

Situación de las reservas y el potencial petrolero de México

Las cifras de las reservas de hidrocarburos han sido objeto secular de polémicas, no sólo en México, como es de suponer, pero sí ahora con mayor intensidad en nuestro país debido a que, en los años recientes y en el contexto de las nuevas exigencias financieras que acompañan a la globalización, Pemex ha sido obligado a realizar importantes cambios en cuanto a las definiciones y estadísticas de las reservas de hidrocarburos. Estamos convencidos de que esos cambios no han sido suficientemente transparentes y quizás han creado confusión. En este artículo nos proponemos reunir información, acaso antes dispersa, sistematizarla y ofrecer una explicación comprensible de los nuevos conceptos o nociones sobre las reservas, así como de los cambios operados en las cifras.

Pero las confusiones no se circunscriben al problema de las reservas. A partir de la divulgación de la inminente declinación del pozo Cantarel, analistas y académicos esperan incluso una caída en la producción para fechas tan cercanas como este mismo sexenio o el próximo. En este texto examinaremos la actividad reciente –y los resultados– de

Pemex exploración y producción (PEP), en particular los proyectos de exploración, desarrollo y optimización de campos que forman parte del Plan de negocios de PEP. Intentaremos explicar por qué la empresa asegura que se mantendrá, e incluso se incrementará, la producción de crudos, y cómo al parecer no habrá problemas de oferta en los próximos años. Pero no nos limitaremos –como lo haría Pemex– a una visión de corto o mediano plazos, es decir, a un período sexenal o a los próximos diez años. En su último informe de gobierno, el presidente Vicente Fox informó, como hicieran previamente los más altos directivos de Pemex, sobre la más reciente evaluación del potencial petrolero del país, concentrado fundamentalmente en las aguas profundas del Golfo de México. Una cifra muy importante: 54 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Sobre esta evaluación tan optimista y, sobre todo, tan provisional –puesto que aún está pendiente su confirmación mediante perforaciones y descubrimientos– descansan proyecciones, estudios prospectivos y propuestas respecto de que, con los suficientes montos de inversión y las adecuadas tecnologías, México puede elevar la producción de 4.7 millones de barriles diarios a 5.5 y, las más alegres, hasta entre 7 y 8 millones de barriles diarios. Sin adentrarse en el problema de si acaso sea necesario que Pemex celebre alianzas o comparta la renta petrolera –cuestión que desborda los objetivos de este artículo– y sin las pretensiones de un estudio prospectivo, en este texto realizaremos, por último, un escarceo, un esfuerzo, un intento por asomarnos al largo plazo (los próximos 25 años), al abordar un tema que cada vez más aparece como objeto de estudio en los medios petroleros internacionales: el llamado pico del petróleo (*peak oil*). Éste, esperamos dejar en claro, no significa el fin del petróleo sino el punto en que, agotada la mitad de la dotación geológica, se inicia la etapa de la declinación, a partir de la cual la extracción y por tanto las exportaciones empezarán a reducirse.

Redefinición de las reservas según los criterios del Congreso Mundial del Petróleo

Durante el gobierno del presidente Ernesto Zedillo, Pemex aceptó revisar las cifras de sus reservas al adoptar las nuevas definiciones, criterios y lineamientos de cálculo diseñados por el World Petroleum Congress (WPC) y por la Society of Petroleum Engineers (SPE).¹ Ésta constituyó una medida muy importante porque implicó el abandono de las definiciones que estuvieron vigentes a partir del auge de los años setenta.

El nuevo cálculo fue un dilatado proceso que se prolongó por tres años. En 1996 se revisaron las reservas de 39 campos de la Sonda de Campeche; en 1997 se revaluaron las reservas de 164 campos de la región sur y, finalmente, en 1998 las de 412 campos de la región norte.

Adicionalmente, Pemex sometió las nuevas cifras a una auditoría realizada por dos consultorías estadounidenses: Netherland Sewell & Associates Inc. y De Golyer and Mac Naughton. El resultado más importante de la revisión con las nuevas definiciones fue la disminución de las reservas probadas.² Las de crudo cayeron, de 41 392 millones de barriles en 1998, a 24 700 en 1999; las reservas de gas se desplomaron de 63 billones de pies cúbicos en 1998, a 30 billones en 1999. El cuadro siguiente (número 1) muestra la estadística de 1976 a 1999.

1. Para una amplia explicación ver: en Fabio Barbosa, *Exploración y reservas de hidrocarburos en México*, México, IIEc-UNAM y Miguel Ángel Porrúa, 2000; la versión oficial en José Antonio Ceballos, Director de Pemex Exploración y Producción, prefacio a *Las Reservas de Hidrocarburos de México, evaluación al 1 de enero de 1999*, México, Pemex, 1999.

2. "Las reservas probadas de petróleo y gas natural son aquellas cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que los datos geológicos y de ingeniería demuestran con certeza razonable ser recuperables en el futuro de los yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas y operativas existentes, i.e. precios y costos a la fecha de estimación. Las reservas probadas son estimadas por el personal técnico de PEP usando métodos estándar, tanto geológicos como de ingeniería, generalmente aceptados por la industria petrolera. La opción por un método o combinación de métodos empleado en el análisis de cada yacimiento se determina por factores como: experiencia en el área, etapa de desarrollo, calidad y certidumbre de los datos básicos e historial de producción y presión." El párrafo del informe que transcribimos enfatiza los aspectos de incertidumbre en todas las estimaciones, incluso las probadas: "La información acerca de las reservas contenida en el presente reporte anual representa únicamente estimados. La evaluación de las reservas es un proceso subjetivo en el que se realiza una estimación de las acumulaciones de petróleo crudo y gas natural en el subsuelo que no pueden medirse de manera exacta. La precisión de cualquier estimación acerca de las reservas depende de la calidad de la información disponible, de la ingeniería, de la interpretación geológica y del criterio. Como resultado de lo anterior, los estimados de diferentes ingenieros pueden variar entre sí. Además, los resultados de perforación, pruebas y producción posteriores a la fecha de un estimado pueden justificar la revisión del mismo." Este texto se reproduce en distintos boletines y reportes, véase por ejemplo "Anuncia Pemex sus estimaciones de reservas de petróleo y gas natural" en *Boletín*, 9 de septiembre de 2002, y "Annual Report as of December 31, 2003", ambos en www.pemex.com

Cuadro 1 Reservas probadas de crudo, 1976-1999 (millones de barriles)	1976	3 954
	1977	6 436
	1978	10 428
	1979	28 407
	1980	30 616
	1981	44 161
	1982	48 084
	1983	48 084
	1984	49 911
	1985	49 260
	1986	48 612
	1987	48 041
	1988	47 176
	1989	46 191
	1990	45 250
	1991	44 560
	1992	42 296
	1993	44 439
	1994	44 043
	1995	43 127
	1996	42 146
	1997	42 072
	1998	41 392
	1999	24 700

Fuente: Pemex, *Anuario Estadístico*, diversos años.

La revisión, de acuerdo a las nuevas definiciones y con los nuevos lineamientos de cálculo, disminuyó la reserva probada en más de 16 mil millones de barriles de crudo, pero ello no significó que ese enorme volumen desapareciera o se esfumara, como si la riqueza del subsuelo mexicano hubiera sido una ficción inventada en los años del auge. Lo que ocurrió fue que esos más de 16 mil millones de barriles fueron reclasificados en dos nuevas categorías: 9 mil millones pasaron a la condición de reservas *probables*³ y casi 7 500 millones de barriles fueron trasladados a la categoría de *posibles*.⁴

3. Las reservas se clasifican como *probables*, atendiendo a criterios geológicos y de ingeniería de producción; entre las principales destacan: cuando la información geológica es insuficiente y son necesarios más estudios exploratorios y de detalle; cuando no se dispone de muestras del subsuelo tomadas en la perforación; también cuando las formaciones descubiertas no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos. En el ámbito de la ingeniería de producción, cuando la reserva clasificada como probable se atribuye a perforaciones intermedias o cuando su explotación requiere instalaciones de recuperación secundaria (inyección de agua) o terciaria (inyección de gases como el nitrógeno o el bióxido de carbono) pero el proyecto no se encuentra en operación. Tradicionalmente, se distinguen tres mecanismos de explotación de yacimientos de hidrocarburos: la recuperación primaria, la recuperación secundaria y la recuperación terciaria. La recuperación primaria o drenaje natural de los yacimientos no necesita ninguna acción exterior. El desplazamiento de hidrocarburos se hace por la diferencia de presión entre los fluidos contenidos en el medio poroso de las rocas y el fondo de los pozos de producción. En la recuperación secundaria se utiliza principalmente la inyección de agua debido al desplazamiento eficiente del aceite por este fluido hacia los pozos productores; también se ha utilizado como fluido de inyección el gas pobre (esencialmente metano) con el mismo propósito pero con resultados no tan satisfactorios como con el agua; la recuperación terciaria constituye un conjunto de procesos térmicos, biológicos, químicos y de inyección de gases; véase *Recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos*, México, PUE-UNAM-Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM, 1986.

4. Las reservas se clasifican como *posibles* cuando los volúmenes estimados están basados en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las clasificadas como probables del

Así, en 1999 surgió la que podríamos llamar la nueva contabilidad de las reservas de hidrocarburos, ajustada a las definiciones, categorías y criterios del WPC y de la SPE. El siguiente cuadro (número 2) contiene los principales datos publicados a partir de la revisión y auditoría, aunque limitados a petróleo crudo. Aparece en primer lugar la evaluación de los recursos originales *in situ*⁵, en las siguientes columnas, la reserva probada y probable, que ya definimos; enseguida, la suma de las dos categorías anteriores, probada más probable, llamada reservas 2P, o con 50% de probabilidades. (Esta última estimación es muy importante porque es utilizada en múltiples estudios internacionales sobre las reservas, como veremos más adelante.) Siguen en nuestro cuadro las reservas posibles, que también ya definimos; la reserva total o 3P, que es la suma de las probadas, probables y posibles; y finalmente la cifra de la producción acumulada.

Cuadro 2	Años	Original <i>in situ</i> (Totales)	Reserva probada	Reserva probable	Probada + probable (2P)	Possible	Total	Producción acumulada
Reservas de crudo probadas, probables, totales y crudo <i>in situ</i> (años seleccionados) (millones de barriles)	1999	276 877	24 700	8 885	33 585	7 479	41 064	25 341
	2001	279 067	23 660	8 982	32 642	7 275	39 918	27 567
	2002	279 558	22 419	8 930	31 350	6 937	38 286	28 769
	2003	275 350	15 124	12 531	27 655	8 611	36 266	29 928
	2004	275 533	14 120	11 814	25 934	8 455	34 389	31 106
	2005	280 391	12 882	11 621	24 503	8 809	33 312	32 347

Fuente: elaborado con datos de PEP, *Las reservas de hidrocarburos de México*, ya citado, y Pemex, *Memoria de labores*, años correspondientes.

Redefinición de las reservas probadas según los criterios de la Securities and Exchange Commission

En 2003 ocurrió un nuevo cambio en la definición y la metodología de cálculo, aunque, en este último caso, limitado a las reservas probadas. Ahora Pemex se alineó con los criterios y lineamientos de la Securities and Exchange Commission (SEC), una institución reguladora de las emisiones de bonos en las bolsas de valores de Estados Unidos, cuyos criterios de clasificación están relacionados fundamentalmente con los problemas de liquidez de las entidades que pretenden fondearse. Así, la SEC sólo reconoce como probadas

misma yacimiento; o bien cuando se atribuyen a mecanismos de recuperación terciaria que, 1) no están en operación y además 2) existen dudas razonables de que el proyecto sea comercial; cuando el área en que se considera que se encuentra la reserva posible en cuestión se ubica en una sección más baja de la estructura petrolera y, finalmente, cuando existen dudas razonables sobre la rentabilidad del proyecto de su explotación (Pemex Exploración y Producción, *Las Reservas de hidrocarburos de México*, evaluación al 1 de enero de 2004, México, Pemex, 2004).

5. El volumen original *in situ* se define como la cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, este indicador es el referente para estimar el factor de recuperación.

las reservas de los campos en desarrollo, es decir que se encuentran en explotación, que están produciendo en el momento de la evaluación, lo cual es lo único que garantiza la existencia de un flujo de efectivo que respalde las inversiones de los compradores de bonos en el mercado de dinero norteamericano. En consecuencia, la reserva probada de campos descubiertos años atrás pero aún sin desarrollar fue eliminada de la columna de probadas y reclasificada. Citamos a continuación un amplio párrafo que explica los nuevos criterios:

Debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado... una demora excesivamente larga en el programa de desarrollo puede originar una duda razonable acerca de la explotación de tales reservas y conducir a la exclusión de tales reservas en la categoría de reserva probada... el deseo de producir tales volúmenes de reservas es un requisito para llamarlas reservas probadas no desarrolladas. Si reiteradamente esta condición no es satisfecha es común reclasificar estas reservas a una categoría como reservas probables... Así la certidumbre sobre la ocurrencia de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo debe ir acompañada de la certidumbre de desarrollarlas... Si este elemento no es satisfecho, la reclasificación toma lugar no por una incertidumbre sobre el volumen de hidrocarburos, sino por la incertidumbre de su desarrollo.⁶

Pero debe aclararse que si bien en los criterios SEC predomina el enfoque financiero, también existen nuevas exigencias de tipo geológico y de ingeniería de producción. Así, para determinados ambientes sedimentarios arenosos, que caracterizan por ejemplo a los yacimientos de Chicantepec, se exigen pruebas de presión para reconocerlos como probados; si éstas no han sido realizadas, los criterios SEC sólo reconocen el área inmediatamente anexa a la zona productora.⁷

Nuevamente, la estadística de las reservas probadas sufrió una abrupta caída, pasando de 22 419 millones de barriles en 2002, a 15 124 millones de barriles en 2003. El cuadro 3 reproduce las cifras entre 2001 y 2004, para enfatizar el giro.

Cuadro 3	Año	Millones de barriles
Reservas probadas de crudo al 1 de enero de cada año	2001	23 660
	2002	22 419
	2003	15 124
	2004	14 120

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, años correspondientes.

6. PEP, *Las reservas de hidrocarburos de México. Evaluación al 1 de enero de 2004*, ya citado.

7. La más completa explicación de los nuevos lineamientos vigentes, insistimos, para las reservas probadas, se publicó en la cuarta actualización de PEP, *Las reservas de hidrocarburos de México. Evaluación al 1 de enero de 2003*, México, Pemex Exploración y Producción, 2003.

La disminución entre 2002 y 2003 fue de más de 7 000 millones de barriles y afectó fundamentalmente a Chicantepec. Las explicaciones del Raúl Muñoz Leos, entonces director general de Pemex,⁸ y el hecho de que ese mismo año de 2003 se reemprendiera el proyecto de desarrollo de esa controvertida área, Chicantepec, refuerzan nuestro planteamiento de que en esta segunda reclasificación predominaron las razones financieras.⁹

De este modo surgió esta nueva contabilidad, válida sólo para las reservas probadas. De ahí que en México actualmente tengamos una doble contabilidad de las reservas de hidrocarburos. Por un lado, las cifras que resultan de los criterios del WPC y por otro lado la de las reservas probadas, que se ajusta, desde 2003, a los criterios de la SEC.¹⁰ Nuestro señalamiento de esta doble contabilidad *no* pretende sugerir alguna “anomalía”; creemos que surgió de una necesidad real. A fin de ajustarse a las exigencias financieras, las reservas probadas que se informan son las que están en explotación en el momento de la evaluación; para otros casos, ya sea en el país o en el extranjero, se utilizan las otras categorías: 2P y 3P ya reseñadas. Así, por ejemplo, para informar sobre los descubrimientos se hace referencia a las *reservas totales* o 3P, es decir la suma de las probadas, probables

8. El ingeniero Raúl Muñoz Leos explicó que: “En Chicantepec... una buena parte de las reservas probadas que ya teníamos fue reclasificada como probable por falta de inversiones para su desarrollo. Esta decisión está en línea con los criterios internacionales más estrictos en la materia. El acceso a posibilidades de inversión con tecnología de punta permitirá reclasificar de nuevo, como probadas, estas reservas en beneficio de Pemex y de nuestro país” (discurso en el III Encuentro y Exposición Internacional de Tecnología Petrolera, III E-Exitep, Veracruz, Ver., 7 de marzo de 2003).

9. Se trataba retomar un proyecto iniciado e interrumpido en los años ochenta. Chicantepec es un área de geología difícil que exige perforación masiva de pozos; para su desarrollo se requiere de 15 mil nuevos pozos, casi tanto de los perforados en toda la historia de la industria petrolera mexicana. Para mayor información, véase Fabio Barbosa, *op. cit.* El nuevo proyecto Chicantepec se desarrolla por etapas; para la actual, las inversiones aprobadas se limitan a cinco campos: Agua Fría, en Puebla; y Amatlán, Corralillo, Ahuatepec y Tajín, en Veracruz. En éstos fueron perforados 97 pozos durante 2003 y, según el gerente de la zona norte de Pemex, algunos con resultados exitosos. Campos como el de Tajín multimplicaron tres veces su producción en ese mismo año de 2003. Desde luego se trata de pequeñas producciones de 3000 barriles diarios, que suman unos 700 mil barriles anuales (véase Pemex, *Anuario Estadístico 2004*). En consecuencia, las reservas de Chicantepec ya empezaron a ser reclasificadas como probadas. La reclasificación de probables a probadas es de unos 70 millones aproximadamente, es decir, un volumen pequeño en un proceso lento.

10. El propio Pemex lo señala explícitamente: “A partir de 2003 la empresa utiliza, para la estimación de la reserva probada, las definiciones emitidas por la estadounidense Securities and Exchange Commission. Para las reservas probables y posibles, las evaluaciones corresponden a las definiciones emitidas por la asociación de profesionales Society of Petroleum Engineers (SPE) y por los comités del World Petroleum Congress” (Pemex, *Memoria de labores, 2003*, México, 2004). Para abundar, citemos otro fragmento en el que se hace muy explícito el nuevo criterio para la definición de reservas probadas y las reglas de la SEC: “La Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC) permite que, en sus informes a las empresas de crudo y gas, se divulguen reservas probadas que hayan demostrado, por producción actual o pruebas de formación concluyentes, que son, bajo condiciones económicas y operativas existentes, económica y legalmente producibles. Hemos utilizado ciertos términos en este boletín, tales como reservas totales, reservas probables, reservas posibles, reservas 2P y 3P, que los lineamientos de la SEC prohíben estrictamente utilizar en sus reportes. Los inversionistas son invitados a considerar cuidadosamente la divulgación de la información en la forma 20-F, disponible también de nuestra página de Internet” (Pemex, *Boletín*, 18 de marzo de 2005, www.pemex.com).

y posibles. Un indicador que se difunde con orgullo, la llamada tasa de reposición de reservas, que veremos más adelante en el cuadro 7, se elabora oficialmente a partir de la reserva total, es decir de acuerdo con los conceptos del WPC.

En suma, el renglón estadístico sobre las reservas probadas es un indicador, una referencia importante, pero no el único referente de lo que puede ser producido a futuro.¹¹

Los proyectos en la cartera de negocios de PEP

A partir de los presupuestos que la subsecretaría de Egresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) asigna y, posteriormente, aprueba la Cámara de Diputados, Pemex está en posibilidad de emprender proyectos de recuperación secundaria o terciaria, o bien programas de reubicación de pozos en estratos ya sea por encima o por debajo de las propias estructuras petroleras, es decir, profundizar las perforaciones. Asimismo, estimular, mantener, o simplemente ampliar el número de pozos; implantar algún sistema de bombeo y otras operaciones que –como señalamos en la referencia 5, al explicar las definiciones de las reservas– le permitirán reclasificar las que hoy son probables como probadas. De igual manera, los ritmos de inversión y los resultados de las perforaciones permitirán trasladar por lo menos una parte de las que hoy se consideran como posibles a la columna de probables.

El conjunto de estos proyectos de desarrollo, optimización, rehabilitación y, en ocasiones, reingreso a pozos o campos descontinuados, forma parte del llamado Plan de negocios de PEP. Algunos de estos proyectos incluyen un plan exploratorio que, de ser exitoso, significará la extensión del campo o la cuenca petrolera. Cada proyecto comprende una estimación sobre los volúmenes incrementales de la producción esperada; de ahí que sean una fuente imprescindible para conocer las perspectivas de la producción futura. En conjunto, constituyen un indicador del potencial de producción en el corto y mediano plazos, e inciden lentamente en el crecimiento de las reservas y el potencial petrolero. Subrayamos la advertencia de que no se reflejan de inmediato en la estadística de reservas y que los proyectos están sujetos a múltiples vicisitudes: aunque los diseña PEP, tanto su puesta en marcha como sus financiamientos y ejecución dependen de la aprobación de la

11. Saltan a la vista las limitaciones del indicador “reservas-producción”. Éste mide la duración de las actuales reservas probadas al ritmo de la producción del año anterior. Supone que la demanda no se modificará en el futuro, es decir que el consumo interno y las exportaciones se mantendrán inmutables; supone también que ya no se presentarán incrementos de las reservas como resultado de mejoras técnicas y, finalmente, que ya no se descubrirá ningún nuevo campo. Siendo director de PEP, el ingeniero Ceballos Soberanis, explicó que “la relación reservas-producción es una medida poco realista para pronosticar el agotamiento de los hidrocarburos... no considera ni los nuevos yacimientos por encontrar, ni que la producción de los campos declina”: José Antonio Ceballos, discurso pronunciado en el Congreso de la AIPM, Mérida, Yuc., marzo de 1999. No obstante, la relación reservas-producción se utiliza con frecuencia para señalar la inminencia del agotamiento del petróleo. Entre innumerables citas, podría considerarse el siguiente fragmento de un discurso emitido por Felipe Calderón, en su breve paso por la Secretaría de Energía: “en 12 años se agotarán las reservas de crudo; no tenemos campo de maniobra. Si México no invierte en nuevos recursos nos quedaremos sin reservas”, *El Financiero*, México, D. F., 26 de marzo de 2004.

SHCP y luego del Congreso; por tanto, a menudo sus resultados sufren retrasos. De hecho, es muy frecuente constatar demoras, pero sin información concreta o específica sobre cada proyecto, un retraso no puede ser considerado como un fracaso geológico o de la ingeniería. A pesar de la incertidumbre, es incuestionable que este agregado se exprese en las columnas de probables y posibles; si se consideran solamente los volúmenes incrementales de los diversos proyectos, reciben la denominación de "reservas identificadas" por parte de algunos analistas. Instituciones como el DOE no utilizan las categorías de probable y posible, por lo que catalogan ese renglón como "crecimiento futuro de los campos y cuencas en actual explotación".

Como ya se mencionó, los cálculos sobre la producción incremental de los proyectos del Plan de negocios son un indicador de la producción futura; de ahí que la simple información pueda tener un impacto en los precios. Si esto es cierto, esa documentación tiene que ser necesariamente confidencial,¹² y excepcionalmente se nos ha permitido conocerla, si bien no en su totalidad. En febrero de 2003, nosotros publicamos, por primera vez en México, la relación completa de la producción incremental esperada de 61 proyectos que entonces integraban el Plan de negocios de PEP.¹³ En 2004, el maestro Carlos Morales Gil, actual director de PEP, informó que existían ya 95 proyectos en desarrollo.¹⁴ A continuación se presenta el cuadro 4 que incluye solamente aquellos proyectos cuyos financiamientos fueron aprobados en el presupuesto de la Federación de 2003. Pueden verse, en el renglón número 3, las estimaciones sobre la caída de Cantarel, cuya producción empezará a declinar a partir de 2006, así como las cifras de producciones incrementales de otros proyectos que compensarán ese déficit, sin dejar de insistir en que las cifras que aquí presentamos se encuentran notoriamente subestimadas. No obstante, estos 23 proyectos aseguran por sí solos una producción promedio arriba de 3.5 millones de barriles diarios, entre 2005 y 2010.

12. Estos proyectos se clasifican de muy diversas maneras: estratégicos, operacionales, de desarrollo, exploratorios, etcétera.

13. Véase Fabio Barbosa, "Nuevo boom petrolero. Planes para elevar a 4 MMBD la producción", *Petróleo y electricidad*, año VIII, núm. 84, abril de 2003; más tarde se publicó una síntesis del mismo en David Shields, *Pemex: un futuro incierto*, México, Ed. Planeta, 2003.

14. Véase "Consolidando plataformas: el programa de negocios de PEP", *El mundo del petróleo*, México, año 1, tomo 2, febrero-marzo de 2004. Morales Gil señaló 41 proyectos de explotación, 22 de exploración, 6 combinados y 26 de infraestructura y transporte. Entre los proyectos que se han puesto en marcha y que no se mencionan en el cuadro 4 se encuentran "Tomón", "Progreso", que se desarrolla frente a las costas de Yucatán, "Cuichapa" en el istmo de Tehuantepec, "Sierra norte de Chiapas", del que veremos algunos resultados más adelante y "Cazones". Este último es un regreso a la antigua faja de oro marina. De él se espera la primera producción en este año de 2005, sobre este último véase A. Escalera, R. Hernández y D. Saavedra, "Revitalización de la faja de oro marina, una estrategia para incorporar reservas e incrementar la producción de aceite ligero y superligero", ponencia presentada en la IV E-Exitep 2005, 20-23 de febrero de 2005, Veracruz, Veracruz.

Cuadro 4**Proyectos con presupuestos aprobados: producción esperada 2003-2010**

(Miles de barriles diarios)

Proyecto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Heredados del sexenio anterior								
Cantarel	2 137	2 148	2 170	1 855	1 597	1 482	1 358	1 191
Delta del Grijalva	47	38	31	27	24	22	19	17
Jacinto-paredón	11	10	9	8	7	7	6	6
Peg-marino	27	41	62	112	200	244	216	157
Peg-Coatzacoalcos	-----	-----	1	18	67	121	149	176
Peg-costero	6	10	8	6	5	4	3	2
Aprobados en el actual sexenio								
1. Ku-zaap-maloob	316	328	461	607	778	818	806	800
2. Abkatún	96	97	97	100	105	110	99	101
3. Caan	116	83	52	41	22	8	1	-----
4. Taratunich	43	40	35	24	9	3	2	-----
5. Kanaab	5	5	3	-----	-----	-----	-----	-----
6. Pol	40	33	24	19	13	11	8	-----
7. Chuc	101	91	78	65	54	45	32	17
8. Batab	10	8	6	4	3	3	2	-----
9. Ek-Balam	18	30	37	38	37	35	33	33
10. Och-uech	59	19	13	8	9	10	1	-----
11. Yaxche	-----	3	15	16	14	12	10	9
12. Ayin-alux	-----	10	51	78	94	87	77	69
13. Arenque	12	13	14	15	13	12	11	10
14. Antonio Bermúdez	157	158	162	178	194	206	200	199
15. Jujo-Tecominoacán	84	102	113	117	127	131	125	113
16. Bellota-Chinchorro	45	50	49	45	40	36	31	26
17. El golpe-Puerto Ceiba								
Ceiba	36	36	32	28	25	21	18	16
18. Cárdenas	21	18	16	14	13	11	10	9
19. Cactus-Sitio grande	42	45	42	37	31	26	21	18
20. Carmito-Artesa	19	19	18	17	15	14	13	13
21. Amatitlán	-----	4	17	37	68	95	119	140
22. Agua-Fría	21	36	40	36	34	31	29	27
23. Poza Rica	28	26	25	25	23	20	22	21
Producción asegurada	3 497	3 501	3 681	3 575	3 621	3 625	3 421	3 170

Fuente: Pemex Exploración y Producción, "Plan de negocios + csm, Pemex", enero 2003 (documento interno) y Pemex, Report to SEC, 2003 (www.pemex.com).

Para reforzar nuestros planteamientos, repasaremos a continuación algunos aspectos de las actividades recientes de Pemex Exploración y Producción.

El nuevo auge de la rama extractiva

En la subsidiaria Pemex Exploración y Producción se han operado cambios importantes durante el actual gobierno, si bien aquí omitiremos por razones de espacio algunos aspectos como la elevación de los presupuestos anuales. Nos limitaremos a aludir algunos indicadores de lo que no vacilamos en calificar como un repunte sólo comparable al *boom* de los años setenta del siglo pasado, aunque los resultados, a la fecha, parecen ser muy diferentes, como veremos más adelante.

El número de pozos perforados de exploración y de desarrollo se ha duplicado, en comparación con las cifras promedio del último decenio. El cuadro 6 muestra que los pozos explotados en el último año del gobierno de Ernesto Zedillo ascendían a 4 184 en la totalidad de las regiones petroleras; para junio de 2004, los pozos en operación se habían incrementado a 5 210, es decir que Pemex cuenta ahora con más de mil nuevos pozos en operación.¹⁵

Cuadro 5	Año	Número
Pozos en operación, 2000-junio de 2004		
	2000	4 184
	2001	4 435
	2002	4 591
	2003	4 925
	2004	5 210

Fuente: Anexos del IV Informe de Gobierno, México, Presidencia de la República, 1 de septiembre de 2004, p. 415.

Por consiguiente, también ha aumentado el número de campos en operación, entre los cuales figura una cifra importante de casos en que se ha realizado una simple rehabilitación de viejos campos, con su consecuente reingreso. El cuadro 7 muestra que en 2001 se contaba con 301 campos en explotación; para junio de 2004 se habían incrementado a 362, es decir 60 campos más habían sido incorporados a la explotación. Esta reapertura en exploración y producción, se ha producido porque el número de equipos de perforación operando en diversas zonas ha pasado de 43 en 2000, a 101 en 2003.

Cuadro 6	Año	Número
Campos en explotación, enero de 2001-junio de 2004		
	2001	301
	2002	309
	2003	340
	2004	362

Fuente: Anexos del IV Informe de Gobierno, México, Presidencia de la República, 1 de septiembre de 2004.

15. Véase un análisis detallado de las nuevas perforaciones y las áreas privilegiadas en Roberto Flores López, Grupo Ingenieros Constitución del 17, "Resultados de la exploración y producción en las cuencas de gas natural no asociado durante el quinquenio 1997-2001" (México, D. F., 2002, <http://www.prodigyweb.net.mx/apeba>).

Finalmente, en lo que va de este gobierno se han descubierto más campos que en toda la década de los noventa. Presentar la lista completa de ellos ocuparía un espacio del que no disponemos, por lo que nos limitaremos a presentar un resumen. Según los bancos de datos que hemos construido en el IIE-UNAM, de enero de 2001 a diciembre de 2004 se han descubierto 112 nuevos campos, o nuevos yacimientos en campos viejos. La gran mayoría de los descubrimientos se ubica en cuencas ya explotadas, algunas muy antiguas, en las que se concentra 90% de los descubrimientos. Sólo en el proyecto Burgos se han descubierto 47 nuevos yacimientos; si a ellos se suman los de las cuencas Veracruz y Macuspana tenemos casi 70 nuevos campos o yacimientos. Eso explica por qué casi todos los descubrimientos son de gas y muy pequeños. Pero un análisis objetivo no puede desdeñar que la nueva exploración también ha avanzado hacia nuevas áreas como Lankahuasa, nueva provincia en la que se han descubierto dos nuevos campos, "Lankahuasa" y "Kosni"; Salina costa afuera, donde se han descubierto los campos Amoca, Xaxamani, Itla y Poctli; Macuspana marina, en la que ahora Pemex cuenta con cinco nuevos campos, y por último en aguas ultra profundas, en donde se descubrió en 2004 el campo "Nab", en un tirante de más de 800 metros. Asimismo, se han reanudado las investigaciones en el área de "Perdido", contigua al Cañón de Alamitos, en la frontera marítima México-Estados Unidos, en el Golfo de México. No debe sorprendernos que este mismo año, o el próximo, Pemex inicie su primera perforación en esa interesante área.

El regreso a cuencas muy antiguas implica el empleo de nuevas tecnologías y es una expresión muy clara del potencial que se encierra en el crecimiento de los campos y cuencas conocidas. Algunos de los descubrimientos no deben ser subestimados. Los nuevos campos descubiertos en las extensiones de la Sonda de Campeche, como "Homol", "Wayil", "Tumut", "Pokoch" y "Etkal" son de crudos ligeros; en este último campo ya se han perforado dos pozos que han aportado crudos de 49 y 54 grados API. En conjunto, estos yacimientos contienen 360 millones de barriles de crudo equivalente; adicionalmente, su cercanía e infraestructura de producción y transporte ya instalados permitirá su pronta incorporación a la plataforma de producción. Los ingenieros de la región marina suroeste señalan que en este proyecto "se han rebasado considerablemente las expectativas de incorporación de reservas".¹⁶ De igual manera, el nuevo campo "Saramanko", descubierto en 2002 en la antiquísima cuenca Macuspana, fue incorporado de inmediato a la producción, con 2 millones de pies cúbicos diarios, si bien actualmente aporta 14 veces más: 28 MMPCD; el campo "Vistoso", en la cuenca de Veracruz, descubierto en 2003, empezó a producir ese mismo año 8 MMPCD; a la fecha, aporta 80 millones de pies cúbicos de gas diarios, casi tanto como la suma de la producción de los contratos de servicios múltiples en Burgos.

Es prematuro adelantar conclusiones sobre la importancia de los campos, cuando apenas han sido descubiertos, pero no puede dejarse de señalar que, exceptuando los casos mencionados, en general los nuevos descubrimientos son yacimientos minúsculos, con apenas 20 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De ahí que estos

¹⁶. Lázaro Moreno Lara, Ma. Alicia Cruz Rodríguez, Eleazar Vera y Francisco Treviño, "Descubrimientos recientes de aceite ligero, gas y condensados en la Sonda de Campeche", artículo presentado en la IV E-Exitep, Veracruz, Ver., 20-23 de febrero de 2005.

resultados parezcan confirmar que hemos entrado a la etapa de petróleo caro y difícil. Repetimos que la gran mayoría de los nuevos yacimientos son gaseros, y que los pobres resultados en el descubrimiento de crudo preludian dificultades para la oferta de largo plazo.

El único descubrimiento gigante es Lankahuasa, reportado como descubierto en 2001, y nuevamente reportado en 2002 cuando se descubrieron nuevos yacimientos en el área y se anunciaron las primeras localizaciones en aguas profundas. Debe insistirse que “Lankahuasa” es el nombre de un campo y, también el de una nueva zona, es decir una nueva provincia petrolera. En los tres años transcurridos a partir de su descubrimiento, en Lankahuasa se han instalado dos plataformas, se han perforado 7 pozos exploratorios y 5 de desarrollo, y se ha apresurado su explotación. Descubierto en 2001, su primera producción podría llegar a la costa veracruzana en este año de 2005.¹⁷ Tan sólo en los dos campos descubiertos se han evaluado reservas de gas de poco más de un billón de pies cúbicos, es decir un tercio de los recursos que lo caracterizarían como un nuevo campo gigante de México.¹⁸ Por ello, Lankahuasa es el primer gran descubrimiento en lo que hemos llamado “la nueva geografía petrolera de México en el Golfo de México”.

Con base en estos resultados, se estima –no solamente por Pemex, sino también en diversos estudios internacionales–, que la tasa de reposición de reservas se ha elevado en el actual sexenio, expresada, como hemos insistido, en la categoría 3P o totales.¹⁹

Cuadro 7	Año	Descubrimientos		Tasa de restitución (2/3)
		Reservas totales o 3P	Producción	
Tasa de restitución de reservas (en MMBPCE)	1 999	1 197.7	1 433.8	83.5
	2 000	313.4	1 468.7	21.3
	2 001	215.8	1 493.6	14.4
	2 002	611.8	1 507.5	40.6
	2 003	708.8	1 587.0	44.6
	2 004	916.2	1 610.8	56.9

Fuente: Pemex, *Memoria de Labores*, años correspondientes.

En resumen, aunque el Plan de negocios de PEP se encuentra centrado en proyectos que buscan optimizar campos y cuencas conocidas, y la exploración mexicana aún no entra de lleno en las áreas más prometedoras del Golfo de México profundo, en un balance preliminar de estos casi cinco años, debe anotarse entre los logros los primeros descubri-

17. Juan Antonio Cuevas Lerey, “Avances del proyecto Lankahuasa”, ponencia presentada en la IV E. Exitep 2005, Veracruz. Ver., 20-23 de febrero de 2005.

18. En la industria petrolera internacional se denomina un campo gigante al que contiene más de 500 millones de barriles de petróleo crudo o tres billones de pies cúbicos de gas, o la combinación de hidrocarburos equivalente.

19. Véase por ejemplo el excelente resumen de las actividades recientes de PEP, en Kurt S. Abraham, “Special Focus. North American Outlook. Strong Activity Levels Continue”, *World oil. The Oilfield Information Source*, August 2004 (www.worldoil.com).

mientos en nuevas provincias y, básicamente, la construcción de la infraestructura que le permitirá mantener la producción, a pesar de la declinación de Cantarel, y aun aumentarla, para el corto y mediano plazos. En otras palabras, los resultados de la construcción 30 nuevas plataformas marinas, de un programa de 47, que casi duplicará las existentes en el año 2000, se expresarán en una capacidad de producción de crudo y gas que podría permitir el incremento de la producción y las exportaciones de aceite, si así se decidiera, en el siguiente sexenio.

Los recursos no descubiertos

En la industria petrolera internacional, desde hace décadas, se realizan evaluaciones de “recursos no descubiertos”; se trata de volúmenes ubicados en áreas, ya sea en tierra o mar adentro, en las que no se han realizado perforaciones y cuya estimación está basada únicamente en inferencias de la investigación geológica y geofísica. En las etapas iniciales se trata sólo de evidencias proporcionadas por la geología de superficie, que ofrece indicaciones como anticlinales, zonas de fallas y otras. Conforme se fortalece la inversión y se aplican nuevas herramientas de prospección es posible identificar la presencia de uno o varios elementos de un sistema petrolero. Las corridas de sondeo sismográfico en las estructuras detectadas ofrecen datos sobre el espesor de los sedimentos y sus extensiones, mediante el método analógico, que compara la producción obtenida en áreas similares. Asimismo, por cálculo de probabilidades es posible anticipar evaluaciones sustentadas con mayor solidez; en el trabajo de exploración se denomina “documentar” al proceso que culmina con la decisión de perforar, es decir, aventurar varios millones de dólares en un pozo exploratorio. Los resultados de cada perforación van ajustando las estimaciones probabilísticas iniciales.

Al finalizar la segunda guerra mundial, comenzó a circular documentación petrolera internacional, sobre todo estadounidense, sobre la existencia de recursos no descubiertos en México y, desde luego, en otros países petroleros. No obstante, las estimaciones iniciales no comprendían todo el territorio nacional, sino únicamente determinadas áreas del Golfo de México.²⁰ Durante los años setenta del siglo pasado, que se caracterizaron por una severa escasez de oferta y disturbios en el mercado, se fundaron en Estados Unidos programas de estudio sobre los recursos mundiales de hidrocarburos, entre ellos

20 Desde comienzos de los años veinte circulaban mapas con la ubicación de anticlinales, fallas, fracturas, plegaduras y otros accidentes geológicos de interés en la exploración petrolera por su relación con las condiciones que facilitan el entrampamiento de hidrocarburos. Uno de estos estudios señalaba como zona petrolífera diversas áreas del sureste mexicano, incluyendo el litoral y las aguas frente a Campeche; al respecto, véase Paul Wagner “Exploraciones en los anticlinales en la región Tabasco-Chiapas”, *National Petroleum News*, Tulsa, Oklahoma, 4 de abril de 1924. Más tarde, para los años sesenta, ya existía una amplia bibliografía que señalaba a la Sonda de Campeche como zona petrolera, aunque en ella aún no se había realizado una sola perforación: “El desarrollo de esta provincia costa afuera puede agregar una inmensa área, con prospectos de producción comparables a los adyacentes en tierra”, aseguraba un estudio publicado por la Universidad de Texas (véase Fredda Jean Bullard, *Mexico's Natural Gas. The Beginning of an Industry*, Austin Texas, Bureau of Business Research, University of Texas Press, 1968, Studies in Latin America Business).

el United States Geological Survey (usgs) y el Department of Energy (DOE), uno de cuyos capítulos se refiere a la evaluación de los recursos no descubiertos. Más tarde surgieron otras instituciones dedicadas a efectuar estudios prospectivos y a anticipar evaluaciones como la Association for the Study of the Peak Oil (ASPO), cuyo primer presidente fue el famoso geólogo inglés Colin Campbell, entre otras. En torno a las cifras que todos ellos han publicado existe una vigorosa polémica; no obstante, por razones de espacio nos limitaremos a exponer los datos más importantes de algunos de los últimos informes.²¹

La última de las evaluaciones del doctor Colin Campbell fue realizada en 1998.²¹ Por su parte, la más reciente estimación del usgs fue presentada por su director, Thomas Ahlbrandt, en el Congreso Mundial del Petróleo celebrado en Calgary, en 2000.²² El DOE publicó la más reciente actualización del International Energy Outlook en abril de 2004. Considerando que el DOE ha dedicado especial atención a nuestro país –sobre el que viene publicando estudios con información privilegiada desde hace más de 20 años– vemos con más detalle sus estadísticas. En el cuadro 8 podemos ver los tres componentes de las reservas y el potencial petrolero; como se mencionó, en primer lugar aparecen las reservas probadas y en seguida lo que ellos llaman “crecimiento de las reservas” –y que nosotros hemos visto aquí como resultados de proyectos de extensiones de los campos y cuencas conocidas.²³ Al exponer los proyectos de optimización, vimos también que algunos analistas preferimos referir sólo las producciones incrementales de los proyectos de recuperación secundaria y terciaria, así como otras acciones para mejorar la recuperación, llamándolas “reservas identificadas”²⁴ – y en una tercera columna los recursos no descubiertos. La suma de ellos nos ofrece un nuevo renglón, sobre el que abundaremos más adelante: las expectativas de producción o “todavía por producir”. Para México, según el DOE, la impresionante cifra de 87 mil millones de barriles de crudo. Si a este último número agregamos lo ya producido, es decir la producción acumulada, que es un dato que Pemex nos actualiza mes con mes y anualmente, tenemos la suma de la dotación geológica de México o, más exactamente, la parte de la dotación geológica que esperamos recuperar

21. La evaluación comprende 59 países petroleros, para los que ofrece los datos de producción diaria, producción acumulada, la cifra de reservas probadas según publicaciones como OGJ y *World Oil*; la propia estimación de Campbell, así como otros indicadores. Campbell atribuye a México 6. 66 billion, es decir, 6 600 millones de barriles de crudo convencional como “recursos no descubiertos”. Más adelante, en el cuadro 10, presentamos en conjunto los datos de México (Colin Campbell, “Global Conventional Oil Endowment”, Londres, Last updated 21, 2000, <http://www.oilcrisis.com/campbell/endowment.htm>).

22. Según usgs: 18 603 millones de barriles de crudo; 2 321 millones de barriles de líquidos del gas y 42, 763 miles de millones de pies cúbicos de gas seco, es decir casi 43 billones. Si los expresamos como crudo equivalente, los tres renglones suman: 29 146 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (véanse los siguientes textos: United States Department of The Interior, U.S. Geological Survey, *U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000. Description and Results* (<http://greenwood.cr.usgs.gov/energy.com>) y usgs, *World Energy Project 2000*, (<http://www.energy.cr.usgs.gov/oilgas/wep/mission.htm>.), también puede leerse un resumen en *Explorer*, AAPG, june 2000.

23. Véanse estadísticas y una amplia explicación de este término en James W. Schmoker and Emil Attanasi “Reserve growth important to U. S. gas supply”, *Oil & Gas Journal*, January 27, 1997.

24. Nuestra noción de “reservas identificadas” es una adaptación, considerando la situación real de los bancos de datos disponibles, de la noción “identified reserves”, acuñada por usgs; véase “Reserves, Resource Definitions”, en C. D. Masters, D. H. Root y R. M. Turner, *Oil and Gas Journal*, October 13, 1997.

con la tecnología actual. A esta cifra se la llama recuperación final, o simplemente final (en los textos en inglés: *ultimate*). He aquí el cuadro 8, que transcribimos completo del documento del DOE.

Cuadro 8
Estimación del DOE de los recursos petroleros mundiales, 1995-2025
(miles de millones de barriles)

Región y país	Reservas probadas	Futuro crecimiento de reservas	Reservas no descubiertas	Total todavía por producir
Industrializados				
Estados Unidos	22.7	76.0	83.0	181.7
Canadá	178.9	12.5	32.6	224.0
México	15.7	25.6	45.8	87.1
Japón	0.1	0.1	0.3	0.5
Australia/Nueva Zelanda	3.6	2.7	5.9	12.1
Europa Occidental	18.2	19.3	34.6	72.1
Eurasia				
Ex-URSS	78.0	137.7	170.8	386.5
Europa Oriental	1.4	1.5	1.4	4.2
China	18.3	19.6	14.6	52.5
Países en desarrollo				
Centro y Sud América	98.8	90.8	125.3	314.9
India	5.4	3.8	6.8	16.0
Otros países asiáticos en desarrollo	11.0	14.6	23.9	49.5
África	87.0	73.5	124.7	285.2
Medio Oriente	726.8	252.5	269.2	1 248.5
Total	1,265.8	730.1	938.9	2 934.8
OPEP	869.5	395.6	400.5	1 665.6
No-OPEP	396.3	334.5	538.4	1 269.2

Tomado de DOE/Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2004*, Washington, D. C, March 2002 (www.eia.doe.gov).

Las evaluaciones de Pemex: los recursos prospectivos

Desde el auge de los años setenta, Pemex inició la publicación de evaluaciones de lo que llamaba “reservas potenciales”, dato que citamos sólo como un remoto antecedente. Imposibilitados de hacer un seguimiento detallado de cómo han evolucionado las evaluaciones de esos recursos, nos limitaremos a señalar el impulso que se ha dado a la explotación en nuevas áreas, especialmente en las aguas profundas del Golfo de México. En 1998, el doctor Pablo Cruz Helú, entonces coordinador de Exploración, y Javier Meneses

expusieron en conferencia el mapa de una verdadera nueva geografía petrolera, aunque no adelantaron evaluaciones.²⁵ En 1999, el ingeniero Ceballos Soberanis difundió las primeras cifras de la evaluación de estructuras ubicadas por Pemex mediante sísmica de tres dimensiones en el Golfo de México.²⁶ En 2000, en ponencias presentadas en eventos internacionales, los ingenieros Jorge Nieto, Rafael Navarro y Antonio Sánchez presentaron una nueva evaluación sobre los recursos en el Golfo de México, que duplicaba las cifras de Ceballos Soberanis, mismas que PEP había presentado un año antes;²⁷ en 2001 y 2002, el Maestro Alfredo Guzmán presentó dos ponencias precisando las oportunidades exploratorias y algunas localizaciones.²⁸ En ese mismo año, 2002, PEP formuló una definición propia de los recursos no descubiertos que denominó “recursos prospectivos”.²⁹ En 2003 el ingeniero Adán Oviedo adelantó un número más elevado de localizaciones³⁰ y, en ese mismo año, Pemex publicó la primera cifra oficial de los recursos no descubiertos.

25. Las nuevas áreas comprendían yacimientos no solamente en el Golfo de México, sino algunos en tierra, en lo que podríamos señalar como el Istmo de Tehuantepec profundo, más tarde “Proyecto Cuicchapá” (véase Pablo Cruz-Helú y Javier Meneses, “Pemex plots ambitious E&D spending increase”, adapted from a talk given at the AAPG Annual Convention in Salt Lake City, May 17-20, 1998, *Oil and Gas Journal*, June 15, 1998).

26. Véase una amplia reseña en Fabio Barbosa, *El petróleo en los hoyos de Dona y otras áreas desconocidas del Golfo de México*, México, UNAM y Miguel Ángel Porrúa, 2003.

27. Navarro, Rafael, Jorge Nieto y Antonio Sánchez, “Deep Water in Mexico. An Overview”, paper presented in the 5th Annual Deepwater Technologies & Developments”, Houston, Texas, September 14, 2000.

28. Su ponencia comprendía mapas ubicando 2 462 oportunidades, véase Guzmán, Alfredo, “Exploration and Production in Mexico: Challenges and Opportunities”, adaptation of presentation to Houston Geological Society and AAPG Convention, Houston, Texas, August 28 2001, “The Petroleum Geology of Mexico, Past, Present and Future”, adaptation of presentation to AAPG Annual Meeting, Houston, Texas, March 10-13, 2002. Se denomina “oportunidad exploratoria” a sitios localizados por sondeos sísmicos, aunque se encuentren en diversos niveles de información y conocimiento; en conjunto forman “un valioso inventario para cuantificar el potencial petrolero y son la base o el punto de partida para la planeación y seguimiento de las actividades exploratorias” (Roberto Flores López, *op. cit.*).

29. “La cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estima pueden ser recuperables”, en PEP, *Las Reservas de hidrocarburos de México. Evaluación al 1 de enero de 2004*, ya citado. Más adelante, a propósito del anuncio de las evaluaciones, Pemex añadió: “Al día de hoy, si bien no se han descubierto reservas de hidrocarburos, es decir, no se han perforado pozos exploratorios asociados a estructuras geológicas identificadas, si se ha reconocido un potencial importante. La mayor parte de este potencial también llamado recurso prospectivo, se encontraría en el Golfo de México Profundo. Esta estimación surge a partir de la identificación de varias oportunidades exploratorias reconocidas con la información disponible, y otras adicionales inferidas a partir de la misma información, y a través de la formulación de diferentes hipótesis geológicas derivadas de estudios realizados en el área...” (Pemex, “Evaluación de recursos prospectivos”, *Boletín*, 2 de septiembre de 2004, www.pemex.com).

30. Conferencia magistral del ingeniero Adán Oviedo Pérez, subdirector de la Coordinación Técnica de Exploración de PEP, en el Primer Seminario Internacional Prácticas Ambientales en las Actividades de Exploración y Producción Costa Afuera, al explicar “el gran potencial de recursos de hidrocarburos aún por cuantificar y el inventario exploratorio que constituye una oportunidad histórica para el país” se refirió a 2 700 oportunidades exploratorias de gas y de aceites ligero y pesado”, Pemex, “Méjico cuenta con un gran potencial de recursos de hidrocarburos”, *Boletín*, 24 de abril de 2003 (www.pemex.com).

tos de México: 20, 400 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.³¹ Finalmente, en 2004, en vísperas del IV Informe del presidente Vicente Fox, el maestro Luis Ramírez Corzo presentó lo que constituye la más reciente evaluación de Pemex: 54 mil millones de barriles de crudo equivalente³² y, en abril de 2005, en el Congreso Anual de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, a iniciativa del doctor Guillermo Pérez Cruz, se precisaron las cifras correspondientes a las áreas en tierra, el talud continental y las profundidades superiores a 500 metros de tirante de agua. Esta simple relación nos muestra la rapidez con la que se presentan los cambios en las evaluaciones, y que estamos ante un proceso que apenas se inicia. De lo anterior se desprende que podemos esperar importantes modificaciones en el futuro, dependiendo, insistimos, del resultado de las perforaciones que se realicen. Recordando nuestras definiciones de reservas, repetimos que, en la exploración petrolera, la geología tiene la última palabra, las perforaciones pueden eventualmente elevar las cifras que hemos enumerado, pero también pueden resultar no exitosas, en cuyo caso, las cifras se reajustarán a la baja.

La última cifra difundida por el actual director de Pemex, al igual que las que resultaron de las revisiones de las reservas, ha suscitado cuestionamientos y, debe decirse, la misma información oficial no ha estado exenta de ambigüedades. A fin de eludirlas, aquí nos apoyamos en la versión, acaso más completa, publicada por la revista *Explorer*, órgano de la American Association of Petroleum Geologist de Estados Unidos, que es de, repetimos, 54 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (PCE).³³ Las reservas expresadas como crudo equivalente son un agregado de crudo, gas seco y condensados. Hemos realizado algunas operaciones aritméticas para obtener las cifras separadas.³⁴ El cuadro 9 nos muestra las cifras desagregadas.

³¹. Raúl Muñoz Leos, "discurso en la conmemoración del LXV Aniversario de la Expropiación Petrolera", Minatitlán, Ver., 18 de marzo de 2003 (www.pemex.com).

³². La noticia mereció un párrafo en el IV Informe del Presidente Fox, leído el 1 de septiembre de ese año. Con anterioridad, el presidente comenzó a divulgar la información; por ejemplo, en junio de ese 2004, en un discurso pronunciado en el Congreso Anual de la Cámara Minera de México, afirmó que: "Para 2006, el gobierno se acercará a 100% en la tasa de reposición de las reservas petroleras; para ello, comenzarán las primeras perforaciones en aguas profundas del Golfo de México. Existen las reservas que permiten alcanzar esa meta [...] no hay duda de que tenemos esas reservas; están ahí abajo, en lo profundo del Golfo de México."

³³. Véase "Meanwhile Geology Beckons. Politics cloud Mexico's promises", *Explorer*, AAPG, October 2004. La noción petróleo crudo equivalente es una unidad de medida que permite expresar en un solo agregado los tres componentes de las reservas de hidrocarburos: crudo, líquidos del gas y gas seco. El factor de equivalencia utilizado actualmente en Pemex es 5 201 millares de pies cúbicos de gas por un barril de crudo equivalente. Nótese que en la turbulencia de los cambios recientes, este factor de equivalencia también ha sido modificado en el actual sexenio. En el pasado, el valor era 5 000 pies cúbicos de gas por un barril de crudo equivalente, modificación que contribuyó también para la reducción de las cifras de las reservas.

³⁴. Para determinar la estructura de las reservas de hidrocarburos de México pueden utilizarse las cifras de la última evaluación de Pemex, lo cual presentaría la desventaja de cifras sesgadas hacia la Sonda de Campeche; para evitar el sesgo hemos utilizado las cifras de la última evaluación de USGS que ofrece la ventaja de basarse en las nuevas áreas del Golfo de México, sin olvidar que fueron formuladas desde 2000.

Cuadro 9**Última evaluación de Pemex de los recursos prospectivos de México**

Componente	Millones de barriles de crudo equivalente	Desglosado
Crudo	34 500	34 500 millones de bs
Gas seco	15 200	79 billones de pies cúbicos
Líquidos del gas	4 300	4 300 millones de bs
Crudo equivalente	54 000	-----

Elaborado con los factores de equivalencia de Pemex.

Expectativas de la producción de México

Estas estimaciones, que, para el caso de nuestro país, comprenden sobre todo los recursos de las aguas profundas del Golfo de México, apoyan las expectativas que sobre la futura producción petrolera de nuestro país han expresado diversos estudios. El Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), señala: "En América del Norte se espera que la moderada declinación de la producción de Estados Unidos sea compensada por un incremento significativo de la producción de Canadá y México.³⁵ Respecto de México, se espera la adopción de una política energética que impulse el desarrollo eficiente de sus vastos recursos. La producción esperada de México excederá los 4.2 millones de barriles diarios al 2010, y se espera que los incrementos continúen en otro medio millón de barriles diarios hacia el final del período proyectado", es decir 2025.³⁶

Aunque la evaluación de los recursos no descubiertos o prospectivos formulada por Pemex es, como acabamos de observar, más reducida que la del DOE, paradójicamente, su actual director, el maestro Luis Ramírez Corzo, ha propuesto volúmenes de producción mucho más altos que los estadounidenses. Si el DOE espera que la producción de México en 2010 ascenderá a 4.2 millones de barriles diarios (BD), y que podría aumentar otro medio millón de BD para alcanzar en total 4.7 millones de BD, Ramírez Corzo planteó la viabilidad de alcanzar 5 millones y medio de barriles diarios para 2010. Consideró además que disponemos de "un potencial de producción sustancialmente mayor en crudo y gas

³⁵. Específicamente para Canadá, el estudio prevé una caída de alrededor de medio millón de barriles diarios de la producción de aceites convencionales en los próximos 20 años, pero se espera una producción adicional de 2.5 millones de barriles diarios de aceites no convencionales provenientes de proyectos en arenas bituminosas (DOE/Energy Information Administration, *op. cit.*)

³⁶. *Ibid.*

para el largo plazo.”³⁷ A comienzos de 2005, ya como director de Pemex, Ramírez Corzo precisó aquellas expectativas: “Para la siguiente década, podríamos elevar la producción de crudo entre siete y ocho millones de barriles diarios.”³⁸

Es muy importante destacar que las expectativas de elevar la producción no sólo han sido difundidas por instituciones extranjeras y por el actual director de Pemex, sino que también las encontramos en estudios prospectivos formulados conjuntamente por Pemex y la Secretaría de Hacienda, el Instituto Mexicano del Petróleo y otras instituciones.³⁹

Un escarceo alrededor del pico del petróleo

Contar con una evaluación de los recursos no descubiertos, así sean inciertos, permite formular ejercicios en busca de lo que cada vez en más abundantes estudios se denomina “el pico del petróleo” (*peak oil*) que, como a continuación explicaremos, es el punto en que los volúmenes de la producción acumulada alcanzan la media de la recuperación final. En modo alguno equivalen al agotamiento de las reservas, sino, como veremos, al momento dramático en que la extracción ya no puede incrementarse o, por lo menos, no de manera sostenida, y se inicia la etapa de declinación.

37. Estos planteamientos se formularon en un importante foro; se trató de su disertación de ingreso a la Academia Mexicana de Ingeniería, posteriormente publicada con algunas modificaciones en Luis Ramírez Corzo, *Retos y oportunidades de la exploración y producción de hidrocarburos en México. Una nueva visión del sector*, México, Pemex, 2002. Se ha repetido en diversos boletines, por ejemplo en Pemex, Gerencia Corporativa de Comunicación Social, Boletín núm. 113/2002, del 28 de abril de 2002 y Boletín, núm. 232/2002 del 13 de agosto de 2002. Al realizar las operaciones aritméticas correspondientes, podemos decir que el DOE espera un crecimiento de 3.06% anual en la extracción de crudo en México, una tasa levemente más alta que el crecimiento real observado en los últimos 4 años, el cual ha sido de 2.94% anual. La propuesta de Ramírez Corzo, de alcanzar 5.5 MMBD en 2010, implica una tasa media de crecimiento anual, TMCA, de 7.1%. Con el aumento de la extracción de crudo a dicha tasa se alcanzaría una producción de 7.2 MMBD en 2014 y de 8.3 en 2017. Al efectuar las proyecciones que pueden verse en la gráfica al final de este artículo, se observa que, suponiendo el descubrimiento, en el futuro, de 90 campos gigantes, ese volumen acelera la llegada al pico del petróleo, que, en el caso coincide con el pico de la producción, para 2017, fecha en la que entrariamos a la fase de declinación. En cuanto a la meta de alcanzar 5.5 MMBD al 2010, implica incrementos de alrededor de 400 mil barriles por año; a esta altura del sexenio y dado los resultados que hemos reseñado, creemos que ni con cambios muy drásticos en la inversión podría lograrse. Por ello, sin afán de descalificar, consideramos que esos niveles podrían alcanzarse algunos años después de la propuesta del maestro Ramírez Corzo, siempre y cuando en los próximos años la geología del Golfo de México responda a tan optimistas expectativas.

38. Véase la revista *El mundo del petróleo*, México, año 2, diciembre 2004-enero 2005

39. Estudio de Pemex y la SHCP en, Pemex, Dirección Corporativa de Finanzas y Secretaría de Hacienda y Crédito Público, subsecretaría de Egresos, “Estudio de mercado de hidrocarburos”, México, marzo de 2002 (www.shcp.sse.gob.mx). Sin incluir proyecciones de producción, o más bien, sin precisar las cifras de producción esperada, pero no obstante enfática respecto de las posibilidades de elevar la producción, la SHCP también defendió esta posibilidad en la reciente discusión sobre la reforma fiscal de Pemex. El estudio del IMP propone alcanzar 4.1 MMBD para 2025; considera que para ese año “se mantendrá la alta disponibilidad y proporción de crudo pesado en las reservas mexicanas”; parte a su vez de los siguientes dos supuestos: primero, una tasa media de crecimiento anual de producción de 1.2%, y segundo, un volumen de exportaciones constante de 1.5 millones de bbl. En la gráfica al final del texto puede observarse que, bajo esos supuestos, se llegaría al pico en 2025. Véase Nicolás Domínguez *et al.*, *Prospectiva de la investigación y el desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025*, México, IMP, 2001.

Los hidrocarburos son un recurso no renovable, de ahí que en el futuro, dependiendo de dos variables: el volumen de nuestra dotación geológica y el ritmo de la extracción, alcanzaremos la media de esa dotación geológica. La producción de un pozo, un campo o un país puede expresarse en una curva en el eje cartesiano; podríamos llamarla una curva empírica que nos mostraría el comportamiento de la producción en el tiempo. La forma de cada curva es un caso particular, específico. Puede ascender en una etapa, alcanzar un pico y empezar a caer. Pueden presentarse nuevas crestas si se desarrollan programas de recuperación secundaria o terciaria; algunas curvas, como la de Cantarel, que muestran largos períodos de producción estable, son catalogadas como de “producción de meseta”. Descubrimientos sucesivos pueden provocar picos cada vez más altos, lo que puede ocurrir con la curva de México si entramos en un nuevo ciclo de grandes descubrimientos en aguas profundas, como lo sugiere el DOE, pero en todos los casos encontraremos un máximo que está definido por el punto medio o 50% de la recuperación final.

Collin J. Campbell presentó un resumen de sus estudios que abarcan unas 25 curvas de agotamiento, lo que permite una rápida comparación entre historias de producción de otro tanto de países.⁴⁰ Gráficas como esas permiten observar curvas multimodales, como la de México, o bimodales, como la de Colombia; de asimetría negativa, como la de México, o de asimetría positiva, como la de Estados Unidos; y atendiendo al momento de *curtosis*, encontramos que la mayoría son *leptocúrticas*, en contraste con una curva definitivamente *plasticúrtica*, como la de China.⁴¹

Campbell propone que a partir del pico del petróleo, que mide el punto medio del agotamiento de las reservas y el potencial, los países petroleros pueden agruparse en tres tipos:

1. Países post-punto medio. Aquellos cuya producción acumulada ya alcanzó 50% de la recuperación final. El caso clásico lo constituye Estados Unidos. Naturalmente, los descubrimientos en la porción estadounidense de las aguas profundas del Golfo de México y los aumentos de sus reservas en el ártico todavía logran *mitigar* el agotamiento, pero el descenso es irreversible

^{40.} Collin J. Campbell, “Depletion Patterns Show Change Due for Production of Conventional Oil”, *Oil & Gas Journal*, vol 95, num. 52, December 29, 1997. Más tarde, el mismo autor publicó una nueva versión más amplia, aunque sin las curvas en “Oil Depletion-The Heart of the Matter”, Association for the Study of Peak Oil and Gas [London, 2003?]. www.oilcrisis.com.

^{41.} La variedad de las curvas de los diversos países obedece a fenómenos de *subinversión*, o de restricción voluntaria o forzada de la producción. Como ejemplo del primer caso tenemos los acuerdos de cuotas de la OPEP. La curva mexicana tiene, entre otras características, su *asimetría negativa*: por más de una década es casi una línea que se confunde con el eje X y luego apenas se despega, hasta el pico de la primera guerra mundial, para continuar un suave ascenso, interrumpido por las vicisitudes de la expropiación, hasta la abrupta elevación de la producción a fines de los años setenta. Una segunda observación que puede formularse es que los pequeños picos como el de la primera guerra mundial y el de la guerra de Corea –aunque ninguno comparable con las dimensiones del *boom* de los setenta– le da su característica *multimodal*. Una tercera característica que estrictamente sólo puede medirse cuando se utiliza el modelo de la curva de Gauss –pero que algunas representaciones gráficas también señalan para las curvas empíricas– es la medida del aplastamiento, llamada en estadística *curtosis*. El caso de México muestra una curva claramente alargada o *leptocúrtica*, lo que obedece al disparo de su producción en los setenta por su abrupta incorporación o reincorporación al mercado mundial en ese período.

2. Países pre-punto medio, aquellos cuya producción acumulada aún no alcanza el punto medio del volumen de recuperación final
3. Países ricamente dotados, en una etapa temprana de agotamiento, que han actuado y seguirán haciéndolo, pero sólo por una o dos décadas más, como "balanceadores" en el mercado mundial. Solamente son Arabia Saudita, Irak, Irán y Abu Dabi

En busca de ese punto medio de la curva de México podemos acudir al recurso de agrupar los datos en la forma de una distribución normal, cuya representación es una curva simétrica, en donde la mediana (x), el valor que divide el área bajo la curva en dos partes iguales, representaría también *el punto medio de agotamiento*. Debe insistirse, de la manera más enfática que, en esta hipótesis, el punto medio del agotamiento no significa que se alcanzó la producción pico, es decir que la producción podría continuar en aumento, pero que éste no podría sostenerse. El descenso sería más precipitado, aunque quizás no necesariamente adoptaría la forma de una caída exponencial; las nuevas tecnologías o descubrimientos pequeños permitirían por su parte atenuar la caída. El comportamiento productivo real siempre obliga a ir ajustando los datos y su expresión en la curva.

Cuanto más elevada es la cifra de recuperación final, el punto medio se aleja en el futuro; mientras más altos son los ritmos de extracción, más pronto alcanzaremos los volúmenes de producción acumulada que equivalen a 50% de nuestra dotación geológica o, más exactamente, de la parte de ella que podemos recuperar. Para definir la primera variable, recuperación final, existen varias posibilidades: por ejemplo, los estudios del doctor Campbell utilizan la cifra de reservas 2P; un estudio del doctor Ulises Ricoy, geólogo de Pemex, se apoyó en las cifras de las reservas 3P.⁴² De la misma manera, para elegir la cifra de recursos por descubrir podríamos utilizar la estimación de Campbell, de sólo 6 600 MMB o apoyarnos en cifras tan elevadas como las que publica el DOE. En suma, son posibles muy diversas combinaciones de los datos. El cuadro 10 presenta el conjunto de ellos. Respecto de la segunda variable: los ritmos de producción, consideramos que las expectativas del DOE se encuentran más cercanas a la situación actual de Pemex.

42. Al trabajar en la región sur de PEP, el doctor Ulises Ricoy Saldaña presentó opiniones discrepan tes sobre diversos problemas como el empleo del gas para la generación eléctrica, la inyección de agua en Abkatún y otros. Ricoy falleció prematuramente en 2002. Al final de sus días trabajaba en proyecciones de oferta y demanda de los hidrocarburos. La única publicación de sus proyecciones, incluyendo las gráficas en las que considera las reservas 3P como componente de la oferta futura, se publicaron en Ulises Ricoy Saldaña, "Potencial energético desperdiciado. Recuperación final de hidrocarburos básicos", *Petróleo y electricidad*, México, número 71, año VI, febrero de 2002. Una versión incompleta de ese trabajo se publicó en "Contribución hacia una política energética segura y confiable para Petróleos Mexicanos y México", en María del Rosario Tapia Medina y Jorge Calderón Salazar (coordinadores), *Reforma del sector eléctrico de México. Propuestas viables y soberanas*, México, Instituto de Estudios de la Revolución Democrática, 2002.

Cuadro 10**Diversas evaluaciones alrededor de las reservas y el potencial petrolero de México**

Dato	Campbell 1998	usgs 2000	Pemex 2005	Banco de datos IIEC-UNAM 2005	DOE 1995-2025
Reservas probadas			12 882		15 700
Probables			11 621		
2P	22 820		24 503		
Posibles			8 809		
3P			33 312.		
Identificadas			.	15 000	
Futuro crecimiento de reservas					25 600
Ya producido	25 540		32 347		
Descubierto	48 340		56 850		
Todavía por descubrir	6 660	18 600	38 766		45 800
Todavía por producir	29 480		72 000		87 000
Recuperación final	55 000		100 000		119 400
Punto medio de recuperación final	27 500		50 000		59 723
Tasa de agotamiento	46%		31%		27%

Elaborado por los autores con los datos explicados en el texto.

Ante tan diversas alternativas y asumiendo plenamente que se trata de un ejercicio hipotético, acaso sólo una forma de presentar el dilema que plantean las altas tasas de extracción de crudo, construimos dos escenarios con los que pondremos punto final a este artículo.

Para un escenario “A”, el más favorable para México, seleccionamos las evaluaciones más elevadas de las reservas y el potencial que, como hemos visto corresponden al DOE y que reunimos en el cuadro 10. En este supuesto podríamos recuperar 119 mil millones de nuestra dotación geológica; como al comenzar 2005 ya habíamos consumido 32 347 millones de barriles, la tasa de agotamiento estaría situada, en este mismo año, en alrededor de 27%, en una etapa muy temprana. Para la variable extracción, como ya dijimos, seleccionamos también la que espera el DOE, de 3.06 como TMCA. Con estos dos supuestos llegaríamos al pico del petróleo con casi 60 000 millones de barriles de producción acumulada, volumen que alcanzaríamos en 2021. La gráfica al final del texto ilustra estas proyecciones.

Para un escenario “B”, menos favorable para México, seleccionamos las evaluaciones más reducidas de las reservas y el potencial; éstas serían sólo las reservas probadas (12 000) más las identificadas correspondientes a las producciones incrementales de proyectos de optimización (15 000), más la cifra de recursos por descubrir del usgs (18 600). En este supuesto, podríamos recuperar solamente 78 829 millones de barriles de nuestra dotación geológica; como al comenzar 2005 ya hemos consumido 32 347

millones de barriles, la tasa de agotamiento estaría situada, en este mismo año, en alrededor de 41%, casi en el umbral de la etapa de declinación. Para la variable extracción, como ya dijimos, seleccionamos también la que espera el DOE, de 3.06 como TMCA. Con estos dos supuestos llegaríamos al pico del petróleo con 39 414 millones de barriles de producción acumulada, volumen que alcanzaríamos en 2009, es decir a mediados del próximo sexenio.

Para terminar, es preciso abundar sobre las implicaciones de los supuestos. Las expectativas del DOE equivalen a esperar que en el subsuelo de México, especialmente en sus aguas profundas, más de 90 campos gigantes⁴³ aguardan aún para ser descubiertos y explotados. En el escenario "B", menos favorable, se espera el descubrimiento de 37 campos gigantes o las diversas combinaciones de otros de distinta magnitud que sumen esa enorme cifra de reservas. El DOE supone que en el futuro de Pemex se encuentra un nuevo ciclo de grandes descubrimientos.⁴⁴ Pero si ello no ocurre y estuviéramos más cercanos al escenario "B", ello querría decir que, aunque logremos alcanzar el pico de producción de 4.7 MMBD, esa plataforma no podría sostenerse más que unos pocos años y habríamos consumido muy precipitadamente los recursos de nuestra espléndida geología mexicana.

Conclusiones

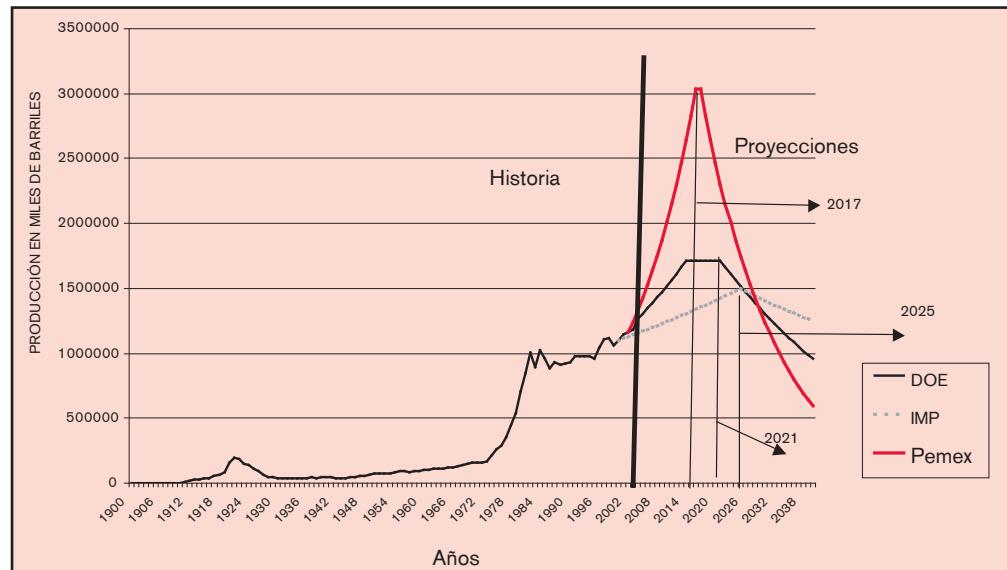
La revisión que hemos realizado sobre las estadísticas de reservas, las informaciones sobre el potencial y sobre los resultados de la intensa actividad entre 2001 y 2004 apoya la conclusión de que la producción de crudo de México no se encuentra en riesgo de sufrir disminuciones, mucho menos de sufrir un colapso.

La revisión efectuada apoya las expectativas de que en el corto y mediano plazos, el período sexenal y los próximos diez años, se produzcan aumentos sostenidos en los volúmenes de extracción. No existen dificultades ni geológicas ni técnicas para alcanzar en 2008 la meta de 4 millones de barriles diarios, que el actual gobierno se propuso. Está construyéndose por lo menos una parte muy importante de la infraestructura que haría viable continuar elevando la producción más allá de los 4 MMBD. Como se ha mostrado en el cuadro 4, se prevé que Cantarel empezará a declinar en 2006, pero Pemex Exploración y Producción está trabajando en un conjunto de proyectos, contenidos en su Plan de negocios; ciertamente que algunos se encuentran rezagados, pero otros han logrado éxito en sus objetivos y los propios científicos de Pemex señalan que "se han rebasado considera-

43. Planteado de otra forma, recordemos que los cinco campos que integran el complejo Cantarel tuvieron 20 mil millones de barriles de crudo como reserva original, de tal modo que lo que el DOE espera es el descubrimiento de otros dos nuevos Cantarel. Las mayores probabilidades de que ello ocurra se han establecido en el llamado cinturón plegado "Perdido", gigantescas estructuras que cruzan la frontera marítima México-EU, y cuya porción más amplia se extiende en la Zona Económica Exclusiva de México, véase Fabio Barbosa, *op cit.*

44. En la historia de Pemex el pico de descubrimientos se encuentra entre 1972 y 1985, entre la perforación de Cactus, en el área de Reforma y la de Caan, en la Sonda de Campeche. Desde luego también contabilizamos la reevaluación de Chicontepec. En ese lapso se descubrieron casi 44 mil millones de barriles de petróleo.

Gráfica 1
Tres escenarios de extracción



blemente las expectativas de incorporación de reservas". De 2001 a 2004 hemos tenido cada año una producción de crudo cada vez más elevada y, no obstante, a lo largo de esos mismos años también puede constatarse una campaña que insiste en el deterioro de las reservas, el debilitamiento de la capacidad productiva y la alarma ante la, aseguran, inminente reducción de las plataformas de extracción y las exportaciones. Estas contradicciones exigen que Pemex eleve la cantidad y sobre todo la calidad de las informaciones, de tal manera que permitan a los sectores de la sociedad, interesados en la problemática, quizá amplios, conocer la situación real de las reservas y el potencial de producción.

Igualmente paradójico es que mientras asciende la polémica sobre el deterioro de las reservas, desde la misma dirección de Pemex se formulen propuestas para elevar la extracción a niveles insólitos como 7 u 8 millones de barriles diarios, o que las más autorizadas instituciones de investigación, como el IMP, aseguren, como en el estudio prospectivo que hemos citado, la posibilidad de mantener una producción arriba de los 4 millones de barriles diarios, y que haya una amplia disponibilidad de crudos para el 2025.

Desde la perspectiva de nuestro estudio, lo único que puede asegurarse es que, para el largo plazo mantener o elevar las plataformas de extracción y exportaciones dependerá de los resultados que arrojen las perforaciones en las aguas profundas del Golfo de México. Si en los próximos cinco años la exploración en el Golfo de México profundo –ya sea que la realice Pemex o empresas extranjeras, o una asociación de ambas– no arroja como resultado el descubrimiento de por lo menos unos diez campos gigantes de crudo o su equivalente en grandes y medianos, este país se acercará al escenario "B", la entrada al punto medio de su recuperación final y, en tal caso, también al pico de producción. Serán tiempos difíciles para la sociedad mexicana, no porque se agote el petróleo, sino porque los volúmenes que exporta tendrán que reducirse año con año.

Considerando que estamos ante elevadas apuestas geológicas y en un escenario de alto riesgo, insistimos en la propuesta de que Pemex mejore la calidad de la información, de tal manera que permita a cada vez más amplios segmentos de la sociedad, tomar parte en decisiones tan importantes para el país