

El sector de Hidrocarburos en México: Aspectos Económicos Legales y Políticos

Juan Rosellón¹
Eric Zenón

Palabras Clave: hidrocarburos, regulación, estructura institucional

¹ Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE), División de Economía, Carretera México-Toluca 3655, Col. Lomas de Santa Fe, México D.F., 01210, Email: juan.rosellon@cide.edu, victor.carreon@cide.edu, eric.zenon@cide.edu

Contenido

Introducción.....	3
1.-Evolución Del Sector.....	3
1.1.-Proceso Histórico.....	3
1.2.-Recursos Petrolíferos.....	6
1.2.1.-Reservas.....	6
1.2.2.-Recursos Prospectivos.....	11
1.2.3.-Recursos Contingentes.....	12
1.2.4.-Reservas Remanentes	12
1.3.-Producción.....	12
1.3.1.- Cantarell.....	15
1.3.2.- Tecnología De Pemex.....	16
1.3.3.- Aguas Someras, Profundas y Ultraprofundas.....	19
1.3.4.- Calidad Del Crudo Mexicano.....	20
1.4.- Geología.....	22
1.4.1.-Evolución De Los Descubrimientos.....	22
1.5.-Inversión.....	25
1.5.1.- Inversión Pública.....	25
1.5.2.-Inversión Privada.....	26
2.- ESTRUCTURA INSTITUCIONAL Y GOBIERNO CORPORATIVO.....	28
2.1.- Régimen Fiscal.....	28
2.1.1.-El Régimen Anterior A 2005.....	28
2.1.2.-El Régimen De 2005.....	28
2.1.3.- El Régimen Actual (2008).....	29
2.1.4.- Impuestos.....	29
2.2.- Regulación.....	30
2.2.1.- Aspecto Legal.....	30
2.2.2.- Marco De Operación De Pemex.....	31
3.-REQUERIMIENTOS DEL SECTOR. ESCENARIOS; PRONÓSTICOS Y METAS.....	32
4.- CONCLUSIONES.....	34

El sector de Hidrocarburos en México: Aspectos Económicos Legales y Políticos

Introducción

Desde sus inicios el petróleo en México ha sido el pilar sobre el cual se ha construido el Estado Mexicano. Se ha constituido como piedra angular en el desarrollo industrial y ha permitido hacerse de divisas al Estado. Pemex desde su creación ha significado una fuente de recursos para el gobierno vital para financiar el gasto público, proporciona certidumbre a la economía del País (incrementa la variación en las reservas, apuntala el tipo de cambio y permite la estabilidad de precios), y otorga recursos para las entidades estatales. No obstante, Pemex desde hace ya algunas décadas atraviesa por fenómenos estructurales que han mermado su desempeño y ponen en riesgo la estabilidad de la economía.

En el presente documento se analiza el sector petrolero de México. Abordamos una descripción de la historia y evolución del sector, en particular de la producción, reservas, e inversión. Asimismo, se analizan las condiciones contractuales y fiscales del monopolio estatal Petróleos Mexicanos (Pemex) así como las condiciones de los precios internos de los hidrocarburos, y los efectos de estos y de la estructura impositiva sobre la inversión. Dedicamos también una sección a estudiar asuntos relacionados con el gobierno corporativo de Pemex y su evolución, su independencia financiera y operativa, y su regulación. Estudiamos también los aspectos principales relacionados con la geología y la tecnología de los pozos petroleros, la evolución de los descubrimientos y las tasas de éxito de la exploración. Se detallan asimismo la eficiencia de la inversión, y el rol del pozo de Cantarell y de los pozos de aguas profundas y ultra profundas.

1.-Evolución del Sector

1.1.-Proceso Histórico

La perforación del primer pozo en los Estados Unidos en 1859 reveló las posibilidades que dicho producto ofrecería en el futuro. En México los orígenes de las primeras exploraciones para encontrar petróleo comenzaron a principios de 1870 con la fundación de las primeras empresas para explorar el país; la London Oil Trust y la Mexican Oil Corporation, sin mucho éxito. No obstante, el auge por el petróleo comenzó a partir de los descubrimientos de pozos a finales de 1890, y específicamente durante el régimen de Porfirio Díaz. En este periodo se expide el 24 de diciembre de 1901 la primera ley petrolera, en la que se faculta al Gobierno Federal para otorgar concesiones a toda compañía que se estableciera en país y encontrara petróleo. Las empresas tenían a su favor la expropiación de los terrenos petrolíferos, importación de maquinaria para refinar el petróleo libre de gravamen, la construcción y uso de todo lo necesario para cumplir con fines de explotación petrolera y, asimismo, el capital invertido quedaba libre de todo impuesto federal por diez años.

Lo anterior propicio el surgimiento y crecimiento de compañías petroleras como la S. Pearson & Son Limited (antecesora de la Cia. El Águila), la Huasteca Petroleum Company y la Compañía Transcontinental de Petróleo, S.A. El panorama no cambio mucho en los siguientes años, las compañías podían explorar y extraer el crudo en la plataforma continental, en lagos y lagunas. Fue hasta el gobierno de Francisco I.

Madero (1911-1913), que se estableció el primer impuesto a las compañías: veinte centavos por tonelada de crudo producido. Esta acción fue interrumpida por la caída de su gobierno y no fue hasta 1914 que el Gobierno de Venustiano Carranza impone un impuesto a las 80 compañías productoras y 17 exportadoras de petróleo de capital anglo-estadounidense que consolidaban a México como el segundo productor de petróleo. Esta medida tampoco duro mucho.

Con la promulgación de la Constitución en 1917 y particularmente con su artículo 27, se establecerían las bases para que el Estado tomara posesión sobre los recursos hídricos. En este mismo año se establecía el impuesto de producción al petróleo que debía pagarse en timbres (en realidad, un impuesto sobre la exportación). A partir de entonces, el Gobierno Mexicano emprendió medidas para el pago de impuestos a los participantes de la producción petrolera.²

La posterior disputa entre el Gobierno Mexicano y los protagonistas de la industria petrolera se intensificó cuando el Gobierno de Lázaro Cárdenas intento mediar en el conflicto laboral entre el sindicato (Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana creado en 1935) y las compañías petroleras para evitar la huelga en 1937. El conflicto comenzaba a tomar tintes nacionalistas y no es hasta 1938 cuando el Gobierno del Presidente Lázaro Cárdenas, impulsado internamente por el consenso nacional, expropia la industria petrolera.

Las consecuencias de la nacionalización no se hicieron esperar. Se instauró un bloqueo en los mercados extranjeros para el crudo mexicano y se restringió la exploración. Sin embargo, México se beneficio por la poca presión externa comparada con la magnitud del evento, en parte porque la atención de Estados Unidos estaba centrada en frenar la expansión del fascismo³. De esta forma, es como a partir de 1938 (Wionczek, 1983) los hidrocarburos mexicanos habrían de ser desarrollados con base en tres prioridades: 1) los suministros de los energéticos procedentes de hidrocarburos para transporte e industrias a precios subsidiados, 2) la creación de capacidad tecnológica autónoma y la ampliación de conocimientos, y 3) a la mejora del bienestar de los trabajadores. En los años siguientes, reconstruir la industria petrolera requeriría de la distribución de los recursos financieros escasos para la exploración, la extracción, la construcción de refinerías y la expansión de las redes de distribución.

La tarea emprendida no fue fácil, ya que el sector se enfrentaba a problemas organizacionales, dificultades financieras y luchas sindicales. Lo anterior se agudizó cuando en 1944 por decreto se estableció el pago de las indemnizaciones a las empresas expropiadas con ingresos provenientes en su totalidad de Petróleos Mexicanos. Sin embargo, la aplicación de la política petrolera prosiguió paralelamente a las dificultades y para 1945 la industria mexicana, no solo petrolera, experimentaba un rápido crecimiento y expansión propiciada en parte por la segunda guerra mundial.

Para el periodo comprendido entre 1950 y 1970 la dinámica de crecimiento se interrumpió y por primera vez se dejaba de exportar petróleo (1966) evidenciándose la situación financiera desfavorable de la empresa y la política errónea de bajos precios. En 1971-1972 se reconoce la existencia de problemas y retrasos en el sector petrolero e, incluso, el país se convierte en importador de petróleo neto. A partir de 1972-74 se

² Silva H. J. (1973).

³ Gutiérrez R., (1988).

impulsa la exploración del sureste mexicano y gran parte de los más importantes campos petroleros se descubren. El país regresa por tanto a la producción y exportación de petróleo evitándose así un desastre económico.

De mediados de 1980 a 1981 se suscitó en el país el síndrome petrolero en gran parte por el gasto público desmesurado y por el objetivo de sostener altas tasas de crecimiento económico en un ambiente creciente de recesión mundial. Sin embargo, el nuevo panorama energético en todo el planeta a mediados de 1981, orientado al ahorro y sustitución del petróleo por gas natural y otras fuentes alternas, propiciaron la disminución de la demanda mundial y el precio de crudo traduciéndose en medidas drásticas de austeridad económica en el México.⁴

Desde una perspectiva general, los defaults financieros que el país ha experimentado en su historia económica (el primero ocurrido a principios de 1970, el segundo en 1982, el tercero en 1985 y el cuarto en 1994) han incidido en el desarrollo de la producción de hidrocarburos. Tales problemas han ocurrido debido a factores distintos como variaciones internacionales de precios de los energéticos, principalmente petróleo, y a las políticas públicas desfavorables que los distintos gobiernos han asumido. Asimismo, históricamente México ha sido un importador neto de maquinaria y equipo por lo que el incremento en los costos de importación de estos insumos se ha traducido en un deterioro de la capacidad de utilización y de las inversiones, y en un descenso en la productividad de corto y largo plazo.

Por otra parte, los precios internacionales altos del petróleo también han jugado un papel preponderante en el desempeño del sector. Por un lado, en los últimos años han se ha incrementado el precio de la canasta de crudos mexicanos de exportación, beneficiándose los ingresos que se obtienen por estas ventas. Por otro lado, dado que existe una dependencia de combustibles fósiles (en los sectores industrial, energético, transporte, principalmente) y una importación creciente de combustibles, se ha incrementado el costo global de la energía en el país. Además, también se han afectado los costos de producción del sector petrolero, dada la intensiva utilización de combustibles fósiles y a la declinación de los principales campos petroleros. No obstante, los ingresos excedentes provenientes del aumento de los precios internacionales del crudo han podido cubrir, al día de hoy, los requerimientos del gobierno federal y han solucionado temporalmente los problemas estructurales en los que está inmerso el sector petrolero mexicano, propiciado un ambiente de (tensa) estabilidad económica.

En lo que respecta a gas natural, la producción ha sido limitada en nuestro país, debido a la falta de infraestructura y a la política energética de Pemex que veía a este energético como un producto no deseable y sin valor proveniente de la perforación de pozos petroleros. Pemex se percató del potencial que representa este energético hasta principios de la década de los años setentas. A partir de entonces, comienza a desarrollar gasoductos a lo largo de la costa del golfo con la intención de exportar gas a Estados Unidos. Lo anterior facilitó el consumo del gas en el norte del país y coadyuvo al impulso y desarrollo de algunas empresas de distribución de gas (concesionarias del servicio, ya que la distribución de gas era una actividad de uso exclusivo del Estado).

⁴ Wionczek S. M., (1983)

En los años subsecuentes el panorama de la industria del gas fue modificado significativamente a principios de la década de los años noventas.

Asimismo, con la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) en 1992 se abrió la posibilidad para la incursión de la inversión privada en la generación de electricidad (siempre y cuando no fuera para el servicio público). Esto incentivo la restructuración industrial del segmento del gas natural y, de igual forma, la participación de capital privado en la construcción y operación de gasoductos (incluyendo en la red de transporte de Pemex). Para establecer derechos de propiedad a los inversionistas privados se modificó la ley reglamentaria del Art. 27 constitucional (ramo petrolero). Paralelamente se dio pauta para la creación en 1993 de un organismo regulador (Comisión Reguladora de Energía -CRE-), cuyas atribuciones en materia de gas natural fueron ampliadas en 1995. A partir de este año se diseñó una nueva estructura industrial bajo la cual quedaban establecidas las bases para la participación privada en el transporte, distribución y almacenamiento de gas natural. Pemex conservaría el monopolio legal en la exploración y producción de gas natural, mientras que las demás actividades del sector serían desarrolladas por inversionistas privados.

1.2.-Recursos petrolíferos

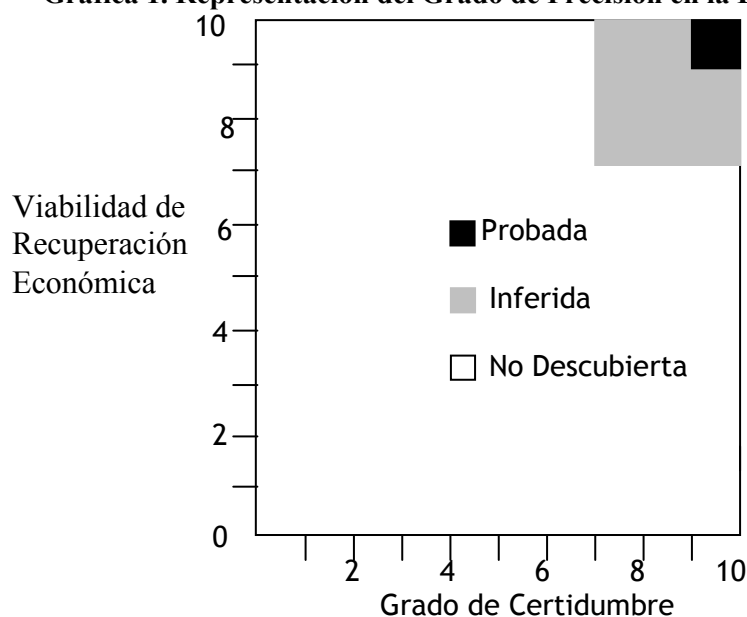
1.2.1.-Reservas

A nivel mundial, las reservas de petróleo identificadas a la fecha corresponden a un número pequeño de campos petrolíferos. Estos campos --comúnmente llamados "gigantes"-- contienen aproximadamente el 70% del crudo contabilizado al día de hoy.

Las reservas son la base de la producción dinámica presente y futura, sustentada en la exploración exitosa y el desarrollo de la extracción las cuáles están ligadas directamente con la dinámica de producción.

Las reservas descubiertas naturalmente declinan su volumen a través del tiempo. Sin embargo, la estimación del momento exacto en el que se agotarán es difícil ya que estén en función de la inversión, exploración, tecnología, condiciones de la región, metodología de medición ((ver gráfica 1).

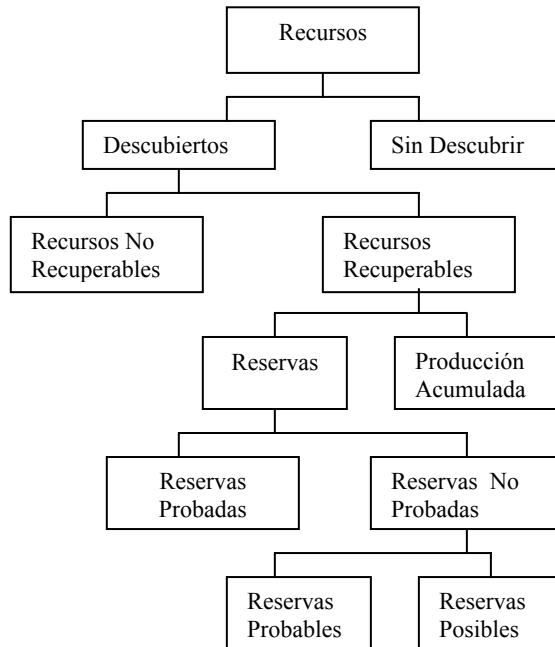
Gráfica 1. Representación del Grado de Precisión en la Estimación de las Reservas



Fuente: Speight R. and J. Ösmü, (2002)

Establecer una clasificación apropiada para cuantificar las reservas de un país o una región es un tema complejo, ya que se trata de volúmenes de hidrocarburos que no se pueden medir de forma exacta aunado a que su composición es dinámica. La figura 1 hace una clasificación básica:

Figura 1. Subdivisión de Recursos

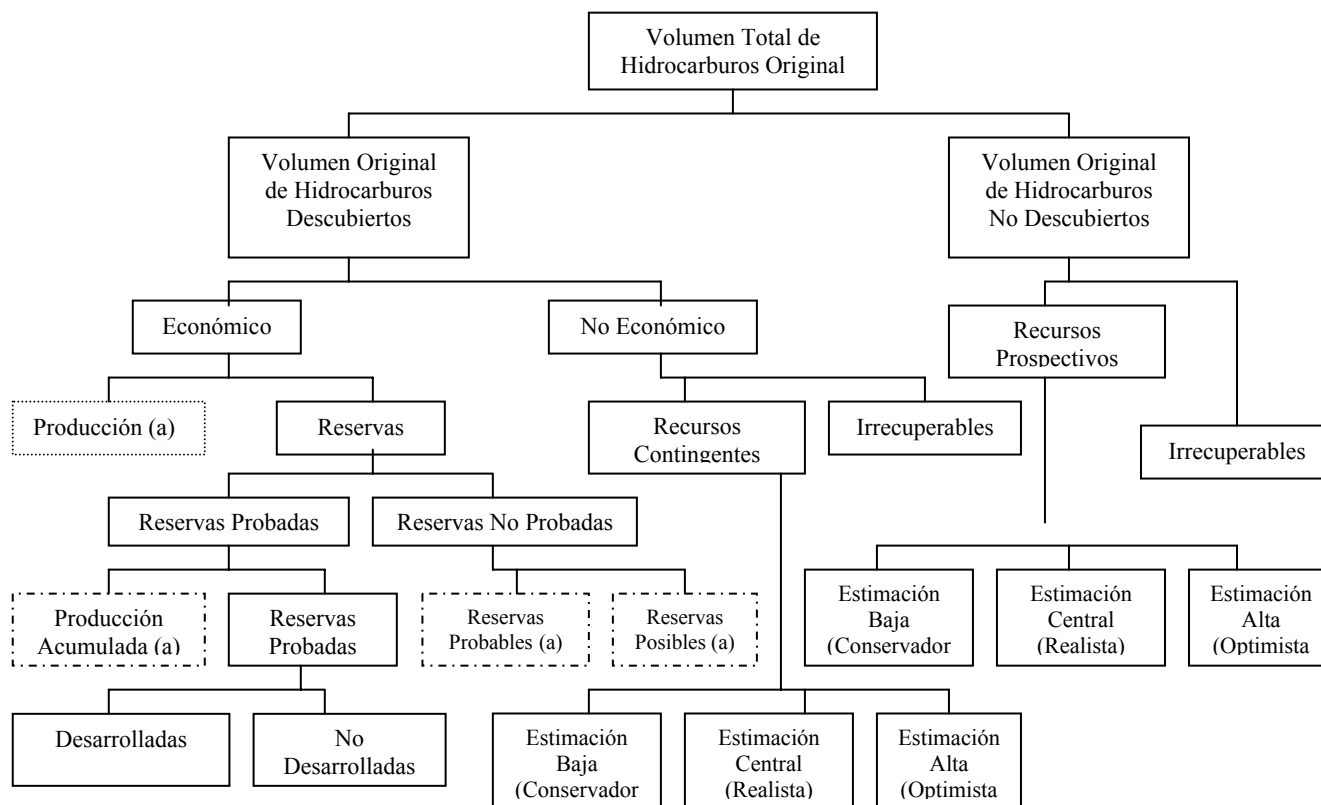


Fuente: Speight R. y Ösmü J. , (2002)

En México rige la clasificación de recursos de hidrocarburos de acuerdo a los criterios de la Securities and Exchange Comisión (SEC) solo para reservas probadas a partir del 2002 retroactivamente y, a partir de 1996, con criterios de la Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologist (AAPG) y World Petroleum Congresses (WPC) para todos demás tipos de reservas.⁵

⁵ La modificación de esta clasificación no afectó el total de reservas totales o 3P. Lo que disminuyó fueron las reservas probadas. Por el contrario, las reservas probables y posibles aumentaron (SENER, Diagnostico Situación de Pemex, 2008).

Figura 2. Clasificación de los Recursos y Reservas de Hidrocarburos



(a) Subdivisión que no está presente en la clasificación de la SEC

Fuente: Elaboración con base en información de SEC 2007 y las publicaciones de Pemex concerniente a Reservas de Hidrocarburos 2007.

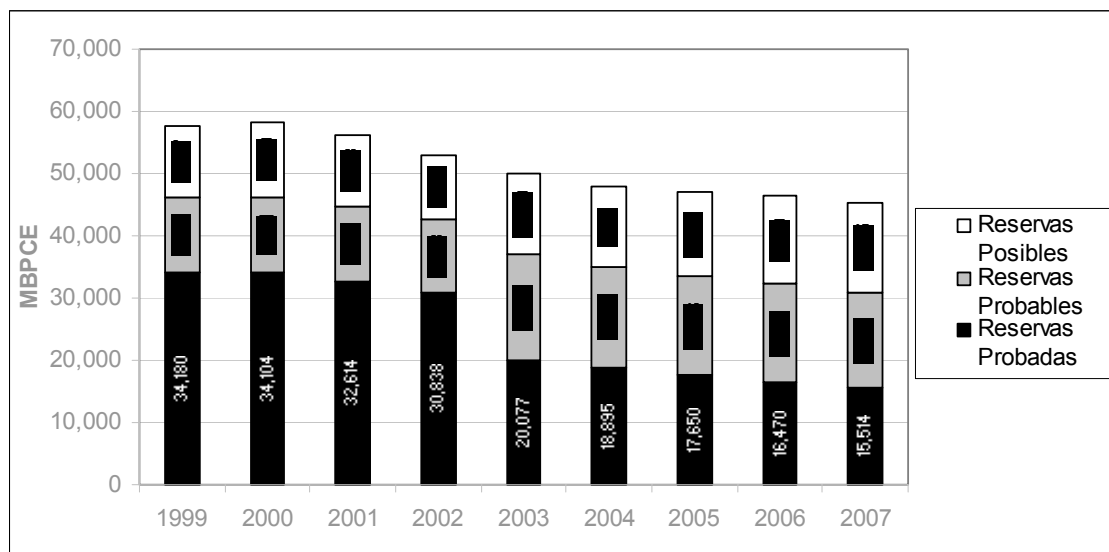
La definición de reservas probadas la emite la SEC. Las reservas probadas son las cantidades estimadas de crudo que se pueden extraer con certidumbre razonable y que se espera sean recuperadas en años futuros bajo las condiciones económico-operativas existentes. De esta forma, las reservas probadas (ó 1P) se dividen en reservas desarrolladas y no desarrolladas (ver gráficas 3-4, respectivamente).⁶ Las primeras son la que pueden extraerse utilizando la infraestructura actual (en 2007 equivalen a 10.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente), mientras que las segundas no se pueden extraer de forma inmediata por razones de certidumbre económica y técnica de corto plazo.

De igual forma, Pemex define las reservas probables (ver gráfica 5) como aquellas que representan por lo menos el 50 por ciento de probabilidad de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más posibles. Además, define las reservas posibles como aquellas donde la certidumbre de recuperar comercialmente su contenido es menos segura que la de las reservas probables (10 por ciento de probabilidad) (ver gráfica 6). Por su parte, las reservas probadas de gas natural ascienden a 4.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce),

⁶ Además de las reservas 1P existen las reservas 2P (la suma de las reservas probadas más las probables) y las 3P (las reservas totales, es decir, las reservas probadas más las probables más las posibles).

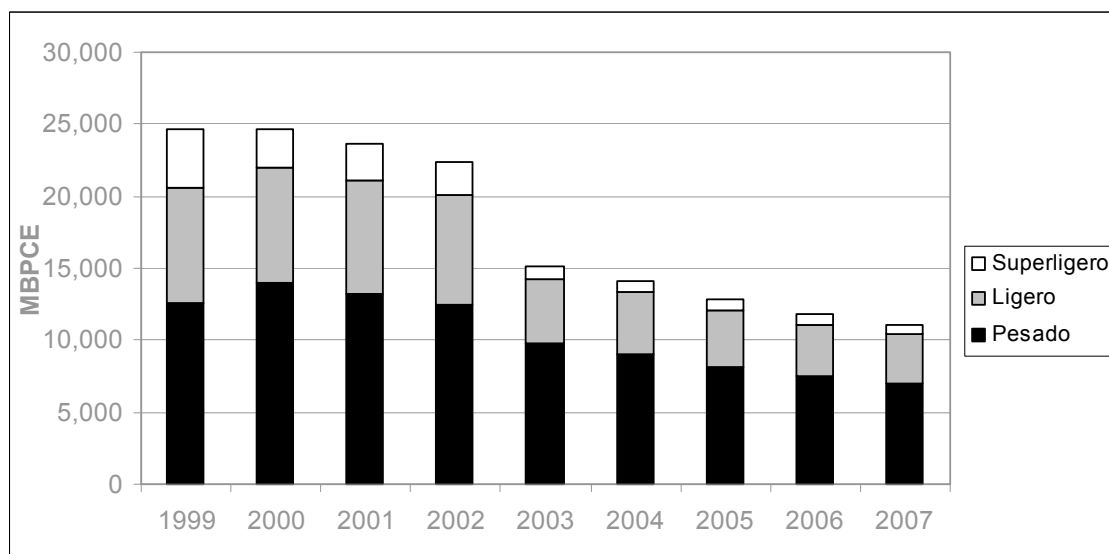
las reservas probables a 4.3 mmbpce y, finalmente, se estiman reservas posibles en 4.7 mmbpce.

Grafica 2. Reservas Totales
(Crudo, Condensados, Líquidos de Plantas y Gas Seco)



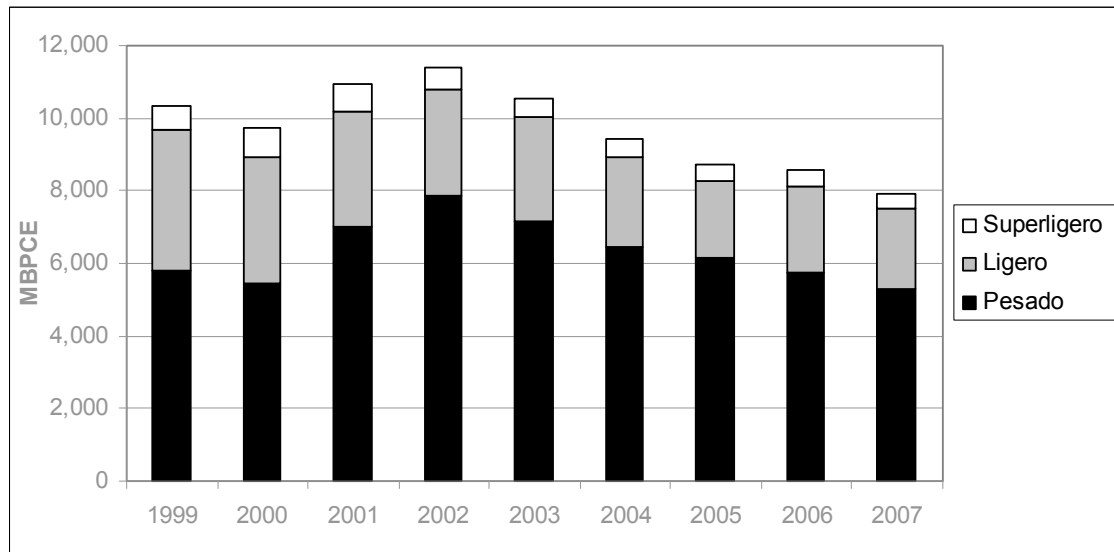
Fuente: Pemex, (2003 y 2006).

Grafica 3. Total de Reservas Probadas de Crudo



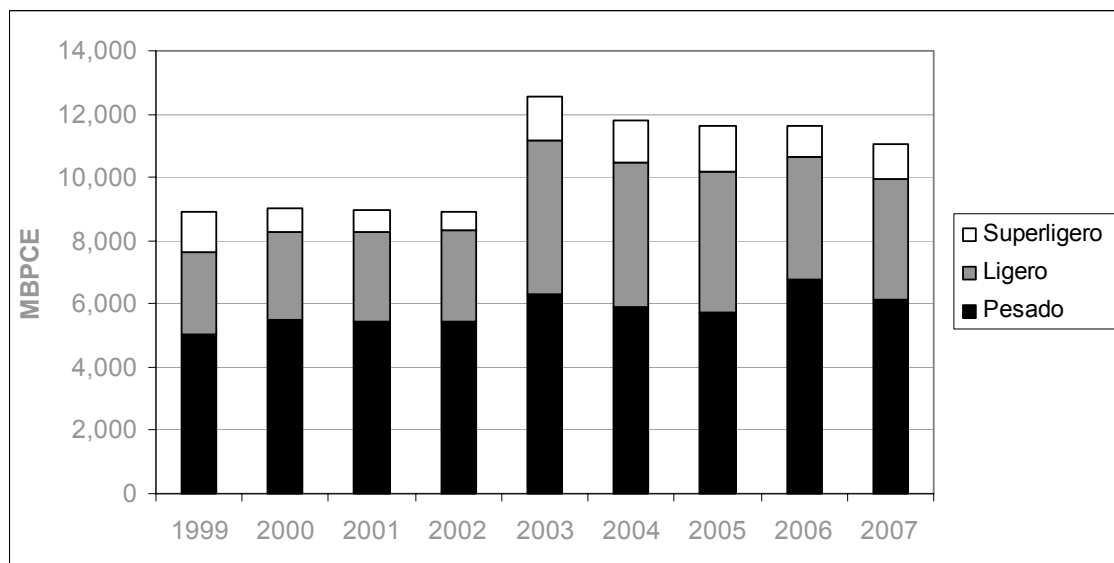
Fuente: Pemex, (2003 y 2006).

Grafica 4. Total de Reservas Probadas Desarrolladas de Crudo



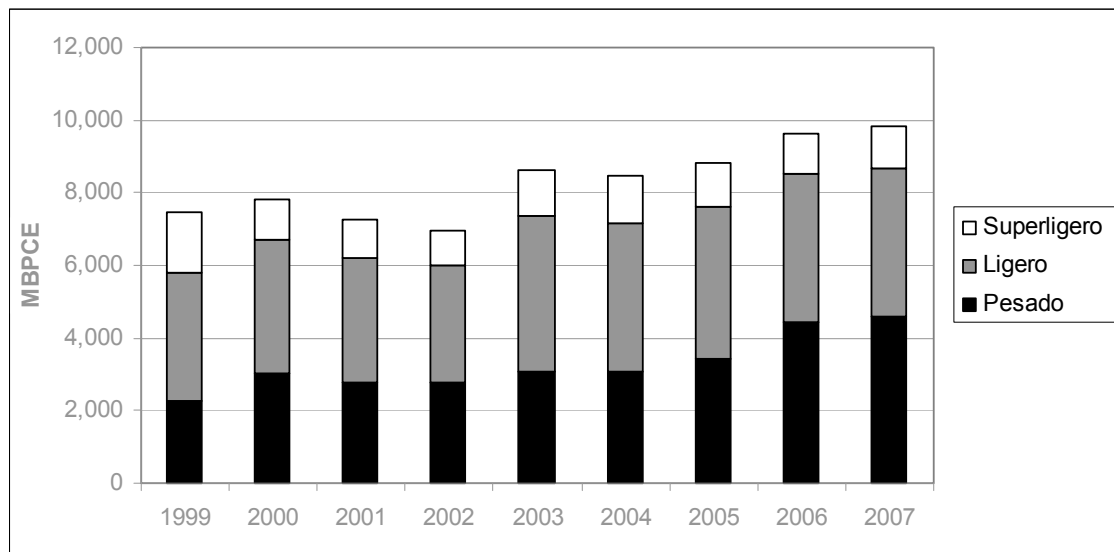
Fuente: Pemex, (2003 y 2006).

Grafica 5. Total de Reservas Probables de Crudo



Fuente: Pemex , (2003 y 2006).

Grafica 6.Total de Reservas Posibles de Crudo



Fuente: Pemex , (2003 y 2006).

1.2.2.-Recursos Prospectivos

Los recursos prospectivos no forman parte de las reservas de hidrocarburos (ver figura 2). Su estimación volumétrica se basa en información sísmica tridimensional, modelos geológicos y geofísicos de cada área, información geoquímica y petrofísica, así como en consideraciones de incertidumbre. Sin embargo, a diferencia de las reservas de hidrocarburos, su estimación no requiere la perforación de pozos exploratorios, pero sí emplea la información disponible del área a evaluar⁷. Pemex establece que éstos recursos prospectivos podrían ser equivalentes a cerca del 60 por ciento (53.8 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente) de la suma de las reservas totales y la producción históricamente acumulada. Los principales yacimientos se encuentran en la Cuenca del Golfo profundo (55), seguidos de la cuenca del Sureste (34) y el restante 11 se encuentra en otras cuencas. Si bien se trata de una magnitud significativa, su recuperación potencial está sujeta a mucha mayor incertidumbre.

Pemex define sus recursos prospectivos como el volumen de hidrocarburos estimado en una fecha dada, el cuál consta de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables. Se debe mencionar que, si bien se consideran potencialmente recuperables, a diferencia de las reservas su viabilidad comercial no se define al hacerse su estimación. Sin embargo, la disminución secular de las reservas ha tendido a desplazar el foco de atención hacia los recursos prospectivos.⁸

⁷ Pemex, (1995-2007).

⁸ Lajous A., (2008) .

1.2.3.-Recursos Contingentes

Son cantidades de hidrocarburos que son estimadas a una fecha dada, las cuales son potencialmente recuperables apartir de acumulaciones conocidas y que bajo las condiciones de evaluación a tal fecha no son consideradas comercialmente explotables. Los recursos contingentes (ver figura 2) pueden incluir acumulaciones donde no existía un mercado para comerciar lo producido, o donde la recuperación deseada de hidrocarburos dependía del desarrollo de nuevas tecnologías, o bien donde la evaluación de la acumulación no ha concluido⁹. Al día de hoy, son diversos los métodos que emplea Pemex para extraer los recursos contingentes de formaciones productoras cuando la presión del yacimiento resulta insuficiente o cuando se re-presuriza el yacimiento con objeto de extraer volúmenes adicionales de aceite.

Desafortunadamente, programas de recuperación secundaria que debieron iniciarse en el inicio del ciclo de vida de muchos yacimientos ya no lograrán niveles óptimos de recuperación, aún cuando se aplicara la tecnología más moderna. En este sentido, Pemex requerirá hacer una evaluación integral y sistemática de sus principales campos para determinar la rentabilidad de proyectos que permitan extraer una mayor proporción de los recursos contingentes en campos conocidos. Las restricciones que enfrenta en relación al diseño y ejecución de estos proyectos no sólo son de carácter financiero sino organizativo, regulatorio y administrativo¹⁰.

1.2.4.-Reservas Remanentes

A la fecha más de la mitad de las reservas originales totales ya fueron producidas, y las reservas probadas remanentes representan menos de la cuarta parte de las reservas probadas originales. Conviene precisar que, a mediano plazo, el rejuvenecimiento de las reservas probadas del país se logrará básicamente con el desarrollo de las reservas probables, lo que permitirá reclasificar reservas probables a probadas y, a través de la conversión de reservas contingentes, en reservas remanentes. En consecuencia, la evaluación de las reservas supone una visión dinámica de su posible desarrollo que considere la certeza geológica, la dificultad técnica y la viabilidad económica de las diversas clases de reservas y de los recursos potenciales. Una imagen estática de las reservas y recursos podría incluso alimentar percepciones “catastrofistas”¹¹.

1.3.-Producción

Los hidrocarburos en México se encuentran entre los energéticos que más utilizan los sectores en sus procesos productivos: 70 por ciento aproximadamente ente 1980 y 2007 (proporción que se mantiene constante durante el periodo). Del porcentaje anterior, tres cuartas partes provienen del petróleo lo que confirma la dependencia energética de los sectores que integran la economía del país (transporte, eléctrico, industrial y petrolero, entre los más importantes). En 2007, la producción de crudo (3,082 miles de barriles diarios) ubicó a Pemex en el tercer lugar mundial. El volumen de proceso de crudo en sus refinerías (1,269 miles de barriles diarios) la colocó como la 13ª petrolera más grande. México ocupa el 6º en cuanto a producción de crudo y, en cuanto a capacidad de refinación, el país ocupa la posición número quince a nivel mundial.

Se ha observado un incremento en la capacidad de producción en el periodo comprendido entre 1986-2003. No obstante, a partir del año 2004 no sólo la producción

⁹ Pemex, (2007).

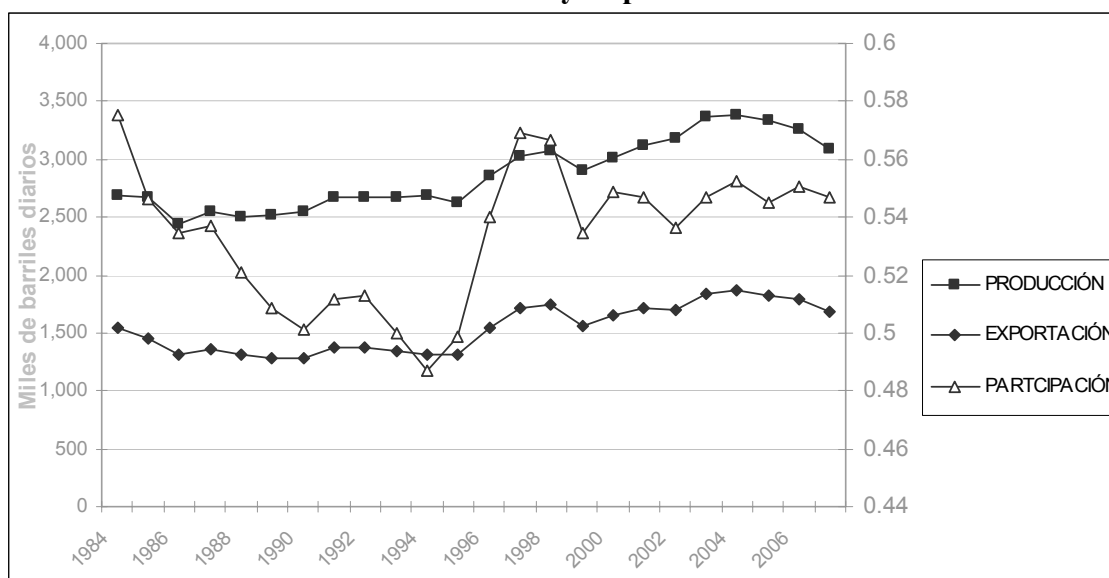
¹⁰ Lajous A.,(2008).

¹¹ Ibidem.

se ha reducido, también las exportaciones han experimentado una tendencia a la baja (ver gráfica 7). Es importante mencionar que a partir de 1997 la producción de Pemex ha provenido en porcentajes altos de Cantarell lo que ha favorecido el aumento de la producción y, en, años recientes, ha incidido también en la reducción de ésta. Por otra parte, a partir de 1994 no se ha podido atender la demanda de petrolíferos del país, lo que se ha traducido en un incremento de las importaciones. Un ejemplo de ello, es que la producción de gasolinas de Pemex (ver gráfica 8) no permite abastecer la demanda interna, lo que en 2007 se ha traducido en importaciones que representan el 41 por ciento de las ventas totales¹². Lo anterior es reflejo de las deficiencias en la capacidad de refinación.

De acuerdo a información de Pemex y de la EIA (Energy Information Administration), México alcanzó su máximo nivel de producción de petróleo crudo (incluyendo condensados) en 2004 (3883 millones de barriles diarios –mmbd-). A partir de ese momento, la producción ha declinado de 3.4 mmbd a 3.1 mmbd en 2007. Pemex se propone mantener la producción por arriba de los 3.1 mmbd hasta 2012, aunque recientemente parece haber reducido este piso a 3.0 mmbd (a principios de 2008).¹³

Grafica 7. Producción y Exportación de crudo



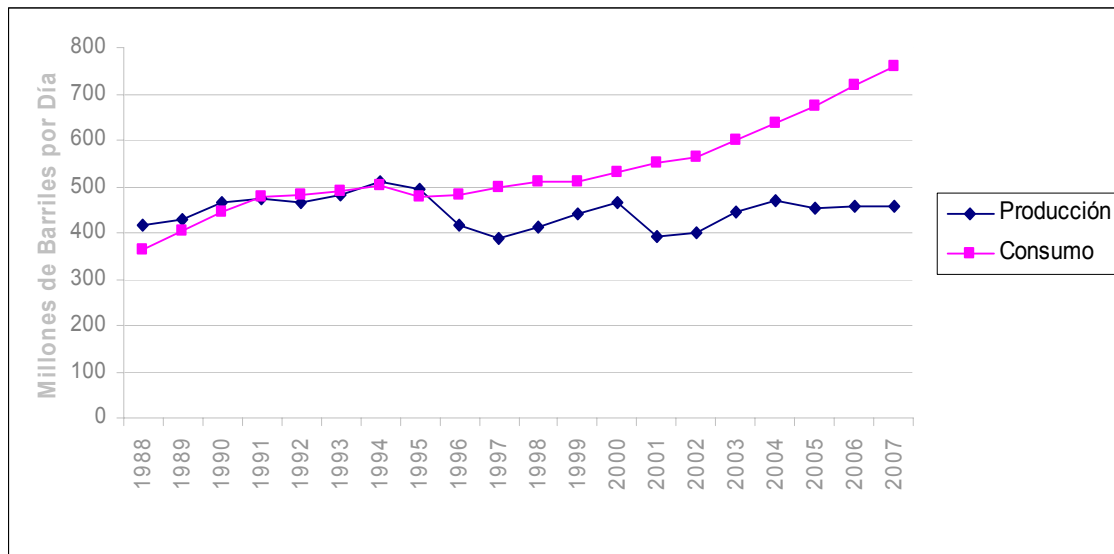
Fuente: Pemex, (2008), EIA(2008).

Por otra parte, desde 1994 la producción de gasolinas en México se ha deteriorado paulatinamente. A partir de entonces, ésta ha sido insuficiente para satisfacer la creciente demanda interna (ver gráfica 8). De esta forma en 2007 se importaron 308 mmbd, cifra que representa el 40% del consumo interno siendo el sector transporte el de uso más intensivo (60% de participación en la demanda total de combustibles).

¹² SENER, (2008a).

¹³ Lajous A. (2008)

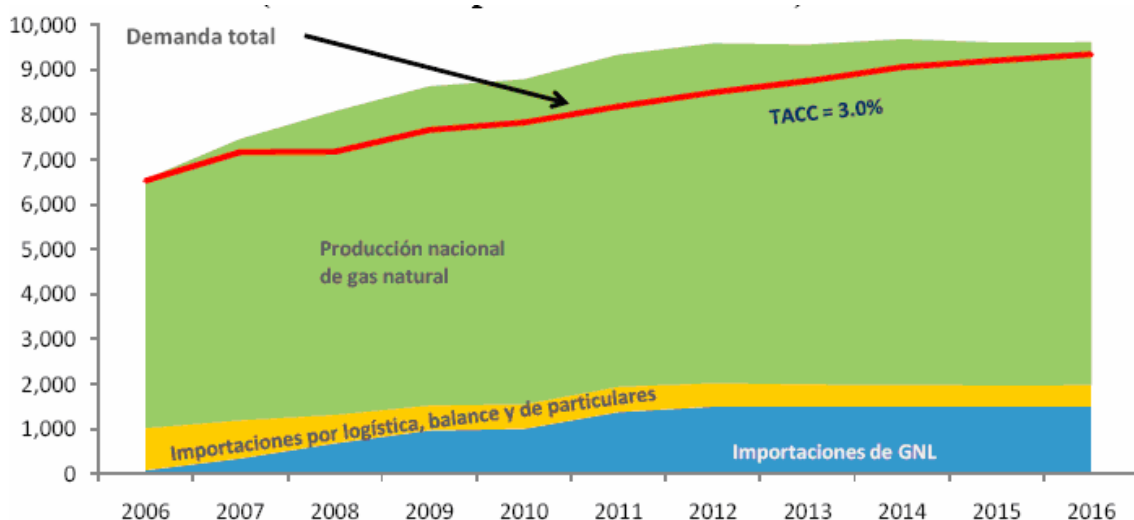
Gráfica 8. Oferta y Demanda de Gasolina en México



Fuente: Pemex (2008), SENER (2008a).

De igual forma que el petróleo, el gas natural es un insumo fundamental para el sector industrial, la generación eléctrica y, en años recientes, para el sector residencial. El incremento del uso del gas natural en la economía mexicana ha sido propiciado principalmente por cambios tecnológicos, así como por su creciente utilización en el sector eléctrico (aumento en las plantas de ciclo combinado a partir de las reformas a LSPEE de 1992). Asimismo, los cambios en las regulaciones ambientales han propiciado el incremento del uso de este energético. No obstante, a partir de 1997 la producción del energético ha sido insuficiente para cubrir su demanda nacional. En 2007 las importaciones de este energético (incluyendo gas natural licuado) ascendieron a 23% del consumo nacional (incluyendo Pemex y otros). En su balance de gas, Pemex muestra la tendencia creciente de las importaciones la cuál se espera se incrementen en los próximos años (ver gráfica 9).

Gráfica 9. Balance de Gas Natural
(Millones de pies cúbicos diarios)

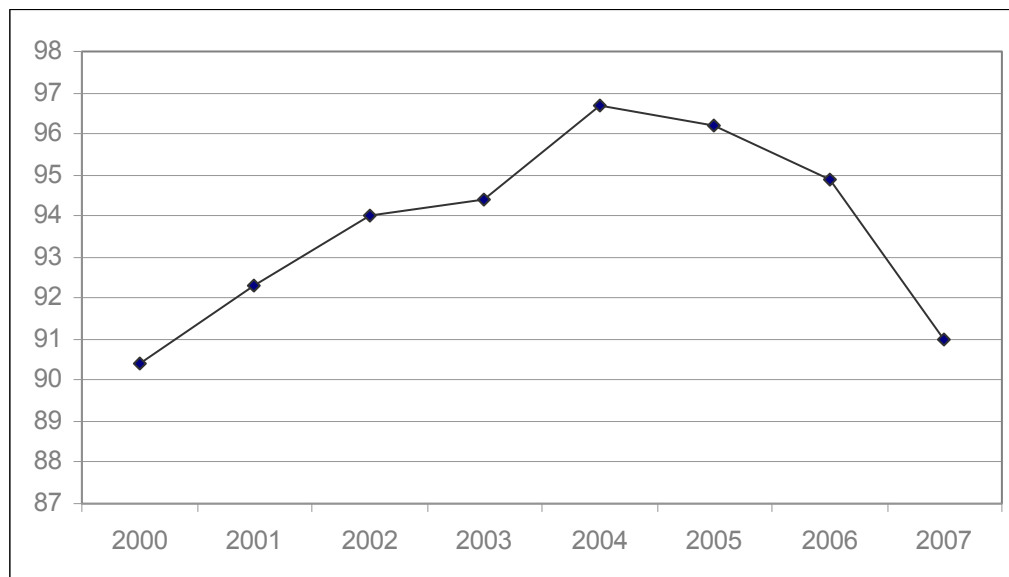


Fuente: SENER (2008a).

Un problema de eficiencia que prevalece en Pemex es el excesivo ventaneo de dicho energético, principalmente en las regiones marinas (ver gráfica 10).

Gráfica 10. Aprovechamiento de Gas Natural (Porcentajes)

Referencia internacional 97%



Fuente: SENER (2008a).

1.3.1.- Cantarell

El campo más productivo de la bahía de Campeche (sonda) es el complejo Cantarell¹⁴, compuesto por diez pozos principales: AKAL (es el pozo mayor), Nohoch, Chac, Kutz, Ixtoc, Sihil, Balam, Ek, Takin y Utan. Cantarell es el icono de Pemex cuya experiencia y conocimiento acumulado en la ejecución de proyectos de gran tamaño ha permitido una participación más eficiente en otras regiones en donde la tecnología sigue siendo un factor preponderante para el incremento de los factores de recuperación. La producción comenzó a partir de 1979¹⁵ con el pozo descubridor Chac, los tirantes de agua se encuentran en rangos que van de 35 a 50 metros. Cantarell tiene una extensión de 162 Km cuadrados, con más de 210 pozos de desarrollo y aproximadamente 8 de inyección de nitrógeno (a partir de 1997 se comenzaron a inyectar 1.2 billones de pies cúbicos de nitrógeno por día). Para el año de 2007, las reservas de hidrocarburos en este complejo representan el 17 por ciento del total (45376 mmbpce). De ese porcentaje, sólo el 17 por ciento son reservas probables, 19 por ciento reservas posibles y 64 por ciento son reservas probadas.

A partir de su descubrimiento en Cantarell se han observado tres etapas bien definidas. La primera cuyo intervalo comprende 1979-1996 se caracterizó por el desarrollo y explotación inicial que incrementó rápidamente la plataforma de producción que se venía obteniendo de las regiones Norte-Sur y Chiapas. En la segunda etapa, 1997-2004, se complementó el desarrollo y maximizó la producción, incrementándose de manera importante la inversión y potenciándose las actividades de desarrollo. Esto dio como resultado que en el año 2003 se haya alcanzado la producción máxima (2.2 mmbd). La

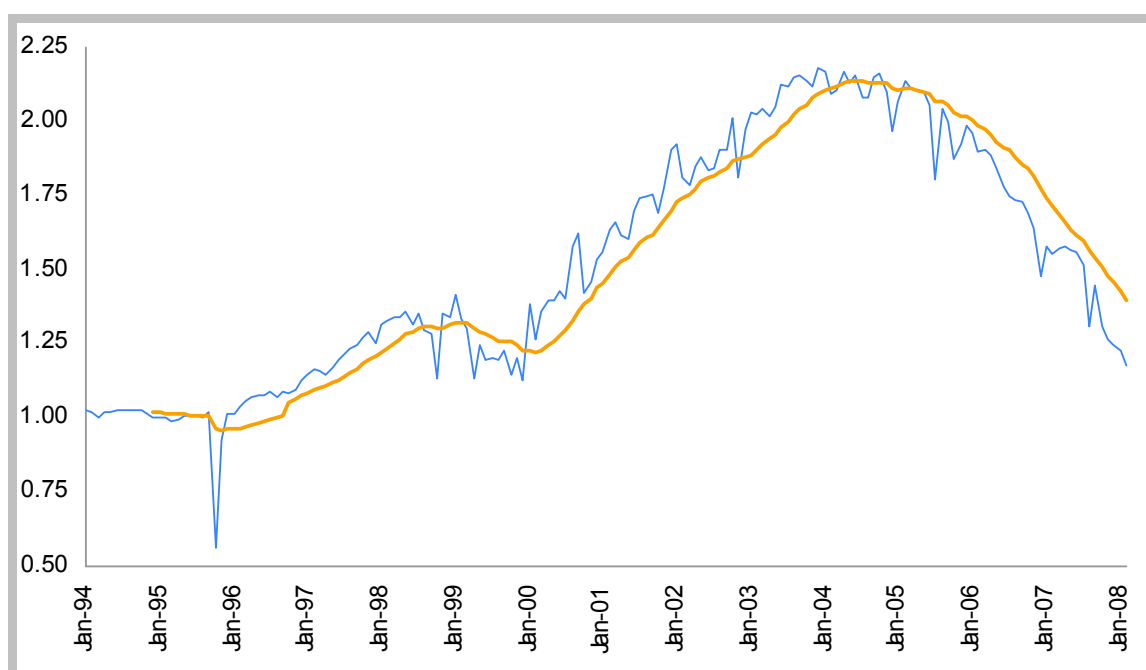
¹⁴ La calidad del crudo que se extrae está en rangos de 20 a 22 grados (o densidad) API.

¹⁵ Cantarell es un complejo descubierto por casualidad en 1971.

última etapa comprende 2005 a la fecha, y se ha caracterizado por la administración de la declinación la cual presenta una tasa del 14 por ciento anual (ver gráfica 11). El objetivo fundamental es maximizar el factor de recuperación del yacimiento.

Dada la importancia que el gigante productor Cantarell representa para el país, se requiere que Pemex invierta en nuevas tecnologías que modulen la tasa de declinación así como perforar nuevos pozos en el área que extiendan la vida del yacimiento. Pemex necesita implementar técnicas que fortalezcan estos factores de recuperación aunque, aún cuando así sea, el determinar la trayectoria de declinación exacta del Cantarell es un proceso complejo e inexacto. Aunado a lo anterior, Pemex está centrando sus esfuerzos en el desarrollo del complejo de Ku-Maloob-Zaap el cual se puede conectar con las instalaciones existentes de Cantarell. Por lo que se espera que Ku-Maloob-Zaap produzca aproximadamente 0.8 millones de barriles al día antes de 2010, y mantenga la producción en rangos cercanos a la producción actual.

Gráfica 11. Cantarell: producción mensual de petróleo crudo y media móvil de 12 meses
(millones de barriles diarios)



Fuente: Lajous A. (2008).

1.3.2.- Tecnología de Pemex

En su estado natural, el “crudo” tiene un valor comercial bajo por lo que requiere distintos procesos de refinación que le agreguen valor. En presencia de crudos ligeros, se requieren menor número de procesos de refinación para obtener gasolinas por lo que el precio del crudo aumenta. Contrariamente, los crudos pesados requieren de procesos de refinación que eliminen elementos no deseados¹⁶. México cuenta con diferentes

¹⁶ Recientemente se ha descubierto que los crudos pesados poseen mayores propiedades antidetonantes que las que poseen los crudos ligeros, lo anterior ha coadyuvado a un cambio tecnológico en la estructura de refinación (Torres R., 2002).

calidades de crudos situados en rangos que van de super-ligeros a pesados (tabla1), con una mayor presencia de crudos pesados en sus reservas probadas (gráfica 4). El problema que surge del procesamiento de crudos pesados radica en la elevada inversión que se requiere para adecuar las instalaciones refinadoras con catalizadores capaces de reducir principalmente las concentraciones de azufre-nitrógeno-oxígeno-cloro-metales¹⁷, y producir a gran escala bienes (generalmente combustibles) que cumplan con los estándares de calidad establecidos en el mercado (económico-ambientales).

En México, el Sistema Nacional de Refinación no está diseñado en su totalidad para el procesamiento de crudos pesados¹⁸. Aunado a lo anterior, los requerimientos energéticos con los que se refina el crudo en la mayoría de las refinерías en el país son elevados en comparación con los estándares de eficiencia internacional. De acuerdo al índice Solomon concerniente a su componente energético, se observan intensidades energéticas con valores que van de 120 a 140 (la referencia son índices con valores 90 a 92) lo que significa que el aprovechamiento de energía es ineficiente, y que la infraestructura actual requiere serías modificaciones para ser eficiente en la recuperación de energía (ver gráficas 10-12 y 13).

Además de las refinерías, Pemex cuenta con 15 terminales marítimas, 5, 197 km de oleoductos, 8, 835 km de poliductos, 77 terminales de almacenamiento y distribución (ver mapa 1)¹⁹. Hay que subrayar que los conocimientos adquiridos y la experiencia derivada de proyectos para aumentar la exploración, el desarrollo y la producción a largo plazo –así como la administración de la declinación de Cantarell-- han permitido lograr objetivos de desarrollo en el corto y largo plazos tanto en aguas someras como en la superficie terrestre. No obstante, en el diseño e instalación de nuevos proyectos en aguas profundas y ultra-profundas Pemex requiere de fuertes inversiones en tecnología y recursos humanos que potencien la ejecución exitosa de un segundo megaproyecto (adicional al de Cantarell).

¹⁷ Los catalizadores y los reactores en cada planta refinadora no son iguales, por lo que la tecnología a emplearse depende del tipo de crudo a procesar.

¹⁸ El Sistema Nacional de Refinación está integrado por seis refinadoras: Cadereyta (reconfigurada para proceso de crudo pesado), Madero (reconfigurada para proceso de crudo pesado), Minatitlán (en proceso de reconfiguración), Salamanca, Tula y Salina Cruz (desde 1979 no se ha construido ninguna refinерía). Adicionalmente, Pemex desde 1993 posee (50%) una refinерía en sociedad con la empresa Shell, ubicada en Deer Park, Texas, con el propósito de ampliar la capacidad de procesamiento de crudo.

¹⁹ SENER, (2008a),

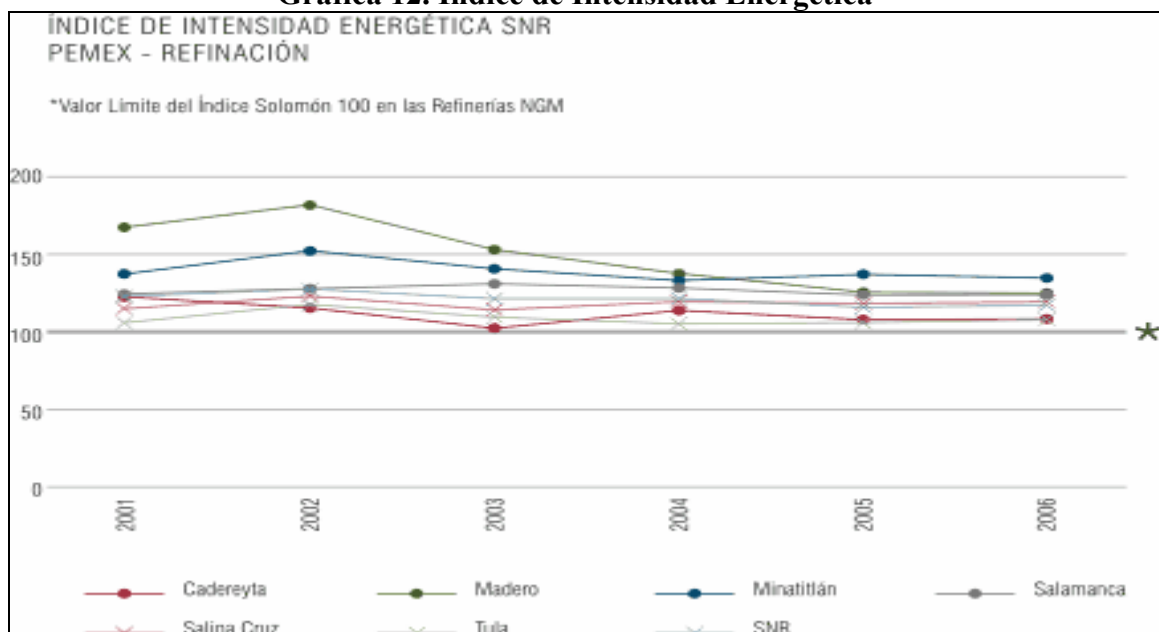
Mapa 1. Infraestructura de Pemex



Poliductos —
 Oleoductos —

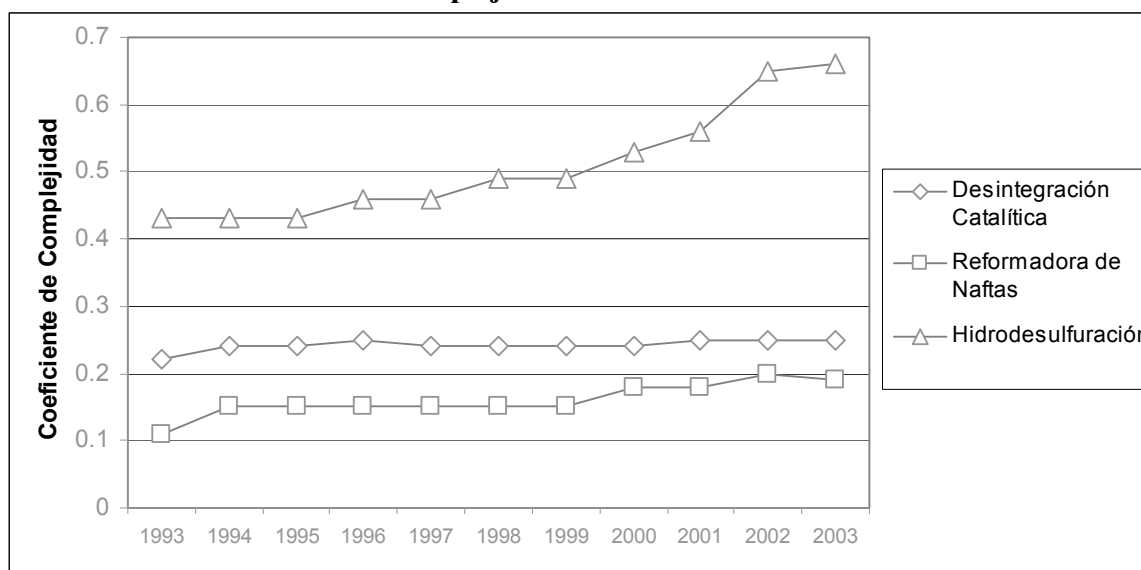
Fuente: SENER, (2008a).

Gráfica 12. Índice de Intensidad Energética



Fuente: Pemex, (2008).

Gráfica 13. Coeficiente de complejidad en el Sistema Nacional de Refinación²⁰



Fuente: Pemex (2008).

En lo que respecta a gas natural, Pemex cuenta con 10 centros de proceso de gas, 25 plantas de endulzamiento de gas y condensados, 16 plantas de recuperación de líquido, 7 plantas fraccionadoras, 12 plantas recuperadoras de azufre, 8985 km de ductos de gas natural, 3051 km de gas licuado de petróleo y 20 terminales de gas también de gas licuado de petróleo.

1.3.3.- Aguas Someras, Profundas y Ultraprofundas

La exploración de nuevos pozos en aguas profundas y ultraprofundas (tirantes de agua menores a 1500 metros y mayores a 1500 metros respectivamente) en el Golfo de México no está desarrollada. De acuerdo a información de Pemex, del total de recursos prospectivos, el 55% se encuentran en el Golfo de México y, de este porcentaje, aproximadamente el 70% pertenece al rubro de aguas ultraprofundas (hasta ahora solo se ha inferido el 30% de las oportunidades exploratorias). Adicionalmente, existen yacimientos compartidos transfronterizos con Estados Unidos en la denominada Área Perdido (Perdido Foldbelt), considerado el yacimiento más importante y que posee un tamaño aproximado al área de Washington D. C. y Cuba²¹.

En la campaña 2004-2007 de exploración en aguas ultraprofundas se contrataron dos plataformas de perforación. Para el 2009-2010 se ha contratado una más (la decisión fue tomada a finales del gobierno del ex-presidente Fox). A partir de entonces, se han adjudicado 4 contratos mediante licitación para la incursión exploratoria en este tipo de aguas (aún cuando hoy en día apenas se discute la conveniencia de explorar y explotar en las profundidades del Golfo). Estas plataformas permitirán ejecutar un programa a gran escala superior al de cualquier empresa individual dedicada exclusivamente a

²⁰ El Coeficiente permite conocer la relación que guarda la capacidad de los procesos secundarios respecto a la capacidad de las plantas de destilación primarias (lo que a su vez refleja el cambio hacia la elaboración de combustibles con menor contenido de azufre). SENER, (2008b).

²¹ Los más importantes son Thunder Horse, Atlantis, Holstein, Mad Dog, Kinas Peak, Diana Hoover, Auger, Mars Na Kika, Neptune and Ursa en Estados Unidos, y Magnánimo y Alaminos-1 en México. Anderson N. Reger and Boulanger Albert, Prospective of the Ultra-Deepwater Gulf of Mexico, Lamont-Doherty Earth Observatory, (2003) y SENER, (2008a)

exploración. De esta forma, Pemex tendrá que adecuar y autorizar un acervo de localizaciones listas para ser perforadas, contar con equipo, supervisar su ejecución, además de coordinar a las empresas que prestarán sus servicios especializados para ello.

De tener éxito, se necesitará formular un programa de desarrollo ambicioso. Pemex ha reconocido que su falta de experiencia y su limitada capacidad exploratoria en aguas profundas lo que obliga a asociarse con empresas con la capacidad y la experiencia requerida. Pemex no cuenta con la capacidad técnica, organizativa y de gestión, como tampoco con los recursos humanos altamente calificados para iniciar la perforación exploratoria en aguas ultra-profundas.²² En este contexto, el tema central que no ha sido abordado hasta ahora por las autoridades se refiere a la naturaleza de la relación que vincularía a las empresas petroleras internacionales con el dueño de los recursos del subsuelo, en este caso representado por el Estado²³.

El desarrollo de proyectos en aguas someras no es para Pemex su estrategia más importante. Al tratarse de zonas por demás exploradas y explotadas, lo más probable es que los campos que se llegaran a descubrir en estas aguas serían de tamaño pequeño. Las regiones someras como las ultra profundas presentan ventajas y desventajas. Las aguas someras se encuentran más cerca de la infraestructura existente. En aguas ultra profundas, los costos técnicos de producción por barril tienden a ser más bajos, aunque, la construcción de infraestructura los incrementa. En términos generales, los costos más los riesgos en aguas ultra profundas tienden a ser mayores que los de las aguas someras (ver sección 1.4.2).

1.3.4.- Calidad del crudo Mexicano

El petróleo es una mezcla principalmente de carbono e hidrógeno, en menores porcentajes azufre, nitrógeno, metales y otros. Varía en color, olor, origen y edad. Aún en la actualidad es complejo determinar con un alto grado de precisión la proporción de sus elementos químicos y propiedades físicas. Del petróleo se obtienen una gran variedad de compuestos, usualmente hidrocarburos. Adicionalmente, los hidrocarburos son caracterizados de acuerdo a su capacidad de aislamiento mediante diferentes técnicas, principalmente por refinación (destilación). Por convención, las propiedades físicas que se han adoptado para su clasificación son punto de ebullición, gravedad específica (densidad), gravedad API (American Petroleum Industry) y resistencia (viscosidad). La tabla 1 presenta las distintas especificaciones a partir de las diversas propiedades físico-químicas.

²² SENER, (2008a) y Lajous, (2008).

²³ Lajous A. (2008)..

Tabla 1. Especificaciones Generales del Petróleo

ORIGEN Y EDAD	RESISTENCIA ²⁴	GRAVEDAD ESPECÍFICA ²⁵	GRAVEDAD °API ²⁶	PUNTO DE EBULLICIÓN °F ²⁷	OLOR	TIPOS DE REFINACIÓN		
REGIÓN	SUPER-LIGEROS	.86>.794	34.1> 46,7	30-300	DULCES (BAJO CONTENIDO DE AZUFRE)	RECHAZO DE CARBONO (CRAQUEO, VISBREAKING, PIROLISIS, ETC.)	ADICIÓN DE HIDRÓGENO (CATÁLISIS, ETC)	SEPARACIÓN (DESTILACIÓN, DESFALTACIÓN Y EXTRACCIÓN)
	LIGEROS	0.92>0.86	22.4 > 34	300-400				
	PESADOS	0.99>0.92	10.1> 22.3	400 -800	AMARGOS (ALTO CONTENIDO DE AZUFRE)			
	EXTRA-PESADOS	1.0>	10>	800 -1100				

Fuente: Elaboración con base en información de Torres R., (2002).

Similarmente a las reservas, la clasificación por tipo de crudo de acuerdo a los grados API cambia a través del tiempo (reclasificación por cambios en los procesos de refinación). En México existen 4 tipos de crudo: Maya, Istmo, Olmeca y Marino Ligero, el último clasificado en años recientes tabla 2. En general los pesados dominan la canasta de crudos del país.

²⁴ La oposición que presentan las sustancias al contacto con una superficie. También se le denomina “viscosidad”.

²⁵ $GE = \left(\frac{141.5}{API + 131.5} \right)$ Es una comparación entre la densidad de una sustancia con la densidad del agua.

²⁶ $API = \left(\frac{141.5}{GE} \right) - 131.5$, dónde GE es la gravedad específica. En términos generales los grados API. muestran cuan pesado es un crudo en comparación al peso del agua. En la mayoría de los casos, entre mayor sea cantidad de grados API que se obtengan de la ecuación más ligero será el crudo y menor cantidad de azufre..

²⁷ Es el punto en el cual las sustancias se evaporan.

Tabla 2. Clasificación de Crudos Mexicanos

Región (principal)	Resistencia	Nombre	Gravedad °API		Olor (%de azufre)	
			1991	2000	1991	2000
Norte y Sur	Super-ligeros	Olmeca	39.8	38.9	.8	.93
Norte, Sur y Suroeste	Ligeros	Marino	---	34.5	---	1.23
		Istmo	34.8	32.9	1.5	1.4
Marina Noreste y Norte	Pesados	Maya	22.2	21.5	3.3	3.4
---	Extra-pesados	---	---	---	---	---

Fuente: Elaboración con base en Torres R., (2002).

En nuestro país se clasifica la producción por región: Marina Noreste, Marina Suroeste, Norte y Sur. En la región marina noreste existen los campos más productivos de entre los cuales se distinguen Ku-Maloob-Zaap y Cantarell que cuentan con cuatro pozos principales: Akal, Nohuch, Chac y Kutz. Por su parte, en la región marina suroeste se distingue Abkatun-Pol-Chuc. Estas dos regiones concentran aproximadamente el 78% de las reservas probadas del crudo del país. La región Sur es la segunda entidad en importancia. Ahí se encuentran los complejos de Antonio J. Bermúdez y Jujo-Tecominoacán. Por otro lado, en Tabasco y Chiapas se encuentran las reservas más grandes de gas natural (descubiertas en 1976) En 2002 también se efectuaron nuevos descubrimientos en Veracruz. En el norte se encuentran otros yacimientos importantes tales como Sabinas-Tamaulipas y Burgos.

1.4.- Geología

1.4.1.-Evolución de los descubrimientos

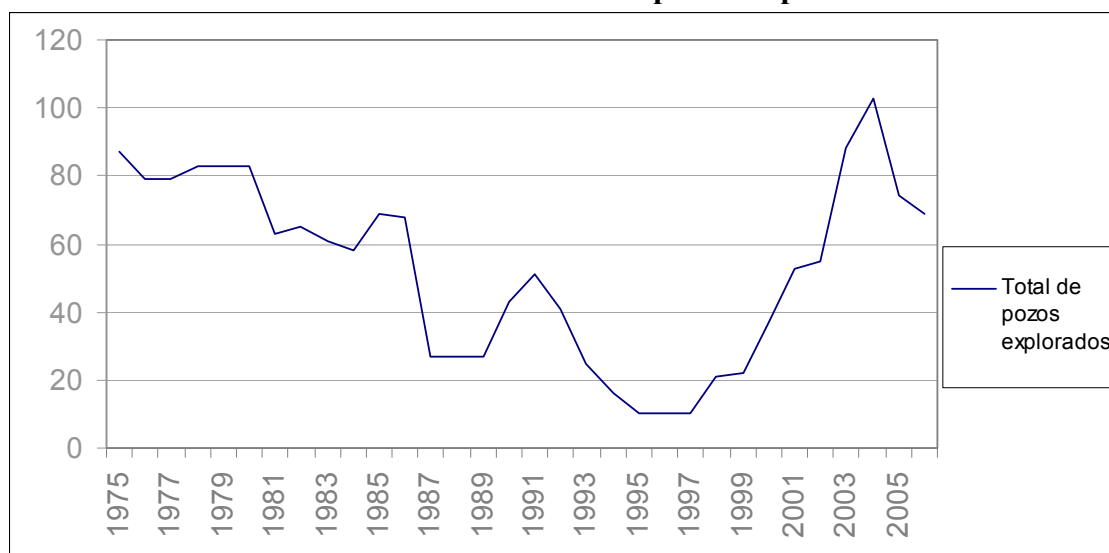
La producción del petróleo consta de diferentes etapas. El segmento que mas riesgo conlleva es la perforación. En la perforación están presentes la exploración y el posterior desarrollo del pozo (explotación exitosa). Evidentemente, la primera actividad presenta mayor riesgo. En el periodo 1975-2006 la exploración de pozos no ha sido constante, particularmente se han observado cuatro periodos en los que la exploración ha decrecido significativamente: 1974-1984, 1985-1987, 1991-1995 y 2004-2006 (ver gráfica 14).

Las variaciones negativas en la exploración y perforación (gráficas 14-16) pueden ser explicadas por los periodos de crisis en los que ha estado inmerso el país. Entre los elementos más importantes que han incidido negativamente están la caída de los precios del petróleo, la recaudación impositiva hacia Pemex, la falta de inversión en el sector y, en años recientes, la situación financiera de Pemex.

El éxito de la perforación depende de la tecnología y los métodos empleados y el conocimiento adquirido. En México, la perforación además depende de la aprobación del congreso para que Pemex realice los proyectos. Para 2006 observamos que la razón de pozos desarrollados exitosamente es del 92% (ver gráfica 16). Es importante subrayar que la producción principal de Pemex se localiza en pozos que se encuentran en las regiones denominadas “Bahía de Campeche” y “plataforma de Yucatán” (más del 90% de ellos son de aguas someras y porcentaje restante se encuentran en aguas profundas).

La razón de pozos explorados exitosamente es casi del 46% (ver gráfica 17). La exploración en aguas profundas comenzó en 1999. Se ha explorado la costa de Veracruz-Tabasco y de menos de 15 pozos sólo Lakach tiene el potencial de ser comercialmente viable y podría ser el cuarto mas grande de gas no-asociado del país.²⁸ La exploración en aguas ultraprofundas se inició con la exploración de solo una decena de pozos y emanaciones naturales de hidrocarburos en el fondo del Golfo de México, con resultados restringidos por falta de plataformas, equipos y personal.

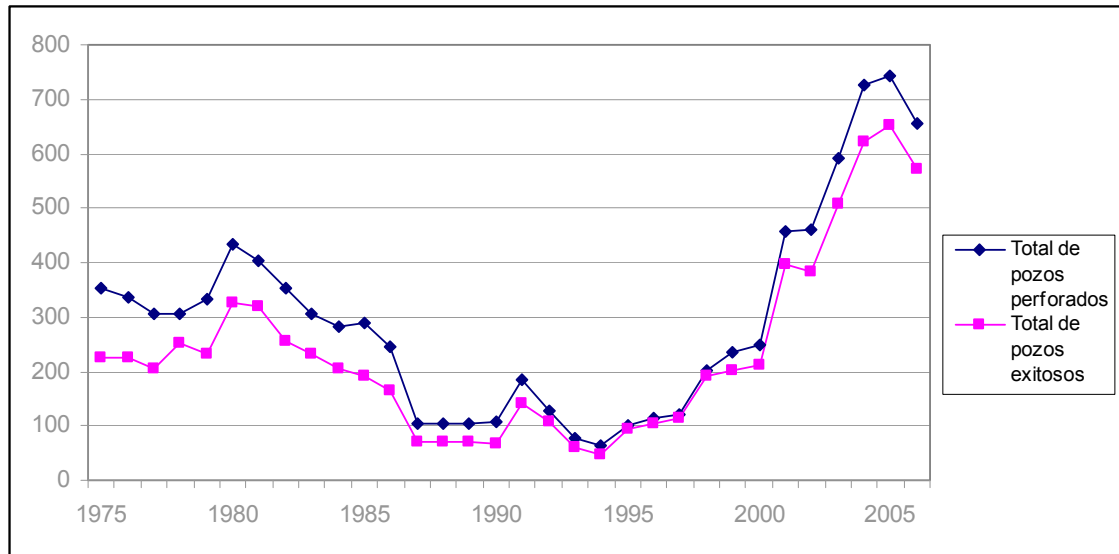
Gráfica 14. Total de Pozos Explorados por año



Fuente: Pemex, (2008).

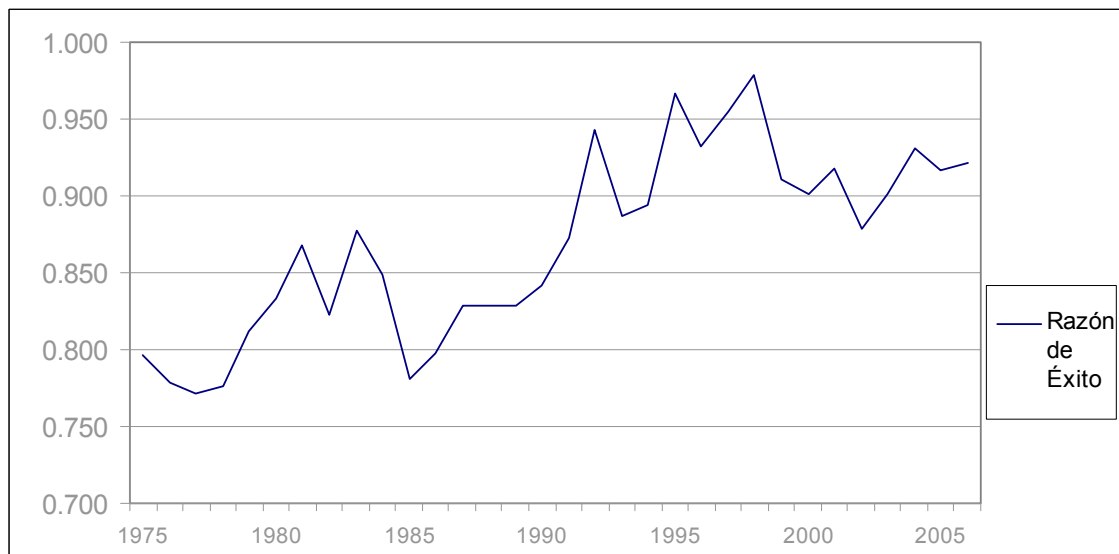
²⁸ Lakach es un pozo gasero situado en el área Coatzacoalcos Profundo. Los restantes pozos son de crudo pesado con un potencial no significativo

Gráfica 15. Total de Pozos



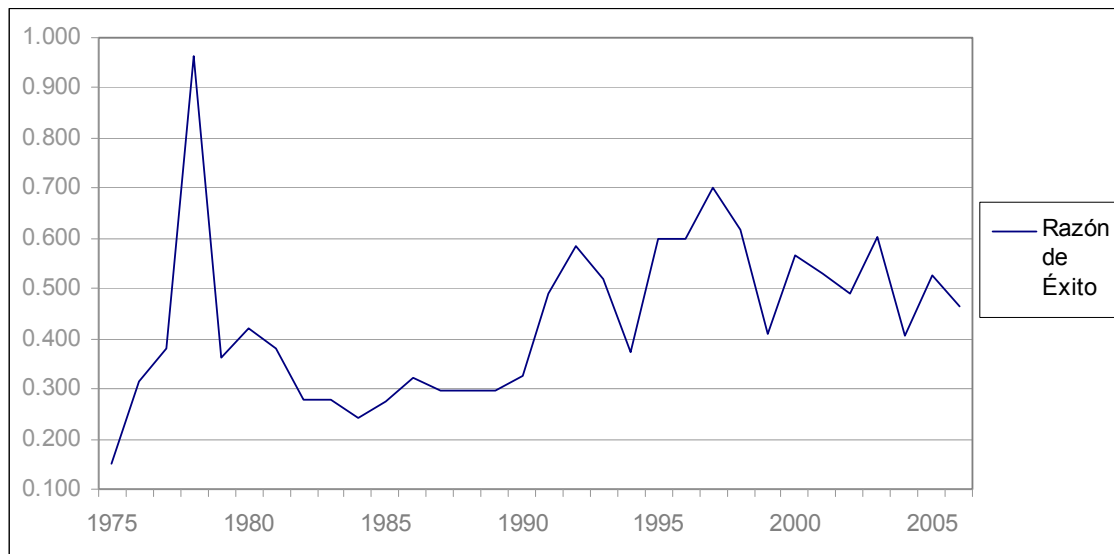
Fuente: Pemex, (2008)..

Gráfica 16. Razón de Pozos Desarrollados Exitosamente



Fuente: Pemex, (2008).

Gráfica 17. Razón de Pozos Explorados Exitosamente



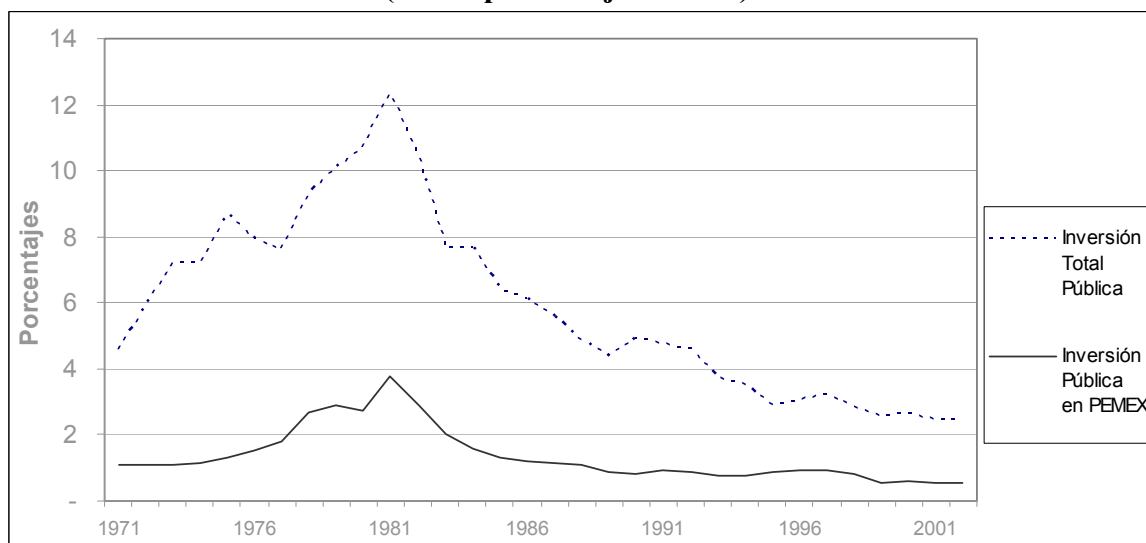
Fuente: Pemex, (2008) e IMP (2008). .

1.5.-Inversión

1.5.1.- Inversión Pública

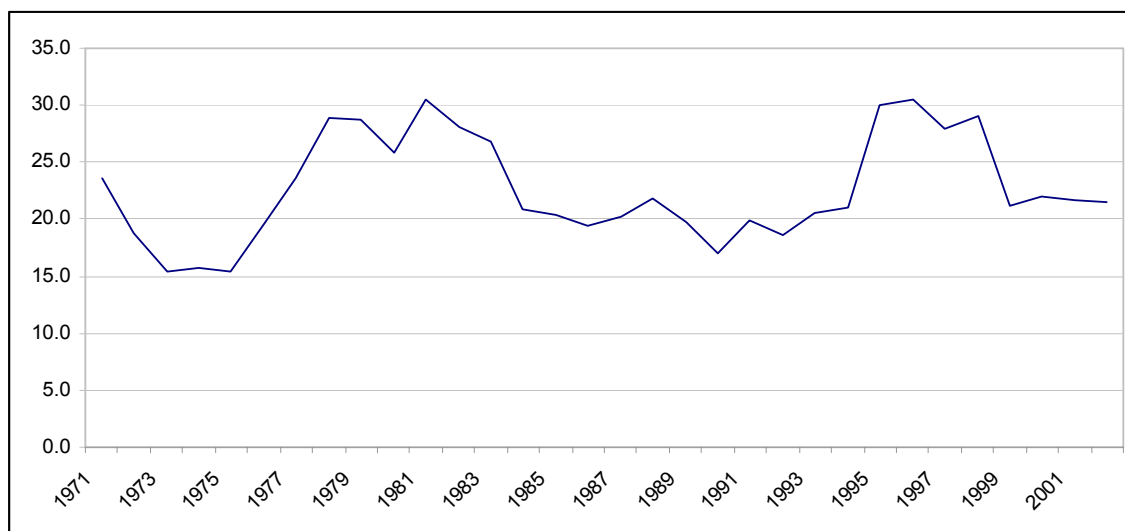
1981 es el año con mayor inversión Pública en Pemex (3.8 %) en relación al PIB. A partir de entonces, la inversión (ver gráfica 18) ha disminuido considerablemente (hasta el año 2002 decrecía a una tasa promedio del 9% anual). Paradójicamente, se observa que la inversión disminuye mientras que la recaudación aumenta. Lo anterior se puede observar durante los periodos comprendidos entre (1973-1985) y (1991-2004), en los cuáles los impuestos han aumentado considerablemente. Aunado a lo anterior, Pemex recibe menos de una cuarta parte de la inversión pública (ver gráfica 19). En este sentido, Pemex recupera sólo el 10% aproximadamente del total de impuestos recolectados por la Secretaría de Hacienda.

**Gráfica 18. Inversión Pública en Pemex
(Como porcentaje del PIB)**



Fuente: INEGI, (2008)

**Gráfica 19. Inversión Pública en Pemex
(Como porcentaje de la Inversión total Pública)**



Fuente: INEGI, (2008)

1.5.2.-Inversión Privada

Como consecuencia del colapso financiero en México, en 1994 muchos sectores industriales disminuyeron drásticamente sus planes de inversión. En diciembre de 1995, con la aprobación del congreso (con mayoría priista²⁹) se reformó el artículo 30 de la Ley de Presupuestos, Contabilidad y Gasto Público Federal, así como el artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública, con lo que se abrió la posibilidad a la inversión privada en la industria petrolera (y otros sectores considerados como estratégicos). Para 1997, surgen los denominados Proyectos de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Registro del Gasto (PIDIREGAS) cuya finalidad es atraer inversión de largo plazo y proveer de recursos al Estado para desarrollar inversiones necesarias que se requieren en el sector para abastecer la demanda futura.³⁰

Tabla 3. Control Político en el Congreso: Porcentaje de Diputados y Senadores

	Diputados (lower house)				Senadores (upper house)			
	PRI	PAN	PRD	Others	PRI	PAN	PRD	Others
1964	83	10	0	7	100	0	0	0
1967	83	9	0	8	100	0	0	0
1970	84	9	0	7	100	0	0	0
1973	82	11	0	7	100	0	0	0
1976	82	8	0	10	100	0	0	0
1979	74	11	0	15	100	0	0	0
1982	75	13	0	12	100	0	0	0
1985	72	10	0	18	100	0	0	0
1988	52	20	0	38	94	0	6	0
1991	64	18	8	10	95	2	3	0

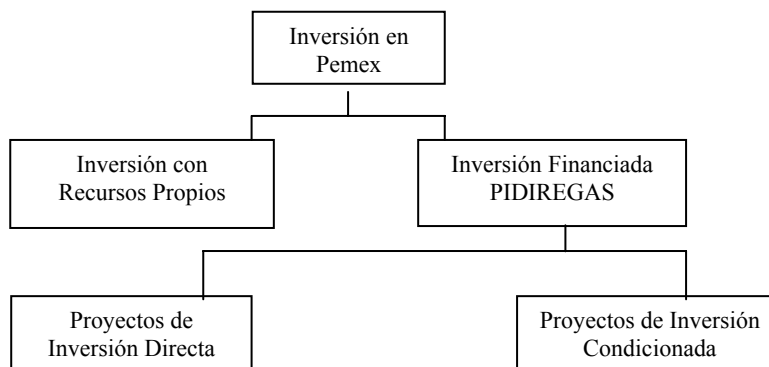
²⁹ Carreón-Rodríguez V., A. Jiménez and J. Rosellón,(2008).

³⁰ Camara de Diputados, (2003).

1994	60	24	14	2	74	20	6	0
1997	48	24	25	3	60	26	12	2
2000	42	42	10	6	47	36	12	5
2003	45	31	19	5	47	36	12	5

Fuente: Carreón-Rodríguez V., A. Jiménez and J. Rosellón, (2008).

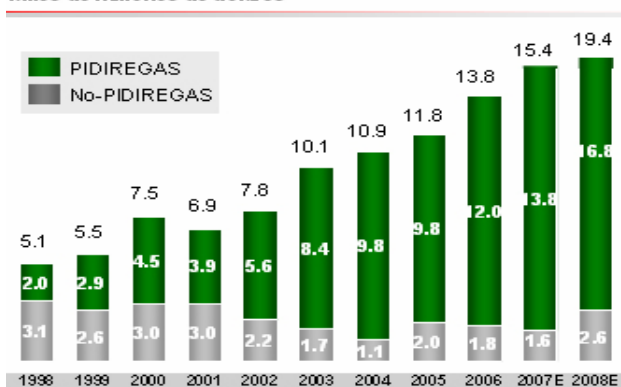
Figura 3. Esquema de Inversión de Pemex



Como consecuencia del esquema PIDIREGAS se ha observado un deterioro de las finanzas públicas de Pemex atribuible a que la inversión nueva adquirida representa un pasivo de largo plazo para las finanzas públicas. El esquema que tenía como objetivo hacer que Pemex contará con una flexibilidad financiera ha tenido consecuencias negativas. A partir del año 2000 (ver gráfica 20) la inversión financiada se observaba insostenible. Como consecuencia de este esquema, más del 85% de la inversión comprendida entre 2003-2008 ha sido financiada a través de PIDIREGAS y una pequeña parte con inversión pública lo que se ha traducido en adición de deuda a los ya deteriorados balances financieros de Pemex.

Gráfica 20. Inversión con PIDIREGAS

Miles de millones de dólares



Fuente: Pemex (2008)

2.- Estructura Institucional y Gobierno Corporativo.

2.1.- Régimen Fiscal³¹

2.1.1.-El régimen anterior a 2005

El anterior régimen fiscal de Pemex contaba con una diversidad de derechos e impuestos:

En el Derecho sobre la extracción de petróleo (DEP), Pemex debía pagar un 52.3 % de los ingresos netos del total de costos e inversión. En el Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo (DEEP). Se obligaba a Pemex a pagar un 25.5% sobre la base del DEP. Por su parte, en el Derecho adicional sobre la extracción de petróleo (DAEP). Se hacía un pago del 1.1 % sobre la base del DEP. Finalmente, con el Derecho sobre hidrocarburos (DSH). Se debía pagar el 60.8 % del valor de las ventas, incluyendo el IEPS (el cual posteriormente se resta de la suma a pagar). Se tenía que cumplir $DSH = DEP + DEEP + DAEP + ISRP + IEPS$. Si esta igualdad no se cumplía, las tasas del DEP y del DEEP se ajustaban. En cuanto a impuestos, Pemex se obligaba a cumplir con tres; el Impuesto sobre los rendimientos petroleros (ISRP), el cual obligaba a Pemex a pagar el 30 % del rendimiento neto (ingresos menos los costos admisibles). Algunos costos admisibles; gastos, costos, inversión, investigación y desarrollo. El Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS). Aplicaba una tasa variable (calculada tomando en cuenta precios internacionales, IVA, costos de transporte, etc.) a una base constituida por el precio al público menos IVA, comisiones, fletes y el precio del productor y el Impuesto al valor agregado (IVA). Se obligaba a pagar el 15% correspondiente a la venta de sus productos. En el aprovechamiento sobre rendimientos excedente (ARE). Se debía pagar el 39.2% de la diferencia entre un precio de referencia³² y el precio promedio actual³³

Como se puede observar la imposición a Pemex se basaba en gran parte en DSH, lo anterior se constata en la gráfica 20.

2.1.2.-El régimen de 2005

En este régimen fiscal aprobado el 8 de noviembre del 2005 se cancelan el DEP, el DEEP, el DAEP y el DSH, mientras que el ISRP, el IEPS, el ARE y el IVA se mantienen en vigor. Se adicionan el sistema de derechos siguiente:

Derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica (DFCIT). Obliga a PEMEX a pagar un 0.05 % de las ventas de petróleo crudo y gas. Derecho para la fiscalización petrolera (DFP). Obliga a PEMEX a pagar el 0.003% del valor de las ventas. Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo (DEEXP). Cuando el precio actual del petróleo crudo exceda el precio fiscal, PEMEX paga el 13.1 % de la diferencia entre los dos precios, sobre el valor de la exportación de petróleo. Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización (DSHFE). Este derecho (de 1 a 10 %) aplica cuando el precio de exportación del petróleo crudo exceda un cierto precio de referencia de 22 dólares. En este caso, se aplica una tasa que crece linealmente con el precio de exportación, a las ventas del petróleo crudo. El DEEXP y el ARE son acreditables contra el DSHFE.³⁴ Derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOH):

³¹ Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, (2007),

³² El precio de referencia es el precio fiscal, el cual es el contemplado en las proyecciones usadas para estimar los ingresos petroleros federales y se determina anualmente en la ley federal de ingresos.

³³ Hedlund J. (2007)

³⁴ Y si el DEEXP supera el DSHFE, se deducirá DEEXP-DSHFE de la base del DOH.

Establece que PEMEX debe pagar el 79 % del valor de las ventas menos deducciones autorizadas. Éstas incluyen costos e inversión en exploración, desarrollo y explotación, y el DSHFE, el DFICT y el DFP. Las deducciones de gastos de extracción de petróleo y gas tienen un techo de 6.5 y 2.7 USD por barril de petróleo y mil pies cúbicos de gas, respectivamente³⁵.

Se puede decir que el nuevo régimen permite una deducción más amplia de costos (derecho neto o impuesto sobre beneficios), mientras que el instrumento principal del régimen anterior en esencia era un derecho bruto. El nuevo régimen además cuenta con dos derechos adicionales (el DEEXP y el DSHFE), de carácter progresivo, que se vuelven activos cuando el precio del petróleo es más alto de lo esperado.

2.1.3.-El régimen actual (2008)

El nuevo régimen fiscal, Desaparece el Derecho Adicional (DA) que se pagaba como consecuencia de reducción en la plataforma de producción de petróleo (aplicable hasta 2007), y también ya no se aplica el ARE. Por su parte el DEEXP, DSHFE y el DFP permanecen sin cambios, se realizan las siguientes modificaciones:

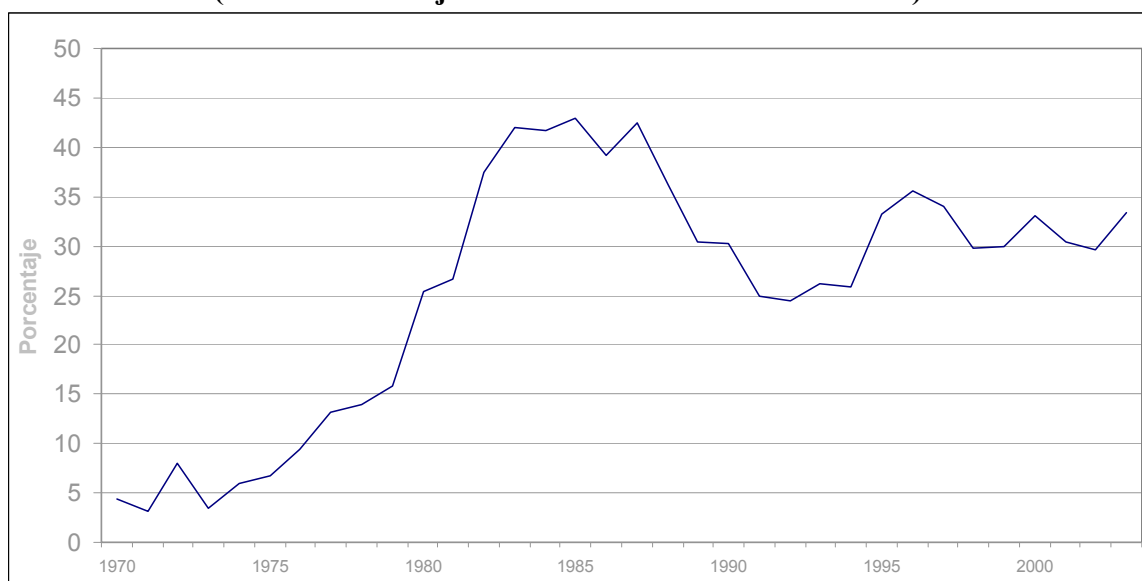
Se reduce el DOH de 79% a 71.5%. El porcentaje del DOH que forma parte de la Recaudación Federal Participable (RFP) se incrementa de 76.6% a 85.3%. Se incluyen los límites máximos de deducción permitida para el DOH (6.5 dólares para petróleo y 2.7 para gas). La tasa aplicable al DFICT se incrementa de 0.05 al .65% sobre extracción de petróleo crudo y gas natural. Asimismo, se promueve la creación del Derecho Único (DU) que grava con el 20% de la producción de los pozos abandonados o en proceso de abandono.

2.1.4.- Política Fiscal

Históricamente el petróleo ha sido una fuente de recursos importantes para desarrollo del país gráfica 22. El Estado determina el monto de los impuestos provenientes de Pemex con base en el volumen de sus ventas finales anualmente. Además, determina su presupuesto a través de la aprobación de la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y, finalmente, con la aprobación del Congreso.

³⁵ Hedlund J., (2007).

**Gráfica 21. Impuestos Recaudados de PEMEX
(Como Porcentaje de la Recaudación Total Federal)**



Fuente: INEGI (2008).

Los impuestos que el Estado obtiene de Pemex representan a partir de los años noventas una tercera parte en promedio de la recaudación impositiva realizada en México (en 2003 la recaudación fiscal del Gobierno Federal fue 33% con respecto a la recaudación total nacional). Cabe mencionar que a partir de 2005 han comenzado modificaciones al régimen fiscal de PEMEX y sus resultados apenas comienzan a observarse.

Los impuestos que el Estado obtiene de Pemex representan a partir de los años noventas una tercera parte en promedio. Cabe mencionar que a partir de 2005 han comenzado modificaciones al régimen fiscal de PEMEX, y sus resultados apenas comienzan a observarse. De reducirse súbitamente la cantidad de impuestos recolectados por el Gobierno Federal se tendría que incrementar la recaudación de algún otro sector de la economía. Asimismo, se tendría que evitar la evasión a gran escala, o tasar a las grandes empresas. En consecuencia, muchos precios internos se incrementarían lo que implicaría problemas políticos para la implementación de la reforma fiscal de Pemex..

2.2.- Regulación

2.2.1.- Aspecto Legal

El funcionamiento de Pemex esta supeditado a la Constitución de México a través de su artículo 27. Los conceptos de status quo de la paraestatal se encuentran asimismo concatenados en sus artículos 25, 28, 42 y 73. Aunado a lo anterior, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 amalgama el funcionamiento operativo y estructural de Pemex. Esta ley prohíbe la operación comercial de las compañías petroleras internacionales en México. Otra operación que la Constitución prohíbe es el otorgamiento de concesiones y contratos de riesgo. El artículo 6° de la Ley reglamentaria del artículo 27, constitucional en materia de petróleo, excluye a los contratos incentivados.

Asimismo, existen tratados internacionales suscritos con otros países que tienen relación con Pemex. Por ejemplo, el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) en su capítulo X aborda las compras del sector público, y el tratado celebrado entre el México y el Estados Unidos sobre la delimitación de la plataforma continental en la región occidental del Golfo de México más allá de 200 millas náuticas, conocido como el “Tratado de Hoyo de Dona.” La Ley Orgánica de Pemex, las leyes secundarias sobre las reglas de administración y las reglas relacionadas a la contribución de Pemex a las finanzas del Gobierno Federal completan el conjunto de leyes vigentes sobre las cuales se rige Pemex. Modificar tanto las leyes principales como secundarias en pro de una mejora de los parámetros de eficiencia productiva requerirá del consenso político y de la sociedad, aspecto que se vislumbra en la actualidad como una tarea políticamente difícil de llevar a cabo.

2.2.2.- Marco de operación de Pemex

En 1992 se expide la nueva ley Orgánica de Pemex que permite la creación de cuatro organismos subsidiarios: Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica y Pemex Petroquímica. Asimismo, se crea un corporativo (integrado por operación, administración, finanzas, ingeniería y desarrollo de proyectos), una Dirección General y un Consejo de Administración. Este último es un organismo de supervisión pública que lleva a cabo el control de Pemex. Está integrado por 11 miembros (seis de secretarías gubernamentales y cinco miembros del sindicato) y guía la elaboración de las estrategias comerciales y financieras, así como el uso racional de los recursos de la empresa.

Además de los elementos que integran la estructura orgánica de Pemex, sus procesos de operación en cuanto al gas natural y el gas LP están regulados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). La SHCP evalúa los proyectos de Pemex e incide en muchos aspectos de la política energética (proponiendo modificaciones en distintas leyes, entre otros). La Secretaría de Energía (SENER) --cuyo Secretario incluye en todas las decisiones no solamente de Pemex sino también de las compañías nacionales energéticas como la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC)-- es responsable de la salud empresarial de los organismos energéticos y además fomenta los negocios y propicia el mejoramiento de la tecnología requerida en el sector. Finalmente, la Secretaría de Economía (SE) administra los precios de los productos energéticos.

En Pemex no existe un vínculo inmediato entre la generación de ingresos y las necesidades de gastos, principalmente de inversión. Cualquier requerimiento de Pemex (sea para invertir, perforar, explorar, desarrollar nuevos campos petroleros, entre otros) requiere transitar por diversas instancias e instituciones gubernamentales como SENER, SHCP así como el Congreso. La primera etapa de un proyecto nuevo en Pemex comienza en los organismos subsidiarios quienes se encargan de la elaboración de proyectos prospectivos,³⁶ los cuáles son evaluados por el Corporativo de la empresa. Una vez que el proyecto ha transitado esta etapa de revisión y evaluación, regresa a las subsidiarias si el proyecto es rechazado (para su modificación) y retorna de nueva cuenta al corporativo (previa aceptación del Consejo de Administración). Transcurrido este proceso de aceptación interna, se turna a la SENER quien se encarga de realizar su respectiva valoración. Después de este filtro, se turna a la SHCP quien de igual forma

³⁶ En muchas ocasiones dada su incumbencia legal SENER, SHCP y el mismo Congreso realizan también prospectivas y propuestas entorno a Pemex.

consiente o rechaza y, finalmente, el congreso recibe el proyecto para su discusión y su posible aprobación o rechazo. La implementación del proyecto se realizaría una vez que se hayan cubierto satisfactoriamente sus requerimientos en todas las instancias e Instituciones.

El marco operativo desalienta proyectos de índole diversa. La ejecución de estos proyectos frecuentemente involucra cambios no previstos que modifican sustancialmente los parámetros iniciales, y retrasan su puesta en operación. Los patrones de responsabilización administrativa alientan una creciente aversión al riesgo y propician una elevada evasión de responsabilidades. Las estructuras organizativas altamente jerarquizadas existentes son un obstáculo a la descentralización de decisiones operativas y de inversión requerida por cualquier proyecto necesario en Pemex. Todo esto atenta en contra de la difusión de tecnología moderna, y de mejores prácticas administrativas e industriales.

3.-Requerimientos del Sector: Escenarios; Pronósticos y Metas

El principal reto que enfrenta Pemex es la administración de la declinación de la producción petrolera. La declinación obliga a pensar en dar prioridad al uso eficiente de la energía, revisar la conveniencia de mantener niveles elevados de exportación (ante una reducción de las reservas probadas). Pemex debe avanzar en la administración de yacimientos, mejorar las prácticas productivas, poner énfasis en acelerar el cambio tecnológico en las actividades exploración y desarrollo y, además, renovar la gestión operativa.

En el largo plazo, el gobierno de México busca impulsar su estrategia de crecimiento con la producción de recursos aún no descubiertos en aguas profundas y ultra profundas. Pemex ha manifestado que su estrategia de corto plazo es privilegiar la exploración en la cuenca del Sureste, Burgos y en aguas profundas, y a mediano plazo incursionar en aguas ultra-profundas. El portafolio de opciones que Pemex tiene para mitigar el riesgo es diversificado con visión de exploración costa afuera. Pone énfasis superior a la exploración en aguas ultra profundas por la probabilidad alta de encontrar gigantes productores de crudo, además de pretender simultáneamente ir a las aguas someras y profundas (a partir del 2010).

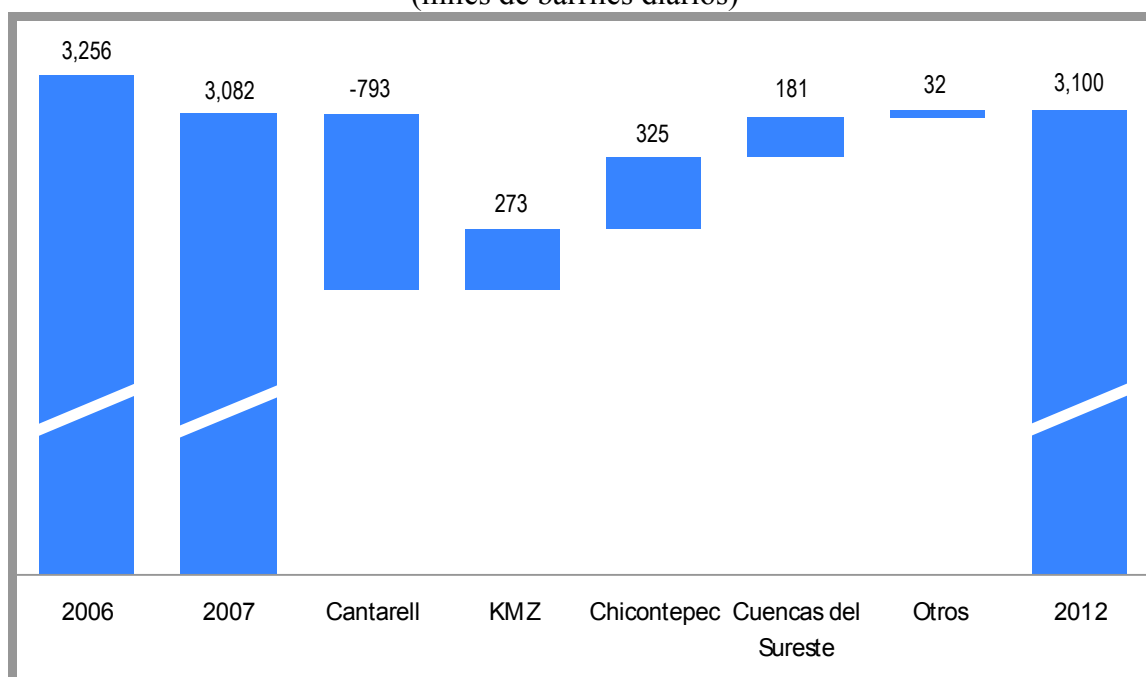
En el corto y mediano plazos las reservas probadas y probables requieren incrementar sus factores de recuperación en campos conocidos (Canterell, Ku-Maloob-Zaap, Chicontepec, así como campos de Tabasco y Chiapas), pero esto no es una tarea fácil por la dificultad técnica. En particular se busca que Chicontepec asuma el papel que Ku-Maloob-Zaap tendrá hasta 2010 (por declinación de sus reservas). Las reservas Chicontepec en 2007 ascienden a 17.7 mmbb de petróleo crudo equivalente aunque sólo el 34% de éstas son clasificadas como probadas³⁷ y el resto se clasifica como probables y posibles. No obstante, lograr la expansión de Chicontepec supone un gran reto, primero porque su explotación parte de una base modesta y de alto costo ya que se tienen que perforar un amplio número de pozos para lograr potenciar su producción. Asimismo, se deben utilizar técnicas y prácticas productivas que mejoren su rendimiento y utilizar métodos de recuperación desde el comienzo de su explotación. Esto da como resultado que se cuestione la viabilidad de que Chicontepec sustituya plenamente a Ku-Maloob-Zaap. En cambio, en el sureste la producción se concentra en

³⁷ Este porcentaje es bajo debido al carácter conservador de la SEC. En el futuro se espera que se modifiquen algunos de sus criterios propiciando que se reclasifiquen sus reservas probables y posibles.

unos cuantos campos. En este sentido, Pemex requiere invertir en recursos que afinen el programa integral de desarrollo de este y otros campos.

Una buena parte de la estrategia de Pemex es regresar a las cuencas petroleras maduras, principalmente en el sureste, tales como cuencas en los litorales y áreas terrestres de Tabasco, cuencas terrestres en Chiapas y sobre todo en la Sonda de Campeche. Pemex busca mejorar la eficiencia de recuperación, moderar el ritmo de declinación y aumentar el de otros. Sin embargo, el marco regulatorio vigente desalienta proyectos de este tipo debido a que la estructura organizativa esta altamente jerarquizada representando un obstáculo en la descentralización de las decisiones operativas y de inversión requerida. Continuar con la tasa de producción actual (3.1 mmmdb) hasta el 2012 con los campos mencionados anteriormente supone un gran esfuerzo que se deberá afrontar con los campos Ku-Maloob-Zaap, Chicontepec y la cuenca del sureste (ver gráfica 22) , para contrarrestar la declinación de Cantarell (14% anual). Si bien es cierto que lograr esta meta presupone un riesgo bajo, la perspectiva que ofrece este panorama difiere de la visión difundida de una caída inminente, súbita y sustancial de la producción total del petróleo crudo. La estrategia apunta más bien al sostenimiento a mediano plazo de la actual plataforma de producción y que su trayectoria decline suavemente y de forma controlada.

Gráfica 22. Pronósticos de producción a 2012, por región de origen
(miles de barriles diarios)



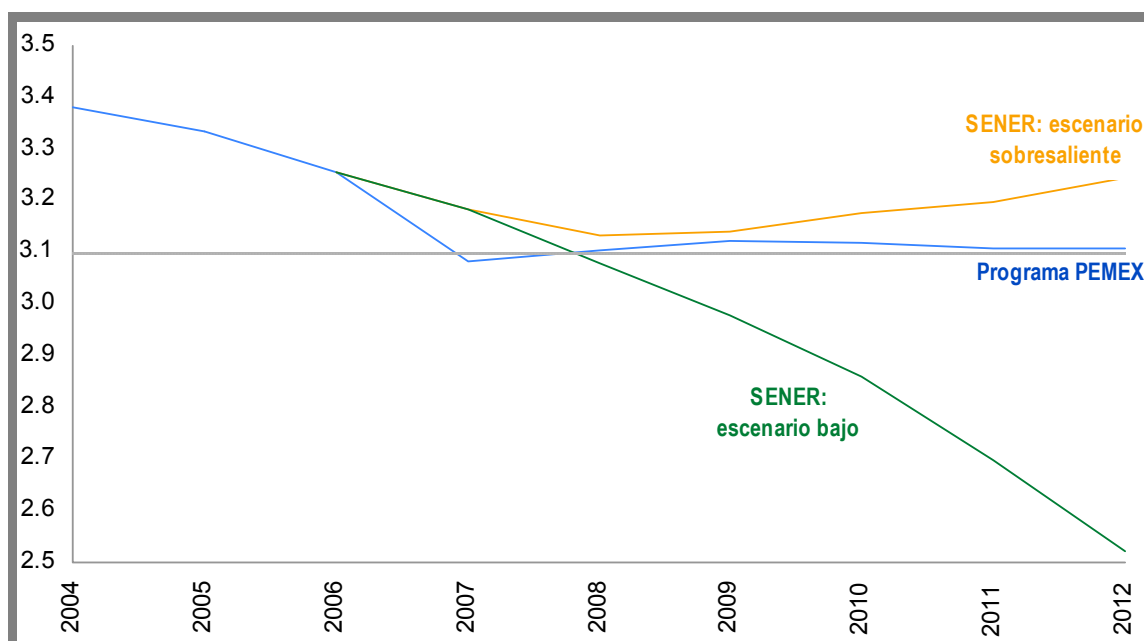
Fuente: Lajous A. (2008).

De acuerdo a la Secretaría de Energía, se plantean dos escenarios el sobresaliente y el básico (ver gráfica 23). El primero supone cambios en el marco normativo para atraer inversión privada que se incrementa a niveles importantes, tanto en exploración como en producción durante 2007-2012. Aunque se incrementan la capacidad de ejecución y se fortalece a la industria de servicios petroleros, no se muestra como el cambio al marco normativo incrementa la inversión privada en montos específicos. En el segundo escenario, la inversión decrece significativamente debido a la falta de ésta.

Sin embargo, el gran reto que se ha propuesto Pemex es mantener la producción de hidrocarburos en los niveles de consumo de 2007 (3.1 mmbd) además de restituir las reservas probadas en 100% para 2012, intentando elevar la vida media de las reservas a 10 años. Para conseguir ese objetivo, Pemex tendría que tener reservas probadas por la cantidad de 7.6 mmbd de petróleo equivalente, lo que significaría obtener el equivalente a la mitad de las reservas probadas de principios de 2007 mas la adición de la cuarta parte de la suma de las reservas probadas y probables.

Lo anterior, implicaría que Pemex buscaría incrementar gradualmente importantes cantidades de reservas probables de Ku-Maloob-Zaap en reservas probadas con el programa de desarrollo y mantenimiento de presión en curso (2008), lo cual además, sería reforzado con la perforación extensiva de Chicontepec (logrando reclasificar sus reservas probables en probadas) y la adición de nuevas reservas provenientes de aguas profundas y ultra profundas poco serviría pues su impacto se contabilizaría hasta después de 2012.

Gráfica 23. Pronósticos alternativos de producción de petróleo crudo a 2012
(millones de barriles diarios)



Fuente: Lajous A. (2008).

4.-Conclusiones

Bajo el marco institucional actual y la estructura regulatoria vigentes se dificulta el desempeño de Pemex, prácticamente en todos los eslabones de su cadena productiva. No se percibe una estrategia energética de Pemex coherente y que intente modificar las políticas gubernamentales que restringen severamente las oportunidades de inversión y desarrollo en el sector.

La reciente propuesta gubernamental de reforma energética enviada al congreso por el ejecutivo en la primera mitad del 2008 ha buscado crear la necesidad urgente de desarrollar los recursos potenciales que pudieran encontrarse en aguas profundas del Golfo de México. Esto a pesar de que existe una plena conciencia de que los descubrimientos potenciales en aguas profundas no incidirán en la producción antes de

2016. El gobierno reconoce, además, el largo periodo de maduración que requiere la exploración en aguas profundas, así como el lapso entre el descubrimiento y la primera producción. El sentido de urgencia para promover como prioritaria la exploración y producción en aguas profundas y ultra profundas parece exagerado, toda vez que la industria petrolera requiere primero de cambios significativos en su estructura de gobierno y corporativa.

La justificación promovida para la reforma al sector se percibe mal fundamentada ya que existen muchos otros asuntos sustantivos en la agenda petrolera que merecen ser abordados de inmediato. La participación privada en aguas profundas se debe evaluar dentro del conjunto de prioridades sectoriales identificadas, y apoyarse en un planteamiento estratégico que vincule de manera dinámica los objetivos y los instrumentos de la política pública en materia energética. Asimismo, fundamentar en aspectos tecnológicos la apertura más amplia a la inversión privada en actividades de exploración y producción genera polémica en todos los sectores de la población. La participación privada en la industria petrolera mexicana presupondría la construcción de un nuevo régimen regulatorio que cuente con un marco normativo moderno e instituciones autónomas, técnicamente competentes.

Las posibles modificaciones sobre los derechos exclusivos de propiedad de los hidrocarburos y sobre la empresa petrolera estatal, deberán esperar al establecimiento del nuevo régimen regulatorio y a la consolidación de las instituciones regulatorias propuestas por el poder ejecutivo. Si el objetivo es abrir el sector en exploración y producción a la inversión privada es indispensable contar con instituciones capaces de regular a todas las empresas (públicas y privadas).

Ante decisiones precipitadas en el sector se corre el riesgo de sufrir una parálisis en los objetivos y programas de Pemex, que afectaría el sentido de dirección y de prioridad en su quehacer cotidiano. Con la pretensión de avance simultáneo en los proyectos de aguas someras, profundas y ultra profundas se pone en riesgo a todos afectándose el cumplimiento de las metas de producción y restitución de reservas a 2012 del propio gobierno, dadas las restricciones de capital humano y de capacidad de ejecución que Pemex enfrenta. Es innegable que México debe explorar sus aguas profundas y ultra profundas. Sin embargo, el gobierno tiene que asignar recursos particularmente escasos entre proyectos competitivos. Para estos efectos tendrá que actuar con prudencia para lograr sus objetivos de corto y mediano plazo, y prepararse para avanzar en el cumplimiento de los de más largo plazo.

Bibliografía

- Anderson N. R. and A. Boulanger, (2003), "Prospective of the Ultra-Deepwater Gulf of Mexico", Lamont-Doherty Earth Observatory, Columbia University.
- Carreón Rodríguez V., A. Jiménez and J. Rosellón (2007), "The Mexican Electricity Sector: Economic, Legal and Political Issues", David G. Victor and Thomas C. Heller, eds., Cambridge University Press.
<http://www.cambridge.org/catalogue/catalogue.asp?isbn=0521865026>
- Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, (2007), Cámara de Diputados, H. Congreso de la Unión, CEFP/098/2007.
- Energy Information Administration (EIA), (2008).
<http://www.eia.doe.gov/>
- Gutiérrez R., (1988), "Desarrollo y Planeación del Sector Hidrocarburos", en Posibilidades y limitaciones de la Planeación Energética en México, El Colegio de México.
- Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), (2008).
<http://www.imp.mx/>
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), (2008).
<http://www.inegi.gob.mx/inegi/default.aspx>
- Lajous A., (2008), "Evolución y perspectivas de la producción de petróleo y gas natural", El Colegio de México.
- Lamont-Doherty Earth Observatory, (2003), Columbia University.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX), (1995-2008).
<http://www.pemex.com/index.cfm>
- Securities and Exchange Commission (SEC), (2008)
<http://www.sec.gov/>
- Secretaría de Energía (SENER), (2008a), "Diagnostico Situación de Pemex".
- Secretaría de Energía (SENER), (2008b), "Prospectiva de Petrolíferos 2004-2013".
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2004), "Ley de ingresos de la federación para el ejercicio fiscal de 2005", Diario oficial de la federación del 24 de noviembre de 2004.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público, (2007), "Ley de ingresos de la federación para el ejercicio fiscal de 2008", Diario oficial de la federación del 24 de noviembre de 2007.
- Silva H., J., (1973), "Petróleos Mexicanos, Historia de la Expropiación de las Empresas Petroleras", Instituto Mexicano de Investigaciones Económicas.
- Speight R. and J. Ösmü, (2002), "Handbook of Petroleum Analysis", John Wiley & Sons.
- Sven H. J., (2006), "El régimen fiscal de PEMEX y los ingresos públicos", Tesis, CIDE.
- Torres R., (2002), "Análisis y Simulación de Procesos de Refinación del Petróleo", IPN.
- Wionczek S. M., (1983), "Problemas del Sector Energético en México", El Colegio de México.