

torios de celofán a los que se les suele llamar “grapapas”.

Si bien no existen estadísticas precisas sobre el uso de estos narcóticos, sí hay indicios de que su uso se va extendiendo aceleradamente. De acuerdo con el cuadro sobre la evolución de las ventas clandestinas de drogas ilegales a otros países, especialmente a Estados Unidos, y el porcentaje de participación de cada sustancia, para 1996 y 1997 el valor de las metanfetaminas (o drogas de diseño) representó 1%, para 1998 y 1999 fue de 2% y para el año 2000 llegó a 3%.

Otros indicios importantes los encontramos en la siguientes notas: de acuerdo con declaraciones de Eduardo Riquelme, funcionario de Centros de Integración Juvenil (16), “en 1994 de cada 100 pacientes que atendieron los Centros de Integración Juvenil, 45 manifestaron ser adictos a las metanfetaminas, y en 2001 la cifra subió a 80 por cada 100. Los jóvenes entre 18 y 25 años son quienes más drogas de diseño están consumiendo y lo peor es que no es difícil tener acceso a ellas... en las discotecas, en los bares, en los antros, que son lugares donde se sabe que se distribuyen estas drogas... y son sustancias que desarrollan una rápida adicción” (17).

“Las cifras revelan que 15 mil 907 mujeres de 12 a 17 años han usado drogas ilegales: opio, inhalables, marihuana y cocaína,

en tanto que 15 mil 643 mujeres de 18 a 34 años han usado drogas sintéticas” (metanfetaminas o de diseño) (18).

“La Organización de Naciones Unidas prevé que los cultivos clásicos de opio y hoja de coca, situados en regiones como el sudeste asiático o los países andinos, serán reemplazados por las mafias en beneficio de las drogas sintéticas en un plazo de diez años, en el caso de que no cambie la tendencia actual.

“Esta es la principal conclusión del primer informe internacional sobre producción, tráfico y consumo de drogas sintéticas (como el éxtasis o las anfetaminas) realizado por la ONU desde que comenzó este nuevo fenómeno de drogadicción, cuyos datos fueron adelantados por el director ejecutivo de la Oficina contra la Droga y el Delito de la ONU, Antonio María Costa.

“Según explicó este experto, el crimen organizado está penetrando en este segmento de producción. La ONU ha comprobado como los laboratorios clandestinos, que en un principio producían cantidades “muy limitadas” de pastillas al año, hoy en día tienen la capacidad de introducir en el mercado más de una tonelada al año, según los datos obtenidos en recientes operaciones antidroga. Esto es una cantidad enorme y significa que el crimen organizado está verificando los ingresos que pueden obtener”, destacó Costa” (20).

En este marco se ubica el caso de Zhenli Ye Gon, sin duda un visionario de las nuevas drogas y sus mercados actuales y potenciales, a quien se le decomisaron más de 205 millones de dólares en efectivo almacenados en su casa de Las Lomas y que, tan sólo con el último embarque de metanfetaminas pretendía introducir de manera ilícita al país 19 toneladas de la materia prima de las drogas de nueva generación que se señalan, además de construir unos laboratorios con tecnología de punta donde laborarían alrededor de 1500 empleados a los que se daría alojamiento en un hotel aledaño a la “empresa farmacéutica” que trabajaría 24 horas al día. **B**

### Bibliografía

- (1) Comercio Exterior de México 1877 - 1911. Estadísticas Económicas del Porfiriato, El Colegio de México, 1960.
- (2) Diario Oficial 15 - III - 1920.
- (3) Alberto Cedillo, Los Nazis en México, Debate, México 2007.
- (4) La Voz de Sinaloa, Culiacán, 10/IX/1947; Excelsior, 14/IX/1947.
- (5) Felipe Bustamante, “Un sindicato internacional controla el tráfico de drogas hacia Estados Unidos”, en Novedades, 14/V/1962.
- (6) Noroeste, Culiacán, Sin., 10/II/1977.
- (7) Información tomada de Javier Cabrera Martínez de la Agencia de El Universal, 8/VI/2007.
- (8) Información tomada de la Pág. de Internet de la Universidad Autónoma de Madrid: Pesa Nestares, Carlos, investigador. La Organización de la Producción de Drogas en México.
- (9) Op. Cit. Pesa Nestares, Carlos. La Organización de la Producción de Drogas en México.
- (10) Pesa Nestares, El valor de las Exportaciones Mexicanas de Drogas Ilegales, Universidad Autónoma de Madrid.
- (11) Información publicada en “La Crónica de Hoy” 13/06/05.
- (12) Fernández Menéndez, Jorge, y Ronquillo, Víctor, De los Maras a los Zetas, Grijalbo, México, 2006.
- (13) Ramírez, Carlos, “Indicador político”, La Crisis, 8/07/07.
- (14) Secretaría de Salud, El Consumo de Drogas en México, <http://www.salud.gob.mx>.
- (15) La Jornada, 27/V/2007.
- (16) Op. Cit. Secretaría de Salud.
- (17) Noticieros Televisa, Oscar Hernández 1/VIII/2007.
- (18) Información de CIMAC, Román González, México 10/II/2003.
- (19) La Jornada 26/VI/2006.
- (20) Jano On-line y agencias 07/05/2003.

## El petróleo crudo

Francisco R. Calderón / Salvador E. Calderón



Este documento muestra que si no se añaden reservas a las existentes, el petróleo mexicano se agotará en 2017; es paradójico que ante el descenso de las reservas se pretenda elevar la producción a niveles record, cuando ya la producción de los yacimientos es mayor que lo recomendado; si un yacimiento se sobreexplota, aún inyectándole gas o agua se reduce su rendimiento con respecto a una explotación racional durante un mayor número de años. El problema es de tiempos: si se produce más rápidamente de lo que se reponen las reservas se podrían llegar a suspender las exportaciones y aún a importar. Esta actitud sólo se explica porque los recursos provenientes del petróleo constituyen 30% de de los ingresos del gobierno; en cambio Pemex no tiene recursos para invertir en exploración y esto provoca que si son insuficientes su rendimiento sea incluso negativo. La carencia de recursos se

debe a que Pemex no paga impuestos sobre sus utilidades sino sobre sus ventas, lo cual es confiscatorio. Además se está asignando un precio cero al crudo cuando está en el subsuelo y los costos de ventas no incluyen los costos de exploración, todo lo cual alienta a producir la mayor cantidad posible a corto plazo.

### Introducción

Proveniente del latín *petroleum* (petra-piedra y oleum-aceite), la palabra petróleo significa aceite de piedra; es un compuesto de hidrocarburos, básicamente una combinación de carbono e hidrógeno. El génesis del petróleo se ubica en el depósito y descomposición de organismos de origen vegetal y animal que hace millones de años quedaron atrapados en rocas sedimentarias en ambientes marinos o próximos al mar y que fueron sometidos a enormes presiones y elevadas temperaturas.

*Si no se añaden reservas a las ya existentes –en 2006– y se mantiene la producción de ese año, parecería que el petróleo mexicano se va a agotar en el año 2017, diez años antes de lo estimado en 1998.*

Se ha encontrado petróleo en todos los continentes excepto en el Antártico; sin embargo, el petróleo no se encuentra distribuido uniformemente en el subsuelo del planeta. Para que se puedan formar depósitos de hidrocarburos compuesto como petróleo y gas natural se deben presentar algunas condiciones básicas como la presencia de una roca generadora, una roca almacenedora, una roca sello, una trampa y condiciones apropiadas de presión y temperatura.<sup>1</sup>

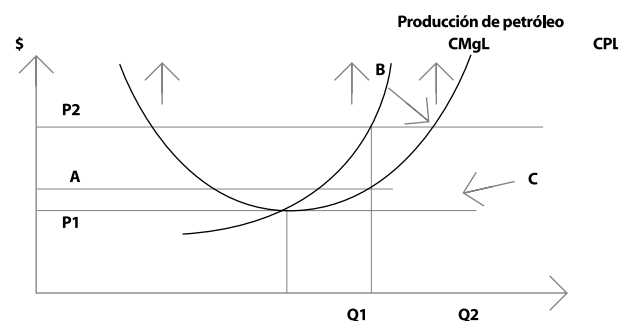
Fue a partir de 1970 que la acción en conjunto de los principales productores árabes produjo un fuerte aumento de precios que se combinó con una serie de nacionalizaciones de los yacimientos petroleros, lo que terminó en un aumento significativo de las rentas económicas de los productores. En este sentido, el petróleo no sólo se constituyó como el motor del crecimiento de los países occidentales, sino también se erigió como una de las principales fuentes de ingresos de los países en desarrollo y para México no fue la excepción.

En el presente documento se analiza la situación del crudo mexicano en los últimos años, ofreciendo con esto una visión de lo que será la situación en el futuro de este tan importante sector para la vida económica de México y el mundo.

### Marco teórico. Utilidades por inventarios versus faltantes creados <sup>2</sup>

En las crisis petroleras de los años setenta se dieron dos fenómenos: faltantes en los productos petroleros y utilidades en las compañías petroleras. Muchos creerían que las empresas petroleras provocaron la “escasez” con el objeto

de subir los precios e incrementar sus ganancias; no obstante la explicación es otra, la cual explicaremos por medio de la siguiente gráfica:



La gráfica anterior muestra las curvas de costos de un productor de petróleo (como México) cuyo precio que está enfrentando es el de P1, al cual produce Q1 unidades. Bajo el supuesto de que el cártel de la OPEP decida incrementar los precios internacionales del petróleo a P2, la empresa doméstica que enfrenta ahora el precio P2 decidirá aumentar su producción hasta Q2, incrementando sus utilidades de cero a AP2BC; esta utilidad se dio por los inventarios, por fuerzas externas a la empresa. En el corto plazo esto parecería muy benéfico, sin embargo en el largo plazo estas utilidades disminuirán, porque los costos de extracción de la empresa serán mayores cuando el pozo llegue a agotarse (de ahí que en la gráfica haya unas flechas que apunten hacia arriba). Por lo tanto, si bien es cierto que las utilidades de las empresas domésticas se incrementarán, luego tenderán a disminuir.

Esta explicación teórica sirve para ilustrar por qué es riesgoso tener una explotación acelerada de crudo, descuidando la acelerada pérdida de reservas del mismo.

<sup>1</sup> Secretaría de Energía, 2004.

<sup>2</sup> Call, Steven y Holahan, William, *Microeconomía*, Grupo Editorial Iberoamérica, 1983.

### Las reservas de crudo en México

Sin duda el petróleo en nuestro país ha sido una fuente de recursos muy socorrida a lo largo nuestra historia y no ha habido otra fuente que pueda sustituirla, por lo que es necesario conocer las reservas de crudo mexicano existentes:

Año	Reservas probadas (mddb*)	Producción (mddb)	R.P. menos producción (mddb)	Reservas (años)
1998	28,862.9	1,120.7	27,742.2	25.8
1999	24,700.1	1,060.7	23,639.4	23.3
2000	24,631.3	1,102.4	23,528.9	22.3
2001	23,660.4	1,141.4	22,519.0	20.7
2002	22,419.0	1,159.6	21,259.4	19.3
2003	15,123.6	1,123.3	14,000.3	13.5
2004	14,119.6	1,234.8	12,884.8	11.4
2005	12,882.2	1,216.7	11,665.5	10.6
2006	11,813.8	1,217.8	10,596.0	9.7

Fuente: BDI-PEP, \*millones de barriles.

Lo primero que salta a la vista es la brutal reducción en las reservas durante los últimos años. Se puede inferir de este cuadro que si no se hubieran añadido nuevas reservas a las ya existentes en 1998 y que si el nivel de producción de ese mismo año se hubiera mantenido, las reservas se agotarían en el año 2027.

De la misma forma, si no se añaden reservas a las ya existentes –en 2006– y se mantiene la producción de ese año, parecería que el petróleo mexicano se va a agotar en el año 2017, diez años antes de lo estimado en 1998.

La razón por la cual han caído las reservas probadas sin que se modifique sustancialmente el nivel de producción se debe a que al paso del tiempo se han usado diferentes metodologías de cálculo. Los datos de años pasados, sin embargo, no son corregidos usando la nueva metodología, ya que quedan congelados como “cifras oficiales” en el anuario de Pemex, el informe presidencial y otros documentos. Actualmente se usa la metodología de la *Securities and Exchange Commission* (SEC).

Las reservas probadas se modificaron a la baja en 2002, debido precisamente a que, de

acuerdo con la aplicación de criterios de la SEC, Pemex tuvo que reclasificar 8,926 millones de barriles de sus reservas en la región de Chicontepec de “probadas” a “probables” el año pasado, ya que dichos criterios exigen que se haya explotado una reserva durante los últimos cinco años para que pueda ser considerada como probada. Chicontepec no empezó a ser explotado sino hasta finales de 2003, ya que se trata de yacimientos “lenticulares” que se agotan rápidamente y requieren muchos pozos para ser explotados integralmente. El nuevo interés de Pemex sobre Chincontepec más parece dirigido a restituir en el papel los números que a su interés en desarrollar este grupo de yacimientos.

Resulta paradójico que en épocas de decremento de las reservas probadas se pretenda elevar la producción a niveles récord de 4000 millones de barriles para 2006. Esto puede ocasionar que Pemex se acerque peligrosamente a agotar reservas probadas. Incluso si se descubriera hoy un megayacimiento como Cantarell, desarrollarlo llevaría cinco años. Es decir, no empezaría a producir sino hasta 2009. Para entonces se habrían extraído de los yacimientos que actualmente operan unos 6,570 millones de barriles, cerca de la mitad de las reservas probadas actuales.

Estos niveles de producción de los yacimientos mexicanos son mayores a los recomendados. Si un yacimiento se sobreexplota, aún usando técnicas de reinyección de gas, nitrógeno o agua, se reduce su rendimiento total con respecto a una explotación más racional durante un mayor número de años.

La aportación de Cantarell a la producción nacional ha caído de 62% del total de crudo que producía el país en 2003 a cerca de 55%. El siguiente cuadro muestra la producción de Cantarell a la fecha:

Año	Producción (mbd)*	Variación (mbd)
1979	52	
1980	612	560
1981	887	275
1982	1041	154
1983	930	-110

Año	Producción (mbd)*	Variación (mbd)
1984	979	49
1985	936	-43
1986	845	-91
1987	974	129
1988	980	6
1989	974	-6
1990	1011	38
1991	1079	68
1992	1070	-9
1993	1045	-25
1994	1020	-25
1995	961	-59
1996	1074	113
1997	1208	133
1998	1312	105
1999	1228	-84
2000	1438	210
2001	1699	234
2002	1879	179
2003	1737	-114
2004	2054	317
2005	2079	25
2006	1974	-105

Fuente: BDI-PEP, \*miles de barriles diarios.

Como se puede apreciar, la producción de este yacimiento ha empezado a decaer y según los expertos a una tasa más rápida que la esperada.

Ante la falta de nuevas reservas, la estrategia de Pemex Exploración y Producción (PEP) para 2004 consiste en reactivar y explotar al máximo los yacimientos existentes tanto marítimos como terrestres, el desarrollo del complejo marino Ku-Maloop-Zaap, la explotación del complejo Zil, 2 mil metros por debajo de Cantarell y la explotación de Chincontepic, junto con muchos otros proyectos de menor tamaño. Para poder cumplir con las metas de producción se requiere de todos estos proyectos y que no haya problemas con los yacimientos que actualmente están en operación.

El peligro no es que se acaben las reservas. Siempre habrá reservas no encontradas a mayor profundidad o usando nuevas tecnologías que vuelvan a hacer productivo un yacimiento agotado. El problema es de tiempos. Si se produce más rápidamente de lo que se reponen las reservas, puede llegarse primero a reducir las exportaciones, después

a suspenderlas y finalmente a tener una escasez de crudo temporal que obligue al país a importar crudo –o sus productos– a fin de satisfacer la demanda, que es una de las obligaciones constitucionales de Pemex, con lo que terminaría el uso de Pemex como fuente de financiamiento del gobierno.

Actualmente los recursos por petróleo constituyen 40.8% de los ingresos del gobierno.

Ingresos presupuestales del sector público (millones de pesos)	
Concepto	Enero-junio 2006 p./
Total	1,121,773.9
<b>Petroleros</b>	<b>405,583.5</b>
Pemex	60,588.7
Gobierno federal	344,994.8
Derechos a los hidrocarburos	352,078.3
Ordinario 1./	337,726.0
Extraordinarios/exportación de petróleo crudo	3,404.4
Fondo de estabilización	10,849.3
Fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía	93.0
Para la fiscalización petrolera	5.6
Aprovechamientos s/rendimientos excedentes	1,740.4
IEPS	-12,148.2
Impuesto a los rendimientos petroleros	3,324.2
No petroleros	716,190.4
Gobierno federal	528,375.6
Tributarios	489,743.1
ISR	244,201.7
VA	190,186.0
IEPS	18,576.6
Importaciones	14,869.8
Otros impuestos 2./	21,909.0
No tributarios	38,632.4
Derechos	10,617.0
Aprovechamientos	24,890.3
Otros	3,125.2
Organismos y empresas 3./	187,814.9
Partidas informativas:	
Tributarios	480,919.2
No tributarios	640,854.8

Nota: las sumas parciales y las variaciones pueden no coincidir debido al redondeo. p./ Cifras preliminares.

n.s.: no significativo; --: mayor de 500%.

1./ En 2005 incluye los derechos por hidrocarburos pagados por Pemex derivados del régimen fiscal para el año. Para 2006, con el fin de facilitar las comparaciones entre años de los ingresos tributarios y no tributarios, se incluyen 55 mil 686.2 millones de pesos de derechos pagados por Pemex derivados del régimen fiscal vigente hasta 2005, mismos que en la Ley de Ingresos de la Federación para 2006 se consideraran en el artículo 1 fracción IV Contribuciones no Comprendidas en las Fracciones Precedentes Causadas en Ejercicios Fiscales Anteriores Pendientes de Liquidación o de Pago.

2./ Incluye los impuestos sobre tenencia o uso de vehículos, sobre automóviles nuevos, exportaciones no comprendidas y accesorios.

3./ Excluye subsidios y transferencias del gobierno federal a las entidades bajo control presupuestario directo y las aportaciones del Gobierno Federal al ISSSTE.

Las reservas mexicanas respecto a las del resto del mundo

Según la revista *Oil & Gas Journal*, las reservas mundiales más altas al 1 de enero de 2003 eran:

Pais	Revista Oil & Gas Journal, 1 de enero de 2002	Revista World Oil
Arabia Saudita	261.8	261.7
Canadá (áreas bituminosas)	180	
Irak	112.5	115.0
Emiratos Árabes Unidos	97.8	62.8
Kuwait	96.5	98.9
Irán	89.7	99.1
Venezuela	77.7	50.2
Rusia	48.6	53.9
Libia	29.5	30.0
México	26.9	23.1
Nigeria	24.0	30.0
China	24.0	29.5
Estados Unidos	22.4	22.4
Qatar	15.2	13.8
Noruega	9.4	10.3
Argelia	9.2	17.0
Brasil	8.5	8.6
Omán	5.5	5.9
Angola	5.4	6.0
Kazajstán	5.4	0.0
Indonesia	5.0	9.2
Canadá (reservas convencionales)	4.9	5.4
Reino Unido	4.9	4.6
India	4.8	3.8
Yemen	4.0	2.4
Australia	3.5	3.8
Malasia	3.0	4.5
Argentina	3.0	2.9
Egipto	2.9	3.7
Gabón	2.5	2.4
Siria	2.5	2.3

Fuentes: Penn Well Publishing Co; *Oil & Gas Journal*, Vol. 99, No. 52 (December 24, 2001) Gulf Publishing Co; *World Oil*, Vol. 223, No. 8 August 2002.

De haberse mantenido las reservas de Canadá, México habría descendido de tener la décima reserva más grande al lugar 12.

Las reservas totales de aceite se distribuyen en las cuatro regiones en las que se compone Pemex Exploración y Producción (PEP) de la siguiente manera: 15,299.9 mmb (42.2%) en la Marina Noreste; 3,065.6 (8.4%) en la Marina Suroeste; 13,300.8 (36.7%) en la región Norte, y 4,599.6 (12.7%) en la región Sur.

## Inversión de Pemex en explotación y la rentabilidad de esa inversión

La inversión en exploración en miles de pesos ha sido la siguiente:

Período	Estudios exploratorios
2000	1,987,936
2001	1,864,034
2002	4,346,113
2003	6,875,366
2004	5,771,886
2005	2,580,216
2006	734,748*

Fuente: Pemex. Base de Datos Institucional. \* Hasta junio de 2006.

En total, de 2000 a 2002 la inversión fue de 8,198.1 millones de pesos. De 2003 (año en que cambió la metodología de medición de reservas) a 2006 la inversión ha sido de 15962.2 millones de pesos. Estas inversiones han generado los siguientes movimientos en las reservas:

Crudo encontrado (millones de barriles)				
Año	Reservas en crudo	Crudo producido	Crudo encontrado	Costo de exploración (pesos/barril)
2000	24,631.3	1,102.4		
2001	23,660.4	1,141.4		
2002	22,419.0	1,159.6		
2000-2002	-2,212.3	3,413.4	1,191.1	6.88
2003 c	15,123.6	1,123.3		
2004	14,119.6	1,234.8		
2005	12,882.2	1,216.7		
2006	11,813.8	1,217.8		
2003-2006	-2,241.4	4,698.1	2,456.7	6.50

Fuente: Pemex Exploración y Producción.

El total de crudo nuevo encontrado de 2000 a 2002 fue de 1191.1 millones de barriles y para el período de 2003 a 2006 fue de 2456.7 millones de barriles. Dividiendo los costos de inversión entre el número de barriles encontrados vemos que la inversión por barril encontrado ha disminuido de 6.88 a 6.50 pesos por barril.

Cabe sin embargo destacar que esta inversión en exploración es muy baja comparada a la de otras compañías petroleras. Según la revista *Oil & Gas Journal*, el costo de encontrar un barril de petróleo de nuevas reservas probadas en territorio estadounidense actualmente alcanza los 12.60 dólares por barril. Evidentemente la

inversión mexicana de \$6.50 pesos por barril resulta insuficiente y esto explica porqué no se están reemplazando las reservas. Los expertos estiman que para reponer las reservas a 100% se requiere una inversión anual de 10 mil millones de dólares, lo cual contrasta con los 625 millones de dólares invertidos en 2003, año donde se registró la mayor inversión en exploración de la historia.

El incremento de la inversión en exploración se hace notorio al ver el número de pozos exploratorios perforados:

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Pozos exploratorios perforados	28.000	49.000	45.000	58.000	96.000	105.000	73.000
Región Marina Noreste	N/D	N/D	N/D	N/D	4.000	9.000	5.000
Región Marina Suroeste	2.000	2.000	3.000	11.000	23.000	20.000	9.000
Región Sur	N/D	5.000	5.000	7.000	9.000	9.000	5.000
Región Norte	26.000	42.000	37.000	40.000	60.000	67.000	54.000
Golfo de Campeche	2.000	2.000	3.000	11.000	27.000	29.000	14.000

## Producción, precio y exportación de petróleo

Para la producción de petróleo crudo, PEP cuenta con diversos Activos de Producción, que a su vez engloban una gran cantidad de campos y pozos, los cuales se agrupan en cuatro regiones:

- 1) Marina Noreste, que alberga a los Activos Ek-Balam, Ku-Maloob-Zap y Cantarell;
- 2) Marina Suroeste, a la cual pertenecen los Activos de Abkatun, Pol-Chuc y Litoral de Tabasco;
- 3) Norte, con los Activos de Altamira, Poza Rica y Veracruz; y
- 4) Sur, que contiene los Activos de Cinco Presidentes, Bellota-Chinchorro, Luna, Jujo-Tecominoacán, Samaría-Sitio Grande, Chilapilla –José Colomo y Muspac–.

Actualmente la región más productiva es la Marina Noreste, de la cual, durante 2002 se ex-

trajeron en promedio 2,150.8 mbd, representando con ello cerca de 70% de la producción total de crudo.

Producción nacional de petróleo crudo, miles de barriles diarios				
Año	Total crudo	Pesado	Ligero	Superligero
1980	1935.67	672.54	264.61	998.54
1981	2312.14	988.28	409.76	914.10
1982	2746.38	1224.57	687.47	834.34
1983	2665.54	1170.03	760.65	734.87
1984	2684.53	1227.91	735.59	720.98
1985	2630.45	1174.27	740.61	715.57
1986	2427.65	1073.83	692.32	661.51
1987	2540.63	1222.27	665.64	652.72
1988	2505.63	1222.71	653.61	629.37
1989	2513.31	1245.55	673.21	594.78
1990	2548.01	1264.57	707.68	575.76
1991	2675.84	1331.91	756.97	586.96
1992	2667.72	1350.12	735.35	582.26
1993	2673.40	1320.59	790.62	562.19
1994	2685.10	1270.05	889.97	525.08
1995	2617.20	1220.41	864.11	532.68
1996	2858.33	1370.56	910.05	577.72
1997	3022.22	1567.08	881.45	573.68
1998	3070.45	1658.90	848.46	563.10
1999	2906.03	1563.49	806.14	536.40
2000	3011.97	1774.25	733.08	504.63
2001	3127.04	1996.97	658.67	471.40
2002	3176.58	2166.83	551.67	457.92
2003**	3370.90	2425.37	810.67	134.85
2004	3382.90	2457.98	789.59	135.32
2005	3333.35	2386.97	802.25	144.12
2006*	3336.93	2352.67	815.10	169.16

\*Enero-junio  
\*\*A partir de 2003 se reclasificaron ciertos crudos superligeros como ligeros  
Fuente: BDI. Pemex.

Producción de crudo (% de producción de barriles diarios)			
Año	Pesado	Ligero	Superligero
1981	42.74	17.72	39.53
1982	44.59	25.03	30.38
1983	43.89	28.54	27.57
1984	45.74	27.40	26.86
1985	44.64	28.16	27.20
1986	44.23	28.52	27.25
1987	48.11	26.20	25.69
1988	48.80	26.09	25.12
1989	49.56	26.79	23.67
1990	49.63	27.77	22.60
1991	49.78	28.29	21.94

Producción de crudo (% de producción de barriles diarios)			
Año	Pesado	Ligero	Superligero
1993	49.40	29.57	21.03
1994	47.30	33.14	19.56
1995	46.63	33.02	20.35
1996	47.95	31.84	20.21
1997	51.85	29.17	18.98
1998	54.03	27.63	18.34
1999	53.80	27.74	18.46
2000	58.91	24.34	16.75
2001	63.86	21.06	15.07
2002	68.21	17.37	14.42
2003	71.95	24.05	4.00
2004	72.66	23.34	4.00
2005	71.61	24.07	4.32
2006	70.50	24.43	5.07

\* Enero-junio, Fuente: BDI. Pemex.

Entre 1990 y 2002, la producción de petróleo crudo se incrementó 24.7%, ya que pasó de 2,548 mbd a 3,176.5 mbd, presentando a partir de 1999 una tasa media de crecimiento anual de 3%. Este crecimiento se ha dado sobre todo en el crudo pesado, puesto que en el caso de los crudos ligeros la tendencia de crecimiento es negativa.

Como se observa, la proporción de crudo pesado va en aumento, sin embargo, la proporción de crudo pesado exportado (Maya) no ha aumentado de la misma forma.

Volumen de las exportaciones de petróleo crudo (miles de barriles diarios)				
Por tipo				
Crudo	Total	Istmo	Maya	Olmeca
1990	1,277	293	827	158
1991	1,369	329	877	163
1992	1,368	287	923	158
1993	1,337	262	857	218
1994	1,307	179	800	328
1995	1,305	158	719	429
1996	1,544	189	863	492
1997	1,721	216	1,020	485
1998	1,741	208	1,063	470
1999	1,553	190	929	435
2000	1,604	110	1,096	398

Volumen de las exportaciones de petróleo crudo (miles de barriles diarios)				
Por tipo				
Crudo	Total	Istmo	Maya	Olmeca
2003	1,844	25	1,603	216
2004	1,870	27	1,622	221
2005	1,817	81	1,520	216
2006	1,892	88	1,570	232

Fuente: BDI-Pemex.

La mayor proporción de crudo Maya exportado afecta el precio de la mezcla de exportación. Una de las razones básicas de la inversión en la reconfiguración de las refinerías era precisamente el consumir internamente el crudo pesado a fin de liberar la mayor cantidad de crudo ligero al mercado de exportación, sin provocar una caída en los precios, ya que la elasticidad del crudo ligero es menor a la del crudo pesado. Sin embargo las refinerías no están consumiendo la proporción de crudo pesado para las que fue diseñada la reconfiguración, provocando que el exceso de crudo pesado tenga que salir al mercado de exportación.

Precios de venta promedio de exportación de petróleo crudo mexicano (dólares de EE.UU por barril)				
Crudo	Total	Istmo	Maya	Olmeca
1990	19.09	22.66	16.97	23.49
1991	14.58	18.09	12.25	20.05
1992	14.92	18.06	13.15	19.53
1993	13.20	15.83	11.43	16.99
1994	13.89	15.37	12.57	16.28
1995	15.70	16.63	14.41	17.49
1996	18.99	20.09	17.30	21.54
1997	16.46	18.17	14.64	19.53
1998	10.15	11.80	8.52	13.09
1999	15.58	17.46	14.12	17.83
2000	24.86	27.88	23.03	29.05
2001	18.61	22.23	17.13	23.99
2002	21.52	23.37	20.88	24.86
2003	24.78	27.99	24.12	29.27
2004	31.14	38.65	29.88	39.52
2005	42.69	53.09	40.55	53.86
2006	53.17	57.15	51.29	64.82

A raíz de la invasión de Irak los precios de exportación se han disparado a niveles sin precedente. El gobierno estima que esta situación no será permanente, por lo que debe capturar ahora estos ingresos extraordinarios aun a costa de comprometer la viabilidad futura de los yacimientos.

Al examinar por regiones el comercio exterior de México, este está dominado por las ventas a Estados Unidos, las Antillas Holandesas, Canadá, España, Portugal y Reino Unido, India y antes Japón. A África se le vende marginalmente crudos de muy baja calidad.

Exportaciones por región					
Crudo mezcla	TOTAL	América	Europa	Lejano Oriente	África
1990	1,277	771	351	156	N/D
1991	1,369	834	388	146	N/D
1992	1,368	914	361	92	N/D
1993	1,337	971	286	80	N/D
1994	1,307	1,030	196	81	N/D
1995	1,305	1,094	134	77	N/D
1996	1,544	1,335	122	87	N/D
1997	1,721	1,470	176	63	13
1998	1,735	1,501	190	32	13
1999	1,554	1,330	177	42	5
2000	1,604	1,379	185	40	N/D

Exportaciones por región					
Crudo mezcla	TOTAL	América	Europa	Lejano Oriente	África
2003	1,844	1,604	176	63	1
2005	1,817	1,589	194	33	1
2006	1,892	1,686	175	31	N/D

Fuente: Pemex.

Precio de exportación por región (dólares por barril)					
Crudo mezcla	TOTAL	América	Europa	Lejano Oriente	África
1990	19.09	19.28	17.87	20.91	N/D
1991	14.58	15.33	12.19	16.70	N/D
1992	14.92	15.34	13.26	17.22	N/D
1993	13.20	13.71	11.01	14.77	N/D
1994	13.88	13.91	13.12	15.40	N/D
1995	15.70	15.79	14.52	16.48	N/D
1996	19.00	19.20	16.82	18.96	N/D
1997	16.46	16.70	13.81	18.39	16.37
1998	10.18	10.31	8.82	11.42	11.74
1999	15.57	15.69	14.65	16.44	9.82
2000	24.86	25.15	22.71	24.85	N/D
2001	18.61	18.62	18.40	19.52	18.05
2002	21.52	21.56	21.20	21.46	N/D
2003	24.78	24.98	23.30	23.74	27.20
2004	31.14	31.45	28.97	27.84	N/D
2005	42.69	42.85	41.78	40.22	34.14
2006	53.17	53.15	53.22	53.76	N/D

Fuente: Pemex.

Principales importadores de crudo mexicano, 1996-2006 (mbd)											
País	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total	1543.8	1720.7	1741.2	1553.5	1652.1	1709.9	1715.4	1,843.9	1,870.3	1,817.1	1,892.0
EUA	1209.6	1334.9	1341.5	1171.2	1241.6	1285.1	1342.0	1,437.5	1,482.0	1,424.6	1,525.4
España	95.2	122.8	134.8	121.9	142.8	144.4	146.0	143.4	149.5	160.8	141.6
Japón	86.9	62.6	31.5	42.1	34.6	16.7	9.9	9.9	10.7		
Antillas	67.0	58.2	86.5	103.0	109.7	132.5	90.6	104.9	116.5	95.8	95.0
Canadá	20.5	30.4	32.6	22.9	28.5	25.8	21.8	29.3	28.1	38.2	26.0
Rep. Dom	21.0	27.1	29.4	18.5	29.3	23.8	18.4	22.1			
Portugal	7.5	15.5	20.7	20.4	17.5	15.2	15.4	15.0	12.5	17.7	15.0
Francia	8.9	3.1	3.1								
Inglaterra	3.1	9.2	11.4	16.7	17.8	14.6	15.7	12.5	12.2	10.9	9.4
Israel		5.1	3.5	4.6	4.8	3.6	4.8	4.8	3.6	4.4	4.9
Jamaica	8.7	7.4	8.6	7.0	10.2	8.7	6.7	6.6			
India					4.9	20.8	36.7	52.5	36.3	32.8	31.4
Holanda		17.9	18.3	11.4	1.4		2.7			2.7	
Bélgica	12.9	2.5									
Cuba	7.4	2.6	0.8								

Llama la atención que el lugar que antes ocupaba Francia, ahora esté siendo ocupado por India; el gran volumen que nos consume las Antillas Holandesas, que es nuestro tercer cliente internacional después de Estados Unidos y España, así como la poca penetración de nuestro crudo en América Latina y China.

### Rendimiento del petróleo

Generalmente tanto Pemex como el gobierno consideran que la utilidad del petróleo se calcula como ventas menos costos de ventas. Esta forma de pensar tiene varios problemas:

- Se está asignando de facto un precio cero al crudo cuando se encuentra en el yacimiento. Con esto se cancela el objetivo de Pemex por maximizar el valor de los recursos petroleros a largo plazo, incentivando el producir la mayor cantidad posible a corto plazo.
- Los costos de ventas no incluyen los costos de exploración.
- Pemex no paga impuestos sobre sus utilidades sino sobre sus ventas. Esto desalienta cualquier esfuerzo en racionalizar los costos y termina por confiscar los recursos de Pemex.
- El procesamiento ulterior del crudo no agrega (o agrega muy poco): la refinación del petróleo arroja una canasta de productos cuyo valor total es marginalmente superior al del crudo.

El costo de producción depende de cada yacimiento en particular. De hecho cada pozo tiene su propio costo de producción en función de su producción y su ubicación (terrestre, marino, cercanía a centros de acumulación, infraestructura de bombeo, etcétera) así como infinidad de otros factores. En promedio, éstos han sido los costos de producción en los últimos años:

Pemex Exploración y Producción (PEP) Costo de extracción de petróleo crudo equivalente (dólares por barril)				
	2000	2001	2002	2003
<b>Total nacional</b>	2.99	3.14	3.04	3.16
<b>Región Norte</b>				
Altamira, Poza Rica, Veracruz	6.24	6.74	6.11	5.91
<b>Región Sur</b>				
Cinco Presidentes, Bellota, Chinchorro, Luna, Jujo, Tecominoacán, Samaría, Sitio Grande, Chilapilla, José Colomo, Muspac	3.58	3.86	3.43	3.94

Pemex Exploración y Producción (PEP) Costo de extracción de petróleo crudo equivalente (dólares por barril)				
	2000	2001	2002	2003
<b>Región Marina Noreste</b>				
Ek-Balam, Ku-Malob-Zap, Cantarell	2.43	2.51	2.47	2.63
<b>Región Marina Suroeste</b>				
Abkatun, Pol-Chuc, Litoral de Tabasco	2.49	2.50	2.98	2.71

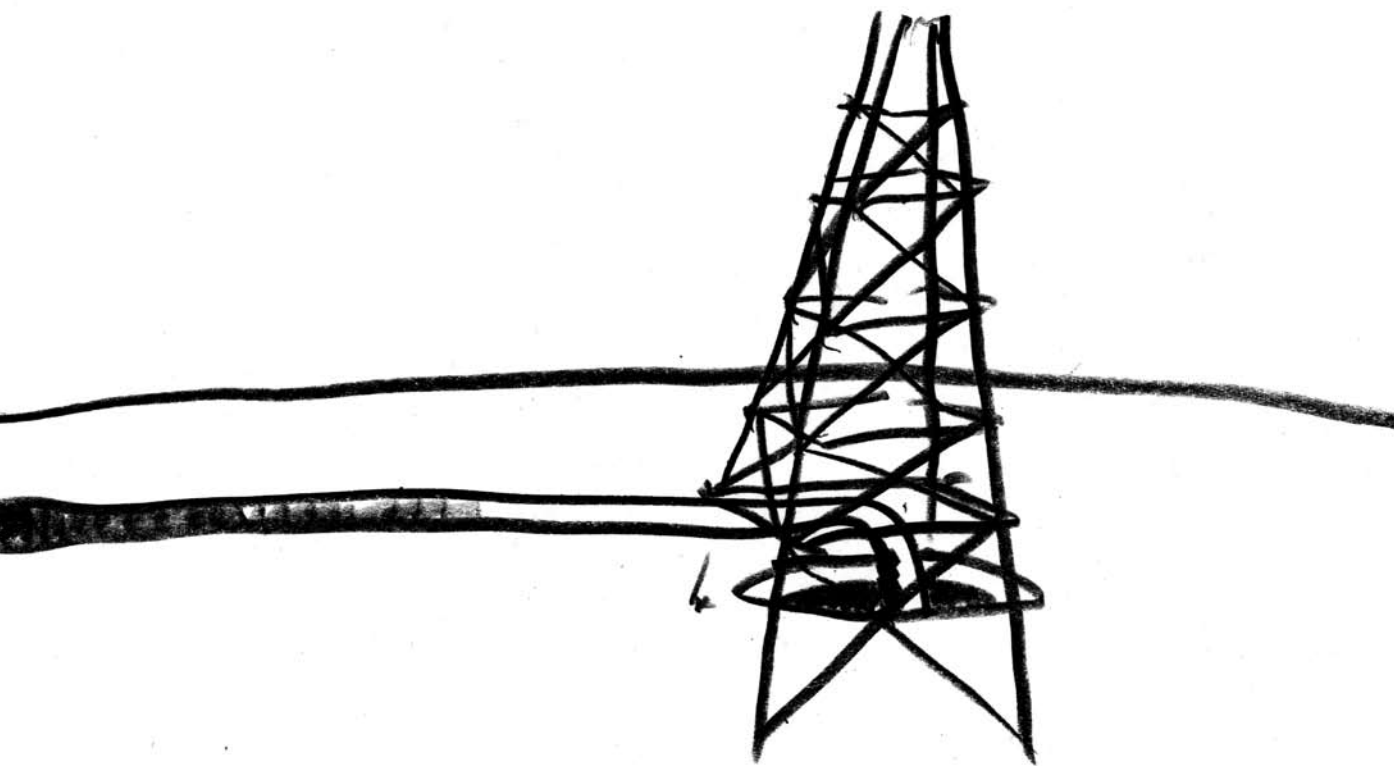
Fuente: BDI, PEP.

Estos costos no incluyen los costos por exploración, que como se mencionó anteriormente alcanza \$6.50 pesos por barril y que deberían ser cercanos a los 10 dólares por barril.

El petróleo que PEP produce es vendido tanto a Pemex Refinación como a Pemex Internacional para su exportación a un precio ligado a los precios spot de crudos llamados referencia, tales como el West Texas Sour (WTS) –para crudos vendidos en América– o bien el crudo Brent –para crudos vendidos en Europa– siguiendo una fórmula que refleje los rendimientos netos de los crudos mexicanos al ser procesados en una refinería de determinada complejidad, de tal forma que se le asegure al refinador un rendimiento mínimo. Así por ejemplo, para crudo Maya vendido a Estados Unidos (y a Pemex Refinación), la fórmula está dada por:  $Maya = 0.24WTS + 0.147ANS + 0.099(LLS + Brent\ DTD) + 0.394(FO\ No.\ 63\%S) + K$ , donde:

- WTS es: precio spot del crudo Westa Texas Sour en Midland<sup>3\*</sup>
- ANS es: Precio spot del crudo Alaskan North Slope
- LLS es: Precio spot del crudo Louisiana Light Sweet
- Brent DDT es: Precio spot del crudo Brent dated
- FO No. 63% Precio del Fuel Oil No.6 con 3 de azufre.
- K es: constante determinada mensualmente por el Comité de Comercio Exterior de Petróleo considerando los rendimientos de

<sup>3</sup> Todos estos precios tomados de la publicación "Platt's Crude Oil Marketwire"



nuestros crudos con la canasta incluida en la fórmula, ajustes por condiciones comerciales, ajustes por riesgos volumétricos y otros factores cualitativos del mercado.

Esta fórmula lo que intenta reproducir es que procesar 100 barriles de crudo Maya en una refinería de complejidad básica da los mismos rendimientos de productos que procesar una mezcla de 24 barriles de WTS, 14.7 barriles de ANS, un barril de LLS, un barril de Brent y 39.4 barriles de combustóleo pesado. De los ingresos que se generan por la venta de crudo e hidrocarburos procesados, Pemex paga al gobierno por lo menos 60.8% sobre sus ingresos.<sup>4</sup>

### Perspectivas de los precios del crudo

No sólo las reservas de México están disminuyendo. Se estima que en los últimos 10 años se han producido 25 mil millones de barriles en el mundo mientras que solamente se han incorporado 5000 millones de barriles de reservas nuevas a pesar de las nuevas tecnologías que hacen más precisa la búsqueda de reservas.

<sup>4</sup> Más 39.2% por los barriles que superan la estimación presupuestal a través del mecanismo ARE (Aprovechamiento de Rendimientos Excedentes).

La mayoría de estas nuevas reservas se encuentran en los países del Cercano Oriente y en Canadá, donde ahora se considera como reservas probadas sus gigantescos yacimientos de arenas bituminosas.

Se espera que la producción mundial llegue a un nivel máximo entre 2010 y 2016, cuando alcance los 90 millones de barriles diarios. Para entonces las reservas convencionales en la mayoría de los países productores estará prácticamente agotada, y sólo Arabia Saudita, Kuwait, Irak y los Emiratos Árabes continuarán teniendo existencias. Los precios del crudo se duplicarán o triplicarán, volviéndose rentable para los demás países la explotación de yacimientos no convencionales o a grandes profundidades, así como la proliferación de sistemas alternos de energía tales como celdas solares, celdas de combustible, etcétera, para los automóviles. Para las plantas de fuerza habrá un renovado interés en la nucleoelectricidad y la geotermia. Tan sólo en el caso de los aviones no se prevé un combustible alternativo a la turbosina, por lo que los costos de viaje por avión aumentarán. El petróleo perderá importancia como combustible, pero aumentará el valor de los petroquímicos.

El aumento en la producción se da como respuesta a las proyecciones de la demanda, pero estas no toman en cuenta ni un alza generalizada de precios ni el florecimiento de nuevas tecnologías, de modo que la realidad puede ser diferente a las proyecciones planteadas.

La estrategia de México de aumentar su producción a niveles record sin aumentar sus reservas no tiene justificación fuera de capturar los altos precios del crudo y la necesidad del gobierno de equilibrar su presupuesto, ya que el aumento de la demanda interna no tiene relación con los niveles planeados de producción. Va incluso en contra de la misión explícita de Pemex de maximizar el valor a largo plazo de los recursos petroleros.

Mejor le convendría prolongar la vida de sus reservas, no sobre explotándolas y esperar que los altos precios se mantengan si no tan altos como están ahora, sí muy superiores a los precios de entre \$18 y \$25 dólares por barril, que fue la norma durante mucho tiempo. El peligro es que el desarrollo de nuevas tecnologías vuelva obsoletos los recursos petroleros. Esto parece infundado ya que el parque vehicular en México tiene un promedio de 10 años de antigüedad. Es decir, que si se mantiene esa tendencia, en el año 2016 el vehículo promedio será modelo 2006, usando la misma tecnología que ahora.

### La razón de que México exporte crudo e importe gasolinas

En términos generales, los productos que produce cualquier refinería son: gas LP, gasolinas, diesel, kerosinas (turbosina), combustóleo y asfalto; producen también un sinnúmero de otros productos en pequeñas proporciones. Los precios de los productos varían especialmente en función de su densidad, los que son más ligeros que el crudo valen más que éste.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Precio crudo recibido (DL/BL)	13.64	25.33	20.94	21.93	26.55	33.16	43.95	54.41
Grupo gas licuado (DL/BL)	16.68	28.90	25.65	21.34	29.64	38.59	44.42	47.97

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Grupo gasolinas (DL/BL)	22.36	36.68	34.38	32.14	39.06	51.63	68.83	79.51
Grupo kerosinas (DL/BL)	20.39	35.82	30.92	28.22	34.78	46.41	70.89	77.52
Grupo diesel (DL/BL)	20.24	35.46	32.79	29.01	36.16	46.60	68.67	79.68
Grupo combustóleos (DL/BL)	11.35	18.62	15.04	18.12	21.47	21.89	28.22	37.51

Fuente: Estados de resultados, BDR.  
\*2003: datos preliminares.

Como se puede ver, el precio del combustóleo siempre es menor al precio del crudo. La rentabilidad de una refinería depende tanto de la canasta de productos que elabora (una variable más o menos bajo su control) como de los precios de los petrolíferos y del crudo (una variable fuera de su control). Por lo tanto, mientras mayor sea el rendimiento de los productos más valiosos que el crudo y menor el de los productos menos valiosos que el crudo, la refinería será más rentable. El siguiente cuadro muestra los rendimientos netos (productos entregados a ventas/crudo a proceso) del Sistema Nacional de Refinación.

Entrega a ventas/crudo recibido (%)	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Gas licuado	19.40	17.31	17.52	18.91	18.63	18.64	18.98	19.16	19.41	19.15
Gasolinas (b)	32.47	31.25	32.11	33.05	32.04	31.19	32.05	34.77	35.88	35.49
Querosenos	5.36	4.76	4.60	4.77	4.53	4.55	4.56	4.64	4.77	4.93
Diesel (b)	21.01	22.17	22.60	22.14	21.64	22.50	21.46	23.99	24.91	24.77
Combustóleo	32.59	34.30	34.75	34.85	34.45	34.82	36.15	30.90	28.24	27.31
Otros (c)	6.90	7.12	7.28	7.25	6.88	5.97	5.89	7.80	8.57	9.36

Fuente: Estados de resultados, BDR.  
(a) Excluye retorno de productos por concepto de maquila de crudo.  
(b) Incluye productos no terminados. Para las gasolinas excluye la producción de naftas.  
(c) Incluye asfaltos, aceite cíclico ligero, lubricantes, parafinas. Grasas, aeroflex 1 y 2, extracto de furfural, coque, gas seco y combustible industrial.

De este cuadro se desprende una conclusión importante: con las inversiones en la reconfiguración de las refinerías, los rendimientos de los productos más valiosos que el crudo final-

mente han crecido, mientras que los rendimientos de productos menos valiosos que el crudo (combustóleo) han disminuido, sin embargo la proporción de combustóleo sigue siendo muy alta (27.31%) mientras que en Estados Unidos, donde se procesan crudos más ligeros, el valor típico es de 12%. No ha habido un incremento sustancial en el volumen de crudo procesado, como se muestra a continuación:

Periodo	Crudo procesado (mbd)	Crudo Maya (pesado) procesado (mbd)
1995	1,267	435
1996	1,242	452
1997	1,283	402
1998	1,228	360
1999	1,227	380
2000	1,252	333
2001	1,244	345
2002	1,283	424
2003	1,303	495
2004	1,284	532
2005	1,267	435
2006	1,242	452

Lo que sí ha habido es un incremento moderado del porcentaje de crudo Maya procesado, que pasó de ser 30.94% en el periodo de 1987 a 1995 a 33.05% en el periodo de 1996 a 2003.

Como resultado neto, el valor total de los productos de la refinación de petróleo es marginalmente superior al valor del crudo procesado, de modo que refinar petróleo agrega muy poco valor agregado debido al gran porcentaje de productos más pesados que el crudo (combustóleo) producido:

Estado de resultados (MMDLS)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ventas	8814	14566	12871	12592	16191	20495	27629
Costo de insumos	6895	12617	10691	10949	13668	17009	22362
Autoconsumos	430	732	768	687	1100	1255	1618
Costo de operación ex. Depreciación	539	685	761	906	881	881	987
Servicios auxiliares	138	146	155	156	169	212	206
Depreciación	288	313	348	358	372	411	457
Utilidad antes de impuestos	662	219	302	-308	171	939	2204

Índices	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Proceso de crudo (MB)	448227	449222	456942	454571	469339	477035	468806
Margen bruto de operación (DL/BL)	4.28	4.34	4.77	3.62	5.38	7.31	11.23
Margen neto de operación (DL/BL)	2.12	1.19	1.42	0.11	1.16	2.83	5.68
Margen neto con depreciación (DL/BL)	1.48	0.49	0.66	-0.68	0.36	1.97	4.70

### Conclusión y recomendaciones

La realización de este documento ha tenido la finalidad de mostrar el desempeño que ha tenido el sector petrolero en la rama de petróleo crudo en los últimos años y además lo que se espera de éste sector para los siguientes. Uno de los mayores problemas que los países en desarrollo deberán enfrentar en los próximos años será el incremento de su demanda de energéticos.

En otra perspectiva, siendo precarias las condiciones económicas de los países no altamente industrializados como para hacer inversiones cuantiosas y significativas en la acción energética, las recomendaciones generales del Banco Mundial acerca de la racionalización en el uso de estos recursos, son oportunas. Los porcentajes de ahorro de energía en países como Estados Unidos y algunos de Europa indican que estas respuestas al problema son las correctas.

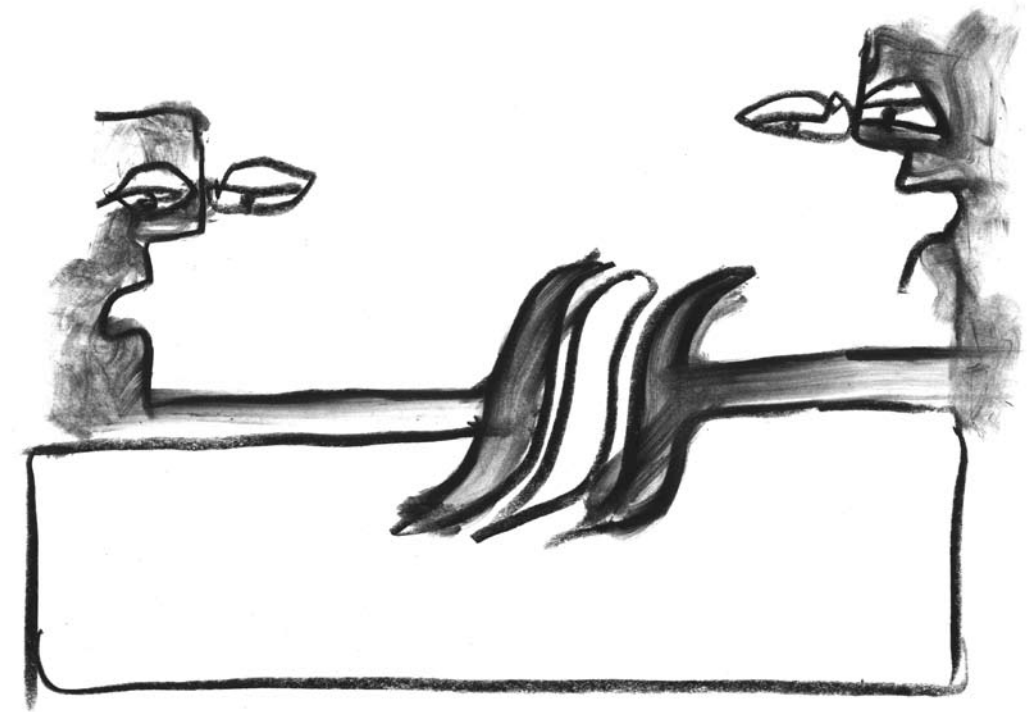
Finalmente la eficiencia y la renovación tecnológica en los distintos campos de la energía serán un factor indispensable para la satisfacción de la demanda que se espera para las próximas décadas. **B**

### Bibliografía

- Barbosa, Fabio, Exploración y reservas de hidrocarburos en México, Universidad Autónoma de México, 2000.
- Call, Steven y Holahan, William, Microeconomía, Grupo Editorial Iberoamérica, 1983.
- Pemex, Las reservas de hidrocarburos de México, 1999.
- Secretaría de Energía, Prontuario del sector de energía: 1992-1997, Secretaría de Energía, Dirección General de Política y Desarrollo de Energéticos.
- INEGI, XV censo industrial: minería y extracción de petróleo.

## Salinas y el arca perdida

Francisco R. Calderón



Ante la indiferencia general acaba de aparecer el libro del ex presidente Carlos Salinas de Gortari, "La Década Perdida 1995-2006. Neoliberalismo y populismo", ladrillo de 557 páginas que seguramente será amplia y generosamente obsequiado a los miembros de la clase política. En esta obra todos los males y carencias de México se deben a los regímenes de Zedillo y de Fox a quienes califica de "neoliberales", mote que en estos días se usa para denostar y condenar a toda posición política que no coincida con la de la izquierda selvática.

Curiosamente los mayores éxitos del gobierno salinista como el abatimiento de la inflación, la reducción del déficit presupuestal, el Tratado de Libre Comercio de América del Norte, la libertad otorgada a los ejidatarios y comuneros para decidir si prefieren que sus parcelas sean de su propiedad y la privatización de muchas empresas, incluidos los bancos, son calificados como "neoliberales" por los izquierdistas delirantes. Ahora Salinas trata de deslindarse de sus políticas anteriores argumentando que su posición no fue la del "neoliberalismo" sino la del "liberalismo social".

¿Cuál es la diferencia entre neoliberalismo y liberalismo social? Después de escudriñar las páginas de su libro se encuentra que para Salinas hay dos diferencias: la primera, una minúscula, consistente en que su Programa de Solidaridad otorgaba subsidios a las presidencias municipales y otras corporaciones (con fines evidentemente clientelistas y electoreros) mientras que los programas Progres y Oportunidades de los "neoliberales" Zedillo y Fox han otorgado sus ayudas a las familias directamente porque consideran al individuo como ente aislado, olvidando su inserción en la sociedad (!!).