

## 2.12 ENERGÍA: HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD

### SECTOR HIDROCARBUROS

**OBJETIVO: ASEGURAR UN SUMINISTRO CONFIABLE, DE CALIDAD Y A PRECIOS COMPETITIVOS DE LOS INSUMOS ENERGÉTICOS QUE DEMANDAN LOS CONSUMIDORES**

FORTALECER LAS ATRIBUCIONES RECTORAS DEL ESTADO SOBRE LAS RESERVAS Y LA ADMINISTRACIÓN ÓPTIMA DE LOS RECURSOS, PROCURANDO EQUILIBRAR LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS Y LA INCORPORACIÓN DE RESERVAS<sup>1/</sup>

- El 28 de octubre de 2008 el Congreso de la Unión aprobó una Reforma **Energética**, con lo cual culminó un debate nacional que tuvo una amplia participación social. Con ello se actualiza un marco normativo que estuvo vigente por más de 70 años en el sector hidrocarburos, y se incorporan nuevos instrumentos legales para la transición y sustentabilidad energéticas.
- Las iniciativas aprobadas dotan a Petróleos Mexicanos (PEMEX) de mayor autonomía de gestión, amplían la transparencia en su administración, propician una mayor rendición de cuentas, aprovechan mejor los recursos tecnológicos disponibles y multiplican su capacidad de operación, al tiempo que establecen los mecanismos para garantizar la seguridad energética de las futuras generaciones y para sentar las bases para la transición energética de México. Lo anterior en un contexto en el que también se fortaleció la Rectoría del Estado en el sector energético. Como parte del proceso de instrumentación de la reforma, se han tenido los siguientes avances:
  - Se crea la **Comisión Nacional de Hidrocarburos** (CNH), misma que se instituyó legalmente el 15 de mayo de 2009 como órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía (SENER). Uno de sus principales objetivos radica en apoyar a la SENER en la conducción de la Política Nacional de Hidrocarburos, a través del análisis detallado de aspectos técnicos y geológicos, así como una amplia valoración de cuestiones económicas.
    - Asimismo, la CNH debe establecer los lineamientos técnicos para que PEMEX diseñe la ruta óptima tanto para la exploración, como para la explotación de carburos de hidrógeno en el país.
    - Esta Comisión regulará las actividades de exploración y producción de PEMEX, evaluará y dictaminará los proyectos de exploración y desarrollo, emitiendo un juicio sobre los niveles de producción, las reservas a restituir y los montos de inversión, con el fin de optimizar la asignación de recursos e implementar nuevas tecnologías.
  - El 28 de mayo de 2009 se instaló el **Consejo Nacional de Energía** y sus reglas de funcionamiento se publicaron el 31 de julio en el Diario Oficial de la Federación (DOF), con lo cual se sientan las bases para que este órgano colegiado apoye a la SENER en el diseño de la planeación energética a mediano y largo plazos.
    - Para promover la participación ciudadana en las tareas de planeación, el Consejo contará con un Foro Consultivo en el que participarán, dependiendo de los temas a considerar, representantes de los tres órdenes de gobierno; de instituciones públicas de educación superior e investigación científica y de los sectores social y privado.
  - Como parte de las acciones dirigidas a propiciar un nuevo gobierno corporativo eficaz, que permita una mejor conducción estratégica basado en mejores prácticas internacionales, el 14 de mayo de 2009 se instaló el nuevo Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos que incluye a cuatro consejeros profesionales, ratificados por el H. Senado de la República. El Consejo ha sesionado en cuando menos tres ocasiones desde su instalación. Asimismo, se establecieron siete comités de apoyo del Consejo de Administración, cuyos trabajos contribuyen al objetivo de generar valor y vigilar el desempeño de la paraestatal.<sup>2/</sup>
  - Para contribuir al esquema de transparencia y rendición de cuentas de Petróleos Mexicanos, en la Reforma Energética se incluyó la obligación de entregar de forma trimestral al Congreso de la Unión

<sup>1/</sup> En esta sección se incluyen los resultados que anteriormente se reportaban en la estrategia denominada "Revisar el marco jurídico para hacer de éste un instrumento de desarrollo del sector fortaleciendo a Petróleos Mexicanos y promoviendo la inversión complementaria".

<sup>2/</sup> Información más específica sobre el esquema de gobierno corporativo de PEMEX se presenta en la Estrategia "Adoptar las mejores prácticas de gobierno corporativo y atender las áreas de oportunidad de mejora operativa".

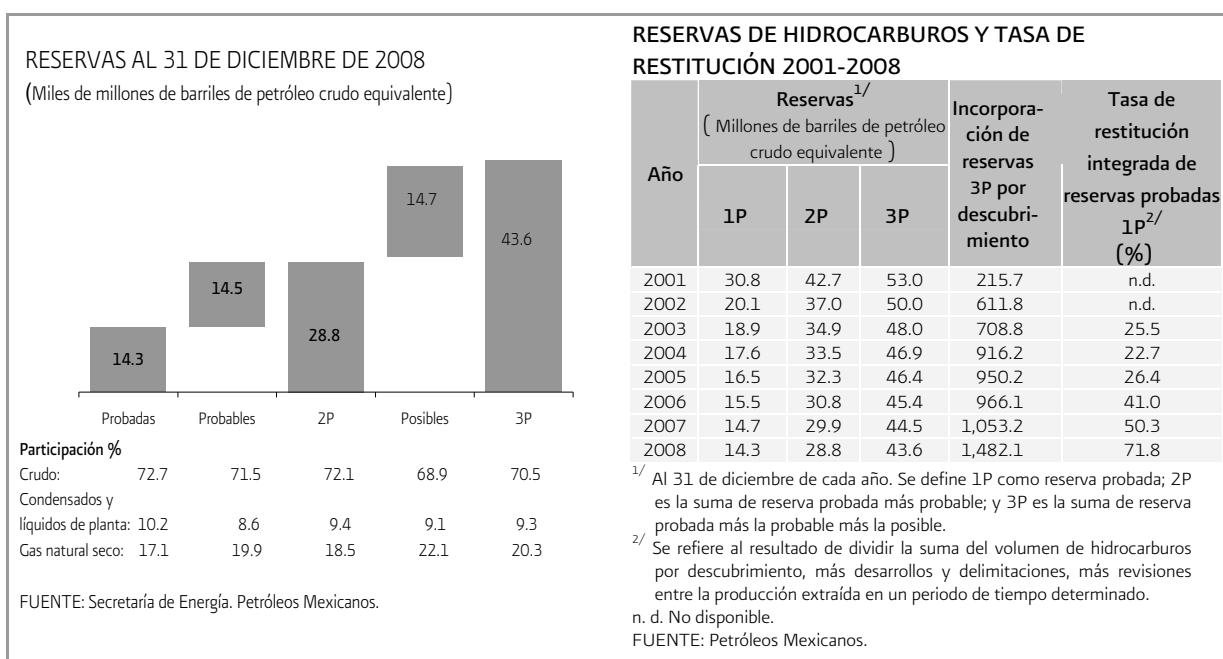
un informe respecto de la operación y gestión de la paraestatal. Los informes correspondientes a los dos primeros trimestres del año han sido ya entregados al Congreso y se han hecho públicos a través de los sitios de *Internet* de PEMEX y de la SENER.

- Adicionalmente, en la Ley de Petróleos Mexicanos se establece la creación por parte del Gobierno Federal de un **Fideicomiso para Apoyar el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales**, a fin de aumentar el contenido nacional, con atención especial a las Pequeñas y Medianas Empresas (PYMES).
  - El 25 de febrero de 2009 se formalizó el contrato para la constitución del Fideicomiso. Este esfuerzo tiene como objetivo fundamental lograr que la proveeduría nacional constituya uno de los pilares de la generación de valor para PEMEX, en beneficio de la sociedad.
- Con el fin de contribuir a una mejor administración de los hidrocarburos, PEMEX lleva a cabo diversas acciones en su operación, las cuales se agrupan en cuatro ejes:
  - **Excelencia operativa.** Mejoramiento de la planeación, administración y financiamiento de proyectos mediante la implantación del Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP), misma que inició en 2007; acelerar la implantación del Sistema de Gestión por Procesos (SGP), para coordinar actividades de soporte y tareas comunes a toda la organización, y maximizar el valor económico; y, en materia de confiabilidad operativa, la instrumentación del modelo PEMEX-Confiabilidad, que permitirá la operación continua de las plantas, incrementar sus rendimientos y reducir los riesgos asociados a los procesos productivos.
  - **Crecimiento.** Instrumentación de una nueva estrategia de exploración, que considera de manera integral la evaluación del potencial petrolero, la incorporación de reservas (aumentar la tasa de restitución de reservas probadas de hidrocarburos a más de 100%) y la delimitación de yacimientos, con lo que se busca fortalecer la viabilidad futura de PEMEX mediante el incremento y reclasificación de reservas en el mediano y largo plazos; incrementar la capacidad de producción de petrolíferos en el territorio nacional y reducir las importaciones de estos productos; concentrar la producción de petroquímicos en cadenas rentables e impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional a partir del proyecto Etileno XXI; y robustecer el suministro de gas natural en el territorio nacional.
  - **Modernización de la gestión.** Establecimiento de un esquema de evaluación del desempeño basado en metas y objetivos específicos y mejorando la gestión y las estrategias de financiamiento de los proyectos, al tiempo que se propicia una mayor rendición de cuentas.
  - **Responsabilidad social.** Fortalecimiento del desempeño ambiental de la empresa, que contempla la captura de oportunidades operativas, la sustentabilidad de las inversiones y compromiso social comunitario.
- El 28 de noviembre de 2008, como parte de decretos que integran la Reforma Energética, se reformaron, adicionaron y derogaron diversas disposiciones de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
  - Con estas enmiendas, la CRE mantiene total autonomía técnica y operativa, se le otorga además plena autonomía de gestión y decisión y se amplió el espacio regulativo de la administración pública para incluir la regulación del transporte y distribución de bioenergéticos, gas, de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos, que se realice por medio de ductos, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución, de dichos productos.
- **Evolución de las reservas de hidrocarburos**
  - Al 31 de diciembre de 2008<sup>1/</sup> las **reservas totales de hidrocarburos (3P)**<sup>2/</sup> probadas, probables y posibles se ubicaron en 43,562.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De éstas 33% son reservas probadas, 33% probables y 34% posibles.
    - Derivado de los trabajos de exploración durante 2008 se incorporó una reserva 3P de 1,482.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las reservas 3P incorporadas por descubrimiento superaron 40.7% las adiciones por este mismo concepto en 2007.

<sup>1/</sup> Las reservas se certifican el 1o. de enero de cada año.

<sup>2/</sup> Se define 1P como reserva probada; 2P es la suma de reserva probada más probable; y 3P es la suma de reserva probada más probable más posible.

- En cuanto a las reservas probadas (1P), en 2008, se agregaron 1,041.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La mayor contribución la hizo la Región Marina Suroeste (524.1 millones de barriles) seguida por la Región Marina Noreste (377.2 millones de barriles). La Región Norte aportó 144.5 millones de barriles y la Región Sur tuvo una reducción de 4.2 millones de barriles. Las reservas 1P adicionadas en 2008, incluyen los rubros de la cadena de valor tales como descubrimientos, delimitaciones, revisiones y desarrollos, y se cuantificaron conforme a los lineamientos de la Comisión de Valores de Estados Unidos (SEC por sus siglas en inglés).



- Del **total de reservas probadas**:

- Un monto de 10,196 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son **desarrolladas**, lo que significa que podrán ser recuperadas con la infraestructura actual e inversiones moderadas. Cabe mencionar que 74% de estas reservas se ubican en los complejos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez y en los campos Jujo-Tecominoacán, Ixtal, Bolontikú, Caan, May y Chuc. Por región, 64% del volumen se localiza en los campos de las regiones marinas y 36% en campos de las regiones norte y sur.
- Las **reservas probadas no desarrolladas**, -volúmenes que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción-, ascienden a 4,111 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A este respecto, 56% de este volumen se concentra en los complejos Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez y en los campos Jujo-Tecominoacán, Sihil, Tsimín, May, Ayatsil y Yaxché. Las regiones marinas agrupan 50% de esta categoría de reservas, mientras que las regiones terrestres contienen el otro 50%.
- La **tasa de restitución de las reservas probadas (1P)**,<sup>1/</sup> se ubicó en 71.8%, equivalente a 21.5 puntos porcentuales por encima de la tasa registrada al inicio de la presente administración. Además, esta tasa de restitución de reservas probadas fue la más alta desde la adopción de los lineamientos internacionales para reservas probadas. El resultado obtenido supera el objetivo de 51% que se estableció en el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 (PROSENER) para 2008. La meta programada en el escenario sobresaliente consignada en este programa para 2012 es de 100%.
- El **promedio anual de la tasa de declinación de reservas 1P, o probadas**, se ha reducido de 6% en el periodo 2005-2006, a 4% en el periodo 2007-2008.

<sup>1/</sup> La tasa de restitución integrada de reservas probadas es el resultado de dividir la suma del volumen de hidrocarburos por descubrimiento, más desarrollos y delimitaciones, más revisiones entre la producción extraída en un periodo determinado.

- Las actividades exploratorias realizadas durante el primer semestre de 2009, permitieron **incorporar reservas 3P por 323.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente**. El 95% de estos descubrimientos se realizaron en las Cuencas del Sureste, tanto en su porción terrestre como marina, mientras que el restante 5% fue descubierto en las cuencas gasíferas de Burgos y Veracruz localizadas en la Región Norte.
  - A nivel regional destacan los descubrimientos realizados en la Región Sur, donde los pozos Bajlum-1 y Bricol-1 aportaron producciones iniciales de 7,200 y 5,216 barriles por día de aceite ligero, respectivamente, e incorporaron reservas 3P por 85.6 y 89.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.
  - En la Región Marina Noreste, el pozo Tekel-1 tuvo una producción inicial de 4,996 barriles por día de aceite negro, este descubrimiento permitió adicionar reservas 3P por 131.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Finalmente, los descubrimientos en la Región Norte han sido en su totalidad de gas no asociado, mediante los pozos Artimón-1, Barunda-1, Cucaña-1 y Palmaro-1, los tres primeros pozos del Activo Integral Burgos y el otro del Activo Integral Veracruz, que conjuntamente adicionaron 16.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reserva 3P.

FORTALECER LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS, LA MODERNIZACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE REFINACIÓN, EL INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO, SUMINISTRO Y TRANSPORTE, Y EL DESARROLLO DE PLANTAS PROCESADORAS DE PRODUCTOS DERIVADOS Y GAS.

- **Programa de Inversiones de PEMEX**

- **PEMEX orienta su programa de inversiones al desarrollo de proyectos estratégicos en toda su cadena de valor** que le permitan elevar la rentabilidad social y económica de la inversión. Asimismo, busca garantizar la oferta de insumos energéticos, de calidad y a precios competitivos cuidando la sustentabilidad ambiental. Conforme a la cadena de valor de la industria petrolera, las inversiones se canalizan a los siguientes conceptos:
  - En **exploración**, para la evaluación del potencial petrolero, incorporación de reservas y la delimitación de yacimientos. Cabe mencionar que los recursos prospectivos se concentran principalmente en el sureste y en aguas profundas. En producción primaria, la inversión se sitúa básicamente en los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Cantarell, Antonio J. Bermúdez, Crudo Ligero Marino, Burgos, Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec), Veracruz, y el Programa Estratégico de Gas. El portafolio de inversiones se orienta al mantenimiento de la plataforma de producción de hidrocarburos.
  - Para aprovechar la oferta de **gas natural** proveniente de la Cuenca de Burgos y de Chicontepec, así como para garantizar su abasto y transporte en el país, PEMEX invierte en la construcción de nuevas plantas de proceso y en estaciones de compresión, además, desarrolla proyectos para expandir la red de transporte de dicho energético; en este tipo de proyectos aprovechará la participación de los sectores social y privado conforme al marco regulatorio vigente. También desarrolla su potencial de cogeneración de energía eléctrica.
  - En **infraestructura para la refinación del crudo**, las acciones se dirigen a incrementar la capacidad de proceso, con la reconfiguración de refinerías y la construcción de una nueva refinería; cumplir con las normas nacionales e internacionales de calidad, dentro del marco de desarrollo sustentable; incrementar la capacidad de almacenamiento y reparto, de transporte por ducto; y modernizar el parque de autotanques propios.
  - En **petroquímica**, el Gobierno Federal promueve la construcción del proyecto Etileno XXI con capital privado para la producción de etileno y sus derivados. Asimismo, PEMEX revisa la viabilidad de invertir en la ampliación de las plantas de etileno y de óxido de etileno en el Complejo Petroquímico Morelos, y en las plantas de estireno y aromáticos del Complejo Petroquímico La Cangrejera.
  - PEMEX desarrolla un proyecto de **cogeneración** a gran escala en el complejo procesador de gas Nuevo Pemex, con capacidad de suministrar vapor y energía eléctrica a este centro industrial y disponer de excedentes de electricidad para otros centros de trabajo de PEMEX. Comprende la construcción de una planta de cogeneración con capacidad de 300 megawatts de energía eléctrica y 550 toneladas-hora de vapor. El proyecto, se encuentra en la parte final del proceso de licitación, cuyo calendario prevé la notificación del fallo del ganador para el 1o. de septiembre de 2009.

- **Inversión pública en la industria petrolera**

- Para 2009, la inversión pública aprobada a PEMEX y a sus organismos subsidiarios ascendió a 242,661.1 millones de pesos, de los cuales 227,497.9 millones se autorizaron en el Presupuesto de Egresos de Federación (PEF) y 15,163.2 millones de pesos provino de los fondos de inversión.<sup>1/</sup>

**INVERSIÓN PÚBLICA EN LA INDUSTRIA PETROLERA, 1995-2009<sup>1/</sup>**

(Millones de pesos en flujo de efectivo a pesos de 2009)<sup>2/</sup>

Concepto	Periodos			Datos anuales			Enero-junio		
	1o. de enero de 1995 al 30 de junio de 1997	1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009	Observado		Meta 2009 <sup>3/</sup>	2008	2009 <sup>P/</sup>	Variación % anual
				2007	2008				
<b>Total<sup>4/</sup></b>	<b>149,818.6</b>	<b>290,911.3</b>	<b>661,224.3</b>	<b>248,259.6</b>	<b>302,437.4</b>	<b>242,661.1</b>	<b>105,092.5</b>	<b>110,527.3</b>	<b>5.2</b>
<b>1. PRESUPUESTARIA<sup>5/</sup></b>	<b>149,818.6</b>	<b>290,911.3</b>	<b>615,579.5</b>	<b>212,184.1</b>	<b>299,671.7</b>	<b>227,497.9</b>	<b>102,746.1</b>	<b>103,723.7</b>	<b>1.0</b>
Exploración y Producción	101,539.5	235,331.6	548,246.6	185,273.0	267,776.5	197,721.7	92,582.0	95,197.1	2.8
Refinación	36,076.5	42,623.9	52,644.5	22,171.5	25,023.5	22,458.8	7,286.4	5,449.5	-25.2
Gas y Petroquímica Básica	7,710.3	7,977.4	10,495.8	3,454.3	4,907.8	4,130.8	2,287.9	2,133.7	-6.7
Petroquímica	2,765.1	3,393.7	3,190.4	1,032.0	1,497.9	2,439.0	515.7	660.5	28.1
Corporativo de PEMEX	1,727.2	1,584.7	1,002.2	253.3	466.0	747.7	74.1	282.9	281.9
<b>2. INVERSIÓN FUERA DE PRESUPUESTO</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>45,644.8</b>	<b>36,075.5</b>	<b>2,765.8</b>	<b>15,163.2</b>	<b>2,346.4</b>	<b>6,803.6</b>	<b>190.0</b>
<b>FONDO PARA LA INVERSIÓN DE PEMEX<sup>6/</sup></b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>45,644.8</b>	<b>36,075.5</b>	<b>2,765.8</b>	<b>15,163.2</b>	<b>2,346.4</b>	<b>6,803.6</b>	<b>190.0</b>
Exploración y Producción	-	-	43,576.4	34,386.6	2,415.6	15,131.2	2,266.0	6,774.2	199.0
Refinación	-	-	331.0	309.4	21.6	2.6	-	-	-
Gas y Petroquímica Básica	-	-	1,285.7	1,144.9	112.2	28.6	80.4	28.6	-64.4
Petroquímica	-	-	451.9	234.8	216.3	0.8	-	0.8	-

<sup>1/</sup> No incluye inversiones financieras.

<sup>2/</sup> Calculado con base en el índice nacional de precios al consumidor.

<sup>3/</sup> Para inversión física presupuestaria montos anuales programados en el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2009. El Fondo para la inversión de PEMEX se refiere al saldo estimado de los ingresos excedentes obtenidos en 2008, ya que el presupuesto aprobado fue por 12 mil millones de pesos.

<sup>4/</sup> La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

<sup>5/</sup> En inversión presupuestaria incluye PIDIREGAS por siguientes montos en millones de pesos a precios de 2009: enero 1995-junio de 1997, 3,089.5; enero de 2001-junio de 2003, 181,430.9; enero de 2007-junio de 2009, 394,563.7; 2007, 169,142.9; 2008, 225,420.8; y primer semestre de 2008 74,975.6; en 2009 no se consignó meta para PIDIREGAS ni se ejercieron recursos de este tipo.

Se refiere a la inversión financiada. Para actualizar se emplea el tipo de cambio de cierre del 30 de junio de 2009. A partir de 2009 la inversión PIDIREGAS se incorpora a la inversión presupuestaria del Gobierno Federal.

<sup>6/</sup> Incluye los fondos siguientes: Aprovechamiento para Obras de Infraestructura (AOI), Aprovechamiento sobre Recursos Excedentes (ARE), de Ingresos Excedentes (FIEIX) y de Excedentes (FEX).

<sup>P/</sup> Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía. Petróleos Mexicanos.

- En el primer semestre de 2009, la inversión total fue de 110,527.3 millones de pesos, 5.2% superior en términos reales a la del mismo periodo de 2008. Esta inversión se integró por 103,723.7 millones de pesos de inversión presupuestaria<sup>2/</sup> (con un incremento anual real de 1%) y por 6,803.6 millones de pesos provenientes de fondos de inversión (con un incremento anual real de 190%).

- **Inversión pública por organismo subsidiario, durante enero-junio de 2009:**

- **PEMEX Exploración y Producción** erogó 101,971.3 millones de pesos (93.4% de inversión presupuestaria y 6.6% de fondos de inversión) con un aumento de 7.5% en términos reales respecto a los primeros seis meses del año anterior.

<sup>1/</sup> El fondo para la inversión de PEMEX se refiere al saldo estimado de los ingresos excedentes obtenidos en 2008, ya que el presupuesto aprobado fue por 12 mil millones de pesos.

<sup>2/</sup> Conforme a las modificaciones realizadas a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, el 13 de noviembre de 2008 como parte de las acciones de la Reforma Energética, que determinaron eliminar el esquema de financiamiento PIDIREGAS, el gasto de inversión que se autorizaba a diversos proyectos en construcción conforme a este esquema, forma parte, a partir de 2009, de la inversión presupuestaria incluida en el Presupuesto de Egresos de la Federación.

- Los proyectos Cantarell, Programa Estratégico de Gas, Burgos, Ku-Maloob-Zaap, y Antonio J. Bermúdez ejercieron 63.4% del total de la inversión. Asimismo, se continuó con el desarrollo de los proyectos Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec), Veracruz y Crudo Ligero Marino.
- En Cantarell se terminó un pozo de desarrollo, se realizaron 24 reparaciones mayores y 23 menores a pozos, se instaló la plataforma recuperadora de pozos Akal TE y la instalación e inicio de la operación de equipos de compresión.
- En Ku-Maloob-Zaap se terminaron nueve pozos de desarrollo, efectuó la reparación de 38 pozos (siete mayores y 31 menores) e inició la operación de un gasoducto de nitrógeno.
- En Chicontepec se terminaron 177 pozos, y se realizó la reparación mayor y menor de 98 y de 312, respectivamente.
- **PEMEX Refinación** ejerció 5,449.5 millones de pesos, únicamente de inversión presupuestaria, con una disminución de 25.2% en términos reales respecto al periodo enero-junio del año anterior.
  - El principal proyecto de inversión en refinación fue la reconfiguración de la refinería de Minatitlán, en el cual se empleó 51.7% de la inversión total del organismo. También se destinaron recursos a la rehabilitación de ductos e instalaciones, a estudios de preinversión para ingenierías básicas de calidad de combustibles, y a inversiones para el sostenimiento de la producción en refinerías.
- En **PEMEX Gas y Petroquímica Básica**, se ejercieron 2,162.3 millones de pesos, de los cuales 98.7% fueron de inversión presupuestaria y 1.3% proveniente de los fondos de inversión. Respecto al primer semestre de 2008 la inversión disminuyó 8.7% en términos reales, principalmente por el atraso en la presentación de las facturas por parte de los contratistas de las criogénicas de Burgos.
  - En la construcción de plantas criogénicas modulares V y VI del complejo Procesador de Gas Burgos se ejerció el 8.5% de los recursos de Pemex-Gas y Petroquímica Básica. La planta V inició su operación en diciembre de 2008 y la VI en febrero de 2009. De esta forma la capacidad de proceso de este complejo alcanzó 1,200 millones de pies cúbicos diarios. Además se invirtió en el mantenimiento integral del transporte por ducto; libramientos, rehabilitación, mantenimiento y adquisiciones para ductos; y en el proyecto para aumentar la capacidad de las plantas del Complejo Procesador Poza Rica.
- **PEMEX Petroquímica** canalizó 661.3 millones de pesos (99.9% inversión presupuestaria y 0.1% de los fondos de inversión), que equivale a un aumento real anual de 28.2%. Destaca la inversión en la ampliación y modernización de la cadena de los derivados de etano en el Complejo Petroquímico Morelos, en el cual se ejercieron 26% de los recursos, además de la modernización y ampliación del tren de aromáticos del Complejo Petroquímico La Cangrejera.
- En el **corporativo de Petróleos Mexicanos** se ejercieron 282.9 millones de pesos, únicamente de inversión presupuestaria, más de 3.8 veces superior en términos reales a los recursos invertidos en los seis primeros meses de 2008, debido principalmente al equipamiento de unidades médicas y la construcción de una unidad deportiva en Ciudad del Carmen.
- **Resultados de la operación durante el primer semestre de 2009:**
  - En **exploración y desarrollo**, se terminaron 536 pozos, cifra 61.9% mayor a la alcanzada en el mismo periodo del año previo, añadiendo a éstos los terminados en 2007 y 2008 se llega a 1,924 pozos, 63.6% superior al periodo comprendido de enero de 2001 al primer semestre de 2003. Las actividades se concentraron en la Región Norte (83% del total de pozos terminados), en particular en los Activos Integrales Burgos y Poza Rica-Altamira, que incluye al Aceite Terciario del Golfo.
    - Se terminaron 34 **pozos exploratorios** (19 en la Región Norte, de los cuales 12 fueron en la Cuenca de Burgos, y 15 en las cuencas del Sureste, incluyendo los del Golfo de México profundo). Si se consideran los dos primeros años de la presente administración, se llegó a 148 pozos exploratorios terminados, lo que representó un crecimiento de 2.8% respecto al total de enero de 2001 a junio de 2003.
    - Por otra parte, se terminaron 502 **pozos de desarrollo**, principalmente en la Región Norte, 196 en la Cuenca de Burgos, 209 en Poza Rica-Altamira y 21 en Veracruz. Los pozos productores fueron 468, de los cuales 258 son de crudo y 210 de gas. De esta forma, los pozos de desarrollo

terminados del 1o. enero de 2007 al 30 de junio de 2009 fueron 1,776, con un crecimiento de 72.1% con relación al mismo periodo de 2001 a 2003.

#### PERFORACIÓN DE POZOS Y EXPLOTACIÓN DE CAMPOS, 1995-2009

(Número de pozos)

Concepto	Periodos			Datos anuales			Enero-junio		
	1o. de enero de 1995 al 30 de junio de 1997	1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009	Observado		Meta 2009	2008	2009 <sup>p/</sup>	Variación % anual
				2007	2008				
Pozos perforados	263	1,184	2,122	615	822	1,948	345	685	98.5
Pozos terminados	264	1,176	1,924	659	729	1,964	331	536	61.9
Pozos exploratorios	21	144	148	49	65	82	28	34	21.4
Productivos	13	72	64	24	27	n.d.	10	11	10.0
% de éxito <sup>1/</sup>	61.9	50.0	43.2	49.0	41.5	n.d.	35.7	32.4	-3.3
Pozos de desarrollo	243	1,032	1,776	610	664	1,882	303	502	65.7
Productivos	228	926	1,649	569	612	n.d.	279	468	67.7
% de éxito <sup>1/</sup>	95.0	89.7	93.2	94.0	92.4	n.d.	92.7	93.2	0.5
<b>Campos descubiertos <sup>2/3/</sup></b>	<b>2</b>	<b>51</b>	<b>34</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>n.d.</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>20.0</b>
Aceite <sup>3/</sup>	2	7	13	4	6	n.d.	1	3	200.0
Gas	0	44	21	10	8	n.d.	4	3	-25.0
<b>Campos en producción (Promedio)</b>	<b>345</b>	<b>309</b>	<b>354</b>	<b>369</b>	<b>348</b>	<b>n.d.</b>	<b>347</b>	<b>335</b>	<b>-3.5</b>
<b>Pozos en explotación</b>	<b>4,668</b>	<b>4,578</b>	<b>6,409</b>	<b>6,280</b>	<b>6,382</b>	<b>n.d.</b>	<b>6,301</b>	<b>6,725</b>	<b>6.7</b>
<b>Producción promedio de hidrocarburos totales por pozo (bd)</b>	<b>804</b>	<b>906</b>	<b>642</b>	<b>698</b>	<b>622</b>	<b>n.d.</b>	<b>635</b>	<b>571</b>	<b>-10.1</b>
<b>Tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P (%)</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>50.3</b>	<b>71.8</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>-</b>

<sup>1/</sup> En la columna de variación (%) se refiere a puntos porcentuales.

<sup>2/</sup> A partir de 2007 sólo campos que incorporan reservas.

<sup>3/</sup> Para enero-junio de 2009, incorporación de reservas aún no certificadas.

n.d. No disponible.

<sup>p/</sup> Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía. Petróleos Mexicanos.

- En pozos de desarrollo terminados se tuvo un éxito de 93.2%, inferior en 0.5 puntos porcentuales al del periodo enero-junio de 2008.
- Sin embargo, con respecto al primer semestre de 2008, el número de pozos de desarrollo terminados fue superior en 65.7% (199 pozos) debido principalmente a una mayor actividad en Chicontepec (proyecto Aceite Terciario del Golfo) de la Región Norte. En la presente administración el porcentaje de éxito en estos pozos alcanzó 93.2%, con un incremento de 3.5 puntos porcentuales si se compara con el periodo de enero de 2001 a junio de 2003.
- Con relación a la **exploración sísmica**,<sup>1/</sup> se obtuvieron 8,669 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y 16,911 kilómetros de sísmica 2D, lo que significó un aumento de 33.5% en la sísmica 3D y más de 13 veces la 2D. Con estas acciones se avanza en la interpretación geofísica y geológica para fortalecer la cartera de oportunidades exploratorias. Además, se contratará un barco para obtener información sísmica 3D durante los próximos cinco años en el Golfo de México profundo.
  - De enero de 2007 a junio de 2009 se privilegió la exploración sísmica 3D que alcanzó 32,146 kilómetros cuadrados, 5.1% superior al periodo equivalente de la administración anterior.
- La **disponibilidad total de petróleo crudo, naftas y condensados** promedió 2,629.9 miles de barriles diarios, volumen 7.5% inferior al del primer semestre de 2008. La disponibilidad promedio de enero de 2007 a junio de 2009 fue 2,874.7 miles de barriles diarios, lo que significó una caída de

<sup>1/</sup> La sísmica es un método geofísico utilizado en la exploración de hidrocarburos, basado en la reflexión de ondas sonoras que son recibidas por equipos en la superficie que las interpretan geofísica y geológicamente para producir mapas del subsuelo que muestran las diversas áreas que potencialmente pueden contener hidrocarburos. La prospección sísmica se puede realizar en dos o tres dimensiones (sísmica 2D o 3D). La primera aporta información en un solo plano (vertical), mientras que la segunda lo hace en tres dimensiones permitiendo determinar con mayor exactitud el tamaño, forma y posición de las estructuras geológicas.



















































