

Centro de Estudios de
las Finanzas Públicas

27 de abril de 2007

*Nota Informativa***INVERSIÓN IMPULSADA EN EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS 2000-2006**

Entre 2000 y 2006, las reservas probadas de hidrocarburos líquidos reportaron una reducción del 51.7 por ciento, al pasar de 34 mil 103.7 millones de barriles a 16 mil 469.5 millones de barriles en el periodo de referencia.

Esta caída se debe a una contracción de las reservas probadas en todos los hidrocarburos del país. En petróleo crudo, después de sumar 24 mil 631.3 millones de barriles en el 2000, descendió 52.0 por ciento para alcanzar un nivel de 11 mil 813.8 millones de barriles a inicios de 2006.

La aportación de este energético a las reservas totales pasó de 72.2 por ciento en 2000 a 71.6 por ciento en el 2006. Entre esos años las reservas probadas de gas natural disminuyeron 52.1

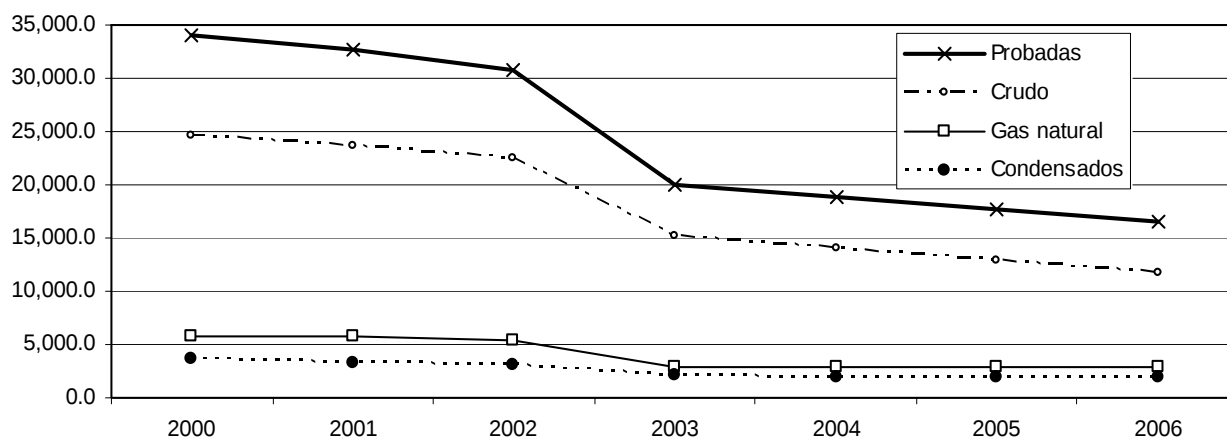
por ciento, de 5 mil 844 millones a 2 mil 799 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En ese mismo periodo, las reservas probadas de condensados y líquidos del gas bajaron 48.8 por ciento, de 3 mil 629 millones a 1 mil 857 millones de barriles (Gráfico 1 y Cuadro 1).

La producción

En el 2000 Petróleos Mexicanos (PEMEX) extrajo petróleo y gas a un promedio de 4 millones 349.6 mil barriles diarios de petróleo crudo equivalente, derivado de la explotación promedio de 4 mil 184 pozos, distribuidos en 299 campos en producción. Eso equivale a la extracción diaria de 1 mil 039.5 barriles de petróleo crudo equivalente por pozo (Cuadro 2).

Gráfico 1. México: Reservas probadas 2000-2006

(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas con cifras del Anuario Estadístico de PEMEX 2000-2006

Cuadro 1: Reservas de hidrocarburos
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	var% 2006/2000
Total¹	58,204.1	56,154.0	52,952.0	50,032.0	48,041.0	46,914.0	46,417.5	-20.25
Crudo	41,495.4	39,917.9	38,286.0	36,266.0	34,389.0	33,312.0	33,092.9	-20.25
Gas natural	10,672.4	10,662.3	9,739.0	9,382.0	9,423.0	9,354.0	8,982.2	-15.84
Condensados	6,036.3	5,573.8	4,927.0	4,384.0	4,229.0	4,248.0	4,342.4	-28.06
Probadas	34,103.7	32,614.4	30,838.0	20,077.0	18,895.0	17,650.0	16,469.5	-51.71
Crudo	24,631.3	23,660.4	22,419.0	15,124.0	14,120.0	12,882.0	11,813.8	-52.04
Gas natural	5,843.8	5,673.6	5,413.0	2,881.0	2,855.0	2,847.0	2,799.0	-52.10
Condensados	3,628.6	3,280.4	3,006.0	2,072.0	1,920.0	1,921.0	1,856.7	-48.83
Probables	12,140.9	12,196.3	11,862.0	16,965.0	16,005.0	15,836.0	15,788.6	30.04
Crudo	9,035.0	8,982.3	8,930.0	12,531.0	11,814.0	11,621.0	11,644.1	28.88
Gas natural	2,032.7	2,159.3	1,984.0	3,242.0	3,074.0	3,066.0	2,931.4	44.21
Condensados	1,073.2	1,054.7	948.0	1,192.0	1,117.0	1,149.0	1,213.1	13.04
Posibles	11,959.5	11,343.3	10,252.0	12,990.0	13,141.0	13,428.0	14,159.4	18.39
Crudo	7,829.1	7,275.2	6,937.0	8,611.0	8,455.0	8,809.0	9,635.0	23.07
Gas natural	2,795.9	2,829.4	2,342.0	3,259.0	3,494.0	3,441.0	3,251.8	16.31
Condensados	1,334.5	1,238.7	973.0	1,120.0	1,192.0	1,178.0	1,272.6	-4.64
Reservas/ Producción²	38.0	38.0	35.0	33.0	30.0	29.0	29.0	
Restitución de Reservas³	83.5	21.3	14.4	40.6	44.7	57.0	59.2	

1/ Reservas al inicio de cada año. Para el periodo 1999-2001, se calculan con base a nuevas metodologías, por lo que no son comparables con años anteriores. A partir de 2002 las reservas probadas se calculan con los criterios de la Securities and Exchange Commission.

2/ Corresponde a la relación reservas/producción está expresada en años, considerando un nivel de producción igual al del año que se reporta.

3/ La tasa de restitución de reservas la obtienen PEMEX y la Secretaría de Energía del cociente de dividir la reserva descubierta en el periodo entre la producción del mismo periodo, sin considerar otros elementos como son las delimitaciones, revisiones y desarrollos.

Fuente: Elaborado por el CEFPE de la H Cámara de Diputados, con cifras del Anexo Estadístico del VI Informe de Gobierno, de la Secretaría de Energía y Petróleos Mexicanos.

Para el 2005 la extracción promedio de petróleo y gas fue de 4 millones 686.4 mil barriles diarios, mediante 5 mil 682 pozos en explotación, distribuidos en 357 campos de producción. En esas condiciones, de cada pozo se extrajeron en promedio, diariamente, 824.8 barriles de petróleo crudo equivalente.

Así, entre 2000 y 2005 la extracción de petróleo y gas por pozo se redujo en 214.8 barriles diarios. Esto significa una reducción acumulada en cinco años de 20.6 por ciento. En el periodo 2000—2005 aumentó 7.7 por ciento la extracción de hidrocarburos y se incrementaron los campos de producción en 58 unidades, pasando de 299 en el 2000 a 357 en 2005; en ese mismo periodo también se registró un incremento en el número de pozos en explotación, por 1 mil 498 pozos adicionales, aunque no implicó un mayor rendimiento por unidad.

Regiones productoras

En el 2000, la región Marina del Noreste produjo 1 millón 763.2 mil barriles de crudo, cifra equivalente a 58.5 por ciento de la extracción total de

petróleo crudo. Sobresale la participación de Cantarell, que produjo el 48.8 por ciento de la extracción total de petróleo crudo. En la región Marina del Suroeste también fue muy importante el campo de Abkatún-Pol-Chuc, que produjo el 18.5 por ciento del crudo extraído ese año (Cuadro 3)

En el 2005 la región Marina del Noreste fue la principal región de extracción de petróleo crudo y aumentó su participación a 70.7 por ciento de la extracción total, con 2 millones 357.0 mil barriles diarios. En ese año el campo Cantarell proporcionó 61.1 por ciento del total de extracción de petróleo crudo; en la misma región, el campo Ku-Maloob-Zaap participó con 9.6 por ciento de la extracción total.

La información disponible sugiere que ha comenzado a declinar la extracción de petróleo crudo en esta región. Hasta el 2004 Cantarell mantuvo una tendencia creciente y en ese año alcanzó su máximo nivel de extracción de crudo, con 2 millones 136.4 mil barriles diarios; sin embargo, en el 2005 produjo 101.4 mil barriles diarios menos, una caída anual de 4.7 por ciento.

Cuadro 2. PEMEX Exploración y Producción, Producción de petróleo y gas

Estadísticas básicas, 2000 - 2005

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TMCA
Producción Total (Mbpced)	4,349.6	4,427.3	4,435.4	4,653.8	4,704.3	4,686.4	1.50
Hidrocarburos líquidos (Mbd)	3,450.0	3,560.0	3,585.0	3,789.0	3,825.0	3,760.0	1.74
Petróleo crudo	3,012.0	3,127.0	3,177.0	3,371.0	3,383.0	3,333.0	2.05
Condensados y líquidos del gas	438.0	433.0	408.0	418.0	442.0	426.0	-0.55
Gas natural (MMpcd)	899.6	867.3	850.4	864.8	879.3	926.4	0.59
Gas natural (Mbpced)	4,679.0	4,511.0	4,423.0	4,498.0	4,573.0	4,818.0	0.59
Campos en producción	299	301	309	340	355	357	3.61
Pozos en explotación	4,184	4,435	4,590	4,941	5,286	5,682	6.31
Extracción promedio por pozo (bpced)	1,039.6	998.3	966.3	941.9	889.9	824.8	-4.52

Mbpced: Miles de barriles de petróleo crudo equivalente por día.

Mbd: Miles de barriles diarios.

MMpcd: Millones de pies cúbicos diarios.

bpced: Barriles de petróleo crudo equivalente por día.

TMCA: Tasa media de crecimiento anual.

Fuente: Elaborado por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados, con información de: PEMEX, Anuario Estadístico 2006.

En otras regiones también se observa una declinación en los volúmenes de producción. Por ejemplo, en la región Sur, campos como Muspac y Samaria-Luna, desde 2001 ya habían comenzado a producir menos, en tanto que Abkatún-Pol-Chuc, ubicado en la región Marina del Suroeste, en el 2005 produjo 257.7 mil barriles diarios menos que en 2000. El problema radica en que, por su magnitud e importancia, si se confirma la caída en la producción de Cantarell, en un año impactará más que la disminu-

ción observada en cualquier otro campo petrolero, como sucedió en 2005.

Por lo que respecta a la producción de gas natural (Cuadro 4), en el 2000 se extrajeron 4 mil 679.0 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales la Cuenca de Burgos produjo el 21.4 por ciento y en conjunto la región del Norte aportó el 27.0 por ciento de la extracción total. El segundo campo en importancia fue Muspac, en la región

Cuadro 3. Producción de Petróleo Crudo por Región y Activo Integral

(miles de barriles diarios)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Total	3,012.0	3,127.0	3,177.1	3,370.9	3,382.9	3,333.3
Región Marina						
Noreste	1,763.2	1,985.8	2,151.6	2,416.3	2,440.8	2,357.0
Cantarell	1,471.1	1,731.0	1,902.3	2,122.8	2,136.4	2,035.3
Ku-Maloob-Zaap	292.1	254.8	249.3	293.6	304.4	321.7
Región Marina						
Suroeste	621.7	554.0	452.2	397.6	388.2	396.3
Abkatún-Pol-Chuc	557.5	496.8	406.8	359.0	321.8	299.8
Litoral Tabasco	64.2	57.3	45.4	38.6	66.4	96.5
Región Sur	549.6	508.7	498.4	483.3	472.7	496.6
Cinco Presidentes	37.3	30.7	34.3	37.3	37.7	38.8
Bellota-Jujo	215.9	197.1	201.8	195.4	212.3	224.0
Macuspana	0.7	0.7	1.6	2.5	4.9	5.0
Muspac	59.7	54.0	48.2	42.2	36.1	33.3
Samaria- Luna	236.0	226.3	212.3	205.9	181.6	195.5
Región Norte	77.5	78.5	74.9	73.6	81.2	83.5
Poza Rica-Altamira	75.5	77.0	73.4	72.1	79.5	81.6
Veracruz	1.9	1.6	1.5	1.5	1.7	1.9

Fuente: Elaborado por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados, con información de PEMEX, Anuario Estadístico, 2001 - 2006.

Cuadro 4. Producción de Gas Natural por Región y Activo Integral

(millones de pies cúbicos diarios)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Total	4,679.4	4,510.7	4,423.5	4,498.4	4,572.9	4,818.0
Región Marina						
Noreste	737.2	794.2	831.2	940.5	947.5	927.7
Cantarell	567.1	639.7	704.3	786.1	789.1	760.7
Ku-Maloob-Zaap	170.1	154.5	126.8	154.4	158.4	167.1
Región Marina						
Suroeste	819.7	735.6	620.6	581.3	602.6	654.8
Abkatún-Pol-Chuc	692.1	621.0	520.3	494.3	456.1	431.8
Litoral Tabasco	127.7	114.6	100.3	87.0	146.5	222.9
Región Sur	1,856.9	1,743.2	1,703.8	1,630.0	1,495.1	1,400.3
Cinco Presidentes	47.6	43.9	56.5	58.7	67.8	62.8
Bellota-Jujo	335.6	310.3	292.2	276.6	276.6	281.9
Macuspana	142.0	135.6	132.4	147.5	179.6	167.5
Muspac	804.0	738.4	725.7	686.0	558.1	449.2
Samaria- Luna	527.8	514.9	497.0	461.2	412.9	438.9
Región Norte	1,265.6	1,237.7	1,267.9	1,346.7	1,527.8	1,835.2
Burgos	1,003.1	989.7	1,006.9	1,030.7	1,094.5	1,217.3
Poza Rica-Altamira	148.5	135.7	153.9	205.2	313.8	499.2
Veracruz	114.0	112.4	107.1	110.8	119.5	118.8

Nota: por el redondeo la suma de los parciales puede no coincidir con el total

Fuente: Elaborado por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados, con información de PEMEX, Anuario Estadístico 2001 - 2006.

Sur, que produjo 804.0 millones de pies cúbicos diarios, que significaron 17.2 por ciento del total. El tercer mayor productor de gas natural fue Abakatún-Pol-Chuc, de donde se extrajeron 692.1 millones de pies cúbicos diarios, equivalentes a 14.8 por ciento. Cantarell, en cuarto lugar, produjo 12.1 por ciento del gas natural, esto es, 567.1 millones de pies cúbicos.

En 2005 se extrajeron 4 mil 818.0 millones de pies cúbicos diarios, un incremento de 3.0 por ciento respecto al 2000. De la producción total de gas, la Cuenca de Burgos produjo el 25.3, es decir, 1 mil 217.3 millones de pies cúbicos. En conjunto, la región Norte aportó 38.1 por ciento de la extracción total de gas, es decir, 1 mil 835.2 millones de pies cúbicos. En ese año, Cantarell produjo 760.7 millones de pies cúbicos de gas por día, participando con 15.8 por ciento de la producción de gas, a pesar de que en el 2005 su producción de gas también declinó y fue menor en 3.6 por ciento a la de 2004; en 2005 fue el segundo lugar en importancia.

Los yacimientos

La evaluación que se hizo al inicio del 2006, acerca de las reservas probadas de hidrocarburos, apunta que las de crudo sumaron 11 mil 813.8 millones de barriles y representan 71.7 por ciento de las reser-

vas totales. De este tipo de hidrocarburo, la región Marina Noreste concentra 7 mil 106.2 millones de barriles, equivalente al 60.2 por ciento de las reservas de crudo; en la región Marina del Suroeste se estiman reservas por 1 mil 11.3 millones de barriles, 8.5 por ciento del total. Por su parte, en la región Sur, se evaluaron reservas por 2 mil 808.2 millones de barriles de crudo, correspondientes al 23.8 por ciento y, finalmente, en la región Norte se encuentran 888.1 millones de barriles, que equivalen al 7.5 por ciento del total.

Las reservas probadas de líquidos de gas ascienden a 1 mil 856 millones de barriles y equivalen a 11.3 por ciento de las reservas totales. De este hidrocarburo, las reservas más importantes se localizan en la región Sur, con 874.2 millones de barriles, equivalente a 47.1 por ciento de las reservas totales de líquidos de gas. Le sigue la región Marina Noreste, con 630.3 millones de barriles (33.9 por ciento); la Marina Suroeste, contiene 224.8 millones de barriles (12.1 por ciento) y la región Norte, con 127.6 millones de barriles (6.9 por ciento) de las reservas de condensados y líquidos de gas. En gas seco, las reservas totales estimadas fueron 2 mil 799.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, el 16.9 por ciento de las reservas totales de hidrocarburos. Las mayores reservas de gas seco se encuentran en la región Sur, con 1 mil

Cuadro 5. PEMEX PEP, evolución del gasto de inversión.

	millones de pesos de 2006, flujo de efectivo ¹						
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ²
Gasto Total	87,842.0	90,323.1	85,515.6	107,458.3	124,886.8	132,541.6	127,804.3
Inversión presupuestaria	40,366.2	35,029.2	27,924.4	21,579.1	13,178.8	21,989.0	2,404.3
Inversión financiada	47,475.8	55,293.9	57,591.2	85,879.2	111,708.0	110,552.6	125,400.0
Pemex Exploración y Producción	58,555.0	67,066.0	73,947.9	94,040.2	114,692.2	109,579.8	114,091.2
Inversión presupuestaria	24,470.0	23,232.7	16,681.3	10,233.3	3,976.4	4,615.9	121.2
Inversión financiada	34,085.0	43,833.3	57,266.6	83,806.9	110,715.8	104,963.9	113,970.0

1/ Los datos de 2000 a 2006 son pesos constantes publicados en el Anexo Estadístico del VI Informe de Gobierno.

2/ Montos anuales programados en el Presupuesto de Egresos de la Federación y fondo sobre ingresos excedentes estimados.

Fuente: Elaborado por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados, con cifras del Anexo Estadístico del VI Informe de Gobierno.

200.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una participación de 42.9 por ciento en el total; le sigue la región Norte, con 848.4 millones de barriles (30.3 por ciento); la Marina Noreste, con 473.0 millones de barriles (17 por ciento) y la Marina Suroeste, con reservas probadas de 276.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (9.9 por ciento) de las reservas totales de gas seco.

Por lo anterior, la declinación en la producción en algunos campos se vincula a la disminución de las reservas probadas en los mismos.

Inversión impulsada

De acuerdo con cifras del VI Informe de Gobierno, entre 2001 y 2006 el gasto de inversión, programable y por el esquema PIDIREGAS, en PEMEX alcanzó un monto acumulado de 668 mil 529.7 millones de pesos a precios constantes de 2006, 51.5 por ciento más que en el período de 1995 a 2000.

Entre esos dos períodos la inversión presupuestaria 5 reportó una baja de 59.7 por ciento, a 122 mil 104 millones de pesos. En esas condiciones, el incremento en la inversión impulsada fue posible por un aumento de 293.9 por ciento en la inversión vía PIDIREGAS, que de 2001 a 2005 acumuló 546 mil 424.9 millones de pesos a precios constantes de 2006.

De la inversión impulsada durante el período 2001-2005, la destinada a PEMEX Exploración y Producción sumó 573 mil 417.3 millones de pesos a precios constantes de 2006, cifra superior en 92.2 por ciento con respecto a la inversión captada entre 1995 y el 2000. Con ello, su participación en la inversión impulsada aumentó 18.2 puntos porcentuales, al pasar de 67.6 por ciento en el periodo 1995-2000 a 85.8 por ciento en 2001-2005.

En PEMEX Exploración y Producción, el crecimiento de la inversión impulsada entre esos dos períodos se explica por un aumento de 388.8 por ciento en la

Cuadro 6. PEMEX PEP, evolución del gasto de inversión.

	millones de pesos de 2006, flujo de efectivo ¹						
	inversión impulsada acumulada			Variación entre períodos	Integración de la inversión impulsada acumulada		
	1995-2006	1995-2000	2001-2006		1995-2006	1995-2000	2001-2006
Gasto Total	1,109,945.6	441,415.9	668,529.7	51.5	100.0	100.0	100.0
Inversión presupuestaria	424,788.0	302,683.2	122,104.8	-59.7	38.3	68.6	18.3
Inversión financiada	685,157.6	138,732.7	546,424.9	293.9	61.7	31.4	81.7
Pemex Exploración y Producción	871,755.7	298,338.3	573,417.3	92.2	78.5	67.6	85.8
Inversión presupuestaria	251,939.9	193,079.0	58,860.8	-69.5	22.7	43.7	8.8
Inversión financiada	619,815.8	105,259.3	514,556.5	388.8	55.8	23.8	77.0

1/ Los datos a precios constantes de 1997 a 2006 son los publicados por el VI Informe de Gobierno. Los datos de 1995 y 1996 que el informe proporciona a pesos corrientes, fueron actualizadas con el índice de precios implícitos del PIB.

na: no aplica.

Fuente: Elaborado por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados, con cifras del VI Informe de Gobierno.

inversión por PIDIREGAS, que compensó la caída de 69.5 por ciento reportada por la inversión presupuestaria.

Considerando los últimos seis años, la inversión en PEMEX Exploración y Producción aumentó de 58 mil 555.0 millones de pesos en el 2000 a 114 mil 091.2 millones de pesos estimados para 2006. En ese periodo la participación de la inversión vía PIDIREGAS pasó de representar 58.2 por ciento en el 2000 a 99.9 por ciento en 2006.

La inversión se aplicó principalmente al desarrollo de campos, la construcción de infraestructura, infraestructura complementaria de explotación, mantenimiento, seguridad y protección ambiental. De acuerdo con Pemex, la

inversión financiada se dirigió principalmente a los proyectos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, para la producción de crudo pesado; al Programa Estratégico de Gas y Burgos, para la extracción de gas no asociado, y el Proyecto Antonio J. Bermúdez, para la producción de crudo ligero.

Como consecuencia del esfuerzo de inversión, los pozos exploratorios perforados al año pasaron de 49 en 2000, a 105 en 2004 y 73 en 2005; a su vez, los pozos de desarrollo perforados aumentaron de 236 en 2000, a 686 en 2005.

No obstante el esfuerzo de inversión realizado en el período, el incremento en el número de pozos de exploración no representó una mejora en la reservas probadas, como tampoco mejoró el rendimiento promedio de los pozos en explotación.

27 de abril de 2007

H. Cámara de Diputados

Centro de Estudios de las Finanzas Públicas

Av. Congreso de la Unión, No. 66, Edificio "I" Primer Nivel
Col. El Parque, Del. V. Carranza, C.P. 15969. MÉXICO, D.F.

<http://www.cefp.gob.mx>
