERSIÓN

En el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) para el ejercicio fiscal 2006, se aprobó un presupuesto de inversión en términos del devengable, de 138 431 millones de pesos, del cual 31 764 millones corresponden a inversión presupuestaria y 106 667 millones a inversión en proyectos Pidiregas. Lo anterior no incluye los recursos derivados del Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (Fondo ARE) del ejercicio 2005.

Durante 2006, las autoridades hacendarias aprobaron varias modificaciones al presupuesto original de Petróleos Mexicanos, en las cuales se incorporaron recursos adicionales en 54.4 por ciento con relación a la cantidad establecida en el PEF, para llegar a un presupuesto adecuado de 213 707 millones de pesos. Las modificaciones en el presupuesto de inversión, en términos absolutos, tienen un mayor significado en Pemex Exploración y Producción y en el Corporativo de Petróleos Mexicanos. En el primer caso se sustentan en estudios de sismología, que permiten evaluar los recursos prospectivos, la recuperación de reservas y en estudios de costo-beneficio, entre otros; y en el segundo por los recursos provenientes del Fondo ARE que no estaba programado originalmente.

En 2006, Petróleos Mexicanos devengó un gasto de inversión de 207 548 millones de pesos, que se integró por 54 197 millones de inversión presupuestaria, 27 135 del Fondo ARE y 126 216 millones de los proyectos Pidiregas. La inversión total en 2006 fue 2.6 por ciento mayor en términos reales al año anterior.

Presupuesto de inversión
(millones de pesos)

| Organismo / Tipo de inversión | 2005 Ejercicio | 2006 | | |
|--|-------------------|----------------|----------------|----------------|
| | | PEF | Adecuado | Ejercicio |
| Petróleos Mexicanos | 195 123 | 138 431 | 213 707 | 207 548 |
| Inversión presupuestaria | 52 435 | 31 764 | 56 146 | 54 197 |
| Fondo ARE | 31 937 | - | 27 131 | 27 135 |
| Pidiregas | 110 751 | 106 667 | 130 430 | 126 216 |
| Pemex Exploración y Producción | 150 763 | 123 605 | 155 833 | 151 140 |
| Inversión presupuestaria | 21 036 | 27 953 | 7 265 | 6 122 |
| Fondo ARE | 22 667 | - | 27 131 | 27 135 |
| Pidiregas | 107 060 | 95 652 | 121 437 | 117 883 |
| Pemex Refinación | 12 775 | 10 806 | 19 154 | 18 501 |
| Inversión presupuestaria | 4 432 | 3 378 | 10 946 | 10 636 |
| Fondo ARE | 5 922 | - | - | - |
| Pidiregas | 2 421 | 7 428 | 8 208 | 7 865 |
| Pemex Gas y Petroquímica Básica | 3 602 | 2 898 | 3 772 | 3 579 |
| Inversión presupuestaria | 405 | 433 | 3 288 | 3 111 |
| Fondo ARE | 1 927 | - | - | - |
| Pidiregas | 1 270 | 2 465 | 484 | 468 |
| Pemex Petroquímica | 1 440 | 1 122 | 2 054 | 1 428 |
| Inversión presupuestaria | 18 | - | 1 753 | 1 428 |
| Fondo ARE | 1 422 | - | - | - |
| Pidiregas | - | 1 122 | 301 | - |
| Corporativo | 26 544 | - | 32 894 | 32 901 |
| Inversión presupuestaria | 26 544 | - | 32 894 | 32 901 |

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación 2006 y Dirección Corporativa de Finanzas.

INVERSIÓN PRESUPUESTARIA

La inversión presupuestaria ejercida en 2006 ascendió a 54 197 millones de pesos, similar en términos reales a la del año previo. Los recursos se devengaron de la manera siguiente: 30.2 por ciento para inversión física;

9.7 por ciento para el pago de los intereses capitalizables del registro Pidiregas, principalmente los correspondientes a los proyectos que se financian bajo este esquema en Pemex Exploración y Producción y en Pemex Refinación; y 60.1 por ciento correspondió a inversión financiera.

En inversión física se ejercieron 16 394 millones de pesos contra 5 975 millones de 2005; Pemex Exploración y Producción y Pemex Refinación participaron con 77.5 por ciento del gasto realizado en 2006.

- En obra pública se ejercieron 13 378 millones de pesos, de los cuales por renglón del gasto 8 150 millones de pesos corresponden a rehabilitación, modificación y reacondicionamiento por contrato; 2 256 millones a construcción de obras y la diferencia se destinó a investigación y desarrollo realizado por terceros, servicios de apoyo a la perforación, estudios de preinversión, y adquisición de materiales, entre los rubros más importantes. Por organismo subsidiario 60.7 por ciento del gasto lo devengó Pemex Refinación, 18.2 por ciento Pemex Exploración y Producción, 16.8 por ciento Pemex Gas y Petroquímica Básica y la diferencia la ejercieron Pemex Petroquímica y el Corporativo de Petróleos Mexicanos.
- El gasto en adquisición de bienes muebles e inmuebles y de mano de obra fue de 3 016 millones de pesos, erogado en su gran mayoría en Pemex Exploración y Producción y en Pemex Refinación.

El pago de amortizaciones del registro Pidiregas ascendió a 5 232 millones de pesos, monto del cual Pemex Refinación ejerció 3 282 millones; Pemex Exploración y Producción, 1 767 millones; y Pemex Gas y Petroquímica Básica, 182 millones de pesos. Derivado de las adecuaciones presupuestarias autorizadas por las dependencias gubernamentales respectivas, la cantidad de 31 452 millones de pesos presupuestada para el pago por concepto Pidiregas, se aprobó al cierre del año en 29 265 millones de pesos. De esta forma, el presupuesto modificado para el pago de intereses capitalizables del registro Pidiregas se estableció en 5 245 millones de pesos y 24 020 millones se incluyeron como parte de los recursos del Fondo ARE.

La inversión financiera ascendió a 32 570 millones de pesos y se derivó principalmente de ingresos excedentes conforme a la fracción I, inciso n) del artículo 25 del PEF de 2006 por un monto de 32 524 millones. Con estos recursos se constituirá un fondo para gastos de inversión en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

FONDO ARE

El presupuesto 2006, aprobado por el H. Congreso de la Unión, no consideró una cantidad determinada para el Fondo ARE, ya que el monto que se destine a este fondo depende del precio real al cual se cotee el petróleo crudo en el mercado petrolero internacional, sin embargo, dicho presupuesto establece el mecanismo que se aplicará en el ejercicio para disponer de los recursos excedentes cuando el precio del crudo haya sido mayor al presupuestado. En el transcurso de 2006, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con base en este mecanismo, autorizó un presupuesto para el Fondo ARE de 27 131 millones de pesos.

- Durante 2006, se ejercieron 27 135 millones de pesos del Fondo ARE, de los cuales 24 019 millones se destinaron a la amortización de los intereses capitalizables del registro Pidiregas y la cantidad restante a inversión física. Estos recursos fueron erogados exclusivamente por Pemex Exploración y Producción.

INVERSIÓN EN PROYECTOS PIDIREGAS

Durante 2006, Petróleos Mexicanos ejerció 126 216 millones de pesos, en proyectos Pidiregas, 9.9 por ciento superior en términos reales a lo erogado en 2005. Esta inversión es la más alta que se ha registrado en un periodo anual para este rubro en Petróleos Mexicanos.

De los recursos totales, 76.1 por ciento se destinaron a cinco proyectos: Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Programa Estratégico de Gas, Burgos y Antonio J. Bermúdez, todos a cargo de Pemex Exploración y Producción. Los dos primeros se orientan a la producción de crudo pesado, el tercero y el cuarto a gas no asociado y el último a la producción de crudo ligero. Bajo este esquema Pemex Refinación gastó 7 865 millones de pesos,

monto que aplicó a los trabajos de reconfiguración de la Refinería de Minatitlán. Por su parte, Pemex Gas y Petroquímica Básica invirtió 468 millones de pesos para continuar el desarrollo del proyecto denominado Plantas Criogénicas Modulares.

Pemex Exploración y Producción continuó el desarrollo de 27 proyectos Pidiregas, en los cuales ejerció 117 883 millones de pesos, 6.3 por ciento más en términos reales que en 2005. Esta cantidad incluye 6 407 millones de pesos por concepto de intereses.

- En el Proyecto Integral Cantarell se terminaron dos ductos, seis plataformas, 15 pozos de desarrollo, todos ellos productores, y se realizaron 84 intervenciones a pozos. En este proyecto se ejerció un total de 25 604 millones de pesos, 1.6 por ciento menos en términos reales que en 2005.
- La inversión en Ku-Maloob-Zaap ascendió a 27 227 millones de pesos, 49.5 por ciento más en términos reales que 2005 y constituyó el monto más alto ejercido en 2006 por Pemex Exploración y Producción en un proyecto, lo que representó 23.1 por ciento de los recursos Pidiregas ejercidos por este organismo. Con esta inversión se terminaron 23 pozos de desarrollo; se efectuaron 39 intervenciones a pozos, de las cuales 34 fueron reparaciones menores y cinco mayores; se instalaron seis plataformas tipo octápodo, dos de perforación, dos de producción y dos habitacionales; y se concluyeron dos oleogasoductos, un oleoducto y seis gasoductos con una longitud total de 56.1 kilómetros.
- En diciembre de 2006 se instaló la plataforma KU-S en la Sonda de Campeche, la más grande de México, con una inversión de 250 millones de dólares y una capacidad de producción de 250 mil barriles diarios. La plataforma KU-S está equipada para separar aceite y gas y tiene capacidad para inyectar y distribuir 600 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno al yacimiento. Como parte del proyecto Ku-Maloob-Zaap en 2007 entrará en operación la Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga denominada Yùm K'ak'náab, Señor del Mar, la cual

tendrá una capacidad de almacenamiento de 2 millones 200 mil barriles de crudo.

- En los proyectos que integran el Programa Estratégico de Gas se invirtieron 21 532 millones de pesos, 8.5 por ciento inferior con respecto al año previo. Con estos recursos se terminaron 21 pozos exploratorios; 46 pozos de desarrollo; 47 reparaciones mayores; se adquirieron 340 kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional; se construyó un gasoducto, seis oleogasoductos, tres estructuras ligeras, dos octápodos, una planta de medición, y una estación de procesamiento y manejo de gas.
- En la cuenca de Burgos se ejercieron 15 012 millones de pesos, 14.8 por ciento más en términos reales en comparación con 2005, lo que permitió realizar 775 intervenciones a pozos; concluir tres estaciones de recolección de gas; tres gasoductos; un gasolinoducto; efectuar 530 kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional y; terminar 30 pozos exploratorios y 324 de desarrollo. De los pozos exploratorios resultaron diez productores de gas seco y tres de gas y condensado; en cuanto a los de desarrollo, 297 fueron productores lo cual representó 92 por ciento de éxito.
- Para el proyecto Antonio J. Bermúdez, cuyo objetivo es producir crudo ligero de entre 29 y 30 grados API y gas en la Región Sur, se destinaron 6 672 millones de pesos, lo que representó una inversión 14.3 por ciento menor en términos reales que en 2005. Con la inversión realizada en este proyecto se terminaron 15 pozos de desarrollo, de los cuales 14 fueron productores de aceite, y se efectuaron 57 intervenciones a pozos.

Pemex Refinación, en el marco de la reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación (SNR), ejerció 7 865 millones de pesos, más del triple que en el ejercicio anterior. Al alcance original de este proyecto se incluyó la construcción de un oleoducto de 30 pulgadas de diámetro y un gasoducto de 12 pulgadas, cuya ingeniería prácticamente se concluyó en 2006.

Pemex Gas y Petroquímica Básica devengó 468 millones de pesos, 64.4 por ciento menos, en términos reales respecto a 2005, debido a la conclusión de los trabajos de construcción relativos a las plantas criogénicas 3 y 4 del Complejo Procesador de Gas Burgos.

En Pemex Petroquímica se realizaron trabajos previos al comienzo del proyecto de modernización y ampliación del tren de aromáticos de La Cangrejera, por lo que no se efectuaron las inversiones previstas con recursos Pidiregas.

CONTRATOS DE OBRA PÚBLICA FINANCIADA (COPF)²

Los Contratos de Obra Pública Financiada responden a la búsqueda de nuevos esquemas de contratación para la ejecución de algunos proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos. Este nuevo esquema de contratación se desarrolló en estricto apego a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, a las leyes y a los reglamentos en materia petrolera. El propósito de este esquema es incrementar la producción de hidrocarburos en México, aprovechar los recursos naturales del país y reducir las importaciones de gas natural. A partir de 2006, estos contratos forman parte de los proyectos Pidiregas.

- Estos son contratos de obra pública que sobre la base de precios unitarios agrupan en una sola unidad distintos servicios. Con este mecanismo, Petróleos Mexicanos mantiene los derechos y la propiedad de los hidrocarburos extraídos y de las obras construidas, a la vez que accede a capacidades adicionales de ejecución, tecnología y financiamiento para efectuar obras de desarrollo, infraestructura y mantenimiento de pozos. Estos contratos no contemplan la participación de los contratistas ni en la producción ni en las utilidades del proyecto.

Los contratos vigentes al cierre de 2006, ubicados en la cuenca de Burgos, tienen por objeto desarrollar reservas de gas natural no asociado.

² A finales de 2005, Pemex Exploración y Producción consideró utilizar el término legal de Contratos de Obra Pública Financiada sobre la Base de Precios Unitarios (COPF), en lugar de Contratos de Servicios Múltiples (CSM) con el propósito de puntualizar que éstos son contratos de obra pública de acuerdo a lo establecido en la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados.

De 2003 a 2005 se realizaron dos rondas de licitación de las que se derivó la firma de siete contratos correspondientes a los bloques Reynosa-Monterrey, Cuervito, Misión, Fronterizo y Olmos de la primera ronda y Pandura-Anáhuac, y Pirineo de la segunda.

La tercera ronda de licitación considera a los bloques Nejo, Monclova y Euro, que en conjunto abarcan un área de 6 196 kilómetros cuadrados. Las licitaciones públicas internacionales correspondientes se publicaron en el Diario Oficial de la Federación el 10 de agosto de 2006. Las obras relativas a esta ronda permitirán capitalizar las inversiones en la cuenca de Burgos, disminuir el ritmo de declinación de los yacimientos ubicados en esa región, y aprovechar la experiencia generada con la perforación del primer pozo multilateral en rocas carbonatadas.

Los trabajos realizados en 2006, a través de estos contratos, permitieron terminar 62 pozos de desarrollo y cinco pozos exploratorios, y una producción de 138 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

PRINCIPALES PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA

Petróleos Mexicanos desarrolla los proyectos estratégicos de infraestructura a través de la Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos (DCIDP), con excepción de los correspondientes a Pemex Exploración y Producción que quedan bajo su responsabilidad.

En 2006 la DCIDP tuvo a su cargo la administración de 34 proyectos en sus distintas etapas: planeación, desarrollo de ingeniería, ejecución, puesta en marcha y conclusión. La situación de los principales proyectos por organismo subsidiario fue la siguiente:

PEMEX REFINACIÓN

En la Refinería de Minatitlán se concluyó una planta recuperadora y purificadora de hidrógeno con capacidad de 490 millones de pies cúbicos diarios, y en la Refinería de Madero una planta isomerizadora de pentanos-hexanos con capacidad de 10.5 miles de barriles diarios. Estas plantas iniciaron su operación en abril y julio de 2006, respectivamente.

En el proyecto Reconfiguración de la Refinería de Minatitlán, durante 2006 continuó el desarrollo de cinco de los seis paquetes IPC (ingeniería, procura y construcción) y de los respectivos trabajos de supervisión mediante los contratos denominados GEP (1-6) que integran este proyecto. El paquete IPC-1 se terminó en 2005 y el GEP-1 en febrero de 2006. El avance global de los IPC fue de 46.1 por ciento al cierre de 2006.

- IPC-2 Integración de la refinería, construcción de la planta de tratamiento de aguas amargas y servicios auxiliares. Avance: 61.9 por ciento.
- IPC-3 Combinada 100 por ciento Maya, hidrosulfuradora de diesel y catalítica FCC 2. Avance: 37.3 por ciento.
- IPC-4 Hidrosulfuradora de gasóleos, generadora de hidrógeno y recuperadora de azufre. Avance: 23.6 por ciento.
- IPC-5 Coquización retardada, hidrosulfuradora de naftas de coquización y regeneradora de amina. Avance: 28.9 por ciento.
- IPC-6 Dos plantas de alquilación. Avance: 74.1 por ciento.

Al concluir los trabajos de reconfiguración, en abril de 2008, la refinería contará con una capacidad de proceso de 260 mil barriles diarios de petróleo crudo, que incluyen 150 mil barriles diarios adicionales de crudo Maya; podrá aumentar la producción de gasolinas en 59 mil barriles diarios, 20 mil de Pemex Magna y 39 mil de Pemex Premium; así como la de diesel y turbosina en 36 mil barriles diarios.

En 2006 inició el proyecto denominado Calidad de los Combustibles con el propósito de dar cumplimiento a la Norma Oficial Mexicana NOM-086

SEMARNAT-SENER³. El proyecto considera la construcción de 11 plantas de hidrotreamiento en las seis refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR) para la producción de gasolinas de ultra bajo azufre (UBA), y para diesel la construcción de cinco plantas hidrodesulfuradoras y la modernización de 19 plantas de destilados intermedios. Adicionalmente, se requiere construir cinco plantas de hidrógeno y cuatro de azufre. El costo de este proyecto representa una inversión del orden de 31 mil millones de pesos.

- Para mejorar la calidad de las gasolinas, en el segundo semestre de 2006 inició el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle.
- Para el diesel, se realizó un estudio de simulación que servirá como base para el diseño del proyecto. Se estima iniciar del desarrollo de la ingeniería en el transcurso de 2007.

PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

En el Complejo Procesador de Gas de Burgos, ubicado en la Estación 19 de Reynosa, concluyó la construcción de las plantas criogénicas 3 y 4 con una capacidad de procesamiento de 200 millones de pies cúbicos diarios cada una, con lo que el complejo podrá procesar 800 millones de pies cúbicos diarios. Las plantas iniciaron su operación en mayo y julio de 2006, respectivamente. Asimismo, se amplió la capacidad de almacenamiento de gas licuado, naftas ligeras y naftas pesadas en 90 mil barriles y de la terminal de distribución en tres nuevas posiciones de llenado, dos para naftas ligeras y una para pesadas.

³ Esta norma establece las especificaciones sobre la protección ambiental que deben cumplir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se comercializan en el país. Esta norma entró en vigor el 1 de abril de 2006, excepto para los nuevos parámetros de azufre en combustibles que tienen un programa especial como las gasolinas Pemex Premium y Pemex Magna, con un promedio de 30 a un máximo de 80 partes por millón de azufre (ppm S), cuya observancia se establece para la Premium a partir de octubre de 2006 en todo el país, para la Magna en octubre de 2008 en las zonas metropolitanas del Valle de México, Guadalajara y Monterrey, y enero de 2009 para el resto del país. Asimismo, para Pemex Diesel con un máximo de 15 ppm S, para enero de 2007 en la zona fronteriza Norte, en enero de 2009 para las zonas metropolitanas antes mencionadas y para septiembre de 2009 en el resto del país.

Para disponer de la infraestructura necesaria para la recuperación incremental prevista de los hidrocarburos líquidos asociados al gas natural producido en la cuenca de Burgos, en diciembre de 2006, se dio el fallo de la licitación pública internacional para la construcción de las plantas criogénicas 5 y 6, con una capacidad de procesamiento de 200 millones de pies cúbicos cada una. Se estima que la planta criogénica 5 inicie su operación en septiembre de 2008 y la planta 6 en diciembre del mismo año. Con estas plantas el Complejo Procesador de Gas Burgos dispondrá de una capacidad de proceso de 1 200 millones de pies cúbicos diarios.

En junio de 2006, concluyó el proyecto para el mejoramiento del sistema de calentamiento propano-amoniaco en la terminal de distribución de gas licuado de Topolobampo.

En el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex continuó la construcción de la planta de eliminación de nitrógeno del gas natural misma que se realiza en conjunto con Pemex Exploración y Producción. El avance global del proyecto al cierre de 2006 fue de 90.4 por ciento. Se prevé que en febrero de 2007 comenzará la fase de pruebas y arranque, y en mayo la operación de la planta.

En 2006, concluyó el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle para modernizar los sistemas contra incendio en Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, así como para un sistema de desfuegos que incrementará la seguridad operativa de las plantas de proceso en Ciudad Pemex. La fase de construcción de estos proyectos está prevista para 2007.

PEMEX PETROQUÍMICA

En el Complejo Petroquímico Morelos, como parte del proyecto de la planta Swing de polietileno concluyó la integración de los servicios al nuevo tren y continuó la construcción de la infraestructura ferroviaria, y de los silos de almacenamiento y manejo de polietileno, obras indispensables para la operación de esta planta. Asimismo, se iniciaron los trabajos para la adecuación de la planta de oxígeno, con objeto de aumentar la producción de nitrógeno, que se obtiene de forma simultánea.

Se desarrolló la ingeniería básica y de detalle para la ampliación de la capacidad de las plantas de etileno y óxido de etileno en el Complejo Petroquímico Morelos, y en diciembre de 2006, inició el proceso de licitación para la construcción de ambos proyectos.

Para la ampliación de la planta de estireno de La Cangrejera, se concluyó el desarrollo de la ingeniería de detalle y se estima iniciar la ejecución del proyecto en el segundo semestre de 2007.

ACTIVIDADES QUE MEJORAN EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

La Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos con objeto de mejorar el desarrollo de los proyectos de inversión, durante 2006, realizó diversas acciones dentro de las cuales destacan:

- La colaboración con Pemex Exploración y Producción en la definición de estrategias para la contratación de obra pública y servicios relacionados con la misma. Además, se brindó a este organismo subsidiario apoyo normativo en ingeniería y en los procesos de contratación, ejecución y arbitrajes.
- El desarrollo del Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP) de manera conjunta con las direcciones corporativas de Finanzas y Operaciones y con los organismos subsidiarios. Este sistema tiene por objeto definir en forma adecuada los proyectos de inversión y dar certidumbre a los plazos y costos previstos de los proyectos.
- El inicio del funcionamiento del Sistema de Información de Proyectos (SIP), en junio de 2006, mismo que contempla administrar los proyectos de inversión en las fases de visualización, conceptualización, definición, desarrollo de ingeniería, proceso de contratación, administración de contratos, ejecución, puesta en marcha y entrega al organismo subsidiario.
- La implantación del Sistema de Bitácora Electrónica de Obra y el inicio de su aplicación en los nuevos contratos de obras y servicios

relacionados a partir de agosto de 2006, siendo Petróleos Mexicanos la primera entidad de la Administración Pública Federal autorizada por la Secretaría de la Función Pública para su uso.

- La elaboración y difusión de las Políticas, Bases y Lineamientos en Materia de Obra Pública y Servicios Relacionados con las Mismas de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Empresas Filiales. La homologación de seis modelos de contratos, seis bases administrativas de licitación y la implantación de 36 procedimientos institucionales, todo esto para la optimización y simplificación del marco normativo en materia de obra pública y servicios relacionados, que se realiza a través del subcomité de mejora regulatoria.
- La participación con la Secretaría de la Función Pública en el análisis y estudio de las reformas a la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, así como a su reglamento, para incluir nuevos aspectos normativos.
- El desarrollo del mecanismo para la aplicación de la cláusula de ajuste de costos en moneda extranjera.
- La coordinación del proceso de revisión de 34 bases de licitación, antes de la publicación de su convocatoria, mediante las cuales Petróleos Mexicanos, Instalaciones Inmobiliarias para Industrias y Servicios, S.A., III Servicios, S.A. de C.V. y el Instituto Mexicano del Petróleo llevan a cabo la contratación de los proyectos más importantes. Con ello se otorga mayor transparencia y se minimiza la incidencia de errores en los procesos de contratación, ya que además se contó con la participación de los interesados en el desarrollo de los proyectos.
- La realización de una encuesta para determinar el índice de transparencia relativo a la percepción de los contratistas respecto a la honestidad, normatividad y equidad en el proceso de obra pública en Petróleos Mexicanos, que dio como resultado un incremento en el índice de 28.5 por ciento respecto a 2005.

- La celebración del Convenio de Cooperación para la implementación del Programa de Capacitación en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental entre Petróleos Mexicanos y la Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción (CMIC), mismo que derivó del trabajo de la Comisión Mixta PEMEX–CMIC, donde la DCIDP funge como líder. Como resultado del convenio antes mencionado y en colaboración con el Instituto de Capacitación de la Industria de la Construcción, se diseñó un curso específico de supervisión de obras públicas, con el objeto de actualizar los conocimientos de los servidores públicos responsables.
- La elaboración de 14 normas técnicas de referencia para proyectos, las cuales entraron en vigor en 2006.

4. RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Al 1 de enero de 2007, las reservas totales de hidrocarburos (3P) correspondientes a la suma de las reservas probadas más probables más posibles, ascendieron a 45 376.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Reservas totales de hidrocarburos al 1 de enero de 2007

| Categoría de reservas (MMbpce) | | Por región productora | | % | |
|---------------------------------|-----------------|--|--------------|---|--|
| Total | 45 376.3 | Total | 100.0 | | |
| ▪ Probadas | 15 514.2 | ▪ Norte | 45.0 | | |
| ▪ Probables | 15 257.4 | ▪ Marina Noreste | 31.0 | | |
| ▪ Posibles | 14 604.7 | ▪ Sur | 13.8 | | |
| | | ▪ Marina Suroeste | 10.2 | | |
| Por tipo de hidrocarburo | % | Por tipo de aceite^{1/} | % | | |
| Total | 100.0 | Total | 100.0 | | |
| ▪ Petróleo crudo | 70.3 | ▪ Pesado | 56.5 | | |
| ▪ Gas seco | 20.1 | ▪ Ligero | 35.5 | | |
| ▪ Líquidos de planta | 7.5 | ▪ Superligero | 9.0 | | |
| ▪ Condensados | 2.1 | | | | |

La suma de los parciales puede no coincidir con el total, debido al redondeo de las cifras.

1/ La clasificación de los aceites está basada en la densidad en grados API que poseen, siendo para el aceite pesado menor a 27 grados, para el ligero entre 27 y 38 grados y para el superligero mayor a 38 grados.

Fuente: Pemex Exploración y Producción.

Respecto a la reserva de gas seco en su categoría 3P, 75.2 por ciento es gas asociado y 24.8 por ciento es no asociado.

Las variaciones que presentan las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2007, con respecto al año anterior, son originadas por tres conceptos principales, los cuales se describen a continuación:

- **Adiciones:** reservas originadas por descubrimientos a través de la perforación y terminación de pozos exploratorios y delimitadores.

- **Desarrollos:** modificaciones a las reservas existentes por la perforación y terminación de pozos de desarrollo.
- **Revisiones:** rubro que agrupa a diferentes situaciones capaces de originar modificaciones en las reservas, tales como cambios en el pronóstico de producción 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 por delimitación, los desarrollos y las revisiones pueden resultar en aumentos o disminuciones, mientras que las adiciones por incorporación exploratoria, siempre serán incrementos.

Pemex Exploración y Producción continúa utilizando para la estimación de la reserva probada (1P), las definiciones de reservas emitidas por la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos. 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 Council (WPC) y la American Association of Petroleum Geologists (AAPG).

TASA DE RESTITUCIÓN Y RELACIÓN RESERVA PRODUCCIÓN

La actividad exploratoria realizada durante 2006 permitió adicionar una reserva 3P por 966.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de la cual, 182.9 millones son probadas, 229.1 millones probables y 554.1 posibles. Del total de reservas incorporadas, 65 por ciento corresponde a gas natural y 35 por ciento a aceite.

Los descubrimientos más importantes continúan localizándose en aguas territoriales del Golfo de México. Existe una cantidad significativa de recursos prospectivos estimados que conforme se perforan las localizaciones exploratorias se corrobora la existencia de hidrocarburos, demostrando el potencial y áreas de oportunidad para descubrir nuevos yacimientos. En 2006, en el Golfo de México se adicionó 74 por ciento

del volumen total nacional incorporado, en donde destaca el pozo Lakach-1, en aguas profundas en tirantes de agua de alrededor de mil metros y en rocas del Mioceno Inferior, encontró el yacimiento más grande de gas húmedo no asociado descubierto hasta ahora en el Golfo de México. Únicamente existen tres campos de gas húmedo o seco descubiertos en el país con reservas originales 3P mayores a este descubrimiento.

Con relación a la producción de 1 618.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, extraída en 2006, la tasa de restitución de las reservas 3P por descubrimientos fue de 59.7 por ciento y representa un incremento, si se compara con la del año anterior.

En términos de tasa de restitución de reservas probadas por adiciones, revisiones y desarrollo, se logró una tasa de restitución de 41 por ciento, la más alta de los últimos años, resultado principalmente de inversiones en desarrollo de campos que permitieron reclasificar reservas probables en probadas, y también por los descubrimientos mencionados.

La tasa de restitución por descubrimientos se define técnicamente como el resultado de dividir la reserva descubierta (1P, 2P y 3P) en un periodo determinado por la producción del mismo periodo sin considerar otros elementos como son las delimitaciones, revisiones y los desarrollos. De la misma manera, la tasa de restitución en reservas probadas se define como la relación de la variación neta de reservas probadas por la producción del periodo, donde la variación neta es originada por adiciones, revisiones y desarrollos.

La relación reserva producción, valor que resulta de dividir la reserva remanente al 1 de enero de 2007 por la producción de 2006 en petróleo crudo equivalente, es de 28 años para la reserva 3P, de 19 años para la reserva 2P, probada más probable, y de 10 años para la reserva 1P probada.

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 | | | | | | |
| 2006 | 46 417.5 | 966.1 | 123.1 | -512.2 | -1 618.2 | 45 376.3 |
| 2005 | 46 914.1 | 950.2 | 562.2 | -404.7 | -1 604.2 | 46 417.5 |
| 2004 | 48 041.0 | 916.2 | 234.9 | -667.1 | -1 610.8 | 46 914.1 |
| 2003 | 50 032.2 | 708.8 | -185.1 | -928.0 | -1 587.0 | 48 041.0 |
| Probadas + probables | | | | | | |
| 2006 | 32 258.1 | 412.1 | 206.5 | -486.8 | -1 618.2 | 30 771.6 |
| 2005 | 33 485.9 | 276.6 | 498.7 | -398.8 | -1 604.2 | 32 258.1 |
| 2004 | 34 900.3 | 462.8 | 334.3 | -600.7 | -1 610.8 | 33 485.9 |
| 2003 | 37 042.2 | 435.4 | 35.9 | -1,026.2 | -1 587.0 | 34 900.3 |
| Probadas | | | | | | |
| 2006 | 16 469.6 | 182.9 | 999.2 | -519.3 | -1 618.2 | 15 514.2 |
| 2005 | 17 649.8 | 136.8 | 335.8 | -48.6 | -1 604.2 | 16 469.6 |
| 2004 | 18 895.2 | 240.8 | 335.8 | -211.2 | -1 610.8 | 17 649.8 |
| 2003 | 20 077.3 | 151.7 | 281.7 | -28.5 | -1 587.0 | 18 895.2 |

Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Pemex Exploración y Producción.

PRINCIPALES ESTADÍSTICAS

La reserva probada disminuyó 955.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, atribuible al efecto de la extracción de hidrocarburos, que durante 2006 fue de 1 618.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La reducción en la reserva probada es inferior a la producción extraída durante 2006 como consecuencia de la restitución de reservas probadas de 41 por ciento de la producción debido a la reclasificación de reservas probables como probadas, y por los descubrimientos en 2006. Para las reservas 2P, probadas más probables,

la reducción fue de 1 486.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y para las reservas 3P la disminución es de 1 041.2 millones de barriles. En ambos casos la producción extraída fue la causa principal de esta reducción.

Variación de las reservas de hidrocarburos

(en por ciento)

| | Variación neta | Tasa de restitución | | Relación Reserva/Producción (años) |
|----------------------------|----------------|----------------------|-------------------------------------|------------------------------------|
| | | Sólo descubrimientos | Adiciones, revisiones y desarrollos | |
| Totales | | | | |
| 2006 | -2.2 | 59.7 | 35.7 | 28 |
| 2005 | -1.1 | 59.2 | 69.0 | 29 |
| 2004 | -2.3 | 57.0 | 30.0 | 29 |
| 2003 | -4.0 | 44.7 | -25.5 | 30 |
| Probadas+ probables | | | | |
| 2006 | -4.6 | 25.5 | 8.1 | 19 |
| 2005 | -3.7 | 17.2 | 23.5 | 20 |
| 2004 | -4.1 | 28.7 | 12.2 | 21 |
| 2003 | -5.8 | 27.4 | -35.0 | 22 |
| Probadas | | | | |
| 2006 | -5.8 | 11.3 | 41.0 | 10 |
| 2005 | -6.7 | 8.5 | 26.4 | 10 |
| 2004 | -6.6 | 14.9 | 22.7 | 11 |
| 2003 | -5.9 | 9.6 | 25.5 | 12 |

Fuente: Pemex Exploración y Producción.

REGIÓN MARINA NORESTE

En 2006 la región contribuyó en 55 por ciento a la producción total nacional con 883.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Sus reservas probadas al 1 de enero de 2007 eran de 7 652.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 49.3 por ciento del total nacional, que comparadas con el año anterior reflejan una reducción de

557.2 millones de barriles. Si se elimina el efecto de la producción, se logró un incremento de 326.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con origen principalmente en el Complejo Ku-Maloob-Zaap por el desarrollo de sus campos, que permitió reclasificar reservas probables como probadas.

En la Región Marina Noreste se ubica 31 por ciento del total nacional de las reservas 3P que se traduce en 14 086.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, inferior en 1 107.5 millones de barriles a la del año anterior debido a la producción extraída durante 2006.

REGIÓN MARINA SUROESTE

La actividad de desarrollo de campos y el descubrimiento de nuevas reservas han permitido que las reservas probadas de hidrocarburos al 1 de enero de 2007 se incrementen 114.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, aún considerando el efecto de la producción. Sus reservas probadas ascienden a 1 627.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 10.5 por ciento del total nacional.

Las reservas 3P se sitúan en 4 647.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 10.2 por ciento del total nacional. Estas presentan un incremento de 603.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, producto principalmente del desarrollo de los campos Bolontikú, May y Sinán y el descubrimiento en aguas profundas con el pozo Lakach-1, al incorporar 1 301.8 miles de millones de pies cúbicos de gas no asociado.

La tasa de restitución de reservas probadas en la región por adiciones, revisiones y desarrollo fue de 147 por ciento, y en términos de reservas 3P, considerando solamente los descubrimientos, llega a 264 por ciento. La producción de la región durante 2006 fue de 244.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 15.1 por ciento del total nacional.

Reservas totales de hidrocarburos al 1 de enero de 2007

| | 2006 | Descubri- mientos | Desarrollos y delimitaciones | Revisiones | Producción | 2007 |
|---------------------------------|---------------|----------------------|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Petróleo crudo | | | | | | |
| equivalente (MMbpce) | 46 418 | 966 | 123 | -512 | -1,618 | 45 376 |
| Región Marina Noreste | 15 194 | 71 | -3 | -292 | -884 | 14 086 |
| Región Marina Suroeste | 4 043 | 647 | 256 | -55 | -245 | 4 647 |
| Región Norte | 20 539 | 129 | -7 | -71 | -193 | 20 397 |
| Región Sur | 6 641 | 119 | -123 | -94 | -297 | 6 246 |
| Aceite crudo (MMb) | 33 093 | 340 | -6 | -331 | -1,188 | 31 909 |
| Región Marina Noreste | 13 566 | 69 | -41 | -279 | -805 | 12 511 |
| Región Marina Suroeste | 2 773 | 167 | 178 | -44 | -173 | 2 901 |
| Región Norte | 12 877 | 38 | -107 | -7 | -31 | 12 769 |
| Región Sur | 3 876 | 67 | -36 | 0 | -179 | 3 728 |
| Condensado (MMb) | 863 | 23 | 58 | 44 | -47 | 941 |
| Región Marina Noreste | 510 | 1 | 85 | 69 | -30 | 635 |
| Región Marina Suroeste | 185 | 20 | -7 | -13 | -10 | 175 |
| Región Norte | 51 | 1 | -3 | -6 | -4 | 39 |
| Región Sur | 117 | 1 | -17 | -6 | -4 | 91 |
| Líquidos de planta (MMb) | 3 479 | 70 | -7 | -27 | -97 | 3 417 |
| Región Marina Noreste | 421 | 0 | -19 | -33 | -19 | 350 |
| Región Marina Suroeste | 360 | 46 | 28 | -4 | -23 | 408 |
| Región Norte | 1 659 | 2 | 9 | 53 | -12 | 1 711 |
| Región Sur | 1 039 | 21 | -25 | -43 | -44 | 948 |
| Gas seco (MMMpc) | 46 716 | 2,772 | 398 | -1,032 | -1,487 | 47 368 |
| Región Marina Noreste | 3 622 | 2 | -146 | -251 | -160 | 3 068 |
| Región Marina Suroeste | 3 770 | 2,153 | 297 | 28 | -200 | 6 049 |
| Región Norte | 30 950 | 461 | 489 | -574 | -762 | 30 564 |
| Región Sur | 8 373 | 156 | -242 | -234 | -365 | 7 687 |

Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Pemex Exploración y Producción.

REGIÓN NORTE

Sus reservas probadas de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2007 ascienden a 1 846.4 millones de barriles, en decremento de 17.6 millones respecto a 2006 debido al efecto de la producción extraída en el año. Si se elimina el efecto de la producción por 192.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se observa un incremento de 175.0 millones de barriles, atribuible principalmente al desarrollo de campos en los activos Burgos y Veracruz. Esto representa una tasa de restitución en reservas probadas de 91 por ciento.

Las reservas 3P alcanzan 20 397.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 45 por ciento del total nacional, y tienen una reducción de 0.7 por ciento con respecto al año anterior. Durante 2006 las incorporaciones exploratorias adicionaron un volumen de reservas por 129.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en la categoría 3P, destacando los descubrimientos de los pozos Mocarroca-1 y Fresnel-1 del Activo Veracruz y Mareógrafo-1 del Activo Burgos. En la Región Norte se alcanzó una tasa de restitución a nivel de reservas 3P por actividad exploratoria de 67 por ciento, con respecto a la producción extraída.

REGIÓN SUR

Las reservas probadas en la Región Sur son de 4 388.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 28 por ciento del total nacional, con una disminución de 494.8 millones de barriles respecto del año anterior, explicada principalmente por la producción de hidrocarburos. Las reservas 3P ascienden a 6 246.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 13.8 por ciento de las reservas del país. Las reservas 3P se redujeron 5.9 por ciento, originada por la producción de 2006 y el surgimiento de agua en campos maduros de la región. Su contribución de 18.3 por ciento a la producción total nacional fue de 297.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Durante 2007, se iniciará la inyección de nitrógeno para el mantenimiento de presión que mejorará la recuperación de los campos en el Complejo A. J. Bermúdez y Jujo-Tecominoacán. Por otro lado, se han identificado oportunidades de producción de aceite pesado que a futuro contribuirán a la oferta de crudo de la región.

5. RESULTADOS OPERATIVOS

El compromiso fundamental de Petróleos Mexicanos consiste en ampliar y modernizar la infraestructura de la industria petrolera. El plan de negocios de la empresa define el rumbo de esta industria, recoge la necesidad de crecer, fortaleciendo la infraestructura productiva y de operaciones; mejorar el desempeño operativo de manera integral; y armonizar los esfuerzos de las diferentes líneas de negocio para maximizar su valor económico.

Con este marco de referencia, la aplicación de las estrategias muestra resultados operativos satisfactorios durante 2006 y se enfatizan si se examinan a la luz de los últimos seis años.

Los elementos centrales de la estrategia se concentraron en:

- Incrementar en forma significativa la tasa de restitución de reservas de hidrocarburos, especialmente las de crudo ligero y gas natural.
- Iniciar un ambicioso programa de mejoras operativas en cada una de las subsidiarias de Petróleos Mexicanos y en su corporativo.

5.1 EXPLORACIÓN Y PERFORACIÓN DE POZOS

En exploración y producción los objetivos se fundan en la identificación de retos actuales y futuros, y en el desarrollo de iniciativas para capturar valor económico a través del descubrimiento de reservas nuevas de hidrocarburos.

El logro más significativo, que va más allá de la tasa de reposición de reservas, fue la identificación de un recurso petrolero prospectivo del orden de 54 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que confirma el gran potencial petrolero del país. La mayor parte de este recurso se concentra en el sureste y en aguas profundas del Golfo de México; su identificación fortalece en forma sustancial las perspectivas de la industria petrolera mexicana.

- Al cierre de 2006, se habían perforado cuatro pozos exploratorios en tirantes de agua superiores a 500 metros, de los cuales tres fueron exitosos: Nab 1, Noxal 1 y Lakach 1.
- Con el pozo Noxal 1 se confirma el potencial del área denominada Coatzacoalcos Profundo, y se mejoró la visión de los elementos que constituyen ese sistema petrolero. Este pozo arrojó una producción inicial de 10 millones de pies cúbicos diarios y, con base en estimaciones preliminares, las reservas asociadas a este nuevo yacimiento podrían alcanzar los 245 mil millones de pies cúbicos de gas. En este pozo Petróleos Mexicanos perforó por primera vez en tirantes de agua de 935 metros lo que significó un nuevo récord y una etapa nueva técnico-cultural en la exploración y perforación en México.
- En aguas profundas se tenía un portafolio de 234 oportunidades exploratorias, de las cuales 30 son localizaciones exploratorias aprobadas y cuya perforación demandará en el corto plazo nuevas habilidades en las áreas de ingeniería y desarrollo de campos. Los descubrimientos más importantes continúan localizándose en aguas territoriales del Golfo de México. El pozo Lakach 1, en tirantes de agua de alrededor de mil metros encontró el yacimiento más grande de gas húmedo no asociado descubierto hasta ahora en Golfo de México.
- La intensa actividad exploratoria desarrollada dio como resultado el descubrimiento de yacimientos que han permitido revitalizar cuencas ya conocidas como Burgos, Veracruz y Macuspana, y han contribuido a alcanzar niveles históricos de producción de petróleo crudo y de gas no asociado. Además, se descubrieron dos nuevas provincias marinas productoras de gas: Lankahuasa, de la cual Petróleos Mexicanos tiene la primera producción marina de gas no asociado y; Lamprea, aún en evaluación de su potencial derivado del descubrimiento del pozo Ñu 1. También se corrobora el potencial productor de gas no asociado terciario en la Sonda de Campeche Poniente y Litoral de Tabasco Marino. En 2006 se

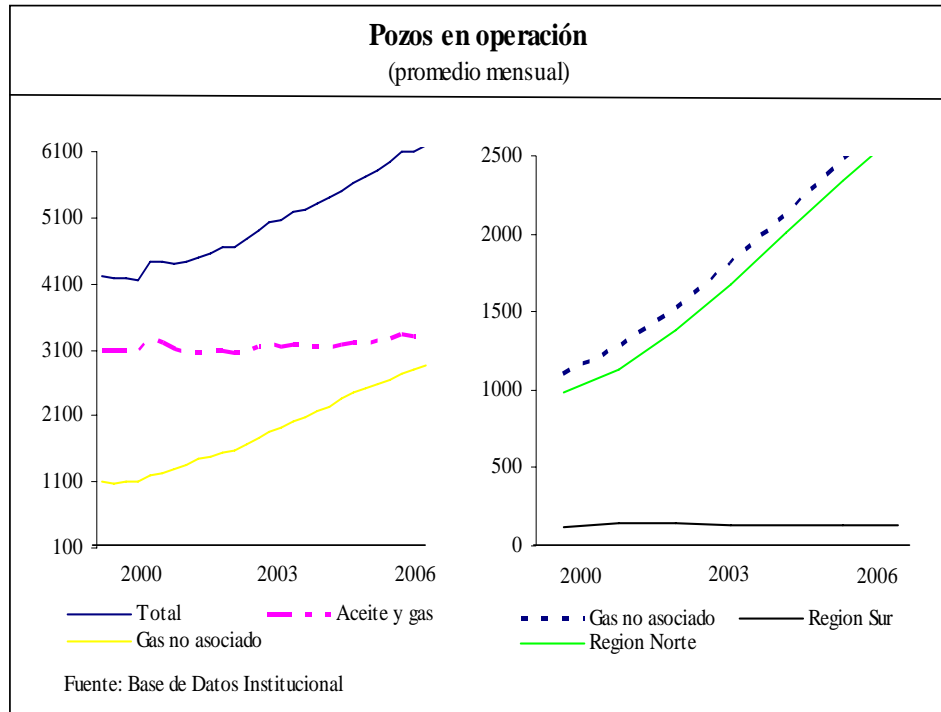
intensificaron estas actividades y dieron como resultado el descubrimiento de reservas en aguas profundas del Golfo de México.

Entre los descubrimientos más relevantes realizados en el año también se encuentran el pozo Macarroca 1, productor de aceite pesado en la Cuenca de Veracruz, que hizo posible descubrir un nuevo yacimiento; en la Cuenca de Burgos, los pozos Fogonero 101, Platinado 1 y Rusco 1, productores de gas seco, y gas y condensado; en la Cuenca Chiapas-Tabasco, el pozo Cobra 1, productor de aceite ligero; en la Sonda de Campeche, el pozo Sikil 1, productor de aceite, genera expectativas de encontrar otros yacimientos.

En los últimos seis años se perforaron 3 713 pozos, 435 de exploración y 3 278 de desarrollo; se terminaron 3 636 pozos, 442 de exploración y 3 194 de desarrollo, más de tres veces los terminados en el periodo similar anterior.

Los campos descubiertos pasaron de 19 en el periodo 1995-2000 a 142 en los últimos seis años, de la cifra anterior 108 son de gas. Los pozos en operación registraron un aumento de 45.3 por ciento, llegando a 6 080 pozos en 2006. Al cierre del año se tenían 364 campos en producción, 65 más que en 2000.

En 2006, se descubrieron 19 campos, 4 de crudo y 15 de gas; se terminaron 69 pozos de exploración de los cuales 32 resultaron productores, 11 de aceite y 21 de gas. El porcentaje de éxito alcanzado en esta actividad fue de 46.4 por ciento. Del total de pozos de exploración terminados, la mayor parte se ubicó en la Región Norte, principalmente en Burgos y Veracruz.



En pozos de desarrollo se terminaron 587, cantidad 12.1 por ciento menos que en 2005. De ellos 541 resultaron productores, 171 de crudo y 370 de gas y condensado, que significó un porcentaje de éxito de 92.2 por ciento.

Durante 2006, se aprobaron 127 localizaciones, 18.5 por ciento menor a las aprobadas el año previo, con lo cual la cartera de localizaciones permite asegurar la flexibilidad operativa. La mayor parte de las localizaciones aprobadas en 2006, son terrestres y se abocan a proyectos de incorporación de reservas. Del total se ubican 71 en la Región Norte, 30 en la Región Sur, 14 a la Región Marina Noreste y 12 a la Región Marina Suroeste.

En sismología bidimensional se levantaron 2 172 kilómetros y en tridimensional 2 096 kilómetros cuadrados, cantidades que excedieron las

expectativas del año debido a la inclusión del estudio Corindón Reno Sur del Activo Integral Burgos que no se tenía programado.

5.2 PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO

En 2000 se estimaba que la producción de crudo podía caer en una tercera parte hacia 2004. México de ser un exportador petrolero prominente, tenía el riesgo de convertirse en importador neto hacia 2006. Esto se ha evitado gracias a las inversiones realizadas, las cuales han permitido no sólo compensar la declinación natural de los yacimientos, sino incrementar la producción de crudo y gas natural. De esta forma, en los últimos seis años la producción total de hidrocarburos observó un crecimiento promedio anual de 1.6 por ciento, al pasar de 1 493.6 a 1 618.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en 2006.

El Activo Integral Cuenca de Burgos y el Activo Integral Cantarell han tenido un papel preponderante, con niveles de producción de más de 1 330 millones de pies cúbicos diarios de gas natural y de 2 100 miles de barriles diarios de crudo, en los últimos seis años, respectivamente. Sin embargo, el campo Cantarell, que forma parte de este Activo, ha iniciado su declinación.

- En 2006, la producción de petróleo crudo fue de 3 255.6 miles de barriles diarios de petróleo crudo, volumen 2.3 por ciento inferior al obtenido en 2005. Este comportamiento se explica por la menor producción de Cantarell la cual no se compensó con los aumentos de Ku-Maloob-Zaap, Litoral de Tabasco y Macuspana. El Activo Integral Cantarell aportó 55.3 por ciento de la producción total de crudo, 5.8 puntos porcentuales menos que en 2005.
- Por tipo de crudo, el pesado observó una baja de 6 por ciento, resultado de la declinación de Cantarell; en tanto que las producciones de ligero y superligero aumentaron 3.6 y 25.1 por ciento, respectivamente, revirtiéndose en el caso del superligero la tendencia negativa observada desde 1996. En la producción de estos últimos destacan los activos Litoral de Tabasco y Macuspana, con incrementos de 48.1 y 33.3 por ciento, en el orden citado.

Por regiones la Marina Noreste alcanzó una producción promedio de 2 204.7 miles de barriles diarios de petróleo crudo. El Integral Cantarell aportó 81.7 por ciento de la producción total de la región y Ku-Maloob-Zaap la diferencia que representó 25.5 por ciento más que el año previo. La Región Marina Noreste sigue siendo la fuente principal de contribución de petróleo al total nacional.

- Con el propósito de administrar en forma eficiente la declinación de Cantarell y mantener su producción arriba de 1.2 millones de barriles de petróleo crudo diarios, Petróleos Mexicanos analiza en el área de exploración probar nuevos horizontes; en desarrollo define estrategias diferenciadas de explotación, según las condiciones geológicas del yacimiento; en explotación incorpora nueva infraestructura para el manejo de agua y sal, así como desarrolla esquemas para el manejo de nitrógeno; e incluye perforación de pozos no convencional.
- En Ku-Maloob-Zaap la estrategia consiste en aumentar las actividades exploratorias para reclasificar reservas y reducir incertidumbre, así como iniciar la inyección de nitrógeno para mantener la presión del campo.

La producción de la Región Marina Suroeste ascendió a 475.1 miles de barriles diarios de petróleo crudo, volumen 14.6 por ciento del total nacional. En esta región destacan los aumentos de 48.1 por ciento de la producción de crudo del Activo Integral Litoral de Tabasco.

La producción de crudo de la Región Sur fue de 491.3 miles de barriles diarios, 1.1 por ciento menor a la obtenida el año previo. Su participación en la producción nacional fue de 15.1 por ciento.

- Esta región se integra por cinco activos integrales y uno de exploración denominado Regional de Exploración Región Sur. Los activos integrales son Bellota-Jujo, Macuspana, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Muspac.

La Región Norte participó con 2.6 por ciento de la producción nacional de crudo en 2006, con una producción de 84.5 miles de barriles diarios, 1.1 por ciento mayor que la obtenida el año previo.

- Esta región está conformada por los activos integrales Burgos, Poza Rica y Veracruz, los cuales se encargan de la explotación de los campos ya descubiertos y de incorporar reservas en áreas cercanas a los campos productores. Además, cuenta con un activo de exploración que abarca el total de la distribución geográfica de la región y se denomina Activo Regional de Exploración que concentra toda la actividad exploratoria de evaluación del potencial de la región.
- En esta región se localiza el Paleocanal de Chicontepec, en porciones de los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo.

En 2006 la disponibilidad de petróleo crudo, naftas y condensados ascendió a 3 258.4 miles de barriles diarios, con una reducción de 2.3 por ciento respecto a 2005.

La disponibilidad de estos hidrocarburos se distribuyó como se muestra a continuación.

- Al Sistema Nacional de Refinación se enviaron 1 242.1 miles de barriles diarios, lo que significó 38.1 por ciento del total y una reducción de 2.6 por ciento respecto de 2005.
- A maquila se destinaron 80.2 miles de barriles diarios, cantidad 1.4 por ciento menor a la enviada en el año precedente; 93.7 por ciento estuvo constituida por crudo pesado y el restante de superligero.
- A La Cangrejera se enviaron 122.3 miles de barriles diarios, de los cuales 80.6 por ciento correspondió a crudo ligero que desde 2001 no se recibía en ese sitio.
- A terminales de exportación se destinaron 1 789.1 miles de barriles diarios, volumen 2.4 por ciento menor al de 2005. Del volumen

total 83.5 por ciento fue de crudo pesado, 12.8 por ciento de superligero y 3.7 por ciento de ligero.

- A movimiento de inventarios y diferencias estadísticas correspondió 0.4 por ciento.

5.3 PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

Desde 2003 se mantiene una tendencia creciente en la producción de gas natural, que permitió alcanzar un volumen de 5 356.1 millones de pies cúbicos diarios en 2006, 11.2 por ciento más que en el año previo, además de máximos históricos en la producción promedio mensual para septiembre con 5 587.3 millones de pies cúbicos diarios y en la correspondiente al día 27 de diciembre, misma que ascendió a 5 773.5 millones de pies cúbicos.

- Así, la producción incremental acumulada de gas natural entre 2001 y 2006, derivada de las inversiones adicionales al promedio histórico fue superior a 3.8 millones de millones de pies cúbicos.
- En 2006, la producción de gas no asociado fue de 2 266.1 millones de pies cúbicos diarios, 21.6 por ciento mayor con respecto al año precedente, 78.2 por ciento más, si se compara con la producción de 2001, que fue de 1 271.7 millones de pies cúbicos diarios.
- En diciembre de 2006, se logró el máximo histórico de producción nacional de gas no asociado con un volumen de 2 479.5 millones de pies cúbicos diarios.
- El incremento de la producción de gas no asociado permite reducir la dependencia del suministro de gas natural relacionado con la producción de petróleo crudo. La Región Norte constituye el factor fundamental de crecimiento y registró una tasa promedio anual de 9.7 por ciento en la producción de este hidrocarburo en los últimos seis años.
- La producción de gas asociado alcanzó 3 090 millones de pies cúbicos diarios lo que representó un aumento de 4.6 por ciento con respecto al mismo periodo de 2005, además en el mes de septiembre

de 2006 registró su máximo histórico de 3 189.1 millones de pies cúbicos diarios.

La disponibilidad nacional de gas natural en 2006 fue de 6 571.5 millones de pies cúbicos diarios, volumen 9.8 por ciento superior a 2005. De esta cantidad Pemex Gas y Petroquímica Básica recibió 81.3 por ciento; Pemex Exploración y Producción consumió 10.1 por ciento para operación e inyección a yacimientos; se envió a la atmósfera 4.1 por ciento; y la diferencia correspondió al encogimiento en compresión y transporte, al enviado a Pemex Refinación, y por diferencias estadísticas.

5.4 PROCESO DE GAS NATURAL Y LÍQUIDOS DEL GAS

En 2006, el proceso de gas en plantas fue de 4 152.7 millones de pies cúbicos diarios, cantidad 7.1 por ciento mayor a la observada en 2005. En el caso del gas húmedo dulce aumentó 30.9 por ciento para alcanzar 950.1 millones de pies cúbicos de gas, mientras que el de gas húmedo amargo lo hizo en 1.6 por ciento para llegar a 3 202.6 millones de pies cúbicos diarios. El endulzamiento de las corrientes amargas de gas húmedo y condensados en plantas de gas permitieron recuperar 711.3 miles de toneladas de azufre, 2.8 por ciento más que en 2005, cuando se alcanzaron 691.8 miles de toneladas.

La producción de gas seco fue de 3 444.5 millones de pies cúbicos diarios, cantidad 9.5 por ciento superior a la del año previo, misma que resalta frente una tasa de crecimiento de 3.6 por ciento en los últimos seis años. Este resultado se debió a una mayor oferta de gas húmedo dulce, particularmente de la Región Norte. La producción de gas seco proveniente del gas húmedo dulce de la cuenca de Burgos, que procesan los complejos de Reynosa y Burgos, continuó su tendencia creciente; en 2006 su aportación correspondió a 23.2 por ciento de la producción nacional, frente a 18 por ciento en 2005.

La producción de líquidos totales fue de 436.1 miles de barriles diarios, similar a la realizada en 2005, mientras que el proceso de condensados fue 0.8 por ciento menor, esto último por la reducción en el recibo de condensados por parte de Pemex Exploración y Producción.

5.5 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO

Petróleos Mexicanos tiene la responsabilidad de elaborar productos de alta calidad a precios competitivos para satisfacer la demanda de petrolíferos del país. Para ello realiza la mejora continua de sus procesos de refinación, incorpora tecnologías de vanguardia y capacita en forma permanente a su personal. Destaca la adquisición de modelos rigurosos para la simulación y optimización de procesos en las refinerías y la productividad del personal ocupado en el SNR.

En este contexto, el índice de expansión volumétrica ha avanzado en más de 6 puntos porcentuales para ubicarse en 63.1, lo que también permitió mejorar el margen de refinación⁴ en los últimos tres años.

Durante 2006, el volumen procesado de crudo en el Sistema Nacional de Refinación fue de 1 284.2 miles de barriles diarios, cantidad ligeramente abajo respecto del año previo, debido a la contracción de la demanda de gas licuado, propileno, combustóleo y asfalto y por un menor recibo de crudo por mantenimiento de la estación de bombeo de Mazumiapan.

Proceso de petróleo crudo por refinería, 2001-2006
(miles de barriles diarios)

| Refinería | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | Variación (%) 2006-2005 |
|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------------------|
| Total | 1 251.9 | 1 245.4 | 1 285.9 | 1 303.4 | 1 284.4 | 1 284.2 | 0.0 |
| Cadereyta | 200.4 | 196.0 | 209.0 | 212.8 | 194.6 | 207.2 | 6.5 |
| Madero | 105.9 | 108.0 | 141.2 | 145.3 | 141.9 | 149.3 | 5.3 |
| Minatitlán | 177.0 | 169.6 | 176.6 | 167.0 | 162.6 | 168.6 | 3.7 |
| Salamanca | 185.7 | 185.4 | 185.0 | 198.6 | 197.0 | 196.4 | -0.3 |
| Salina Cruz | 292.8 | 306.3 | 306.2 | 287.9 | 292.7 | 290.0 | -0.9 |
| Tula | 290.3 | 280.1 | 267.8 | 291.9 | 295.6 | 272.7 | -7.7 |

Fuente: Base de Datos Institucional

⁴ El índice de expansión volumétrica en las refinerías complejas de la Costa Norteamericana del Golfo de México es de 77.

De las seis refinerías que integran el sistema, aumentó el proceso en la mitad, destacando Cadereyta y Madero, que superaron en más de cinco puntos porcentuales el resultado obtenido en 2005. De las tres que redujeron su producción, sólo Tula lo hizo de manera significativa al registrar 7.7 por ciento menos con referencia a 2005. Este comportamiento se debió a dos factores principales: el primero relativo al mantenimiento de la primaria 1 que se realizó en más tiempo del programado, lo que afectó la operación de febrero a abril; y el segundo el mantenimiento correctivo a la planta H-Oil en agosto con duración de tres meses.

Elaboración de productos petrolíferos, 2001-2006
(miles de barriles diarios)

| Producto | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | Variación (%) 2006-2005 |
|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------------------|
| Total | 1 472.8 | 1 481.1 | 1 556.0 | 1 587.0 | 1 554.3 | 1 545.5 | -0.6 |
| Gas licuado | 233.3 | 236.1 | 245.9 | 252.9 | 246.0 | 240.7 | -2.2 |
| Gasolinas | 390.4 | 398.6 | 446.2 | 467.6 | 455.8 | 456.8 | 0.2 |
| Pemex Magna | 349.4 | 359.4 | 396.5 | 418.5 | 412.0 | 413.7 | 0.4 |
| Pemex Premium | 17.3 | 21.8 | 37.6 | 43.8 | 38.2 | 35.0 | -8.4 |
| Otras gasolinas | 23.7 | 17.4 | 12.1 | 5.3 | 5.6 | 8.1 | 44.6 |
| Querosenos | 57.0 | 56.7 | 59.6 | 62.1 | 63.3 | 64.8 | 2.4 |
| Diesel | 281.6 | 266.9 | 307.8 | 324.7 | 318.2 | 328.1 | 3.1 |
| Pemex Diesel | 266.6 | 246.7 | 290.8 | 319.6 | 312.3 | 318.3 | 1.9 |
| Otros | 15.0 | 20.2 | 17.0 | 5.1 | 5.9 | 9.8 | 66.1 |
| Combustóleo | 435.9 | 449.6 | 396.5 | 368.0 | 350.8 | 325.2 | -7.3 |
| Otros | 74.7 | 73.3 | 100.1 | 111.7 | 120.2 | 129.9 | 8.1 |

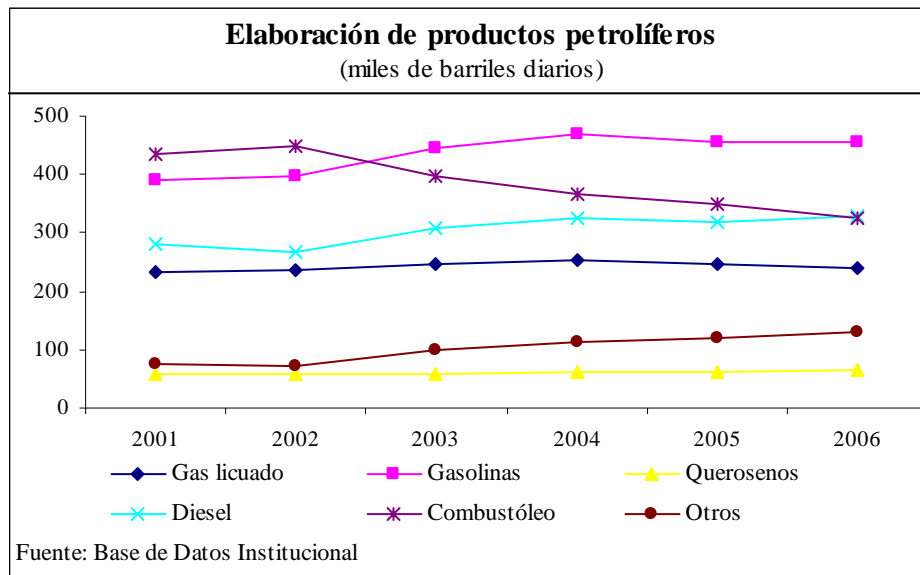
Fuente: Base de Datos Institucional

Durante 2006 la producción de petrolíferos y gas licuado promedió 1 545.5 miles de barriles diarios, muy similar a la del año precedente equiparable al proceso de crudo. Sin embargo, estos resultados

permitieron tener un crecimiento promedio anual de 1.1 por ciento en la producción de los últimos seis años.

Se mejoró el rendimiento de destilados que pasó de 65.1 por ciento en 2005 a 66.1 en 2006, mientras que el del combustóleo se redujo de 27.3 por ciento a 25.3. Este comportamiento se refleja en la obtención de productos de mayor valor agregado y calidad ecológica.

La producción de gas licuado fue de 240.7 miles de barriles diarios, 2.2 por ciento menos que en 2005 e incluye 215.3 miles de barriles diarios de los complejos procesadores de gas, que tuvieron una producción muy similar a la de 2005.



La elaboración de gasolinas fue de 456.8 miles de barriles diarios, casi igual a la de 2005, sin embargo los esfuerzos realizados para aumentar la producción de este combustible mediante la reconfiguración de las refinerías, entre otras acciones, permitieron alcanzar una tasa de crecimiento de 2.5 por ciento promedio anual de 2001 a 2006. La gasolina Pemex Premium, la de mayor octanaje y menor contenido de azufre,

presentó una variación positiva de 11.8 por ciento en el lapso citado, además de que en 2006 inició la elaboración de Pemex Premium de ultra bajo azufre; respecto a la gasolina Pemex Magna, el crecimiento promedio anual fue de 0.4 por ciento en el mismo periodo de referencia.

La producción de diesel fue de 328.1 miles de barriles diarios, 3.1 por ciento superior a la de 2005, con una tasa media de crecimiento anual de 3.6 por ciento. De Pemex Diesel se alcanzaron 318.3 miles de barriles diarios con una tasa de crecimiento promedio anual de 1.9 por ciento.

En el caso del combustóleo, la producción se ha reducido de forma simultánea a la mejora de los rendimientos en las refinerías. En 2006 se produjeron 325.2 miles de barriles diarios, 7.3 por ciento menos que el año inmediato anterior, con una tasa de reducción de 4.3 por ciento anual de 2001 a 2006.

5.6 PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS

En 2006, la industria petrolera paraestatal elaboró 10 960.6 miles de toneladas de productos petroquímicos, 3.4 por ciento más que en 2005.

Se obtuvieron 3 046.6 miles de toneladas de petroquímicos básicos, sin incluir 3 543.2 miles de toneladas de naftas, 1.5 por ciento menos que en 2005 debido a la reducción en la producción de etano.

La producción de petroquímicos desregulados fue de 7 914 miles de toneladas 5.4 por ciento más que en 2006 debido al crecimiento en la elaboración de los derivados del metano, del etileno y otros petroquímicos lo que permitió compensar la reducción en aromáticos y derivados, y propileno y sus derivados. El comportamiento por cadenas fue el siguiente:

- En los derivados del metano se observó un crecimiento de 13.2 por ciento con relación a 2005; así como en todos sus componentes, en especial del amoniaco, principalmente por la operación continua de dos plantas de amoniaco durante los primeros tres meses del año. En los últimos años, la producción de los petroquímicos de esta

cadena ha mostrado una tendencia descendente que se manifiesta en una tasa negativa de 7.9 por ciento anual para el periodo 2001-2006.

Elaboración de productos petroquímicos, 2001-2006
(miles de toneladas)

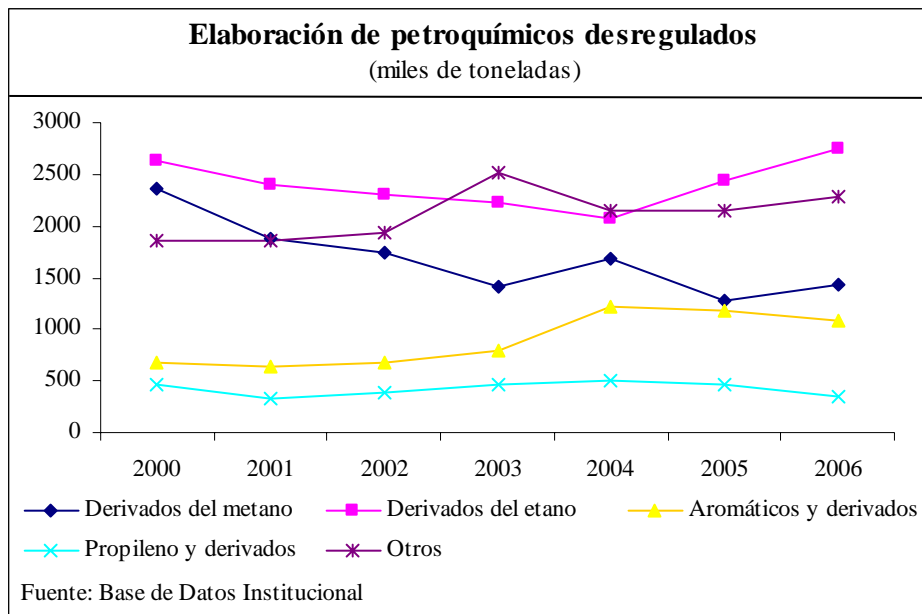
| Producto | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | Variación (%) 2006-2005 |
|------------------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------------------|
| Total | 10 376.8 | 9 880.4 | 10 298.4 | 10 731.1 | 10 603.5 | 10 960.6 | 3.4 |
| Básicos | 3 257.3 | 2 824.9 | 2 897.4 | 3 097.2 | 3 091.7 | 3 046.6 | -1.5 |
| Desregulados | 7 119.5 | 7 055.4 | 7 400.9 | 7 633.8 | 7 511.8 | 7 914.0 | 5.4 |
| Derivados del metano | 1 869.4 | 1 747.2 | 1 418.6 | 1 678.2 | 1 267.9 | 1 435.7 | 13.2 |
| Derivados del etano | 2 408.3 | 2 308.8 | 2 218.2 | 2 072.8 | 2 440.0 | 2 747.7 | 12.6 |
| Aromáticos y derivados | 642.2 | 669.8 | 794.8 | 1 221.6 | 1 187.3 | 1 089.0 | -8.3 |
| Propileno y derivados | 336.9 | 391.9 | 461.2 | 509.1 | 462.0 | 349.0 | -24.5 |
| Otros | 1 862.6 | 1 937.8 | 2 508.2 | 2 152.1 | 2 154.5 | 2 292.6 | 6.4 |

Fuente: Base de Datos Institucional

- La cadena de los derivados del etano mostró un crecimiento en su producción de 12.6 por ciento con respecto año inmediato anterior, en esta cadena destaca la mayor producción de cloruro de vinilo, cuya planta operó de manera continua y por la mayor producción de polietileno de baja densidad en La Cangrejera. La tasa de crecimiento observada para los productos de esta cadena fue de 0.7 por ciento de 2001 a 2006, y se prevé que sea mayor en el futuro a causa de la conclusión de los trabajos de ampliación, modernización y construcción de nueva infraestructura.
- La producción de aromáticos y derivados fue de 1 089 miles de toneladas, 8.3 por ciento menor a la de 2005 debido, entre otras causas, a que el mantenimiento general de la planta de aromáticos, que estaba programado para 2005, se realizó en el primer trimestre de este año por solicitud de los clientes; además se excedió el

tiempo de reparación por retraso en la entrega de equipos de proceso. Sin embargo, los productos de esta cadena son los que presentan una mayor tasa de crecimiento anual, siendo ésta de 8.3 por ciento para los últimos seis años, la mayor entre las diversas cadenas que integran la industria petroquímica paraestatal.

- En propileno y derivados se registraron 349 mil toneladas, resultado 24.5 por ciento menor a lo realizado en 2005. La variación se debió principalmente a que las plantas de acrilonitrilo no operaron durante 2006 por las condiciones adversas del mercado de fibras, lo que entre otras situaciones, ha determinado que la tasa de crecimiento para los productos de esta cadena sea negativa en 4.9 por ciento para los últimos seis años.



Por lo que respecta a otros petroquímicos, en 2006 se produjeron 2 292.6 miles de toneladas, volumen 6.4 por ciento mayor al año inmediato anterior, sobre todo por una mayor producción de azufre,

PETRÓLEOS MEXICANOS

oxígeno, líquidos de pirólisis, y ácidos clorhídrico y muriático. Los productos de este grupo registraron una tasa de crecimiento de 3.5 por ciento en los últimos seis años.

6. ATENCIÓN AL MERCADO

El fortalecimiento del mercado interno constituye una de las prioridades para promover el desarrollo económico del país, reforzar la capacidad de competencia, desarrollar infraestructura productiva, dar impulso a las empresas nacionales e incentivar la inversión en México. Petróleos Mexicanos está comprometido con esta estrategia y las acciones que realiza cumplen con las políticas establecidas por el Gobierno Federal.

6.1 MERCADO NACIONAL

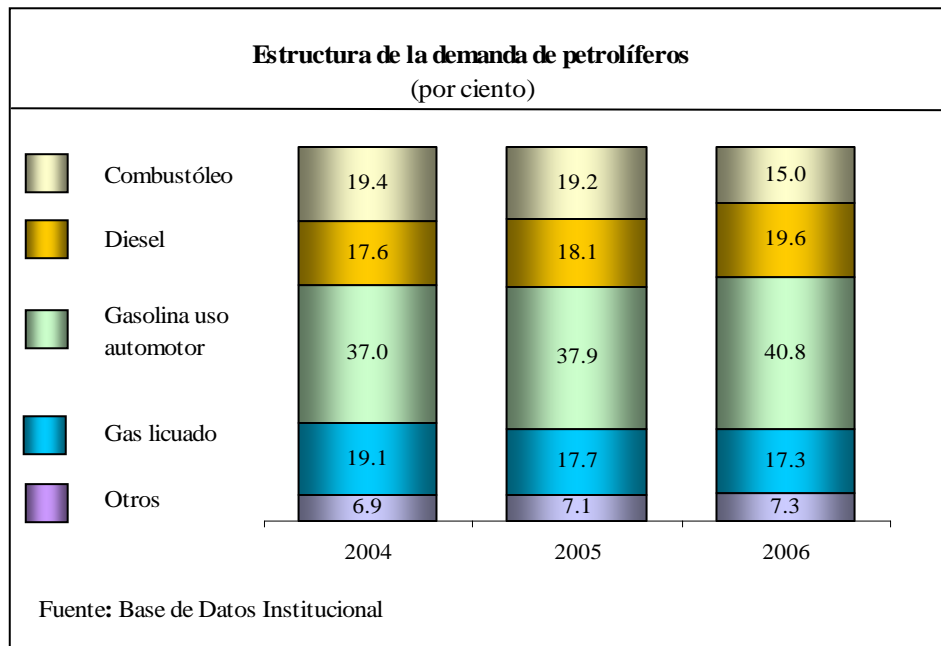
En 2006 el comportamiento de la demanda interna de productos petrolíferos y gas licuado refleja, en forma importante, la sustitución de combustóleo por gas natural que se lleva a cabo en la industria, sobre todo en la producción de energía eléctrica, que explica la contracción de 0.5 por ciento en el crecimiento global de esos productos, con respecto al año previo. Sin embargo, los ingresos obtenidos por la venta total de petrolíferos y gas licuado ascendieron a 433 565 millones de pesos, 12.1 por ciento más en términos reales, debido al aumento de la demanda y precio de gasolinas y diesel, con respecto a 2005.

Durante los últimos seis años el consumo de los combustibles para uso automotor en el país, ha mostrado una tendencia constante a la alza con una tasa promedio anual de 5.2 por ciento para las gasolinas y de 4.5 por ciento para el caso del Pemex Diesel; tasas superiores a las correspondientes para la economía nacional en ese lapso.

La evolución de la demanda de estos combustibles se explica en esencia por el aumento constante de las ventas de vehículos en el mercado interno, que en 2006 fue histórica para un sexenio⁵, y por las facilidades de crédito que se han otorgado en México para la compra de tales bienes. Esta situación conllevó al incremento en el número de vehículos en circulación que se estima arriba de los cinco puntos porcentuales con respecto a 2005. Para satisfacer la demanda de gasolinas Petróleos

⁵ Boletín de prensa de la Asociación Mexicana de la Industria Automotriz, A.C. Diciembre de 2006.

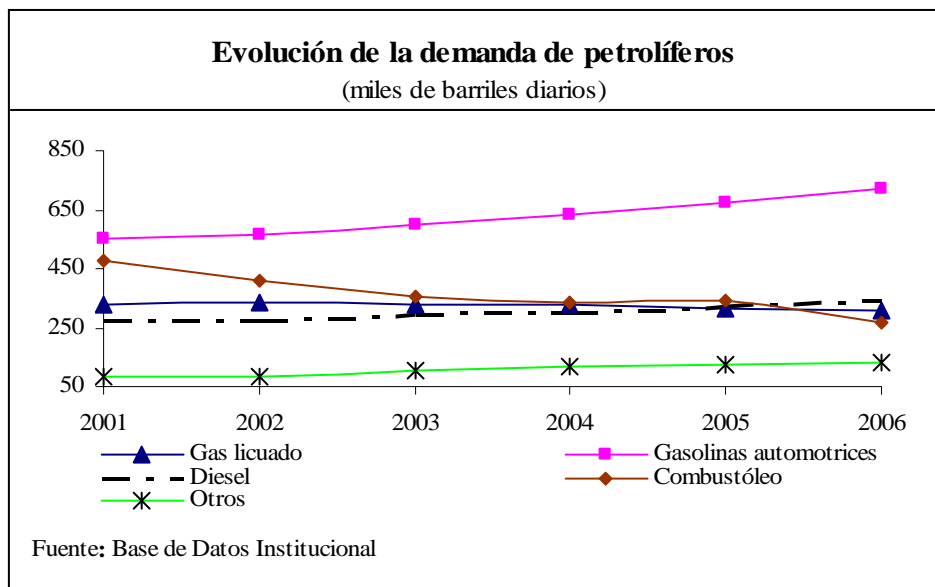
Mexicanos ha tenido que recurrir a la importación en volúmenes que han significado 27 por ciento de la producción nacional promedio durante los últimos seis años.



En 2006, los ingresos obtenidos por la venta de gasolinas para uso automotor ascendieron a 221 697 millones de pesos, 15.9 por ciento más en términos reales que los obtenidos el año previo. La demanda de gasolina Pemex Magna mantuvo el dinamismo ascendente que registra a partir de 2003 al promediar 601.8 miles de barriles diarios en 2006, cantidad que significó un incremento de 7.5 por ciento, equivalente a 42 mil barriles por día con respecto a 2005. Por otra parte, las ventas de gasolina de alto octano, si bien han aumentado, su ritmo de expansión disminuyó, con relación a los años precedentes. El volumen de ventas de Pemex Premium, por 116.3 miles de barriles diarios, representó un aumento de 4.1 por ciento con relación a 2005, lo cual representa una

participación en las ventas totales de gasolinas de 16.2 por ciento, en tanto que en 2004 fue de 17.3 por ciento.

- La demanda total de diesel creció 7.7 por ciento al ubicarse en 344.9 miles de barriles diarios, este comportamiento fue favorecido por la evolución económica de los sectores de transporte y comercial cuyo producto creció 9.1 y 3.7 por ciento, en el orden citado. El volumen total de ventas de diesel incluye 297.9 miles de barriles diarios de Pemex Diesel; la diferencia corresponde al diesel industrial y marino. El valor de las ventas totales de los productos de este grupo ascendió a 88 374 millones de pesos, con un incremento real de 8.3 por ciento con respecto a los ingresos de 2005.



El consumo de turbosina, por 61.2 miles de barriles diarios, fue 4.3 por ciento mayor con respecto a 2005 debido al desarrollo de la actividad aeroportuaria, básicamente en Toluca, Ciudad de México, Los Cabos, Monterrey y Cancún. Los ingresos que se obtuvieron por las ventas de

este producto fueron de 18 897 millones de pesos, 12.3 por ciento más en términos reales que el año previo.

Las ventas de 263.7 miles de barriles diarios de combustóleo representaron una contracción de 22.6 por ciento, respecto al volumen comercializado el año previo, debido a la pronunciada baja en la demanda de este producto por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Los ingresos por comercialización crecieron 5.7 por ciento en términos reales, respecto a 2005, al alcanzar 43 299 millones de pesos.

Las ventas de otros petrolíferos fueron de 68 mil barriles diarios por un monto de 8 591 millones de pesos y en éstas se agrupan asfaltos, lubricantes, parafinas, coque, citrolina, gasóleo, gasavión, gasolina y gasnafta.

Por lo que respecta al gas licuado, las ventas fueron 2.6 por ciento menores respecto a 2005, al ubicarse en 305.4 miles de barriles diarios, lo cual obedece entre otros factores, a la sustitución de gas licuado por gas natural, a la diferencia en el precio relativo entre ambos combustibles que pasó de 77.3 por ciento en 2005 a 106.9 por ciento en 2006; y a ciclos climáticos más calurosos. En contraste, los ingresos reales aumentaron 4.8 por ciento por el comportamiento ascendente que registró el precio del gas licuado durante el año.

La demanda interna de gas natural en los últimos seis años muestra un crecimiento promedio anual de 6.2 por ciento, sin embargo, en 2006 fue de 12.3 por ciento con respecto al año previo, al promediar 2 955.2 millones de pies cúbicos diarios, es decir 322.7 millones adicionales. Este comportamiento se explica en especial por un mayor consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica, en uso doméstico, y a la baja de los precios del gas natural e incremento en el del combustóleo. El consumo rebasó los 3 100 millones de pies cúbicos diarios en el periodo comprendido entre mayo y agosto; en julio con 3 204.6 millones de pies cúbicos diarios constituyó el máximo histórico mensual comercializado en el país. Por destino, 56.4 por ciento del total

correspondió al sector eléctrico, 39.1 por ciento al industrial y distribuidoras, y 4.5 por ciento al sector de autogeneración.

Los ingresos por ventas de gas natural fueron de 75 355 millones de pesos, 8 por ciento menos en términos reales que en 2005, debido a la reducción en los precios al público de 15.3 por ciento.

La comercialización de productos petroquímicos en el país fue de 3 831.3 miles de toneladas y de 24 659 millones de pesos, 2.4 y 5.5 por ciento mayor con relación a 2005, en el orden citado. Del volumen total, 429 mil toneladas fueron de petroquímicos básicos y 3 402.3 miles de toneladas de petroquímicos desregulados.

El crecimiento de las ventas se concentró en los petroquímicos derivados del etano, en especial glicoles etilénicos, cloruro de vinilo y polietileno, y en ácido muriático, azufre y materia prima para negro de humo, lo que permitió compensar las menores ventas de xilenos y aromáticos en general, y de acrilonitrilo. En el primer caso se explica por el mantenimiento de plantas, y en el segundo a la falta de viabilidad económica del negocio de fibras de los clientes.

6.2 MODERNIZACIÓN DEL PROCESO COMERCIAL

La red de estaciones de servicio para la venta al público de combustibles para uso automotor ha crecido de manera constante, con instalaciones más modernas y diversificadas. Al finalizar 2006, se contaba con 7 554 estaciones de servicio bajo el esquema de franquicias; se avanzó en la implantación de nuevos contratos de la Franquicia Pemex; y se incorporó la distinción Pemex Cualli a estaciones de servicio, con lo cual se busca ofrecer beneficios adicionales para los franquiciatarios y el consumidor final, que entre otros aspectos incluye el cumplimiento de la norma NOM-005-SCFI-2005 relativa a los sistemas para la medición y despacho de gasolina.

Petróleos Mexicanos para cumplir con las especificaciones, que en materia de protección ambiental estableció la Norma Oficial Mexicana NOM-086, para estos productos y de su calendario de introducción al

mercado, en octubre de 2006 inició la venta al público en todo el país de gasolina Pemex Premium UBA (ultra bajo azufre) y en diciembre de diesel de ultra bajo azufre en la frontera norte. Para completar la demanda de estos combustibles Petróleos Mexicanos, en el lapso septiembre-diciembre, recibió un promedio de 10.6 miles de barriles diarios de gasolina Premium de 30 ppm por concepto de maquila, e importó otros 70.4 miles de barriles diarios, además, de 17.4 miles de barriles diarios de diesel de 15 ppm, en diciembre.

6.3 COMBATE AL MERCADO ILÍCITO DE COMBUSTIBLES

El Proyecto Integral de Combate al Mercado Ilícito de Combustibles consiste en dotar a la Red Nacional de Distribución de Pemex Refinación con la infraestructura propia y con los elementos necesarios para combatir el robo, la adulteración y el contrabando de combustibles destilados en el mercado nacional.

La cadena de suministro de productos considerada en este proyecto cubre desde las refinerías, terminales marítimas y terminales de almacenamiento y distribución, hasta los poliductos, autotanques y estaciones de servicio.

Las acciones realizadas en 2006 para combatir al mercado ilícito de combustibles permitieron recuperar un volumen calculado en 5.7 miles de barriles diarios de gasolinas y 1.6 miles de barriles diarios de diesel.

La estrategia de combate al mercado ilícito de combustibles está integrada por nueve proyectos y programas principales cuyo avance en 2006 fue el siguiente:

- **Rastreo permanente de autotanques.-** De 1 254 autotanques propios, se instalaron 1 155 Sistemas de Posicionamiento Global y se realizaron pruebas de la señal para verificar su efectividad. Avance de 92.1 por ciento.
- **Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA).-** Se formalizó el contrato del sistema y se logró un avance de 83 por ciento.

- **Sistema Integral de Medición y Control de Operaciones en Terminales (SIMCOT).**- Al cierre de 2006 concluyó la implantación de 11 sistemas y 13 más continúan en desarrollo. El avance fue de 79 por ciento.
- **Medición en línea.**- De los 46 puntos de transferencia de custodia previstos para 2006, se concluyeron 29 puntos y el resto se encuentran en diferentes etapas de ejecución de servicios, entrega de bienes, pruebas operativas, en proceso de calibración u oficialización. El avance global estimado es de 98 por ciento.
- **Celaje aéreo.**- Se celebró el convenio de colaboración con la Secretaría de Seguridad Pública y la Policía Federal Preventiva para llevar acciones de celaje aéreo. Las actividades desarrolladas permitieron el hallazgo de diversos puntos vulnerables, mismos que están en indagatoria. Avance de 100 por ciento.
- **Diablo espesor cero.**- Con la utilización de esta herramienta se logró el hallazgo de 38 tomas clandestinas en ductos. Avance de 100 por ciento.
- **Laboratorios móviles.**- Se realizaron 16 444 verificaciones a estaciones de servicio, de las cuales en 25 se encontraron productos fuera de especificación. Avance de 100 por ciento.
- **Circuito Cerrado de Televisión (CCTV).**- En 2006 concluyó la instalación de 29 sistemas de circuito cerrado de televisión en igual número de terminales de almacenamiento y distribución que significó un avance de 93.5 por ciento.
- **Controles volumétricos en estaciones de servicio.**- Para el control electrónico de estaciones de servicio por parte de Pemex Refinación se suscribieron cuatro mil nuevos contratos de franquicia, los cuales posibilitan efectuar el control volumétrico de las estaciones. También se definió el sistema que se utilizará para la transmisión de la señal correspondiente.

En forma adicional, se emprendieron otras acciones, entre las cuales destacan:

- Participación en reuniones con todas las zonas militares para reforzar la vigilancia por parte de las partidas militares destacadas en Pemex Refinación, para incrementar los celajes.
- Se informó a gobernadores y presidentes municipales sobre el número de tomas clandestinas que se ubican en el ámbito de su competencia, a fin de lograr su participación en el combate a estos actos y se les solicitó la difusión del número telefónico 01-800-228-96-60 para la denuncia anónima de cualquier ilícito en contra de las instalaciones de Petróleos Mexicanos.
- Se llevaron a cabo 26 evaluaciones técnico-operativas de instalaciones en refinerías, terminales marítimas, terminales de almacenamiento y distribución, y residencias de ductos en las que se detectaron puntos vulnerables.

6.4 COMERCIO INTERNACIONAL

En 2006, el saldo de la balanza comercial de Petróleos Mexicanos ascendió a 27 361 millones de dólares, 22.5 por ciento mayor al obtenido en 2005, lo que representó un máximo histórico.

- El ingreso de divisas fue de 38 670 millones de dólares, 22 por ciento superior a lo registrado en 2005, a causa del alza en los precios del crudo y productos derivados. Por tipo de producto, 89.7 por ciento de las exportaciones correspondió a crudo, 9.2 por ciento a petrolíferos, y el resto a petroquímicos, gas natural y condensados. Las importaciones fueron de 11 308 millones de dólares y se integraron en 88.9 por ciento de petrolíferos, 10 por ciento de gas natural y 1.1 por ciento de productos petroquímicos.
- El volumen exportado de petróleo crudo fue de 1 792.7 miles de barriles diarios, cantidad que significó una reducción de 1.3 por ciento a lo observado en 2005. El principal componente de la mezcla mexicana de exportación fue el crudo Maya con 83.3 por

ciento del volumen, le siguió el Olmeca con 12.9 por ciento y el Istmo 3.8 por ciento. Destaca el aumento de las exportaciones de crudo Olmeca que alcanzaron 230.6 miles de barriles diarios, 6.9 por ciento más que en 2005.

- Por destino geográfico, en Estados Unidos se colocó 80.4 por ciento de las exportaciones de crudo. Europa recibió 9.5 por ciento, en especial España, Portugal y Reino Unido; 8.3 por ciento el resto de América, sobre todo Antillas Holandesas, Canadá y República Dominicana; y 1.8 por ciento la India.
- El valor de las exportaciones de crudo fue de 34 705 millones de dólares con un incremento de 22.5 por ciento respecto a 2005 debido al comportamiento alcista de los precios. Por tipo de crudo, el Maya aportó 80.2 por ciento del valor total, con un crecimiento de 23.6 por ciento frente al periodo inmediato anterior. Las exportaciones de Olmeca, alcanzaron 5 443 millones de dólares, 28.2 por ciento más que en el año precedente, mientras que las de Istmo se redujeron 9 por ciento.

La exportación de gas natural ascendió a 72 millones de dólares y las importaciones a 1 135 millones, en consecuencia, el déficit en la balanza comercial de este hidrocarburo fue de 1 063 millones de dólares, 19.4 por ciento inferior al de 2005.

- En 2006, la importación de gas natural se redujo por segundo año consecutivo al registrar 450.9 millones de pies cúbicos diarios, 6.1 por ciento menos que en 2005. Este comportamiento se debió a la mayor producción de gas natural, en especial de gas no asociado. Las importaciones cubrieron 15.3 por ciento de las ventas internas frente a 18.2 y 27.8 por ciento en 2005 y 2004, en el orden citado. También por segundo año consecutivo se registró exportación de gas natural que en 2006 fue de 32.7 millones de pies cúbicos diarios, 36.9 por ciento más que el año inmediato anterior.

El saldo de la balanza comercial de petrolíferos fue deficitaria en 6 475 millones de dólares frente a 4 908 millones en 2005 debido al

mayor volumen y precio de importación de productos como la gasolina y el diesel.

Comercio internacional, 2004-2006

| | 2004 | 2005 | 2006 |
|--|---------------|---------------|---------------|
| Valor (Millones de dólares) | | | |
| Saldo | 17 856 | 22 339 | 27 361 |
| Exportaciones | 23 422 | 31 703 | 38 670 |
| Petróleo crudo | 21 258 | 28 329 | 34 705 |
| Gas natural | - | 79 | 72 |
| Condensados | 18 | 40 | 24 |
| Petrolíferos | 1 929 | 2 951 | 3 571 |
| Petroquímicos | 217 | 303 | 299 |
| Importaciones | 5 565 | 9 363 | 11 308 |
| Gas natural | 1 715 | 1 398 | 1 135 |
| Petrolíferos | 3 792 | 7 859 | 10 045 |
| Petroquímicos | 58 | 107 | 128 |
| Volumen (Miles de barriles diarios) | | | |
| Exportaciones | | | |
| Petróleo crudo | 1 870.3 | 1 817.1 | 1 792.7 |
| Gas natural (MMpcd) | - | 23.9 | 32.7 |
| Condensados | 1.5 | 2.2 | 1.1 |
| Petrolíferos | 151.5 | 184.9 | 186.9 |
| Petroquímicos (Mt) | 914.3 | 867.2 | 817.5 |
| Importaciones | | | |
| Gas natural (MMpcd) | 765.6 | 480.4 | 450.9 |
| Petrolíferos | 234.2 | 333.7 | 370.0 |
| Petroquímicos (Mt) | 104.7 | 238.6 | 253.8 |

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

- El volumen de las exportaciones de petrolíferos y gas licuado por 186.9 miles de barriles diarios, significó un crecimiento de 1.1 por ciento frente a 2005. Estas cifras no incluyen los condensados. El aumento en las exportaciones en particular de combustóleo, gasolina natural y gas licuado permitió compensar la reducción en

las ventas al exterior de residuo largo. El monto de las exportaciones fue de 3 571 miles de dólares, 21 por ciento más que el año previo como consecuencia del comportamiento alcista de los precios de éstos en el mercado internacional.

- En 2006 se importaron 370 mil barriles diarios de productos petrolíferos y gas licuado, 10.9 por ciento más que en el año inmediato anterior, en especial de gasolinas para uso automotor y sus componentes, diesel y gas licuado. Las importaciones fueron de 10 045 millones de dólares, 27.8 por ciento superior a 2005, por las mismas razones.

La balanza comercial de petroquímicos por 170.5 millones de dólares, continuó siendo superavitaria, sin embargo, con respecto a 2005 fue 13 por ciento menor. Esta situación interrumpió la recuperación que se venía observando en este indicador después de que en 2002 se registró el saldo más bajo.

- Las exportaciones de petroquímicos fueron de 817.5 miles de toneladas, 5.7 por ciento menos que en 2005, principalmente por la prioridad en el destino del etileno, que se orientó a la elaboración de productos de mayor valor agregado como es el caso del polietileno, entre otros derivados. De esta manera, la exportación de polietilenos considerando sus tres tipos, polietileno de alta densidad, baja densidad y lineal de baja densidad, duplicó su valor con respecto a 2005, en tanto que las ventas de etileno disminuyeron 37.8 por ciento.
- La importación de petroquímicos alcanzó 253.8 miles de toneladas, 6.4 por ciento más que en 2005 debido al incremento en las compras en los mercados internacionales de metanol y de algunos aromáticos, como mezcla de xilenos y tolueno, resultado de una menor producción de estos bienes por el mantenimiento del tren de aromáticos de La Cangrejera en el primer semestre de 2006.

7. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

Las acciones que desarrolla Petróleos Mexicanos en materia de seguridad industrial y protección ambiental se realizan con estricto apego al principio de orientación al desarrollo sustentable, que forma parte de la política energética nacional y de los objetivos que de ésta emanan.

En 2006, la empresa se propuso mejorar la salud ocupacional de los trabajadores para lograr el desarrollo de sus capacidades y potencialidades; continuar mejorando los índices de seguridad industrial; disminuir las emisiones contaminantes y los residuos tóxicos; y reducir pasivos ambientales.

En Petróleos Mexicanos la seguridad, la salud y la protección al medio ambiente son valores con la misma jerarquía que la producción, transporte, ventas, calidad y costos, y son responsabilidad de todos los trabajadores y condición de trabajo. En la empresa todos los trabajadores están comprometidos a continuar la protección y conservación del medio ambiente, en beneficio de la comunidad y de todos, por lo que se trabaja en forma continua para reducir la emisión de contaminantes y riesgos, con una meta de cero accidentes.

Petróleos Mexicanos impulsó la consolidación del sistema único para la administración integral de la seguridad industrial, salud ocupacional y la protección ambiental denominado Pemex-SSPA, que contempla incorporar las mejores prácticas internacionales en la materia y el desarrollo de un proceso de disciplina operativa preventiva y correctiva de seguridad a nivel mundial. Además, considera la revisión y observancia del análisis causa-raíz, de la administración de la seguridad de procesos con énfasis en la integridad mecánica, el cuidado del medio ambiente, la seguridad del trabajo, la disciplina operativa, las auditorías efectivas, el desarrollo de planes de respuesta a emergencias y las pruebas de sistemas de protección y análisis de riesgos.

Se elaboraron los estándares para el Sistema de Administración de la Salud en el Trabajo y Sistema de Administración Ambiental y los lineamientos de auditorías, registro y análisis de incidentes, análisis causa raíz, de disciplinas operativas y auditorías efectivas; se privilegió el cambio cultural para mejorar la seguridad de las personas; se tomaron medidas de prevención en el sistema de transporte por ductos; y se fortalecieron los planes de respuesta a emergencias.

SEGURIDAD INDUSTRIAL

La implantación del Pemex-SSPA permitió a Petróleos Mexicanos continuar la tendencia favorable en los índices de accidentalidad. Al cierre de 2006, este índice fue de 0.67 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, 36.8 por ciento menos que el año previo, y representó el nivel anual más bajo registrado por la empresa. En ese año, todos los organismos subsidiarios disminuyeron el índice de accidentalidad.

| | ÍNDICES DE FRECUENCIA | | | | | ÍNDICES DE GRAVEDAD | | | | |
|-------------|--|------------|-----------|-------------|------------|---|------------|-----------|-------------|------------|
| | Número de accidentes por millón de horas hombre laboradas | | | | | Días perdidos por millón de horas hombre laboradas | | | | |
| | PEMEX | PEP | PR | PGPB | PPQ | PEMEX | PEP | PR | PGPB | PPQ |
| 1998 | 2.68 | 4.66 | 1.92 | 0.50 | 1.48 | 325 | 436 | 350 | 327 | 175 |
| 1999 | 1.39 | 1.76 | 1.08 | 0.55 | 1.92 | 180 | 180 | 253 | 118 | 173 |
| 2000 | 1.19 | 1.66 | 0.72 | 0.90 | 1.06 | 170 | 277 | 126 | 109 | 170 |
| 2001 | 1.00 | 1.26 | 0.69 | 0.50 | 0.56 | 124 | 191 | 85 | 88 | 139 |
| 2002 | 1.17 | 1.14 | 1.10 | 1.01 | 0.88 | 133 | 154 | 138 | 114 | 161 |
| 2003 | 1.09 | 1.35 | 0.63 | 0.92 | 1.13 | 132 | 134 | 121 | 196 | 199 |
| 2004 | 1.50 | 1.67 | 1.23 | 0.38 | 2.00 | 143 | 161 | 127 | 203 | 210 |
| 2005 | 1.06 | 1.26 | 1.16 | 0.26 | 1.13 | 117 | 143 | 93 | 250 | 138 |
| 2006 | 0.67 | 0.96 | 0.59 | 0.07 | 0.70 | 72 | 65 | 108 | 61 | 82 |

Fuente: Base de Datos Institucional.

El índice de gravedad para Petróleos Mexicanos fue de 72 días perdidos por millón de horas hombre laboradas, lo que representó una disminución de 38.5 por ciento respecto al año anterior, y el mejor valor histórico registrado para un año.

- Pemex Exploración y Producción en el último bienio mantuvo su tendencia a la baja logrando cero accidentes fatales en 2006 y, aun cuando estos índices de frecuencia son equiparables al estándar internacional, el organismo continúa fortaleciendo la disciplina operativa, la cultura de la seguridad y la prevención, con énfasis en la actividad de perforación. El índice de gravedad pasó de 143 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas en 2005 a 65 días en 2006, lo que significó una reducción de 54.5 por ciento.
- Pemex Gas y Petroquímica Básica observó un índice de frecuencia de 0.07, con sólo dos accidentes, el cual se compara en forma significativa con el registrado por empresas extranjeras líderes en el ramo del petróleo y gas, según la International Association of Oil and Gas Producers. Por su parte, el índice de gravedad disminuyó en forma sensible al obtenido al cierre de 2005. En 14 de las 15 terminales de distribución de gas licuado se ha podido erradicar la accidentalidad laboral durante más de nueve años; cuatro sectores y las tres unidades de apoyo técnico de ductos no han registrado accidentes incapacitantes desde hace más de ocho años, mientras que los centros procesadores de gas acumularon 406 días sin accidentes, al cierre de diciembre de 2006.
- Pemex Refinación disminuyó 49.1 por ciento su índice de frecuencia, el mínimo histórico que ha observado el organismo, para un lapso anual. Sin embargo, el índice de gravedad observó un aumento de 16.1 por ciento debido principalmente al accidente ocurrido en la Terminal Marítima de Pajaritos en octubre de 2006, ya que hasta septiembre los índices de frecuencia y gravedad de este organismo se habían situado como los mejores de los últimos tres años.

- Pemex Petroquímica logró reducir sus índices de accidentalidad y gravedad en 38.1 y 40.6 por ciento, en el orden citado. Todos sus centros de trabajo tuvieron menos accidentes que en 2005. El complejo petroquímico de Tula al cierre del año llevaba 1 366 días sin accidentes que equivalen a 2 939 639 horas-hombre.

SEGURIDAD E HIGIENE

Petróleos Mexicanos, con el propósito de alinear diferentes aspectos relacionados con la seguridad e higiene en el trabajo al sistema Pemex-SSPA realizó las acciones siguientes:

- Actualizó el Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, sobre todo en aspectos críticos.
- Rediseñó la gestión de la Comisión Nacional Mixta de Seguridad e Higiene, Grupos Mixtos Coordinadores y Comisiones Locales Mixtas de Seguridad e Higiene.

Por otra parte, continuó la identificación y evaluación de agentes físicos, químicos, biológicos, ergonómicos y psicosociales a los que están expuestos los trabajadores durante el desempeño de sus labores. Al término de 2006, cuenta con atlas de riesgos que contienen el inventario jerarquizado de agentes existentes en los centros de trabajo; la identificación de las categorías expuestas y los tiempos promedio de exposición a los agentes y condiciones por puesto de trabajo; la representación gráfica en un plano de la instalación de los agentes y del personal expuesto, y las medidas a tomar para eliminar el agente o atenuar su efecto en el personal expuesto.

CUIDADO DEL AMBIENTE

Durante el año, Petróleos Mexicanos elaboró un modelo nuevo de desarrollo sustentable que forma parte de la estrategia institucional. Los objetivos del modelo son: cumplimiento normativo ambiental y eliminación de riesgos ambientales no normados, y asegurar la viabilidad y la sustentabilidad de los planes de desarrollo del negocio.

MODELO NUEVO DE DESARROLLO SUSTENTABLE

| Cumplimiento normativo y eliminación de riesgos | |
|---|---|
| Subproceso de administración en aspectos ambientales | <p><i>Líneas de acción</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Asegurar el cumplimiento normativo ambiental - Administrar los riesgos y los impactos ambientales - Impulsar oportunidades de ecoeficiencia |
| Viabilidad y sustentabilidad del negocio | |
| Subproceso socio-ambiental | <p><i>Líneas de acción</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Resolver los problemas ambientales vinculados con conflictos sociales - Mejorar la reputación ambiental - Conservar o compensar ecosistemas relacionados con las operaciones petroleras, privilegiando la ejecución de proyectos productivos |
| Subproceso económico-ambiental | <p><i>Líneas de acción</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Fortalecer la calidad crediticia con criterios de desarrollo sustentable - Asegurar la viabilidad socio-ambiental de los proyectos de inversión, incluyendo su factibilidad territorial - Impulsar la eficiencia y la racionalidad normativa |
| Corresponsabilidad en los subprocesos económico sociales | |

En 2006, con las líneas de acción establecidas, Petróleos Mexicanos alcanzó un mejor desempeño ambiental en cada uno de sus componentes.

AIRE

Petróleos Mexicanos cumplió con todas las normas de emisiones al aire, no obstante, en 2006 se mantuvieron en un nivel similar con respecto a 2005. El bióxido de azufre (SO₂) fue el parámetro de mayor importancia con 74.7 por ciento del total.⁶

- En abril de 2006 se publicó la Norma Oficial Mexicana de Emergencia 148 que obliga, a partir de septiembre, a la recuperación de al menos 90 por ciento del azufre en las refinerías de Tula y Salamanca. Debido a que esto no era factible, y a promoción de la SEMARNAT, se avanzó en los trabajos para la elaboración de una norma ordinaria aplicable a las seis refinerías de la empresa estableciendo plazos de cumplimiento y porcentajes de recuperación de azufre, con un horizonte de planeación de cuatro años para modernizar las plantas de recuperación de azufre existentes y la instalación de otras nuevas.

Dentro del Programa de Calidad del Aire en Salamanca, durante 2006 se suministró a la CFE combustóleo con 3 por ciento de azufre en promedio, lo cual representó una importante disminución de toneladas diarias de SO₂ enviadas a la atmósfera.

Petróleos Mexicanos, en las etapas de precontingencia ambiental que se presentaron en la ciudad de Salamanca, disminuyó la carga de crudo, sustituyó el uso de combustóleo por gas natural, y suspendió la operación de algunas plantas de la refinería que se ubican en ese lugar. Estas medidas se pusieron en práctica aun cuando la normatividad vigente en la materia no establece dicha obligación en esas etapas.

La Institución participa en el esfuerzo mundial para reducir la emisión de gases de efecto invernadero, sin embargo, tuvo un incremento de 7.6 por

⁶ Las emisiones al aire que contabiliza Petróleos Mexicanos están conformadas por óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x), partículas, compuestos orgánicos totales (COT) y compuestos orgánicos volátiles (COV's).

ciento en las emisiones de bióxido de carbono, respecto a 2005, debido a un mayor consumo de energía en las diferentes operaciones, principalmente en Pemex Exploración y Producción y en Pemex Refinación.

En ese tema, la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático le otorgó a Petróleos Mexicanos las Cartas de No Objeción a 19 proyectos relativos a eficiencia energética, cogeneración, aprovechamiento y proceso de gas que se incorporarán al Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto. Mediante la ejecución de estos proyectos se espera reducir alrededor de 2.6 millones de toneladas anuales de CO₂ en un horizonte de 15 años.

CALIDAD DE LOS COMBUSTIBLES

Para reducir la emisión de contaminantes de los vehículos, a finales de 2006, Petróleos Mexicanos introdujo al mercado la gasolina Premium UBA con 30 ppm S. Esta gasolina permite el uso de nuevas tecnologías vehiculares de baja emisión en México. Con la misma finalidad, se hicieron los preparativos para que a partir de enero de 2007 se comercialice en la zona fronteriza norte del país Diesel UBA con 15 ppm S.

AGUA

En 2006, las descargas totales de contaminantes al agua⁷ de Petróleos Mexicanos estuvieron dentro de los parámetros establecidos por la normatividad vigente en la materia, y fueron 18.4 por ciento menores respecto a 2005. Las descargas que contribuyeron en forma significativa a este resultado fueron los valores registrados en sólidos suspendidos totales, y grasas y aceites; los primeros disminuyeron 22.5 por ciento y los segundos 19.1 por ciento, ambos por mejoras operativas en plantas de tratamiento de aguas residuales, torres de enfriamiento y por la rehabilitación de redes contraincendio en los complejos petroquímicos.

⁷ Las descargas de contaminantes están conformadas por grasas y aceites, sólidos suspendidos totales, nitrógeno total, y otros.

RESIDUOS PELIGROSOS

La generación de residuos peligrosos disminuyó 7.4 por ciento en 2006 comparado con el periodo anterior, siendo la generación de recortes de perforación 75.7 por ciento del total. La disposición de dichos residuos fue equivalente a su generación.

- La Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005, de junio de 2006, no lista los recortes de perforación impregnados con fluidos base aceite y la Ley General de Prevención y Gestión Integral de Residuos no clasifica como peligrosos a los recortes de perforación base aceite. Sin embargo, la SEMARNAT recomendó a Pemex Exploración y Producción establecer un plan de transporte, almacenamiento, tratamiento y disposición de estos residuos para asegurar que los fluidos base aceite, que tengan la posibilidad de ser peligrosos, no se mezclen con los recortes de perforación; plan que está en revisión por parte del organismo subsidiario.
- Además, está en estudio un nuevo marco legal-ambiental que norme el aprovechamiento de los recortes de perforación vía el coprocesamiento o inyección a pozos agotados. Esta situación, aunada a la no peligrosidad de los mismos, permite ahorros importantes en los costos directos y elimina los indirectos en el transporte; además, se reduce la afectación al medio ambiente y el deterioro a la imagen de la empresa.

DERRAMES

Durante 2006, ocurrieron 279 derrames de hidrocarburos con un volumen estimado de 24 446 barriles, y 117 fugas equivalentes a 15 mil pies cúbicos de gas, aproximadamente. El número de eventos totales fue ligeramente inferior a los registrados en 2005, sin embargo, el volumen derramado se incrementó 8.1 por ciento.

Con los derrames ocurridos se estima una afectación de 28.2 hectáreas, principalmente en los estados de Veracruz, Tabasco, Oaxaca y Tamaulipas. Petróleos Mexicanos atendió la totalidad de estas

afectaciones mediante trabajos de restauración previamente avalados por la autoridad ambiental.

Como parte de las acciones en materia ambiental, Petróleos Mexicanos cuenta con 377 instalaciones con Certificados de Industria Limpia de un total de 456.

AHORRO DE ENERGÍA

La industria petrolera mexicana, en 2006, obtuvo siete premios nacionales de ahorro en energía térmica, en la categoría de modernización de instalaciones en las actividades de refinación y procesamiento de gas. Las acciones asociadas a lo anterior permitieron reducir el consumo en 2.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

RESPONSABILIDAD SOCIAL

Petróleos Mexicanos instrumentó diversas acciones en materia de responsabilidad social empresarial, principalmente en el cuidado y preservación al medio ambiente; la vinculación con las comunidades; el trabajo sobre bases éticas; el respeto a los derechos laborales; y en la promoción de la calidad de vida de sus trabajadores.

- Se firmó la Carta de Adhesión al Pacto Mundial de la Organización de las Naciones Unidas, que propone construir mercados sustentables mediante la observancia de un código de ética empresarial; se patrocinó y organizó el IV Simposio Internacional sobre Responsabilidad Social Empresarial en las Américas, actividad auspiciada por ARPEL (Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural de Latinoamérica y el Caribe).
- Inició el Programa de Restauración Ecológica del Pantano Santa Alejandrina, con el cual se atiende la condicionante de SEMARNAT en los trabajos de reconfiguración de la Refinería de Minatitlán, en Veracruz.
- Se obtuvo la autorización de la SEMARNAT para iniciar en 2007 los trabajos de remediación del terreno de la Ex-Refinería de

Azcapotzalco con la finalidad de que éste pueda tener un uso recreativo.

En materia de protección civil, conjuntamente con la Secretaría de Gobernación, se definió una agenda de trabajo; se instaló el Grupo Regional de Atención y Manejo de Emergencias el cual atenderá las que rebasen la capacidad de respuesta de los centros de trabajo involucrados en el sureste mexicano; y se promovió la participación de Petróleos Mexicanos en los Consejos Municipales y Estatales de Protección Civil, conforme a los Planes de Respuesta a Emergencias de los centros de trabajo.

8. PLANEACIÓN Y COORDINACIÓN DE OPERACIONES

La Dirección Corporativa de Operaciones (DCO) tiene como objetivo asegurar el desempeño armónico de los organismos subsidiarios para maximizar el valor económico de la industria petrolera.

Para alcanzar este objetivo sus actividades principales consisten en: promover una visión integral de planeación estratégica y operativa de la industria petrolera; coordinar y promover la definición de metas institucionales y de programas estratégicos y operativos; establecer el modelo de abastecimiento estratégico aplicable en Petróleos Mexicanos; y promover la homologación de prácticas de mantenimiento de instalaciones y de operación de ductos de los organismos subsidiarios.

PLANEACIÓN ESTRATÉGICA Y OPERATIVA

Como parte de los procesos de planeación, la DCO coordinó los trabajos para la elaboración de la estrategia institucional de Petróleos Mexicanos 2006-2015, y elaboró las prospectivas de petrolíferos, gas natural y gas licuado para igual periodo.

Para mejorar la planeación y los procesos de evaluación de proyectos de inversión se actualizaron, en forma conjunta con la Dirección Corporativa de Finanzas, los Lineamientos para los Proyectos de Inversión de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, mismos que fueron aprobados por el Consejo de Administración.

En apoyo a las actividades del Grupo de Trabajo de Inversión, la DCO propuso mejoras a los proyectos, con base en el análisis de evaluaciones técnico-operativas. Además, integró carteras de proyectos y las incorporó a la base de datos global del grupo de trabajo antes citado (BDGTI).

Por otra parte, se integraron los programas operativos mensuales, trimestrales y anuales de Petróleos Mexicanos y se inició el desarrollo del modelo futuro de planeación, conforme a la metodología de ingeniería de procesos de negocio.

OPERACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA ESTRATEGIA

Con el propósito de coordinar y dar seguimiento permanente a la operación de la industria petrolera y a los acuerdos entre los organismos subsidiarios se llevaron a cabo las actividades siguientes:

- Diseño, elaboración e implantación de mecanismos de evaluación y seguimiento de las operaciones por cadena de producción-proceso en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- Conformación de los Grupos de Coordinación Operativa (GCO) para el seguimiento de las operaciones, en cumplimiento a los programas operativos.
- Desarrollo y coordinación en la implantación de operaciones contingentes coordinadas para optimizar el aprovechamiento de la producción, proceso industrial y transporte de hidrocarburos.

DUCTOS

Petróleos Mexicanos orientó sus esfuerzos a la reducción de los incidentes en ductos, meta que se logró en forma consecutiva con la disminución de 37 y 24 por ciento en 2005 y 2006, respectivamente. En 2006 se desarrollaron acciones encaminadas a lograr la operación confiable de sus ductos y alcanzar niveles equiparables a las mejores prácticas de la industria del gas y del petróleo.

Para evaluar la confiabilidad operativa de los principales sistemas de transporte por ducto, se realizaron estudios HAZOP (Hazard and Operability) y AMFE (Failure Mode and Effect Analysis) a 15 estaciones de bombeo de Pemex Refinación, y se elaboraron planes de acción y programas de inversión para mejorar los niveles de confiabilidad operativa en cada una de las instalaciones evaluadas.

Con la finalidad de garantizar la integridad de los ductos se conformó un modelo de administración, que contempla las mejores prácticas de ingeniería en la operación y mantenimiento; homologa la administración de riesgo en los organismos subsidiarios; y aumenta la confiabilidad de

las instalaciones. En este contexto se elaboró el primer Atlas Institucional de Riesgo en Ductos de Petróleos Mexicanos.

Con el propósito de tener una herramienta de apoyo en el proceso de administración de confiabilidad de ductos, se desarrolló un sistema tecnológico para el monitoreo y registro de condiciones de operación en tiempo real, sincronizado a los sistemas de adquisición de datos y control de supervisión (SCADA) de los organismos subsidiarios.

Para estandarizar el proceso de mantenimiento de cada organismo subsidiario se llevaron a cabo tres talleres de trabajo en los que participaron personal especializado y técnico de los organismos. Como resultado de estos talleres se obtuvo una taxonomía para la identificación de los equipos que integran las instalaciones de los sistemas de transporte por ducto; y el Lineamiento Institucional para la Gestión de la Administración del Mantenimiento a Instalaciones de Ductos en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

La disciplina operativa es fundamental y crítica para la seguridad en ductos, por tal motivo, se homologaron 86 procedimientos relativos a actividades de mantenimiento y seguridad. Estos procedimientos fueron entregados a 90 centros de trabajo de las áreas de ductos junto con un manual de disciplina operativa. Asimismo, se evaluaron en forma directa 423 kilómetros de ductos estratégicos, lo que permitió conocer el estado de éstos para mejorar su confiabilidad y seguridad.

MODELO DE ADMINISTRACIÓN POR PROCESOS

Petróleos Mexicanos continuó los trabajos para implantar el Modelo de Administración por Procesos (MAP), con el propósito de mejorar su desempeño.

En 2006 se realizaron actividades correspondientes a la fase II del MAP, que consisten en la implantación de los elementos del modelo adaptado al entorno de la Institución.

El producto de estos trabajos fue el catálogo actualizado de procesos; la conformación y formalización de nueve comisiones asesoras, el análisis

del estado actual y el inicio del diseño del estado futuro de los procesos. Con estos resultados se podrá dar inicio al ciclo de implantación de iniciativas de mejora en los procesos.

A partir de la conclusión de la fase II del MAP se tendrán los elementos necesarios para lograr la alineación de los procesos hacia la estrategia y los objetivos institucionales, con una visión integral de la industria petrolera.

TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN

Petróleos Mexicanos busca definir la estrategia y coordinar el desarrollo de las tecnologías de información y la automatización industrial, a fin de generar sinergias en la función a nivel institucional. Para ello generó la primera versión del marco de referencia de la arquitectura integral de tecnologías de información, definió la estrategia institucional y formalizó la Comisión Asesora de Tecnologías de Información de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

PROCESO DE SUMINISTROS

El proceso de suministros es parte del esfuerzo para renovar el esquema de gestión de Petróleos Mexicanos. Las acciones desarrolladas en 2006 se enfocaron en la concertación de contratos preparatorios nacionales, la consolidación de contrataciones, propiciar y fortalecer la comunicación con los proveedores, fomentar la transparencia y rendición de cuentas en la materia, la revisión de bases de licitación, y la ejecución de las tareas relativas al Modelo de Administración por Procesos.

La concertación de contratos preparatorios nacionales representa un acuerdo de voluntades bajo el cual, los proveedores asumen una promesa unilateral, a fin de satisfacer las necesidades recurrentes de bienes o de la prestación de algún servicio; el objetivo central es obtener las mejores condiciones técnicas y comerciales para el suministro. Por su parte, las áreas de Petróleos Mexicanos podrán adherirse a los mismos y formalizar sus contratos específicos.

- Con el fin de concertar los primeros contratos se iniciaron las gestiones con proveedores estratégicos domiciliados en territorio nacional, titulares de patentes, marcas y otros derechos exclusivos. Además, inició el desarrollo del Catálogo Electrónico Institucional de Bienes y Servicios, que contendrá información técnica, comercial y económica de los bienes y servicios derivados de los contratos, información que se pondrá a disposición de las áreas solicitantes a través de medios electrónicos, con acceso vía internet.

Con estas acciones se prevén ahorros y disminución del gasto por la obtención de mejores precios; reducción en el tiempo de contratación, desde la creación del requerimiento hasta la formalización del pedido en adquisiciones por adjudicación directa; eliminación de discrepancias mediante la utilización de un catálogo electrónico institucional con especificaciones estándar; y la unificación de procedimientos de contratación por adjudicación directa. Al cierre de 2006, se tenían cinco contratos preparatorios nacionales listos para su firma.

Continuó el esfuerzo para lograr ahorros mediante el desarrollo de procesos de contratación consolidada, a partir de la agregación de la demanda de los organismos subsidiarios.

- Se coordinaron y ejecutaron seis consolidaciones de bienes recurrentes que correspondieron a equipo de cómputo, impresoras, vehículos ligeros y pesados, juntas y espárragos.
- Como beneficio adicional se logró una amplia participación de empresas nacionales, resultando 30 proveedores adjudicados en los seis procesos.

A través de la Comisión Consultiva Mixta de Abastecimiento se propició la coordinación y comunicación entre los representantes de la empresa, dependencias de gobierno, cámaras y asociaciones, tanto industriales como comerciales, para lograr una mejor planeación, calidad de suministro, y la optimización del ejercicio de las reservas de los tratados de libre comercio.

- Se realizaron diez sesiones en las que participaron representantes de 26 cámaras y asociaciones empresariales, de las secretarías de Economía, de Energía y de Hacienda y Crédito Público, así como de los organismos subsidiarios, empresas filiales y del Instituto Mexicano del Petróleo.
- Se obtuvieron logros respecto a la simplificación, agilización y mayor eficiencia en los pagos a los proveedores, en el ejercicio de las reservas de los tratados de libre comercio, en la integración y publicación de la lista de verificación aplicable a bombas y compresores, y en el seguimiento del programa anual de adquisiciones.

En cumplimiento del Programa para la Transparencia y el Combate a la Corrupción, en lo que respecta a adquisiciones, se obtuvo una calificación global de 97.3 por ciento, lo que ubicó a Petróleos Mexicanos en un nivel de sobresaliente, con una mejora en los índices de percepción de transparencia: 5.7 por ciento en excelencia y 12.5 por ciento en satisfacción, respecto a los obtenidos en 2005.

Con la participación de los organismos subsidiarios se revisaron 23 bases de licitación institucionales. En este proceso participaron observadores sociales, cinco de ellos correspondientes al Testigo Social designado por la Secretaría de la Función Pública, quienes acreditaron la transparencia, objetividad e imparcialidad de los procesos licitatorios.

PROCESO DE MANTENIMIENTO

En Petróleos Mexicanos se reconoce al mantenimiento como soporte fundamental para la operación eficiente de la industria petrolera, al lograr que la base de los activos opere en forma segura y confiable mediante la optimización de los recursos disponibles.

Para estos fines, se creó la Subdirección de Coordinación de Mantenimiento como parte de la DCO y se estableció la Comisión Asesora a partir de la cual se establecen las estrategias de mejora institucional del Proceso de Mantenimiento. Entre sus principales objetivos está la detección de áreas de oportunidad y fortalezas de la

organización, así como la homologación de procedimientos para hacer extensivo el empleo de las mejores prácticas existentes en la Empresa.

A través de la Comisión Asesora se obtuvieron los resultados siguientes:

- Reducción del Índice de Paros No Programados con acciones continuas para incrementar la disciplina operativa, evitar el retraso en la terminación de las reparaciones y aumentar la eficiencia del mantenimiento.
- Con el propósito de identificar y consolidar en forma homologada los costos de mantenimiento, se actualizaron criterios de registro de información en forma conjunta con la Dirección Corporativa de Finanzas y los organismos subsidiarios.
- Uno de los elementos facilitadores en la sistematización para la obtención de los costos de mantenimiento, es el registro adecuado de la gestión de las actividades requeridas a través de las órdenes de mantenimiento en la plataforma informática existente (SAP R/3 e IMMPOWER) por consiguiente, se llevó a cabo la homologación de los criterios para el uso correcto de las órdenes a aplicar según el tipo de actividades de mantenimiento preventivo, predictivo, y correctivo.
- Adicionalmente, se inició el proyecto para la implantación de la taxonomía corporativa de equipos (basada en las mejores prácticas de la industria) con el propósito de registrar de manera consistente y estandarizada los datos, actividades y eventos de los equipos que permitan aplicar técnicas de confiabilidad al proceso de mantenimiento.
- En términos de la homologación de procedimientos, se tiene el registro del catálogo de términos de referencia para la administración del mantenimiento en Petróleos Mexicanos; la aplicación del procedimiento para determinar el grado de criticidad de los equipos; la aplicación del procedimiento para la administración de las libranzas y reparaciones mayores programadas.

- Se elaboró una guía corporativa para jerarquizar actividades a partir de una evaluación detallada de los riesgos inherentes al tipo de actividad requerida. Se han efectuado visitas a los centros de trabajo para verificar el cumplimiento de esta guía antes de una reparación mayor programada.
- Se inició el proceso para consensuar el Procedimiento de Prearranque de Instalaciones Nuevas, Modificadas o Reparadas.
- Se promueve el empleo de indicadores de gestión, para medir la situación actual del mantenimiento en las instalaciones de Petróleos Mexicanos, estableciendo comparaciones con estándares internacionales.
- A partir de diciembre de 2006, se implanta una versión piloto del modelo revisado del Proceso de Mantenimiento en dos plantas: la hidrosulfuradora de la refinería Francisco I. Madero y la planta de polietileno de alta densidad del centro petroquímico Morelos. Se pretende extender dicha implementación a todo un centro de trabajo.

9. ADMINISTRACIÓN CORPORATIVA

La administración de los recursos humanos de Petróleos Mexicanos busca satisfacer las necesidades de las áreas sustantivas y dar respuesta a las demandas de los trabajadores, a través de la homologación y simplificación de los procesos con un enfoque de servicio al cliente.

RECURSOS HUMANOS

Con el propósito de conducir la administración de los recursos humanos mediante un enfoque empresarial, la Institución continuó las tareas para transformar esta función de administrador experto hacia el rol de socio estratégico.

En este sentido, se desarrollan e implantan sistemas que integran, con eficiencia y valor agregado, la administración de estos recursos al resto de las actividades; haciendo posible la gestión de servicios por parte de los trabajadores; disponer de información útil para la capacitación y toma de decisiones en materia de recursos humanos; sistematizar y transparentar la contratación de personal, así como, instaurar mecanismos de comunicación y formalización de objetivos entre niveles de mando. Para tal efecto, se desarrollaron las actividades principales siguientes:

- Se formuló la Estrategia Institucional del Proceso de Soporte de Recursos Humanos, Relaciones Laborales y Servicios de Salud.
- Se cuenta con 86 módulos de Atención Segura de Información, Servicios y Trámites a Empleados (ASISTE) para la solicitud automatizada de fondo de ahorro, préstamo administrativo, constancia de ingresos, situación contractual, becas y derechohabencia. Al cierre de 2006, el total de accesos al sistema fue del orden de 2.5 millones y de 6.7 miles de trámites realizados.
- Se puso en operación el Centro de Atención Telefónica denominado Módulo Integral de Servicios (MIS-RH), el cual proporciona

información general, financiera y recibe quejas, sugerencias y denuncias. El total de accesos durante 2006 fue de 426 mil.

RELACIONES LABORALES

Conforme a las disposiciones legales y contractuales, se efectuó la revisión salarial 2006 y se pactó un incremento de 4.1 por ciento al salario ordinario de los trabajadores y a las pensiones jubilatorias. Con base en la productividad laboral, se concertaron 42 convenios administrativo-sindicales de reestructuración y modificaciones a la plantilla laboral de los trabajadores sindicalizados.

En materia de vivienda se otorgaron 3 942 créditos hipotecarios y 1 599 aportaciones financieras y se logró un avance de 64.9 por ciento en la depuración de la cartera de créditos hipotecarios FICOLAVI constituida por 32 253 créditos.

Se autorizaron cerca de 50 mil préstamos administrativos para el personal sindicalizado y jubilado de la Institución; se entregaron 750 becas a trabajadores y 6 488 a hijos de los trabajadores; se repartieron 8 600 paquetes de útiles escolares a los hijos de trabajadores sindicalizados inscritos en las Escuelas Artículo 123; y se apoyó la realización de la XXV edición de los Juegos Deportivos Nacionales Petroleros con la participación de 27 mil trabajadores.

SERVICIOS MÉDICOS

Con el propósito de mejorar la atención médica para los trabajadores activos, jubilados y derechohabientes, se llevó a cabo la adecuación de la estructura organizacional de la Subdirección de Servicios de Salud, de los hospitales regionales y clínicas de Ciudad Madero, Poza Rica, Minatitlán; y de los hospitales generales de Tula, Ciudad del Carmen y Salina Cruz.

Durante 2006 se realizaron diversas obras en las unidades hospitalarias, se adquirió equipo médico y doce ambulancias de urgencia equipadas para el traslado y estabilización de pacientes. Se recertificaron las 23 unidades hospitalarias de acuerdo a los programas federales de atención materna e infantil, situación que ubica a la Subdirección de

Servicios de Salud de Petróleos Mexicanos como líder nacional en esta materia.

Los principales resultados en esta materia fueron:

- Se brindaron 5.1 millones de consultas médicas; 4 por ciento más que en 2005 y se atendieron 71 mil egresos hospitalarios, 34 mil cirugías y 4 581 nacimientos.
- Se realizaron 4.3 millones de estudios de laboratorio, 633 mil estudios de imagenología, 91 mil estudios de anatomía patológica y 850 807 exámenes de detección oportuna de enfermedades.
- La realización de Laboratorios de Salud han permitido mejorar los estilos de vida de los trabajadores del Complejo Procesador de Gas Cactus, en cuanto a sedentarismo y alimentación. Asimismo, se informó a la mayoría de los trabajadores de la Institución de los efectos nocivos del alcoholismo y tabaquismo.
- En prevención médica se logró mantener cuatro años consecutivos sin mortalidad materna; y en cero los casos evitables por vacunación en 2006.
- El laboratorio de toxicología industrial continuó el monitoreo biológico a los trabajadores de los complejos petroquímicos.

DESARROLLO SOCIAL

Durante 2006, Petróleos Mexicanos instrumentó diversas acciones en materia de desarrollo social, con el propósito de facilitar la operación de instalaciones estratégicas y consolidar una estrecha relación con su entorno social.

En un clima de mutua colaboración con las comunidades y las autoridades de gobierno, se suscribieron acuerdos y convenios con los estados de Campeche, Chiapas, Oaxaca, Tamaulipas y Veracruz. Asimismo, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos autorizó donativos y donaciones, a las entidades del país y al Distrito Federal, por un monto de

1 632 millones de pesos, de los cuales 920 millones fueron recursos en efectivo y 712 millones en especie, principalmente asfalto y combustibles.

Los recursos donados en efectivo, se destinaron a obras de infraestructura vial e hidráulica, de equipamiento urbano y rural, proyectos productivos, programa de protección civil y del medio ambiente, de vivienda, y de conservación y restauración del patrimonio cultural. Estas acciones se llevaron a cabo, en mayor medida, en los estados con mayor presencia petrolera, Campeche, Chiapas, Tabasco, Tamaulipas, Veracruz, Coahuila, Guanajuato, Hidalgo, Oaxaca y Nuevo León.

Para prevenir conflictos sociales relacionado con la actividad petrolera se intensificaron las reuniones de trabajo con representantes de comunidades y organizaciones de productores, en coordinación con autoridades de gobierno, y se decidió continuar apoyando el Programa Especial a la Vivienda Rural en municipios petroleros del Estado de Tabasco, así como a sociedades cooperativas de pescadores ribereños y de altura de los estados ubicados frente al Golfo de México.

ADMINISTRACIÓN PATRIMONIAL

Se concluyó el diagnóstico de la situación que guarda la administración patrimonial en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios y el diseño integral de un modelo futuro. Se integraron las iniciativas para elaborar un nuevo marco jurídico-normativo relativo a la administración patrimonial de la Institución, con un enfoque homologado y simplificado.

En 2006, continuaron las actividades orientadas para la regularización, revaloración de los activos fijos y optimización en el uso y aprovechamiento de la propiedad institucional, con los siguientes avances:

- Se regularizaron 1 712 inmuebles que representan 63 por ciento de los 2 735 inmuebles registrados durante 2006 como propiedad institucional. En la modernización del catastro petrolero, se formularon 1 347 cédulas de registro de terrenos y 14 313 de instalaciones.

- Se actualizó el censo de los derechos de vía de los ductos de la industria petrolera paraestatal, compartidos y propios.
- Se formalizaron contratos de arrendamiento de oficinas, casa-habitación, casetas y torres de telecomunicaciones del Corporativo.
- Se generaron 275.3 millones de pesos por la venta de activos improductivos, de los cuales 144.3 millones correspondieron a bienes muebles y 131 millones a bienes inmuebles. Para la sistematización del proceso de venta de los activos improductivos se definieron las bases y requerimientos relativos al diseño de una aplicación para la facturación electrónica.
- Durante 2006 inició operaciones el banco de datos sobre la formalización de las donaciones de inmuebles y de la normatividad correspondiente, y comenzó la digitalización de todos los expedientes de las operaciones de ventas realizadas desde 1993.

SERVICIOS CORPORATIVOS

TELECOMUNICACIONES

Se adquirieron nodos de datos de red para Altamira, Madero y Poza Rica. Se consolidaron servicios para el proyecto estratégico de perforación en infraestructura de tierra y plataformas marinas con estaciones remotas satelitales. Se instalaron microondas digital y de comunicación punto-multipunto de plataformas en Ku-Maloob-Zaap. Se integraron especificaciones para equipos de radiocomunicación en plataformas marinas.

Se concluyeron los proyectos relativos a la red de interconexión en terminales de abastecimiento y distribución; a enlaces redundantes de fibra óptica; a la integración de redes de datos de refinación; a la optimización de servicios de comunicación de voz y datos; y a la implantación de teleinformática en plantas de Minatitlán. Se modernizaron sistemas de medición en tanques; se instalaron consolas de voz abierta para ductos de Pemex Refinación y dos despachos de radio operación de buquetanques.

Se instalaron 53 estaciones satelitales para reforzar la operación del SCADA en Pemex Gas y Petroquímica Básica. Se desarrolló la red de fibra óptica para la interconexión de los complejos petroquímicos.

Se adquirió el Sistema de Gestión de la Red Satelital y Direcway 6000. Se amplió la instalación de enlaces en Baja California, Sonora, Chihuahua y Nuevo León. Se aumentó el ancho de banda para crecimiento de las redes de Pemex Exploración y Producción y de Pemex Refinación. Se efectuó mantenimiento a 6 398 estaciones de intercomunicación y voceo.

La Comisión Federal de Telecomunicaciones asignó frecuencias trunking que incrementan 30 por ciento el número de usuarios y 20 por ciento la cobertura. Se participó con Pemex Exploración y Producción y la Secretaría de Marina en el despliegue de radar en la Sonda de Campeche; y en la implantación del SCADA en Pemex Refinación en ductos con cobertura nacional.

INFORMÁTICA CORPORATIVA

Se apoyaron eventos vía estaciones satelitales portátiles y fijas; se integraron 165 de salas de videoconferencia en organismos subsidiarios con cobertura nacional e internacional; se incrementaron sistemas, capacidades, velocidades de transferencia, disponibilidad de equipos y fluidez de aplicaciones.

Se actualizaron 1 071 equipos de cómputo personal en la Dirección Corporativa de Administración; además de 16 servidores, diez estaciones de trabajo, 17 kioscos de información, además de que se repararon discos para almacenamiento masivo de datos, así como equipo periférico diverso.

SERVICIOS ADUANALES

En 2006 la Unidad Corporativa de Servicios Aduanales realizó 9 214 operaciones de comercio exterior, con un valor comercial de las mercancías de 584 mil millones por lo cual las nueve oficinas de representación aduanal, incluyendo únicamente a 15 agentes aduanales externos, facturaron 73 millones de pesos por sus servicios con tarifas

sobre el valor comercial de las mercancías de 0.0143 por ciento para importación y 0.0117 por ciento para exportación. Estas tarifas son inferiores a las que en promedio se hubieran tenido que pagar a agentes aduanales externos, situación que se refleja en ahorros a la Institución del orden de 488 millones de pesos.

Se ha mantenido vigente la Certificación ISO 9001:2000 en todo el proceso de despacho aduanal de mercancías, otorgada por parte de Société Generale Surveillance (SGS).

Se tramitaron los permisos para la internación al país de mercancías y productos ante la Secretaría de Salud y la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Se llevaron acabo las gestiones para establecer la base central de información aduanal y presentar reportes en línea de los despachos aduanales de mercancías.

INFORMACIÓN GEOGRÁFICA

La toma de decisiones en la empresa requiere de información geográfica relacionada con la industria petrolera y su entorno físico, socio-político, económico y ecológico; especialmente en aspectos relativos a la logística y seguridad de sus instalaciones. En 2006, los principales proyectos concluidos en esta materia fueron los siguientes:

- Módulo de gestión Ambiental del Sistema de Información Geográfica Ambiental de Pemex Exploración y Producción, Región Marina Suroeste, cuyo objetivo es resguardar información de cualquier índole ambiental, las ubicaciones geográficas y datos históricos que marcan el impacto ambiental de la actividad petrolera en las regiones estudiadas.
- Servicio de Información Geográfica GEO PEMEX 3D que consiste en un visualizador, disponible en intranet, por el cual se observan y ubican las diferentes instalaciones petroleras y las más de 200 mil localidades del territorio nacional.

- Servicios Móviles, mediante el cual los usuarios de los sistemas de información geográfica de Petróleos Mexicanos tienen acceso en forma remota e inalámbrica desde cualquier parte de la República Mexicana.
- Sistema de Atlas de Riesgos con información geográfica para localizar estados de riesgo para los sistemas de ductos de Pemex Refinación.
- Módulo de Información Georeferenciada para el Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía. Este sistema permite la consulta vía internet de información del sector energético.

Como resultado de la firma del Convenio con el Registro Agrario Nacional, Petróleos Mexicanos obtuvo información geográfica de la propiedad ejidal de todo el territorio nacional, misma que será incorporada a la base de datos geoespacial.

COMUNICACIÓN SOCIAL

Durante 2006 se desarrolló una política abierta con los medios de comunicación, a través de entrevistas con diversos funcionarios, la visita a instalaciones petroleras y la realización de estrategias de información para promover logros y acciones de la Institución.

Se realizaron campañas institucionales que permitieron posicionar y mejorar la imagen de Petróleos Mexicanos, de acuerdo a lo establecido en la estrategia.

SEGURIDAD FÍSICA DE LAS INSTALACIONES

En materia de seguridad física se detectaron y eliminaron 213 tomas clandestinas; se aseguró y puso a disposición ante las autoridades correspondientes a 413 presuntos responsables y 196 vehículos incautados, con motivo de diversos ilícitos en contra de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Se instrumentaron acciones para prevenir, disuadir y reaccionar ante riesgos, amenazas, atentados y agresiones en contra del personal, instalaciones, bienes y valores de la empresa, por medio del patrullaje y vigilancia de 7 593 mil kilómetros recorridos en vehículo y el recorrido de 246 mil kilómetros a pie sobre los derechos de vía e instalaciones.

Se aplicó el Plan Integral de Seguridad Física en 36 instalaciones estratégicas, y en otras 79 se efectuaron estudios de vulnerabilidad y análisis de riesgos.

Se verificó la implantación de las medidas mínimas de seguridad establecidas para las instalaciones estratégicas de la industria petrolera y el cumplimiento de las recomendaciones derivadas de los estudios de vulnerabilidad en 24 instalaciones, para un total de 123 verificaciones.

Se celebraron convenios de colaboración con Organismos Subsidiarios, la Secretaría de la Defensa Nacional y la Secretaría de Marina para la seguridad física de Petróleos Mexicanos.

10. TRANSPARENCIA

El Gobierno Federal a fin de hacer más transparente la gestión pública, elaboró el Programa para la Transparencia y el Combate a la Corrupción e impulsó la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental (LFTAIPG). Estos instrumentos conllevan el establecimiento de diversos mecanismos a través de los cuales se avanza en la rendición de cuentas, en el fortalecimiento de la credibilidad y confianza interna y externa, y se garantiza a los ciudadanos el libre acceso a la información que se genera en las dependencias y entidades públicas.

Petróleos Mexicanos en cumplimiento con el Programa para la Transparencia y Combate a la Corrupción, creó la Comisión General Directiva para la Transparencia y Combate a la Corrupción y, a través de sus unidades de enlace, da respuesta a los requerimientos de información conforme lo establece la ley.

PROGRAMA PARA LA TRANSPARENCIA Y EL COMBATE A LA CORRUPCIÓN

El Programa de Transparencia y Combate a la Corrupción en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios se llevó a cabo conforme a los lineamientos y acuerdos establecidos por la Comisión Intersecretarial para la Transparencia y el Combate a la Corrupción. En 2006, el Índice de Seguimiento de Transparencia alcanzó 965 puntos, con lo cual se superó la meta comprometida para ese año.

MEJORA REGULATORIA

Se avanzó en el cumplimiento de los compromisos asociados al Programa de Mejora Regulatoria, a través de la actualización y depuración de las disposiciones normativas y administrativas.

El Comité de Mejora Regulatoria Interna de Petróleos Mexicanos revisó 74 documentos y los subcomités especializados, que dependen de este comité, actualizaron 589 documentos registrados en el Sistema Normateca y dieron de baja 383.

Se incorporó en algunos documentos normativos la herramienta denominada Lenguaje Ciudadano, la cual hizo acreedor de una felicitación al documento emitido por Pemex Refinación en esta materia, debido a su manejo de lenguaje.

INFORME DE RENDICIÓN DE CUENTAS

Petróleos Mexicanos cumplió con las disposiciones y plazos establecidos para la elaboración de su Informe de Rendición de Cuentas 2000-2006 y de los Libros Blancos definidos para tal efecto.

LEY FEDERAL DE TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA GUBERNAMENTAL

En 2006 Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios recibieron 2 647 solicitudes de información formuladas al amparo de la LFTAIPG. Al cierre del año se respondieron 2 400 solicitudes y el resto se encontraba en proceso de trámite de acuerdo a los plazos establecidos por la propia Ley.

Atención a solicitudes de información al amparo de la LFTAIPG 2006

| Entidad | Total recibidas | Total con respuesta | En proceso | Por ciento |
|---------------------------------|------------------------|----------------------------|-------------------|-------------------|
| Petróleos Mexicanos | 2 647 | 2 400 | 247 | 90.7 |
| Corporativo | 1 059 | 961 | 98 | 90.7 |
| Pemex Exploración y Producción | 689 | 683 | 6 | 99.1 |
| Pemex Refinación | 613 | 492 | 121 | 80.3 |
| Pemex Gas y Petroquímica Básica | 179 | 159 | 20 | 88.8 |
| Pemex Petroquímica | 107 | 105 | 2 | 98.1 |

Fuente: Instituto Federal de Acceso a la Información Pública.

Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios cumplió con la remisión del Índice de Expedientes Reservados al Instituto Federal de Acceso a la Información Pública (IFAI), y efectuó los registros correspondientes en el

Sistema Persona, a través de sus Comités de Información y Unidades de Enlace.

En materia de obligaciones de transparencia se actualizó en el portal de Internet de Petróleos Mexicanos la información que se determina para este propósito en los artículos 7 y 12 de la LFTAIPG, en su reglamento y demás lineamientos en materia de transparencia.

En el segundo semestre de 2006, se participó en la prueba piloto del Portal de Obligaciones de Transparencia desarrollado por el IFAI con la finalidad de proporcionar a la ciudadanía un portal en formato estandarizado que garantice la calidad, veracidad, oportunidad y confiabilidad de la información publicada por los sujetos obligados de la Administración Pública Federal, así como para facilitar la evaluación de su cumplimiento.

ARCHIVÍSTICA Y DIGITALIZACIÓN

Se publicó la Guía Simple de Archivos en intranet de Petróleos Mexicanos. Este documento contiene información sobre la vigencia operativa, destino final y clasificación archivística de aproximadamente 31 mil expedientes en archivo de trámite, y se entregó al Archivo General de la Nación el catálogo actualizado de Disposición Documental de Petróleos Mexicanos.

Se capacitó a 173 servidores públicos de la Red de Enlaces y Responsables de Archivo de Trámite en temas de archivística y de los módulos de archivo con generación de identificadores y de digitalización, y se inició la operación del Módulo de Archivo de la Solución Tecnológica Integral en las áreas corporativas de Petróleos Mexicanos.