
La reforma energética factible

Francisco Rojas

INTRODUCCIÓN

Las iniciativas presentadas por el Ejecutivo no se refieren a la Reforma Energética, ni siquiera al sector en su conjunto, si no solamente a Petróleos Mexicanos; por lo tanto, carecen de una visión integral de Estado, de largo plazo, que no prepara al país para una transición energética gradual y ordenada para los próximos 30 años que atienda el desarrollo compatible de las energías alternativas, el ahorro de los combustibles fósiles y la prevención de las consecuencias del cambio climático, que le den viabilidad y sustentabilidad al México del futuro.

En lo que atañe a Pemex, es un intento de reforma que viola la Constitución al pretender modificarla vía leyes secundarias, que lejos de fortalecer al Organismo, lo debilita convirtiéndolo en monoexportador de crudo y administrador de contratos, disfrazando el intento de compartir con el sector privado la renta petrolera y el usufructo del mercado interno.

Los argumentos en pro de la privatización se centran en la afirmación de que los recursos que se destinen a Pemex se restarían del gasto social y de las participaciones a los estados; que el organismo no tiene

capacidad ejecutiva de administración y realización de proyectos; y que la producción disminuirá aceleradamente por lo que la búsqueda de reservas se localiza preferentemente en las aguas ultraprofundas del Golfo de México. Además, argumentan que las compañías internacionales podrían construir más rápido y operar más eficientemente una refinería y que los particulares serían más eficientes para construir y operar ductos, instalaciones y centros de almacenamiento.

En este documento se presentan algunas propuestas que, a mi juicio, debiera contemplar la reforma energética, particularmente el caso de Pemex, y que consideran que la humanidad ya inició una transición energética debido a los efectos del cambio climático y los altos precios del petróleo; que no debemos ir a contracorriente de las tendencias mundiales que tratan de preservar las escasas reservas de combustibles fósiles, contar con seguridad energética y ejercer la soberanía sobre los recursos estratégicos que cada país considera como tales.

Se puede modernizar a Pemex; sostener la plataforma de producción y abatir la importación de petrolíferos con soluciones reales, sin fragmentar al Organismo y sin ceder mercados ni compartir beneficios; al mismo tiempo que se cuidaría el medio ambiente, la situación del campo, el uso adecuado del suelo y el agua, y medidas preventivas en relación al cambio climático; y la incorporación del país a la tecnología de biocombustibles y otras fuentes de energías renovables.

Adoptadas las decisiones fundamentales sobre la modernización y fortalecimiento de Pemex, tendrían que examinarse a detalle los programas de inversión que se derivarían, así como el plazo necesario para el uso más eficiente de los recursos y la adecuada elaboración de proyectos.

Lo peor que podría pasar es que no se hiciera ninguna reforma y Pemex quedara como está. Los recursos existen, la tecnología está disponible y nuestros técnicos podrán con el desafío, como lo han hecho anteriormente. Hay que darle una oportunidad a Pemex y a los petroleros de salir adelante. No podemos declararnos fracasados.

BIOCOMBUSTIBLES Y CAMBIO CLIMÁTICO

El crecimiento económico y poblacional, el urbanismo, los cambios en la dieta alimenticia y el descuido sobre el medio ambiente, han provocado daños irreversibles a la capa de ozono y un calentamiento global que pone en peligro la sustentabilidad de la humanidad.

En la actualidad, la pregunta que se hace en este mundo globalizado es ¿biocombustibles o comida? La respuesta tiene que ver con el precio y posible agotamiento de los combustibles fósiles, el desarrollo de energías alternativas, la oferta alimentaria, el agua y el cambio climático.

En los últimos 100 años la humanidad ha consumido la mitad de las reservas totales de hidrocarburos que la naturaleza tardó millones de años en crear y, por lo tanto, se avecina una transición energética caracterizada por escasez y alza en los precios de los alimentos; sequías e inundaciones derivadas del cambio climático; disminución global de la oferta de petróleo; y búsqueda de nuevas tecnologías para seguir abasteciendo la demanda de energía.

El efecto de la contaminación sobre el medio ambiente, por un lado, y los altos precios del petróleo, por el otro, han traído como consecuencia la búsqueda de combustibles limpios y energías alternativas. En todo el mundo se promueve la búsqueda de tecnologías limpias como la eólica, la solar, la hidráulica y la geotérmica, y cobra nuevo auge la energía nuclear. Por su parte, la industria automotriz ensaya nuevos modelos para reducir las emisiones de contaminantes, aunque los vehículos híbridos requieren de energía eléctrica para cargar las baterías.

Sólo en 2006 según la OECD, los Estados Unidos, Alemania, Francia, Japón y el Reino Unido, subsidiaron conjuntamente con 11 mil millones de dólares la producción y consumo de etanol y biodiesel a base de maíz y soya, lo que provocó escasez y elevación de precios en los granos y la cadena alimentaria; planteándose la terrible disyuntiva entre agricultores ricos de países desarrollados versus pobres en países importadores netos de alimentos.

La producción de etanol a base de maíz en los Estados Unidos está sujeta a un programa gubernamental de subsidios, el cual tiene un costo anual de 7 billones de dólares. Tan sólo en 2007, la producción de biocombustibles consumió cerca de un tercio de su cosecha de maíz. Esto afecta al mercado de alimentos directamente, ya que llenar el tanque de un auto con etanol significa usar una cantidad suficiente de maíz para alimentar a una persona por un año. Y afecta de manera indirecta, ya que los granjeros prefieren cambiarse a producir maíz en lugar de otros cultivos.

En este sentido, es preciso señalar la preocupación de las Naciones Unidas por la oferta alimentaria. En África, por ejemplo, hay regiones enteras que dependen de la yuca como alimento, sólo que en la actualidad estos campos de cultivo se utilizan para obtener etanol, poniendo en peligro la subsistencia de millones de habitantes y, además, migraciones masivas.

Por su parte, China se debate en cómo alcanzar en el año 2020 la meta de reducir su dependencia del petróleo y la obligación de alimentar a más de mil 300 millones de habitantes; para ello ha decidido impulsar el uso del carbón para generar energía, dedicar mayores recursos a la biotecnología e impulsar nuevos cultivos para obtener biocombustibles que no provengan de los cereales.

La ONU manifiesta su temor de que estas acciones aceleren efectos adversos sobre el cambio climático al

reducir el horizonte de 50 a 30 años para que, si no actuamos, se presente la elevación de la temperatura en los mares, lo que causaría mayores rendimientos en los cultivos de las latitudes altas y provocaría en las latitudes más bajas, particularmente el trópico seco, rendimientos decrecientes, lo que haría patente la amenaza del hambre.

Por su parte, la Unión Europea acaba de lanzar un plan para reducir las emisiones contaminantes en un 20 por ciento para el 2020, y destinó para ello apoyos por 900 mil millones de pesos anuales; se propone también obtener 20 por ciento de la energía de fuentes renovables y que el 10 por ciento del combustible para el transporte provenga de biocarburantes. Por cierto, en México somos más optimistas ya que la Sener se propone incorporar a las gasolinas el 7 por ciento de etanol, pero en 2011.

Se depositan muchas esperanzas en los bioenergéticos. Efectivamente, el etanol puede aminorar la dependencia de los combustibles fósiles, como petróleo, carbón y gas; disminuir parcialmente la emisión de contaminantes; abrir al cultivo tierras marginales e incrementar los ingresos del sector agroindustrial. Asimismo, puede aumentar la inversión y el empleo por la fabricación de destilerías y la instalación de sistemas de almacenamiento y distribución.

Sin embargo, la OECD ha dicho que el remedio puede ser peor que la enfermedad debido a que representa una amenaza sobre la oferta de alimentos; y porque su poder

calorífero es bajo y en altitudes como el Valle de México libera otros contaminantes igualmente dañinos.

Asimismo, su producción requiere alta proporción de hidrocarburos para producir un litro de etanol. En los Estados Unidos, a pesar de las economías de escala e incentivos, el etanol proveniente del maíz requiere 66 por ciento; el proveniente del betabel y del trigo del 50 por ciento y el originado de la yuca es del 100 por ciento. El etanol producido en Brasil, con más de 35 años de experiencia y avances en la materia, requiere menos del 12 por ciento de hidrocarburos.

El Senado de la República aprobó el año pasado la “Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos”, para producir etanol y biodiesel a partir de insumos derivados de las actividades agropecuarias, forestales, algas, procesos biotecnológicos y enzimáticos del campo mexicano. Por lo que respecta al maíz se podrá aprovechar para estos fines sólo en caso de que existan excedentes.

Por tal motivo, está prevista la creación de una comisión integrada por los titulares de las secretarías de Agricultura, Energía, Medio Ambiente, Economía y Hacienda para planificar y regular la producción, comercialización y uso eficiente de los bioenergéticos. Se hacen votos para que ésta comisión funcione, ya que la FAO recomienda, en estos casos, que exista disponibilidad de tierras y se ejerza una severa vigilancia

y disciplina para evitar el desplazamiento de cultivos, el uso inadecuado del agua y daños al medio ambiente.

Por ello, habrá que revisar con cuidado la situación actual de los 19 permisos para producir etanol que con anterioridad a la aprobación de esta Ley ha emitido la Comisión Reguladora de Energía, ya que según se tiene entendido, en algunos distritos de riego se están provocando los efectos negativos señalados anteriormente. No hay que olvidar que nuestro país no es competitivo para estos fines en materia de granos y de caña de azúcar.

Se debe tener especial atención en no privilegiar la producción de biocombustibles como el etanol, por encima de las necesidades alimenticias de la población, ya que esto pondría en riesgo la seguridad alimentaria del país, vulnerada por los altos niveles de importación de granos básicos con precios históricamente altos en los últimos meses, con tendencia a mantenerse así en el largo plazo. Esto último podría resultar atractivo para los productores de maíz en México, llevándolos a incursionar en la elaboración de etanol, ocasionando una reducción en la producción de otros cultivos y elevando aún más las importaciones de granos, como es el caso del trigo, algodón, arroz, maíz amarillo, soya y canola, productos del campo en los que México depende altamente del extranjero.

No podemos dejarnos llevar por la tendencia mundial (Estados Unidos y la Unión Europea). Si bien es cierto

que es necesario buscar energías alternativas que resulten menos contaminantes y que permitan reducir la dependencia sobre los combustibles fósiles, es pertinente evaluar cuáles son nuestras capacidades. Estados Unidos es el principal productor y exportador de maíz a nivel mundial, y a su vez es uno de los principales promotores del uso de maíz para la producción de etanol. Esto sumado a los fuertes subsidios agrícolas en ese país ha ocasionado un desequilibrio importante a nivel internacional, debido a los altos precios que granos como el maíz han alcanzado en los mercados internacionales. Esto ha puesto en duda los beneficios de la producción de etanol como fuente alternativa de energía, lo que asimismo evidencia que aún en economías desarrolladas la producción de etanol, lejos de crear beneficios, ha creado desequilibrios.

A pesar de los esfuerzos que se están realizando en todo el mundo, es preciso señalar que las emisiones contaminantes van a continuar por el crecimiento económico de China, India y otros países; además, 2 mil 400 millones de habitantes todavía cocinan con fuentes tradicionales de energía como madera y carbón, y mil 600 millones no tiene electricidad (sólo en India hay 400 millones).

En este sentido, la Agencia Internacional de Energía estima que la demanda energética crecerá 55 por ciento en los próximos 30 años y será satisfecha en un 82 por ciento con carbón, gas y petróleo.

En suma, el desarrollo de las energías alternativas es lento, con grandes retos tecnológicos y con serias amenazas sobre la oferta alimentaria y el cambio climático, por lo que a nivel mundial los hidrocarburos y el carbón, –aunque el petróleo y abundante pertenezca al pasado y ya no se hayan descubierto campos gigantes en el mundo – seguirán siendo la principal fuente de energía para los próximos 30 años.

Respecto al petróleo, hay que hacer notar que el 90 por ciento de las reservas mundiales pertenecen a las empresas estatales.

Tabla 1

Reservas Probadas de los 20 primeros países al cierre de 2006				
		Miles de Millones de Barriles	% del Total	Relación R/P (años)
1	*Arabia Saudita	264.3	21.9%	66.7
2	*Irán	137.5	11.4%	86.7
3	*Irak	115.0	9.5%	**
4	*Kuwait	101.5	8.4%	**
5	*Emiratos Árabes Unidos	97.8	8.1%	90.2
6	*Venezuela	80.0	6.6%	77.6
7	*Rusia	79.5	6.6%	22.3
8	*Libia	41.5	3.4%	61.9
9	Kazajstán	39.8	3.3%	76.5
10	*Nigeria	36.2	3.0%	40.3
11	Estados Unidos de América	29.9	2.5%	11.9
12	Canadá	17.1	1.4%	14.9
13	*China	16.3	1.3%	12.1
14	*Qatar	15.2	1.3%	36.8
15	*Argelia	12.3	1.0%	16.8
16	Brasil	12.2	1.0%	18.5
17	*México	11.0	0.9%	9.6
18	Angola	9.0	0.7%	17.6
19	Noruega	8.5	0.7%	8.4
20	Azerbaiyán	7.0	0.6%	29.3
	Resto del mundo	74.80	6.2%	-
	Total mundial	1,208.2	100%	40.5
	OPEP	905.5	74.90%	72.5
	OECD	79.8	6.60%	11.3

* Empresas estatales. Enrique Parra Iglesias. "Petróleo y gas natural: industria mercados y precios", ed. Akal, 2003, con datos de Petroleum Intelligence Weekly (PIW), OPEP, cit. por Sener, *Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo*, México, 2007, p. 23.

** Más de 100 años.

De acuerdo con *Oil and Gas Journal*, México ocupa el lugar 15 a nivel mundial. Sin embargo, y a causa de la actualización de datos y distintas fuentes de información, México bajó a la posición 17.

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy*, junio 2001 y Pemex, cit. por Sener, *Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo*, México, 2007, p 25.

Los altos precios del petróleo incentivan a las empresas estatales a revisar al alza los contratos. Venezuela, Argelia, Bolivia y Libia lo han hecho y Nigeria trata de seguir su ejemplo.

Además, hay una ola creciente en la mayoría de los países por asegurar la soberanía sobre recursos que consideran estratégicos: el Congreso Norteamericano se opuso a la venta de Unocal a una petrolera China;

Francia puso obstáculos para que la empresa India Mittal adquiriera la siderúrgica Arcelor; el Gobierno Español se opuso a la venta de la línea aérea Iberia; Italia bloqueó la venta de un banco; los Estados Unidos limitan la entrada de Televisa y de Telmex a su mercado; etcétera.

A lo anterior se agrega la declinación en la producción del Mar del Norte, por lo que las petroleras internacionales presionan por nuevos lugares para hacer negocios, ejemplo de esta situación es el Golfo de México, en donde se juegan miles de millones de dólares para contar con seguridad energética para sus naciones.

En suma, en nuestro país ya se resiente la presión y se manifiesta en los medios de comunicación. Este bombardeo mediático quiere hacernos creer que no hay más camino que desmembrar a Pemex y permitir que dichas empresas solucionen problemas que nosotros mismos creamos y cuya solución está en nuestras manos.

SITUACIÓN ACTUAL DE PEMEX

En México tenemos una escasa diversificación de la oferta energética. El 90 por ciento de la energía primaria proviene de los hidrocarburos, principalmente del petróleo crudo; el resto lo aportan el carbón, la biomasa, la geotermia, la eólica y la hidráulica.

Sin embargo, los hidrocarburos se están acabando; no hay suficiente carbón; la energía geotérmica y la

hidráulica dependen de condiciones naturales; la eólica podría incrementarse pero no mucho; en biomasa podemos avanzar, excluyendo la leña; de allí la importancia de prestarle atención a los bioenergéticos y a sus ventajas y desventajas.

Una consecuencia inmediata es que seguiremos dependiendo de los hidrocarburos por mucho tiempo, ya que el avance de las energías alternativas es lento, caro e insuficiente, a menos que se presentaran revoluciones tecnológicas que cambiaran el panorama.

En tan sólo los últimos 6 años se ha perdido el 27 por ciento de las reservas y restan nueve años de reservas probadas desarrolladas. Se han sobreexplotado los yacimientos y a ésta acción se le ha denominado “maximización del valor económico de las reservas”, como lo prueba el hecho de que mientras en el año 2000 la relación de producción a reservas era de 1 a 10, en 2006 dicho coeficiente fue de 1 a 6.

Los altos precios del petróleo han ocultado el hecho de que desde fines del 2006 decreció la producción y que, en 2007 disminuyeron en 11 por ciento las ventas de crudo.

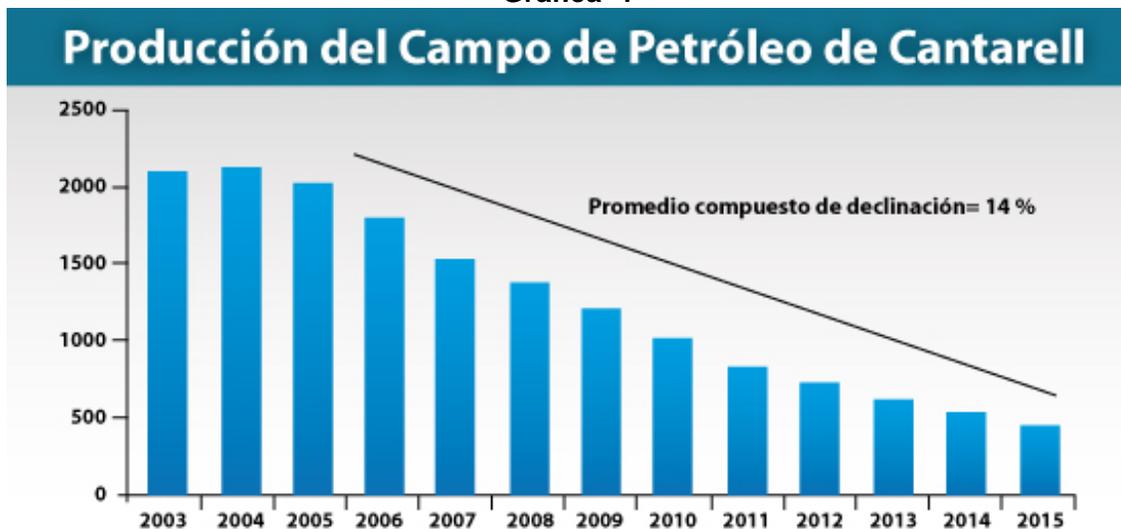
A pesar de que Pemex incluye en sus cifras los pozos de la zona norte, cuyo número y producción han aumentado sensiblemente, el promedio de producción por pozo ha disminuido 24 por ciento en el sexenio, reflejando la caída de Cantarell.

La producción de este yacimiento disminuyó de 2 millones 136 mil barriles diarios, en el año pico de 2004, a un millón 526 mil en 2007. Si tuvieran éxito las medidas que pretenden adoptar para administrar la declinación, la producción sería de 900 mil barriles en el 2010 y de 600 mil barriles diarios en 2013. Es decir, en diez años habrá caído en 62 por ciento la producción de Cantarell. Esto ha provocado principalmente el adiós al petróleo abundante y barato.

El rendimiento por pozo de crudo y gas natural disminuyó 24 por ciento, al pasar de 959 barriles diarios en el 2000 a 729 barriles por día en 2006.

El costo del barril producido ha pasado de 3.34 dólares en 2001 a 4.13 en 2006 y aumentará en la medida en que se agote el petróleo de Cantarell y se incorpore el de yacimientos cuya explotación es más costosa.

Gráfica 1



Fuente: Pemex, cit. por Bear, Stearns & Co. Inc., *Mexico: Energy Reform in the Spring? Its Prospects and Implications*, enero 21 de 2008, p. 3.

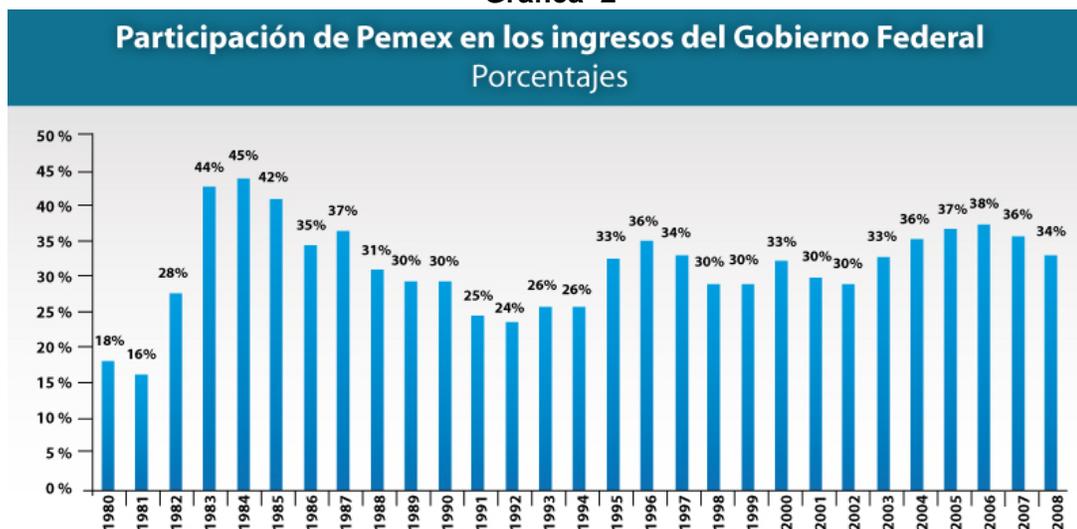
Ya se manejan cálculos de que el costo real de extracción actual por barril se acerca a los 9 dólares, que el crudo de Chicontepec y de los campos maduros rondará los 15 dólares por barril y que el de aguas profundas no será menor a los 25 dólares actuales.

Otro factor que preocupa es la deuda reconocida de Pemex que se triplicó en el sexenio de Fox al pasar de 274 mil millones de pesos a 614 mil millones al 31 de diciembre del 2006. Este dato no incluye a los Pidiregas que ascienden a más de 42 mil millones de dólares. Asimismo, el pasivo laboral, pasó de 177 mil millones de pesos a 456 mil millones en el mismo período.

En resumen, mediante un confiscatorio sistema fiscal, Pemex se descapitalizó. Ahora importamos el 40 por ciento de la gasolina que consumimos, debido a que no se han construido refinerías desde 1979; subsidiar desde finales de 2005 el consumo de petrolíferos le ha costado al erario público más de 100 mil millones de pesos (sólo en el primer trimestre de este año el subsidio fiscal ascendió a 56 mil millones de pesos); no se invirtió en exploración y los yacimiento se sobreexplotaron para cumplir compromisos de abasto y liberar al fisco de su obligación de ser eficiente; únicamente tenemos reservas probadas desarrolladas para nueve años, y se pone en peligro el abasto interno, las exportaciones, las finanzas públicas y las participaciones a los estados; se jubiló tempranamente y se despidió a personal calificado, al mismo tiempo que se descuidó la investigación y desarrollo tecnológico; además, se obligó a Pemex a

endeudarse mediante Pidiregas, financiamiento oneroso que favorece por sus características a las grandes empresas internacionales.

Gráfica 2



Fuente: Elaborada con datos del Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados.

Nota: Incluye el impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS), impuesto a los rendimientos petroleros, derechos sobre hidrocarburos, ingresos propios de Pemex, y aprovechamiento sobre rendimientos excedentes.

La situación en que se encuentra Pemex obedece a un plan de privatización que se ha venido cumpliendo lenta, pero firmemente. Tiene su origen en las conocidas presiones que inveteradamente han ejercido los Estados Unidos sobre México para asegurar el suministro de petróleo. Cuando las negociaciones del TLC, se logró mantener firmemente la negativa a otorgar garantía de abasto, contratos de riesgo, libre importación de gasolina y gas, y apertura de gasolineras extranjeras; aunque se inició la generación privada de electricidad.

Las presiones tienden a acentuarse en épocas de crisis financiera como en 1995, cuando a cambio del préstamo de 20 mil millones de dólares para paliar el “error de

diciembre”, el Gobierno dio de garantía la exportación de petróleo y se comprometió a fomentar la privatización de las centrales de generación eléctrica y complejos petroquímicos, así como a concesionar segmentos de distribución, transporte y almacenamiento del gas natural.

Cuando en 1999 el precio del petróleo cayó a 9 dólares por barril, el Gobierno firmó un acuerdo con el FMI, comprometiéndose a privatizar los ferrocarriles, la banca y los aeropuertos y se intentó sin éxito abrir el mercado eléctrico; se inició el uso financiero de los Pidiregas; y se continuó con la cesión de la dirección y administración del proyecto Cantarell y la planta de nitrógeno a la empresa californiana Bechtel; los contratos de servicios múltiples en la Cuenca de Burgos, que ponen prácticamente en las manos del contratista la dirección y explotación del yacimiento; y el contrato para el mantenimiento de ductos de Producción Primaria que sigue el mismo patrón, que se intenta utilizar como modelo para los ductos del resto de Pemex.

Ahora, por lo visto, se pretende utilizar los contratos incentivados para todas las áreas, que internacionalmente se les conoce como *risk contracts*.

ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO

Nos tratan de convencer que Pemex no tiene recursos, que no dispone de tecnología actualizada y que no tiene capacidad para realizar las inversiones que se necesitan.

Asimismo, que la solución está en aguas profundas y en permitir que las compañías extranjeras tengan sus propios ductos y refinerías.

Tecnología y *management*

En la medida en que han venido escaseando las reservas mundiales de petróleo y los precios han subido, ha resultado económicamente rentable explotar reservas y construir ductos e instalaciones que antes no eran costeables, ejemplos de ello son Alaska y su difícil oleoducto; las arenas bituminosas; los yacimientos y ductos de Siberia, el mar Caspio y el Asia Central; y los yacimientos en aguas profundas de África Occidental, Sudeste Asiático y el Golfo de México, entre otros.

En este sentido, la tecnología es cara y la administración de los proyectos cada día es más difícil y complicada. Han proliferado compañías de servicios y de administración de proyectos. Para aguas profundas existe un *boom* de grandes contratos para la industria de la construcción *offshore*, tanto para los sistemas de exploración, perforación y producción en embarcaciones y plataformas, como en sistemas submarinos.

Según la casa Morgan Stanley, la empresa líder en sistemas de producción flotantes (FPS) es SBM Offshore y en construcción submarina son Acergy, Saipem, Technip y Subsea 7. Estas compañías y otras más, trabajan bajo las órdenes de las petroleras internacionales y estatales como Shell, Exxon, Chevron,

Statoil, Petrobras y otras en diferentes lugares (ver Anexo III).

En 2007 se realizó en México un coloquio sobre aguas profundas y muchas de estas empresas ofrecieron sus servicios. Allí mismo, el director de energía de General Electric, que también ofreció los servicios de su empresa, declaró que la tecnología para aguas profundas estaba disponible en el mercado, sin necesidad de celebrar alianzas estratégicas o compartir riesgos o reservas.

Las tecnologías para la reconfiguración o construcción de refinerías, así como para ductos y terminales, también han evolucionado, pero no son ajenas al IMP y a Pemex y, por supuesto, también están disponibles en el mercado. Además, la tecnología para construir una refinería no sobrepasa el 1 por ciento del costo total de la misma.

Por otro lado, desde hace dos sexenios se ha venido desmantelando la planta técnica de proyectos y construcción de Pemex y el IMP mediante el despido o la jubilación temprana de personal calificado, acompañado de la desaparición de empresas constructoras, fabricantes de equipo y firmas de ingeniería mexicanas, aprovechando entre otros, las licitaciones internacionales, y la contratación de empresas para el manejo integral de proyectos, como fue el caso de Bechtel.

El enorme crecimiento de los Pidiregas para financiar los proyectos de Pemex, además de onerosos, permitió también por sus montos y características desplazar a

favor de contratistas internacionales, muchas tareas que antes realizaban los técnicos de Pemex y las empresas mexicanas de ingeniería, fabricación de equipo y de construcción.

Petrobras, por ejemplo, invierte anualmente 800 millones de dólares en capacitación, investigación y desarrollo a través de su instituto petrolero y de convenios con más de 25 centros de enseñanza superior, en donde además de formar gran número de ingenieros, desarrollan modelos de simulación de yacimientos, ingenierías para equipos de perforación, administración de proyectos, etc. Además, se promueve la fabricación de equipo, al igual que en Rusia en donde el 70 por ciento tiene que ser de fabricación nacional.

La reciente asignación obligatoria de fondos para el IMP y la investigación es un loable principio rectificador. Pemex destinó para este año el 0.035 por ciento de sus ventas totales las cuales ascienden a un billón 135 mil millones de pesos. No obstante, resulta insuficiente si se compara con otros países que en promedio invierten el 2.2 por ciento de sus ingresos en investigación y desarrollo. Por decreto, Petrobras destina mínimo el 1 por ciento de sus ventas brutas a su Centro de Investigación y Desarrollo; British Petroleum dedicó en 2006, 1.4 por ciento (495 millones de dólares); Exxon Mobil, 1.85 (733 millones de dólares), y Shell 4.1 (885 millones de dólares).

Una prueba de lo anterior es que desde 1927 a la fecha, se han formado en México únicamente 5 mil ingenieros

petroleros, en tanto que Brasil proyecta formar para los próximos 5 años 17 mil ingenieros petroleros.

Pemex y el IMP emprendieron desde hace 4 años programas de capacitación *in situ* en diversos países, que preparan a cerca de 200 técnicos en diversas disciplinas para la administración, exploración y la explotación de aguas profundas.

Este grupo constituye la masa crítica para manejar las nuevas tecnologías y acelerar su asimilación con la ayuda de asesorías externas, sin necesidad de recorrer el largo camino de otros países. Además, ellos se suman a los que ya lograron perforar 6 pozos en aguas profundas en el Golfo de México con tirantes de agua de mil metros, con un éxito a nivel mundial del 66 por ciento. Además, ya se formó el Activo Integral de Aguas Profundas para manejar el yacimiento de gas no asociado Holok-Temoa, que contribuirá con 400 mmpcd de gas a la oferta nacional.

Exploración y producción

El régimen fiscal de Pemex lo orientó a explotar al máximo los yacimientos para exportar lo más posible y obtener mayor cantidad de contribuciones y divisas, transgrediendo el objetivo fundamental de Pemex —y de otros países petroleros— que es el de obtener la máxima recuperación de hidrocarburos mediante su explotación racional, sustituyéndolo por el de maximizar el valor

económico de las reservas de hidrocarburos, lo que provocó la sobreexplotación y declinación temprana de los yacimientos.

En 2002, la SEC estableció criterios más rigurosos de clasificación de reservas y su adopción y aplicación retroactiva desde 1998, trajo como consecuencia una drástica disminución de las reservas probadas. A pesar de ello, en 2004 se llevó la explotación a su máximo nivel, para iniciar a partir de ese año, la caída de la producción, principalmente en el campo Cantarell, cuya declinación se ajusta a la baja periódicamente.

Al mismo tiempo, el haber financiado casi en un 97 por ciento los proyectos con Pidiregas, en vez de hacerlo con recursos propios, limitó la posibilidad de asignar los recursos necesarios a otros proyectos importantes, lo que provocó costos de oportunidad innecesarios. Un caso de ello, ya seriamente cuestionado, es la inyección de nitrógeno al campo Cantarell en donde se aduce que no se seleccionó la mejor opción.

Las consecuencias están a la vista: se difirieron proyectos considerados entonces de baja rentabilidad que ahora se contemplan, como los campos maduros, entre otros; no se aplicaron en donde se podía los métodos de recuperación mejorada para alargar la vida del yacimiento, incluyendo la utilización de gas que se quemó a la atmósfera; no se construyeron las instalaciones necesarias para explotar racionalmente los

yacimientos; y, como consecuencia, la producción declina rápidamente.

La aplicación de métodos de recuperación mejorada es obligatoria desde el inicio de la explotación del yacimiento, por disposición gubernamental, en países como Canadá, los Estados Unidos y Venezuela, entre otros. Un caso notable es el yacimiento Wizard Lake, en Alberta, Canadá, con características parecidas a Cantarell en donde, con recuperación terciaria, se logró una recuperación del 95 por ciento de lo originalmente calculado.

En México, el promedio de recuperación oscila entre el 30 y 40 por ciento. No haber concluido los estudios integrales respectivos ni dedicarle los recursos necesarios, ha provocado dejar en el subsuelo sin recuperar, enormes proporciones de hidrocarburos. En Cantarell se estima que quedará sin recuperarse más de la mitad del volumen original.

La Sener elaboró para el período 2006-2016 dos escenarios para la producción de crudo:

El primero, que denominan “escenario sobresaliente”, requiere para su realización de la aprobación de las reformas estructurales; en él, la producción aumenta ligeramente y las exportaciones descienden suavemente. La declinación de Cantarell se compensaría parcialmente con la producción de Ku-Maloob-Zaap, Chicontepec, campos maduros y el inicio en 2014 de la producción del

Golfo de México B y del Golfo de México Sur en aguas profundas (ver Tabla 12 del Anexo I).

En el segundo, designado como “escenario bajo”, sin reformas estructurales, el panorama es desalentador: la producción cae a 2 mil 100 millones de barriles diarios en 2016 y la exportación a 289 mil barriles diarios. Para ello, parten de la base de que Pemex se queda estático, que crece inercialmente sin poder realizar las inversiones requeridas, con los efectos que esto acarrearía sobre las finanzas públicas y la economía en su conjunto (ver Tabla 13 del Anexo I).

El panorama no es tan trágico como se ha presentado. Apenas se ha estudiado entre el 20 y 30 por ciento de las áreas en donde potencialmente pudieran existir hidrocarburos. Basado en ello, la Sener señala que existen recursos prospectivos o potenciales por 54 mmmbpce, definidos estos como “LA CANTIDAD DE HIDROCARBUROS ESTIMADA A UNA FECHA DADA, DE ACUMULACIONES QUE TODAVÍA NO SE DESCUBREN PERO QUE HAN SIDO INFERIDAS, Y QUE SE ESTIMAN POTENCIALMENTE RECUPERABLES, BASADO EN INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y GEOFÍSICA DEL ÁREA EN ESTUDIO Y EN ANALOGÍAS CON OTRAS ÁREAS DONDE UN CIERTO VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS HA SIDO DESCUBIERTO”, y distingue 6 cuencas sedimentarias, de las cuales Golfo de México Profundo significa el 55 por ciento del total y, la del Sureste, el 34 por ciento.

Tabla 2

Recursos prospectivos de México estimados a 2007		
Cuenca	Recursos prospectivos (mmbpce)	Porcentaje
Sabinas	0.3	0.56%
Burgos	3.1	5.77%
Tampico-Misantla	1.7	3.16%
Veracruz	0.8	1.49%
Sureste	18.1	33.64%
Golfo de México	29.5	54.83%
Plataforma Yucatán	0.3	0.56%
Total	53.8	100%

Fuente: Pemex Exploración y Producción, cit. por Sener, *Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo*, México, 2007, p. 118.

La cuenca del Golfo de México Profundo se integra por nueve provincias geológicas agrupadas en tres proyectos exploratorios: Golfo de México B, Golfo de México Sur y Área Perdido (transfronterizo). En Golfo de México B se inició la exploración desde 2004; se perforaron 6 pozos, de los cuales cuatro resultaron inicialmente productores, uno de aceite extra pesado y tres de gas no asociado.

Del total de recursos prospectivos, 29 mil millones de barriles se estiman en aguas profundas del Golfo de México, de los cuales se tienen identificados 8 mil 513 millones de barriles, principalmente de aceite ligero, 29 por ciento.

Tabla 3

Cuenca del Golfo de México	
Recursos prospectivos identificados por tipo de hidrocarburo	
Tipo de hidrocarburo	Recursos prospectivos mmbpce
Aceite ligero	7,975
Gas seco	403
Aceite pesado	135
Total	8,513

Fuente: Pemex Exploración y Producción, cit. por Sener, *Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo*, México, 2007, p. 118.

La cuenca del Sureste está conformada por cinco provincias: Chiapas-Tabasco-Comalcalco, Salina del Istmo, Macuspana, Sonda de Campeche y Litoral de Tabasco; ha sido la principal productora de aceite de México. En dicha cuenca existen 18 mil millones de reservas prospectivas, de las cuales se han identificado 5 mil 387 millones de barriles, principalmente de aceite ligero y súper ligero, 29 por ciento también.

Tabla 4

Cuenca del Sureste	
Recursos prospectivos identificados por tipo de hidrocarburo	
Tipo de hidrocarburo	Recursos prospectivos mmbpce
Aceite ligero	2,531
Aceite superligero	1,489
Gas húmedo	367
Gas seco	624
Aceite pesado	376
Total	5,387

Fuente: Pemex Exploración y Producción, *cit.* por Sener, *Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo*, México, 2007, p. 119.

La comparación entre las dos regiones anteriores es importante, en tanto los tirantes de agua en el Golfo de México han llegado en algunos casos a cerca de 2 mil 400 metros, en el lado norteamericano de Plegado Perdido, con los costos, riesgos y tiempo de ejecución concomitantes. Por el contrario, los recursos prospectivos del Sureste se localizan en aguas someras y en tierra, en donde Pemex cuenta con infraestructura y técnica dominada; ya que trabajan muchas empresas con experiencia, y los costos, tiempos y riesgos son de un tercio de los de las aguas profundas.

Sería importante conocer cómo se encuentran distribuidas las reservas prospectivas entre los tres proyectos exploratorios de aguas profundas, ya que si la mayoría está localizada en el área de Plegado Perdido,

Pemex se encontraría, de acuerdo con la experiencia de las empresas que operan del lado norteamericano, con tirantes de agua muy grandes, estructuras geológicas difíciles, requerimientos de estudios sísmológicos en 3-D complicados e inciertos, necesidad de sistemas flotantes de producción, caros y escasos y, por si fuera poco, en el paso de los huracanes. Como ejemplo de ello, Nueva Orleans y la destrucción causada por los huracanes Rita y Katrina de 109 plataformas petroleras, dejaron pérdidas por más de 30 mil millones de dólares en las explotaciones marinas del Golfo de México.

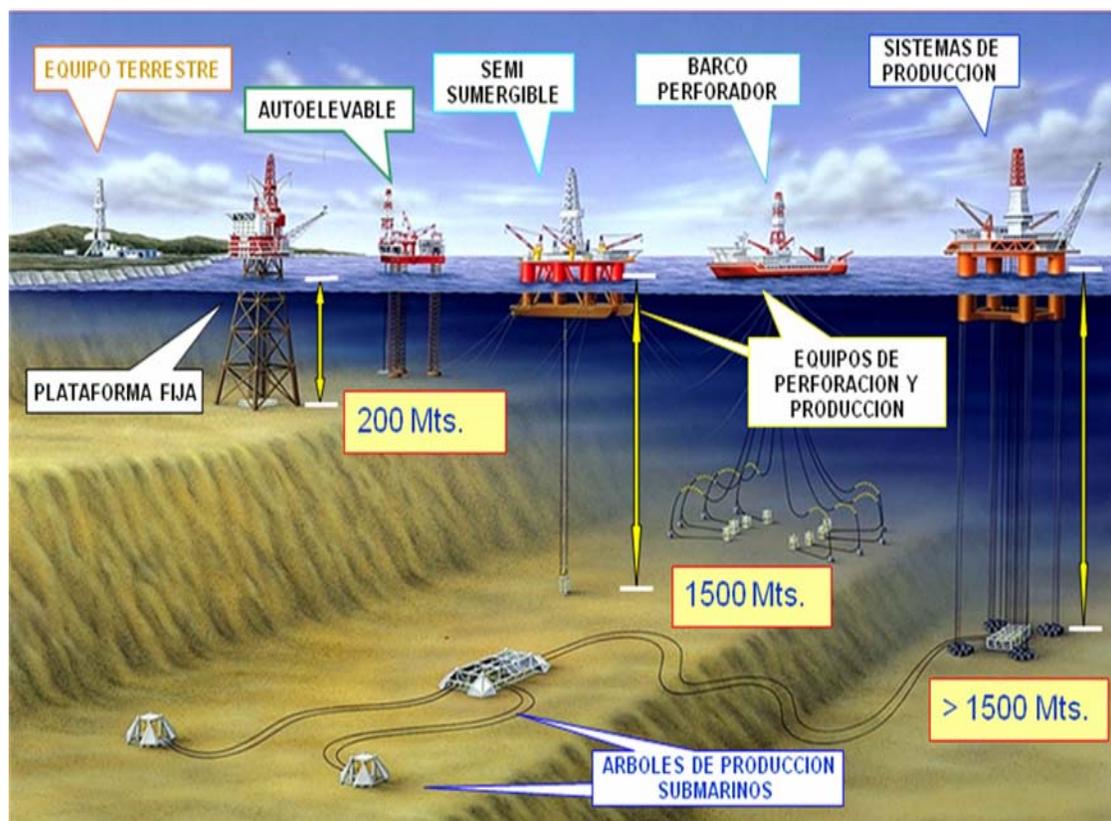
Comprometer una plataforma de producción con base en recursos prospectivos en el corto plazo como se planea, es de muy alto riesgo por la complejidad geológica y tecnológica que requieren este tipo de proyectos, por requerir de grandes recursos de inversión y de muy largos períodos de maduración.

En la industria petrolera mundial el ciclo de producción primaria contempla horizontes de más de 30 años para el desarrollo de todas las etapas, desde los estudios prospectivos, hasta los trabajos para el abandono del campo. En el campo Ku-Maloob-Zaap se iniciaron los trabajos a fines de los años ochenta y ahora se encuentran en plena producción. Su declinación se estima a partir del año 2010.

Pemex define como aguas profundas tirantes superiores a 500 metros, en donde las condiciones de operación se complican. Como puede verse en la Figura 1, el

desarrollo de los yacimientos situados en estas profundidades requiere de equipos más sofisticados y costosos para superar las dificultades físicas y geológicas que se presentan.

Figura 1
Estrategias de exploración y explotación en campos petroleros marinos
Esquema de explotación marina

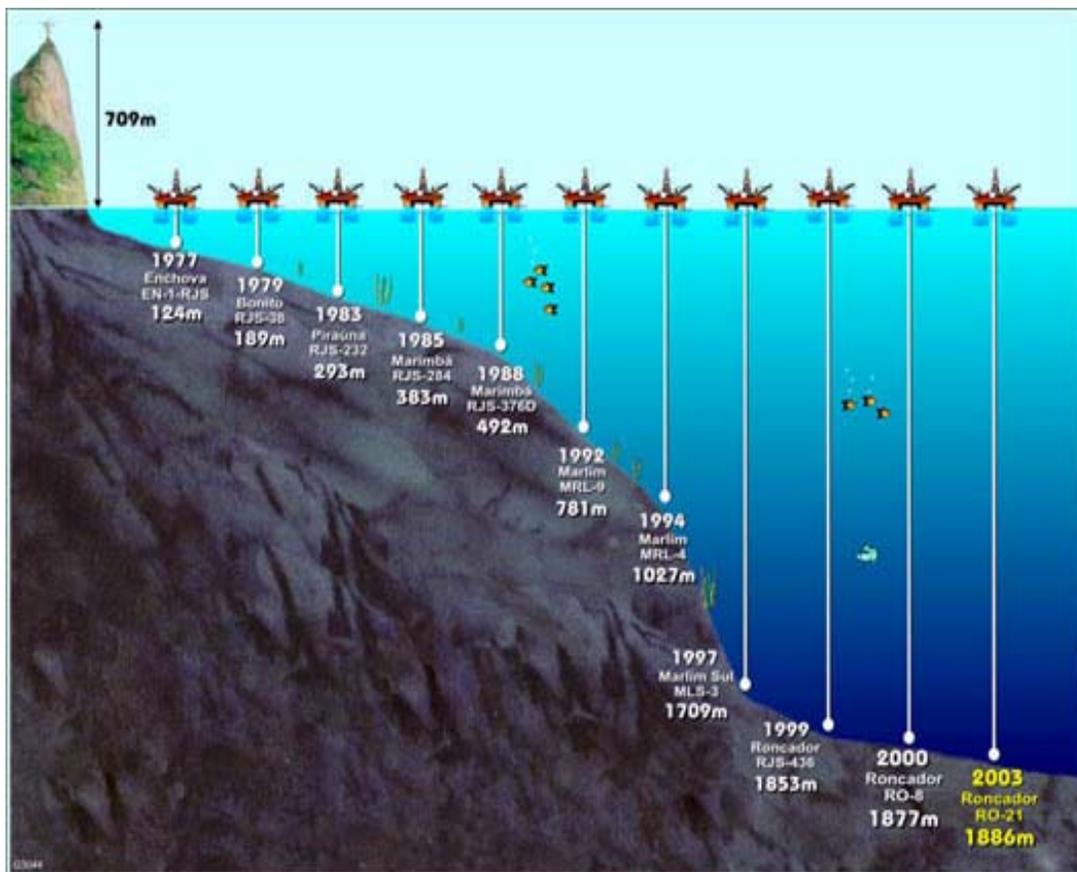


Fuente: Pemex, *Instrumento de Apoyo para el Desarrollo de México*, México, octubre de 2006.

Pemex, con la experiencia que ha adquirido en la perforación de pozos con tirantes de agua hasta de mil metros, debe avanzar paulatinamente hacia mayores profundidades como lo hizo Petrobras, según se muestra

en la Figura 2, que pasó de perforar en tirantes de 124 metros en 1977, a casi 2000 metros en 2004.

Figura 2
Avances en tecnología de aguas profundas
Industria Petrolera Brasileña



Fuente: Pemex, *Instrumento de Apoyo para el Desarrollo de México*, México, octubre de 2006.

Debe mencionarse que Petrobras tuvo necesidad de desarrollar la tecnología necesaria para adentrarse paulatinamente en aguas cada vez más profundas, porque a diferencia de México no encontró yacimientos de hidrocarburos en aguas someras.

Yacimientos transfronterizos

Los yacimientos transfronterizos constituyen un caso especial. Por una parte, el convenio con los Estados Unidos vence en 2011 y, por la otra, conforme al Convenio sobre Derechos del Mar de la ONU, los países tienen hasta mayo del 2009 para demostrar hasta donde se extiende la potestad de las naciones costeras sobre los recursos, para que su dominio patrimonial sea hasta de 350 millas en vez de las 200 actuales. A lo anterior, se agrega que Shell y otras empresas ya realizan desarrollos en el borde de estos campos.

Refinación

Durante décadas, México fue autosuficiente en la producción de destilados y gas natural. Desde 1979 no se le ha autorizado a Pemex aumentar su capacidad de refinación, a pesar del cierre de la refinería de Azcapotzalco. Los cambios que se han dado han sido para procesar mayor cantidad de crudo pesado y para cumplir con exigencias ambientales de combustibles más limpios.

El uso sesgado de los precios de transferencia, el hecho de que PEP no tenga que cargar con el costo de la reposición de reservas y un tratamiento fiscal diferenciado entre Refinación y PEP, ha provocado que la parte industrial, que produce valor agregado y empleos, sea

presentada como causante de pérdidas virtuales recurrentes, reforzando el argumento de que no es rentable para la asignación de recursos de inversión, acrecentando así el círculo perverso.

Gráfica 3



Fuentes: Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación, I Informe de Gobierno de Felipe Calderón y VI Informe de Gobierno de Ernesto Zedillo cit. por Suplemento Enfoque, Diario Reforma, 20 de enero de 2008, p. 9.

El margen variable de operación, entendido como el valor de los productos menos los costos de operación, del SNR ha aumentando en comparación con una selección de refinerías eficientes en los Estados Unidos, a pesar de que Refinación tiene que absorber el crudo disponible nacionalmente y operar con bases de diseño y objetivos de seguridad energética más exigentes que las refinerías privadas.

La descoordinación entre CFE y Pemex llevó a orientar a la primera a centrar el crecimiento de la oferta de energía

en productores independientes (PIE), con el argumento de que no se contaba con recursos para que el Estado lo hiciera y a consumir crecientemente gas natural, un recurso del que ya no disponemos en cantidades suficientes para abastecer la demanda interna.

La consecuencia ha sido crecientes importaciones de gas natural y de LGN, de gasolinas y otros petrolíferos y una política de subsidios que ha distorsionado el consumo y deteriorado las finanzas públicas. Asimismo, se observa en el caso del sector eléctrico, una subutilización de capacidad instalada, principalmente hidráulica, para atender compromisos con los PIE.

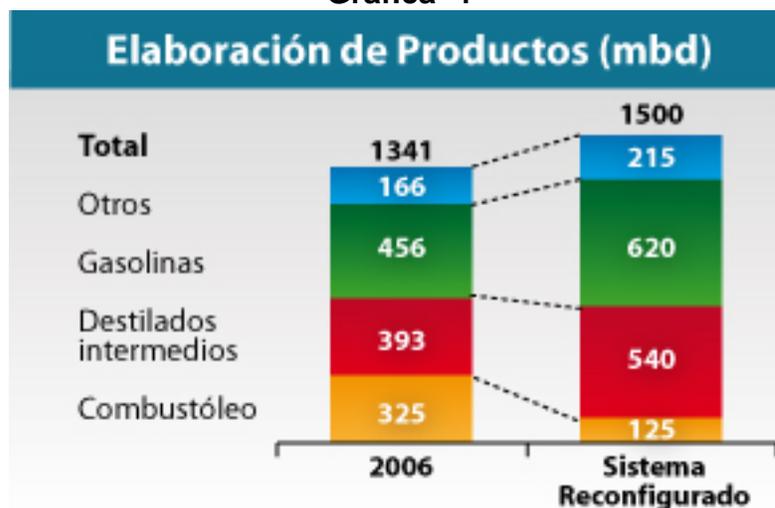
Conforme las proyecciones de Sener, para el período 2007-2015 habrá necesidad de importar gasolinas por más de 53 mil millones de dólares y gas natural por 38 mil millones.

Pemex planea aumentar la capacidad de refinación entre 300 y 600 mil barriles diarios, si se aprueban o no las reformas, que entraría en operación hasta 2015, en el cual ya habrá aumentado el porcentaje de crudo pesado a proceso de 40 por ciento en 2006 a 63 por ciento en 2015 por las reconfiguraciones programadas (ver Tabla 15 del Anexo I).

La política seguida por Pemex ha sido la de aumentar la conversión profunda para elevar la rentabilidad de las refinerías con productos de mayor valor. En las proyecciones de Pemex se observa que al terminarse las configuraciones, la producción de combustóleo habrá

disminuido de 325 mbd a 125 mbd, es decir, menos 62 por ciento, lo que a juicio de muchos técnicos denota, nuevamente, la falta de una planeación integral de refinación-petroquímica-sector eléctrico condenando a este último a depender en mayor medida de la importación de gas, sobre todo en las plantas del Pacífico, para las cuales se prevé la importación del producto por la planta de CFE en Manzanillo. Igual situación se presentaría en el altiplano con la reconfiguración de Salamanca.

Gráfica 4



Fuente: Jesús Reyes Heróles. *Participación del Capital Privado en los programas de Petróleos Mexicanos*, Pemex, México, noviembre 21 de 2007, p. 33.

Pero el ejemplo más grave de descoordinación es que la CFE planea construir 67 nuevas plantas generadoras, de las cuales la mitad utilizarían gas LGN, seguramente importado por las tres plantas que operarán en Altamira, Manzanillo y Ensenada.

Refinación le compra forzosamente a PEP el crudo disponible, que contiene el doble de azufre que la media

internacional, sin descuentos especiales a pesar de ser el mejor cliente, apoya con almacenajes redundantes las fluctuaciones de producción o de mercado del crudo, tiene obligadamente que abastecer de combustibles al país, padece el oneroso esquema fiscal y Hacienda le autoriza las inversiones y los precios.

La sola reforma de la Ley Reglamentaria no sería suficiente, por lo que voces interesadas recomiendan la modificación de otras disposiciones que permitan la construcción de refinerías, se elimine el control de precios en las gasolinas y otros derivados, se permita la libre importación y exportación, en su caso, de los refinados y se autoricen gasolineras extranjeras para que compitan con Pemex en un ambiente de libre mercado. Por supuesto, esto requeriría, también, la garantía de abasto a largo plazo por parte de PEP.

Es decir, lo que se plantea en el fondo, es una revisión del espíritu y contenido del Artículo 27 Constitucional, presentándola como adecuaciones a las leyes secundarias para permitir la inversión privada en áreas reservadas a Pemex.

Lo anterior se confirma con lo expresado por el ex secretario de energía Felipe Calderón, en su única comparecencia ante el Senado cuando declaró: “ES NECESARIO COMPLEMENTAR LA INVERSIÓN PÚBLICA CON INVERSIÓN PRIVADA, BAJO DIVERSAS FORMAS DE PARTICIPACIÓN, PARA LO CUAL ES INDISPENSABLE DAR PLENA CERTEZA JURÍDICA A LA INVERSIÓN. LA ADECUACIÓN DE LOS

ARTÍCULOS 27 Y 28 CONSTITUCIONALES ES LA ÚNICA MANERA DE OTORGAR PLENA CERTIDUMBRE JURÍDICA A LA INVERSIÓN”. “NINGUNA LEGISLACIÓN SECUNDARIA PODRÁ DAR LOS ESPACIOS DE GARANTÍA Y CLARIDAD QUE UNA MODIFICACIÓN CONSTITUCIONAL PUEDE ESTABLECER EN MATERIA DE CERTIDUMBRE, CONFIANZA Y SEGURIDAD A TODOS LOS ACTORES”. El ex secretario Felipe Calderón se refería en ese entonces al sector eléctrico.

En 2006 se vendieron internamente un millón 461 barriles diarios de productos petrolíferos, con un valor anual, antes de impuestos, de 381 mil millones de pesos. Para 2016, la Sener estima las ventas diarias en un millón 900 mil barriles diarios.

Suponiendo que los precios permanecen constantes, el monto anual de dichas ventas, antes de impuestos, crecería en 30 por ciento, con un monto de 495 mil 742 millones de pesos, equivalentes a 45 mil millones de dólares actuales (ver Tablas 16 y 17 del Anexo I).

A lo anterior es un cálculo simplista del valor del mercado mexicano de productos petrolíferos, a lo que habría que agregarle otros elementos, tales como las expectativas de crecimiento de la empresa, del mercado y la marca; además del costo de las refinerías, ductos, terminales y demás infraestructura, por lo que un cálculo simplista del valor del mercado mexicano de productos petrolíferos lo haría ascender a cerca de 75 mil millones de dólares.

El mercado mexicano ha costado años de esfuerzo para consolidarse, compite ventajosamente con otros países,

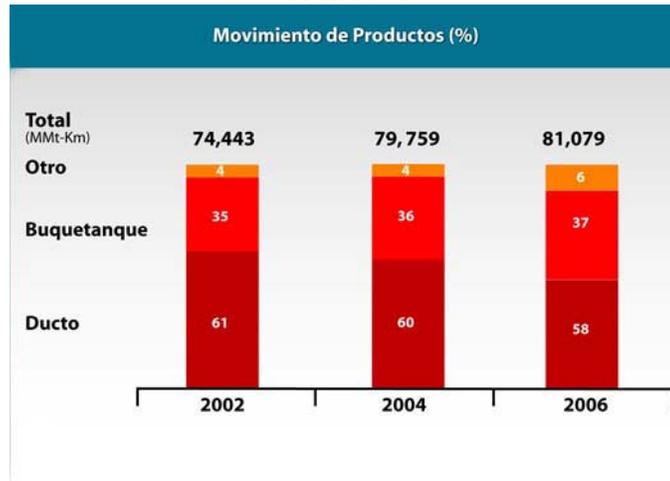
es un mercado integrado y cautivo, con muchas posibilidades de crecimiento. Ningún país estaría dispuesto a cederlo gratuitamente y no podemos desmembrarlo iniciando su cesión con tanques de almacenamiento, un simple ducto o refinerías en poder de privados. No es una simple cuestión de negocios, es un tema de seguridad energética.

Ductos

Pemex cuenta con más de 63 mil kilómetros de ductos, de los cuales PEP controla el 53 por ciento, Refinación el 25 por ciento y Gas y Petroquímica el 20 por ciento. Su operación, mantenimiento y prevención están a cargo de cada Subsidiaria aunque corran por el mismo derecho de vía; sin embargo, los esfuerzos corporativos de coordinación no han dado el resultado deseado.

La eficiencia operativa se ve afectada también por el despido o jubilación temprana de personal calificado, la falta de recursos y el mal estado en que se encuentran “las venas” por donde se transporta el 60 por ciento de los productos. Otro 36 por ciento se transporta por buque tanque y, el resto, por otros medios.

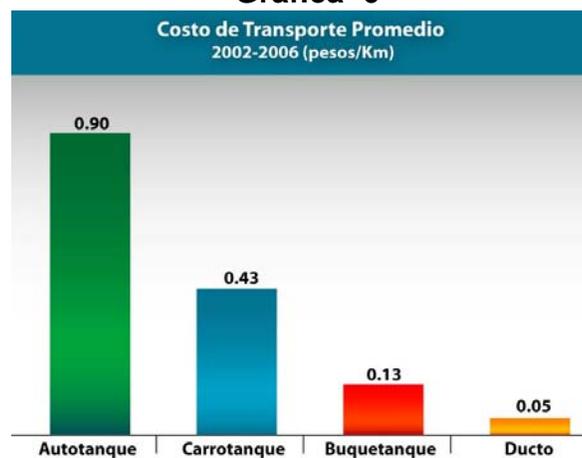
Gráfica 5



Fuente: Jesús Reyes Heróles. *Participación del Capital Privado en los programas de Petróleos Mexicanos*, Pemex, México, noviembre 21 de 2007, p. 34.

El transporte por pipas (3 por ciento del total) es el más caro y el que se hace por ductos el más barato; sin embargo, no hay que olvidar que los ductos no pueden extenderse a todas partes y que los accidentes, paros, atentados o consumos extraordinarios obligan a incrementar la utilización de pipas, sin que por eso se justifique que los privados construyan y operen ductos.

Gráfica 6



Fuente: Jesús Reyes Heróles. *Participación del Capital Privado en los programas de Petróleos Mexicanos*, Pemex, México, noviembre 21 de 2007, p. 34.

El programa de Pemex para el periodo 2007-2012 en materia de terminales y ductos presenta dos escenarios, que implican una inversión de mil 700 millones de dólares o 2 mil 300 millones de dólares, —al parecer dependiendo de la aprobación de las reformas estructurales—, y que comprende entre otros, el reemplazo de 10 buques-tanque, la terminal marítima de Tuxpan y las mejoras al sistema de transporte por ductos y a la infraestructura de almacenamiento.

Se ha comentado en los medios de comunicación que el transporte por pipas es el más ineficiente y caro, poniendo como ejemplo la situación de la terminal de Tuxpan y el abastecimiento al Valle de México, para justificar una posible nueva terminal y la concesión del transporte por nuevos ductos.

Sin embargo, cabe aclarar que para abastecer al Valle de México y zonas aledañas se utilizan dos poliductos provenientes de la Refinería de Tula, con capacidad conjunta para transportar 95 mil barriles diarios de productos, complementados con el poliducto Tuxpan-México, con capacidad de transportar 105 mil barriles diarios. Con ello se satisface la demanda normal que es de 170 mil barriles diarios, salvo en periodos vacacionales que suele ascender a 190 mil barriles diarios; por lo que no se utilizan pipas para abastecer la demanda del Valle de México.

La importación nacional de petrolíferos aumenta en temporada de vacaciones a más de un millón de barriles

diarios, que se introducen principalmente por las terminales marítimas de Tuxpan y Pajaritos. La terminal de Tuxpan lo hace a través de monoboyas y cuenta con una capacidad de almacenamiento instalada de 2 millones 170 mil barriles, que por falta de mantenimiento de algunos tanques que están fuera de operación se reduce a menos de un millón 400 mil barriles.

En 2006 y 2007 se pagaron 5 y 6 millones de dólares, respectivamente, por demoras en la descarga de los buques tanque, causados por el mal tiempo y por falta de capacidad de almacenamiento. La capacidad de transporte real del ducto a México es de 70 mil barriles diarios, que se eleva a los 105 mil barriles diarios reportados utilizando mejoradores de flujo.

Ante estos problemas y el que las proyecciones de la demanda del Valle de México indican que para 2012 el abastecimiento por ductos será insuficiente y que tendrían que utilizarse complementariamente 95 pipas diarias, desde hace dos años se elaboró un anteproyecto consistente en aumentar a 140 mil barriles diarios la capacidad de transporte; construir un tramo de 113 kilómetros de tubería de 18" de diámetro, modernizar cinco estaciones de rebombeo, dar mantenimiento a los cuatro tanques fuera de operación y construir otros cinco de 100 mil barriles cada uno en los terrenos de la terminal, dar mantenimiento a las dos monoboyas; y construir un muelle de 60 mil toneladas de peso muerto con dos posiciones de descarga para las épocas de mal tiempo (ver Anexo II).

El proyecto costaría 370 millones de dólares y se ejecutaría en 30 meses sin interrumpir la operación del sistema actual; su tasa interna de retorno sería de 20 por ciento y tendría una vida útil de 20 años. Sin embargo, no se ha podido concursar por falta oportuna de recursos presupuestales.

Pemex plantea también la construcción paralela y redundante de gasoductos por parte del sector privado, incluso en tramos donde existen ductos de Pemex sin usar o subutilizados; dados los términos contractuales para garantizar la recuperación de la inversión privada, los ductos de Pemex operarían únicamente en los momentos en que se requiriera respaldo o terminarían sin utilizarse del todo.

La distribución nacional de petrolíferos es resultado de un conjunto de operaciones logísticas especializadas y complejas. La operación de un poliducto, por ejemplo, no se parece al de un gasoducto, por lo que es peligroso e ineficiente permitir la operación privada de los ductos.

Si eso sucediera se presentarían problemas operativos; por ejemplo, determinar de quién es el producto en caso de accidente; y probablemente regímenes laborales y de seguridad social diferentes.

En lo referente a PEP, ya se licitó un contrato por mil millones de dólares para mantener los ductos del sector 4 y están listas las convocatorias para otros dos sectores. Este contrato se piensa usar como parámetro para licitar, en caso de que no prosperaran las reformas,

los ductos de Refinación Gas y Petroquímica; se alega que este contrato viola las leyes actuales porque posibilita que el contratista privado tome conjuntamente con Pemex decisiones de operación, campo reservado al Organismo exclusivamente.

Pemex es una empresa integrada, que utiliza su red de ductos para el transporte y distribución de hidrocarburos, enlazando centros productores, de recolección y tratamiento, de transformación industrial, de almacenamiento y comercialización, por lo que no conviene desmontar la unidad logística.

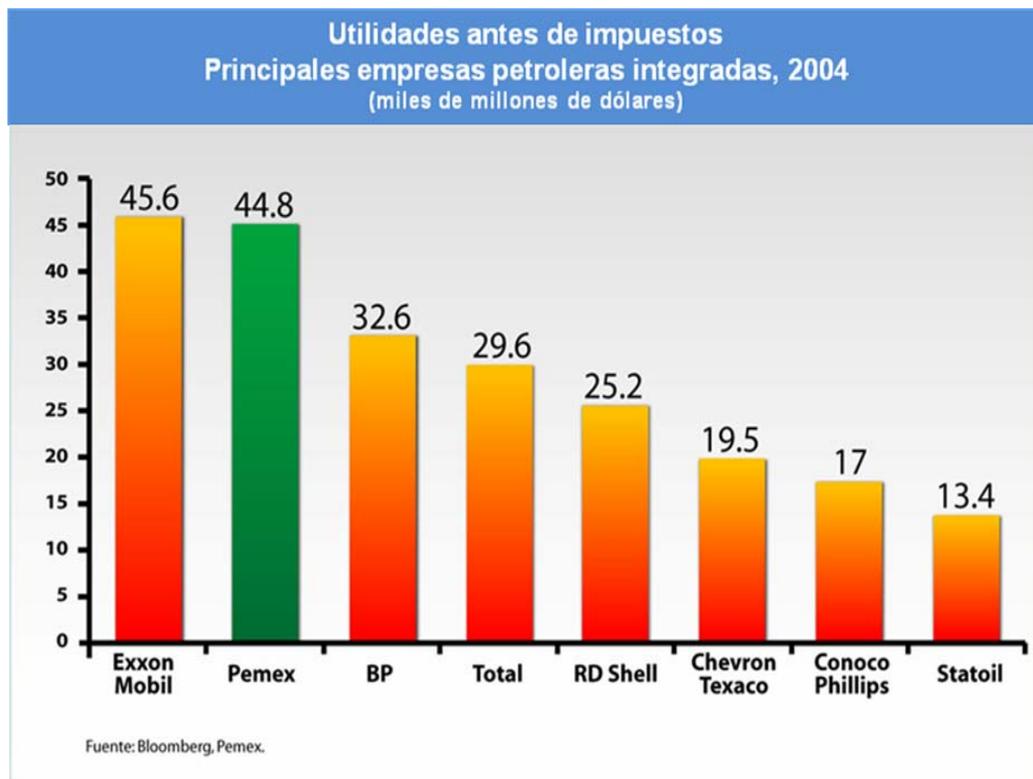
Empezar a introducir en la operación al sector privado es sumamente riesgoso y destinar recursos escasos a instalaciones redundantes, construidas y quizás operadas por los privados, es seguir la política de favorecer estos intereses a costa de Pemex y condenarlo a la obsolescencia y muerte lenta por falta de condiciones para competir.

Habrá que revisar la decisión de haber separado el manejo de los ductos, por la proliferación de estructuras operativas y el hecho de que ductos operados por distintas subsidiarias corran por el mismo derecho de vía, por la diversidad de sistemas para la administración de riesgos y porque se debilitó la fuerza de mantenimiento y prevención de desastres.

Generación interna de recursos

Pemex siempre ha dispuesto de recursos. Sus resultados operativos son comparables con los de otras empresas petroleras. En 2004, año de máxima producción de hidrocarburos, obtuvo utilidades, antes de impuestos, cerca de 45 mil millones de dólares y se colocó en segundo lugar mundial después de Exxon-Mobile y por encima de BP, Shell, Total, Chevron-Texaco, Statoil, Petrobras y otras. En 2006, sus utilidades fueron de 57 mil millones de dólares, manteniendo su lugar en el ranking mundial.

Gráfica 7



El Banco Mundial indica que estas ganancias, antes de impuestos, se convierten en pérdidas al aplicar el Gobierno altas cargas fiscales, por lo que Pemex es una de las empresas más endeudadas mundialmente, lo cual implica una barrera para financiar adecuadamente sus necesidades de inversión.

Adicionalmente, los pasivos de pensiones son un problema creciente que amenaza el futuro desarrollo del Organismo. En la actualidad, la nómina de jubilados y pensionados sobrepasa a la de los trabajadores en activo, que asciende a menos del 4 por ciento del total de erogaciones de Pemex. En 2006, el pasivo laboral impactó con 70 mil millones de pesos los resultados del año.

La desgravación fiscal autorizada en 2005 generó para los dos últimos años disponibilidades acumuladas por más de 150 mil millones de pesos, suficientes para pagar de contado más de dos refinerías que tardarían en construirse cinco años; la reforma fiscal autorizada en 2007 sumaría su efecto al monto anterior en éste y años venideros.

Dichas disponibilidades no pueden invertirse por el Organismo ya que, por disposición de Hacienda, se han esterilizado con objeto de mantener el balance fiscal y mejorar la carátula financiera del Gobierno Federal.

Estos manejos gubernamentales no son novedad. Durante el sexenio pasado se prefirió destinar los cuantiosos ingresos petroleros al gasto corriente y a

prepagar deuda, antes que invertir en exploración, desarrollo de otros yacimientos, refinación, petroquímica y mantenimiento de instalaciones, ductos y terminales de Pemex, atentando contra la fuente de ingresos y divisas.

El Banco Mundial señala que debido a la alta dependencia del Gobierno de los ingresos petroleros, se ha mantenido un régimen fiscal que obliga a Pemex a enfocarse a la producción y exportación de crudo, y que se consideren como no rentables otras actividades, entre ellas, la refinación y la petroquímica, a las que no se le han destinado inversiones suficientes.

Aún con el nuevo régimen fiscal, el Banco Mundial recomienda al Gobierno y al Congreso considerar que las actuales tasas de derechos dañan las finanzas de Pemex, no provee los incentivos correctos para maximizar las reservas y que los pagos por derechos no son el único mecanismo para maximizar los ingresos fiscales. Pone de ejemplo los casos de Canadá, Chile, Colombia y Noruega, donde se aplica un *royalty* sobre el petróleo de cerca del 70 por ciento, mientras se carga a la industria con tasas efectivas de impuestos de 8, 7, 27 y 0 por ciento, respectivamente.

El organismo financiero internacional señala que existe un *trade-off* entre los requerimientos fiscales en el corto plazo y la necesidad de un Pemex capaz de maximizar sus contribuciones en la economía y el bienestar social en el largo plazo. En tal sentido, una reforma fiscal de fondo y la racionalización del gasto público, reducirían en

forma gradual la dependencia de los recursos petroleros y liberarían concomitantemente mayores recursos para Pemex.

Otro factor que presiona a las finanzas públicas es la decisión de subsidiar el consumo de combustibles. Los precios eran fijados por Hacienda en línea con la inflación pero, con objeto de proteger a los consumidores, se abandonó dicha política afectando a Pemex y al fisco con crecientes subsidios que, acumulados al día de hoy, superan en monto lo que se espera alcanzar con la reforma fiscal aprobada en 2007. Aún antes de abandonar la flotación, ya existían diferencias entre los precios internacionales y los domésticos, por ejemplo, de enero de 2004 a enero de 2005, el precio de la gasolina regular en los estados norteamericanos del Golfo de México creció 25 por ciento contra el 4 por ciento en México.

Lo anterior aumentará las presiones sobre las finanzas públicas, acentuará su dependencia de los recursos petroleros, incentivará artificialmente el consumo de energía y distorsionará la toma de decisiones.

Por otra parte, Pemex declaró que se intenta aumentar la recuperación final a obtener del campo Cantarell, mediante nuevas aplicaciones de recuperación mejorada, que permitiría de aquí a 2020 una extracción adicional de 3 mil 600 millones de barriles de hidrocarburos que, a un precio estimado de 80 dólares por barril,

significarían ingresos brutos por 288 mil millones de dólares durante dicho lapso.

Por razones técnicas y de seguridad, la quema de gas a la atmósfera ha sido una práctica generalizada en la industria petrolera. Durante el sexenio pasado, Pemex logró disminuir sensiblemente dicha quema al pasar de 207 mil 685 millones de pies cúbicos en 2000, a 98 mil 915 millones de pies cúbicos en 2006. Sin embargo, si dicho gas se hubiera podido inyectar a los yacimientos o aprovechado comercialmente en su totalidad, el valor del gas durante ese periodo hubiera ascendido a 5 mil 766 millones de dólares, lo que es otra muestra que existen oportunidades para hacer más eficiente la operación y generar ahorros.

Tabla 5

Gas quemado a la Atmósfera		
Año	Gas a la atmósfera (millones de pies cúbicos)	Valor del gas quemado, a 7 USDLS/MPC (millones de USDLS)
2000	207,685	1,454
2001	155,125	1,086
2002	116,070	812
2003	108,040	756
2004	65,700	460
2005	72,270	506
2006	98,915	692

Valor estimado del gas quemado a la atmósfera: 5 mil 766 millones de dólares

Fuente: Pemex, PEP.

El Director General de Pemex declaró recientemente que el Organismo sí tiene recursos, pero que carece de proyectos más allá de los tres años, confirmando que

Pemex tendría un flujo mayor de ingresos para los próximos años, de cumplirse algunos supuestos y adoptarse las propuestas financieras que aquí se presentan.

PROPUESTAS

El diagnóstico de la situación de Pemex es compartido por casi todos los analistas serios. Sin embargo, diferimos de las soluciones que se plantean en las iniciativas de ley presentadas por el Ejecutivo.

Aspectos Jurídicos

No estamos de acuerdo con los siguientes propósitos implícitos en las iniciativas del Ejecutivo:

Que mediante contratos de servicios la empresa privada pueda refinar, contraviniendo la integralidad de la industria petrolera nacional y cediendo el valor agregado que genera esta etapa de la explotación petrolera. (Art. 4º, de la Iniciativa de Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional)

Que los sectores privado y social realicen actividades de transporte, almacenamiento y distribución de los productos que se obtengan de la refinación de petróleo y de petroquímicos básicos, y que Pemex deba pedir permiso para participar en este mercado. (Art. 4º, de la

Iniciativa de Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional)

Que las empresas privadas que realicen las dos actividades anteriores construyan, operen y sean propietarias de ductos, instalaciones y equipo. (Art. 4°, de la Iniciativa de Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional)

Que las empresas privadas interconecten la explotación y elaboración del gas natural, eliminando la restricción para conectarse de los pozos a las plantas. (Art. 2° de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía)

Que las empresas privadas transporten, almacenen y distribuyan el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, sin la obligación de venderle los excedentes a Pemex. (Art. 4°, de la Iniciativa de Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional)

Que las empresas privadas que aporten supuestas innovaciones tecnológicas puedan obtener contratos incentivados mediante asignación directa y, además, la información correspondiente pueda ser clasificada como reservada o confidencial. (Arts. 44 y 45 de la Iniciativa de Ley Orgánica de Pemex)

Que las empresas privadas obtengan contratos incentivados, conocidos internacionalmente como *risk contracts*, para trabajar en cualquier área o materia. En los contratos incentivados “Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podrán celebrar contratos en los

que se pacte una remuneración fija o variable, determinada o determinable, con base en las obras y servicios especificados al momento de la contratación o que el desarrollo del proyecto exija con posterioridad”. (Art. 6° de la Iniciativa de Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional y Art. 46 de la Iniciativa de Ley Orgánica de Pemex)

Usualmente estos contratos se aplican a la exploración y desarrollo de yacimientos petroleros y permiten:

- ♦ Que la empresa privada que Pemex contrate para explorar, por su cuenta y riesgo en una zona asignada en forma exclusiva, realice las actividades que considere convenientes.
- ♦ Que la empresa privada que descubra recursos prospectivos comercialmente viables reciba, además de una recompensa monetaria, el derecho a desarrollar el yacimiento.
- ♦ Que el contratista se encargue tanto de las actividades de exploración como las de desarrollo, que según los expertos significa planear la recuperación óptima del petróleo y el gas, la perforación de desarrollo, la construcción de infraestructura en el lecho marino y en la superficie para recibir y separar la producción y transportarla fuera de los campos de producción.

Los ejemplos anteriores implican ceder la dirección, operación y control por parte de Pemex en esta etapa de

la industria petrolera, como ya sucede indebidamente en los contratos de mantenimiento de ductos.

Que se evadan las leyes de Obras Públicas y Servicios Relacionados y de Adquisiciones, Arrendamientos y Prestación de Servicios del Sector Público, contraviniendo el artículo 134 Constitucional, pues se crea un régimen de excepción al asignarle funciones legislativas y reglamentarias en estas materias a un comité interno de Pemex. (Arts. 22, 44, 45 y 46 de la Iniciativa de Ley Orgánica de Pemex)

Que adicionalmente, se plantee en la Ley Orgánica de Pemex más regímenes de excepción, sustrayendo al organismo de la aplicación de las normas correspondientes en materia de remuneraciones, auditoría, fiscalización y deuda pública interna y externa; con lo que se debilitan todas las funciones administrativas y de control, con que cuenta el sistema jurídico administrativo mexicano. (Art. 73 y 123 Constitucionales; Arts. 16, 31, 37 y 40 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal)

Que se abra la puerta para que las empresas particulares realicen la exploración y desarrollo de los yacimientos transfronterizos conforme a la práctica internacional privada, en lugar de agotar previamente las negociaciones internacionales, para encontrar las formas de contratación más convenientes para México. (Art. 4° “A” de la Iniciativa de la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional)

Que en la iniciativa del Ejecutivo, no se considere las consecuencias que su eventual aprobación tendría con relación al Tratado de Libre Comercio de América del Norte, donde, además de abrir unilateralmente el Tratado sin recibir nada a cambio, el Estado mexicano estaría eliminando parcialmente la reserva de mercado establecida en el capítulo de Energía y Petroquímica Básica; que las aperturas que se realicen ya no puedan ser revertidas unilateralmente por el Estado mexicano; y que en caso de controversia, éstas serían ventiladas ante paneles arbitrales internacionales y no ante los Tribunales del Poder Judicial de la Federación.

Que el Ejecutivo nombre directamente a cuatro consejeros profesionales, con funciones extraordinarias, que no garantizan independencia de criterio y que, al trascender sexenalmente en su cargo, preservarían los intereses de quien los designó. (Art. 8° de Iniciativa de Ley Orgánica de Pemex)

Que irracionalmente se limite la plena autonomía presupuestal hasta el onceavo año después de expedida la Ley Orgánica. (9° transitorio de la Iniciativa de Ley Orgánica de Pemex)

Que contrariando los objetivos de los organismos públicos y la seguridad energética del país, se introduzca en la Ley Orgánica los conceptos “fines productivos” y “búsqueda en todo momento de la creación de valor económico”, ya que relacionados a las modificaciones en el artículo 2° de la iniciativa de Ley Reglamentaria del

Artículo 27 Constitucional, contribuyen a crear dos Pemex: uno ligado a actividades estratégicas y otro a las que no lo son, y obliga a utilizar criterios de evaluación financiera propios de la empresa privada que, junto con el uso sesgado de los precios de transferencia, van a privilegiar siempre las inversiones en la explotación de hidrocarburos. (Arts. 3° y 7° de la Iniciativa de Ley Orgánica de Pemex)

Que se le permita a Pemex constituir y desaparecer libremente filiales paraestatales sin seguir los procedimientos establecidos en la Ley de Entidades Paraestatales y en la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, constituyendo otro inexplicable régimen arbitrario de excepción jurídica.

Lo anterior podría dar lugar a las denominadas “empresas espejo” que no son sino otra forma encubierta de privatización, sin la debida sustentación económica y orgánica que dejan traslucir incapacidades, en todo caso, para negociar con el sindicato; que además propiciarían la “balcanización” de actividades estratégicas reservadas al Estado, atentando contra la integridad de la industria petrolera nacional cuyas actividades deberán estar a cargo exclusivamente de organismos descentralizados del Sector Público. Una pregunta —en función de la credibilidad en las instituciones, en los representantes populares y en los servidores públicos— ¿Quiénes resultarían siendo los accionistas beneficiarios de estas empresas? (Arts. 25, 28 y 27 Constitucionales; 6°, 14, 15, 28 de la Ley Federal de

las Entidades Paraestatales; 45 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; Art. 18 de la Iniciativa de Ley Orgánica de Pemex)

Que los bonos “ciudadanos”, cuyos rendimientos por encima de un mínimo estarán sujetos al desempeño económico de Pemex, junto con la función del comisario de velar por los intereses de los tenedores de los mismos, como si fuera una empresa privada, darían lugar a derechos como el obtener información sobre los estados financieros del organismo, a dar seguimiento a su desempeño y, llegado el caso, solicitar la práctica de auditorías de desempeño; todo lo cual tiende a generar derechos corporativos que permitirían la injerencia en las decisiones internas de Pemex, lo cual sería contrario a lo contenido en los artículos 25 y 26 Constitucionales.

Que se cree la Comisión Nacional del Petróleo, que no constituye el ente regulador que requiere el sector energético, y sí aumenta la burocracia, las instancias administrativas y la confusión normativa y operativa.

Que, como resultado de lo anterior, se trate de establecer una industria petrolera integrada privada, paralela a la reservada constitucionalmente para Pemex; y que no se delimite en la iniciativa de Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional con absoluta claridad las áreas reservadas al Estado en forma exclusiva y aquéllas en las que pueda participar el sector privado en colaboración y bajo la dirección del organismo.

Por lo tanto, se concluye que lejos de fortalecer a Pemex se le continúa debilitando y se le termina de convertir en un simple administrador de contratos; además, se privatizan partes fundamentales del organismo rompiendo el concepto de industria petrolera nacional integrada.

En síntesis, se privatiza la industria petrolera y se debilita a Pemex.

Nuestro Concepto de la Reforma

La reforma requerida debe ser integral, con visión de largo plazo, que permita una transición ordenada y gradual para los próximos 30 años, donde se combinen el mejor aprovechamiento de los combustibles fósiles con las energías alternativas.

Ésta debe partir de los siguientes principios fundamentales:

- Que la renta petrolera y el usufructo del valor agregado del mercado interno, sean íntegramente para los mexicanos de esta y las siguientes generaciones;
- Que no se cedan unilateral e irresponsablemente las reservas que el Estado mexicano estableció en el Tratado de Libre Comercio de América del Norte y demás celebrados con otros estados, sobre la industria petrolera;

- Que no se utilicen formas subrepticias para ceder la dirección, el control y el usufructo de la renta petrolera y el mercado interno, creando una industria privada paralela a Pemex;
- Que se legisle, programe y presupueste explícitamente una política de investigación tecnológica y la producción de fuentes de energía alternas;
- Que Pemex garantice la seguridad energética y apoye la competitividad de la economía, mediante el abasto oportuno, suficiente y de calidad de los combustibles requeridos.

A diferencia de lo expresado en las iniciativas presentadas por el Ejecutivo, se debe de encarar con honestidad, transparencia y de frente a la ciudadanía, las circunstancias internacionales y nacionales en las que se enmarca la Reforma Energética Factible, para acometer este desafío histórico con visión de Estado.

Para ello, debemos considerar algunos elementos que influyen sobre la necesidad de restablecer la fortaleza de Pemex y del sector energético en su conjunto.

Tecnología y *management*

Se propone la rápida creación de grupos interdisciplinarios con la participación de institutos y centros de enseñanza superior, para asimilar las nuevas

tecnologías y restablecer la capacidad técnica de Petróleos Mexicanos para la administración de los nuevos proyectos, aprovechando los fondos previstos en el presupuesto y los que adicionalmente se destinen al Organismo (ver Anexo IV).

Asimismo, se requiere de una política efectiva de desarrollo de recursos humanos especializados para la industria petrolera con el fin de reactivar esta área para hacer frente al nuevo reto tecnológico que implica, por ejemplo, ir a las aguas profundas del Golfo de México. Esto representa una oportunidad para aumentar la formación de científicos, ingenieros y tecnólogos que amortiguen el impacto en la adquisición de tecnologías foráneas para la explotación de los recursos.

Para cumplir con este propósito, es necesario promover una mayor flexibilización de los planes de estudio de las carreras enfocadas a la industria petrolera, así como de los posgrados, a través de la contratación de posgraduados en el sector. Se deben abrir plazas en esta área y dar estímulos fiscales a industrias involucradas.

Es necesario tener una relación sistemática y orgánica entre Pemex y las instituciones de educación superior, permitiendo una mayor retroalimentación de la academia en la definición de las necesidades del sector petrolero.

Algunos ejemplos de las áreas de oportunidad para las universidades y centros de investigación son, a saber: la actualización de la geofísica (adquisición y procesamiento de datos sísmicos, de registro de pozos y

magnetométricos), la geología (modelado geológico y riesgo exploratorio) y la ingeniería petrolera. Incluso se podría formar un Centro de Investigación Tecnológica del Petróleo, que innove en la recuperación mejorada de los yacimientos y forme especialistas en aguas profundas.

En suma, se requerirá Indudablemente de un proceso gradual para reconstituir la capacidad de administración y ejecución de grandes proyectos, pero los técnicos y la experiencia existen, aunque no todos estén actualmente en Pemex, sino prestando sus servicios a las empresas privadas. En todo caso, si se requiriera, existen empresas internacionales que se dedican a capacitar y administrar proyectos, total o parcialmente.

Se puede seguir el ejemplo de Petrobras, que formó alianzas con los centros de investigación y educación superior para desarrollar y asimilar tecnologías, además de fortalecer a las constructoras y fabricantes de partes.

Exploración y producción

En un período de siete años, Pemex podría incrementar sus inversiones en exploración terrestre en el litoral del Golfo de México y en las aguas someras, con tirantes hasta de 300 metros, en donde se cuenta con más de 300 localizaciones exploratorias, de las cuales 200 se encuentran en aguas someras y el resto en tierra. Existen además campos productores descubiertos no

desarrollados y en formaciones subsalinas y terciarias que han mostrado evidencias de ser productoras de gas.

Figura 3



Fuente: Pemex, PEP.

Además, se cuenta con más de 4 mil millones de barriles de reservas probadas no desarrolladas, localizadas en su mayor parte en la Sonda de Campeche y en Tabasco, que requieren únicamente la perforación de nuevos pozos de desarrollo, el acondicionamiento de otros pozos ya existentes y la ampliación de la infraestructura de producción, para incorporarlos a la producción de las reservas probadas desarrolladas de 9 mil millones de barriles.

Asimismo, existen 15 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas probables, en las que se considera cuando menos un 50 por ciento comercialmente recuperables, porcentaje que aumenta en función de los precios del petróleo, el avance de la tecnología y la disponibilidad de recursos (ver Tabla 14 del Anexo I).

También existen 14 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas posibles que habría que llevar a reservas probables mediante procedimientos conocidos, a fin de aumentar la certidumbre de su recuperación y explotación comercial.

Por tanto, la estrategia en la exploración y producción debe ser integral, sin abandonar la atención de todos los aspectos, pero con prioridad a lo ya conocido y menos riesgoso. En ese sentido, las actividades deben orientarse hacia restablecer al 100 por ciento las reservas probadas, mediante un programa simultáneo y continuo de incorporación de las reservas probadas no desarrolladas, de las probables a probadas, de las posibles a probables y de los recursos prospectivos a reservas posibles.

Tabla 6

Explotación Comercial por Tipo de Reservas		
Recursos o Reservas ¹	Cantidad ²	Factibilidad de explotación comercial
Prospectivas ³	53.8	0 %
Posibles ⁴	14.6	10-15 %
Probables	15.1	50 %
Probadas sin desarrollar	4.7	95 %
Probadas desarrolladas	10.0	100 %

(1) Al 31 de diciembre de 2007

(2) Miles de millones de barriles de petróleo equivalente. Los parciales no suman.

(3) Recursos potenciales inferidos con estudios geofísicos y analogías con yacimientos adyacentes.

(4) Recursos prospectivos con pozo exploratorio perforado y aforado; yacimiento caracterizado; uso de simuladores matemáticos para determinar potencial comercial.

Asimismo, se debe reimplantar el objetivo de maximizar la vida útil de los yacimientos, haciendo obligatoria la recuperación mejorada desde el inicio de su explotación.

Es importante duplicar el monto de las reservas probadas actuales en un plazo razonable, desarrollando las probadas que no se explotan, llevando a probadas el 50 por ciento de las probables y aumentando en un 4 por ciento con recuperación mejorada la extracción de los yacimientos existentes; y ampliar el horizonte de la plataforma de producción mediante el proceso ya experimentado de ir de lo conocido hacia las nuevas fronteras, para aprovechar la tecnología dominada, las

instalaciones y los servicios de empresas existentes, conforme al marco legal vigente.

Tabla 7

Incremento de Reservas Probadas	
Origen	Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (mmbpce)
Probadas sin Desarrollar	4,700
Probables (50 % de factibilidad de explotación comercial de 15,100 mmbpce)	7,500
Aumento de cuatro puntos porcentuales por la Recuperación Mejorada ¹	5,800
Total	18,000

Fuentes: (1) Adrián Lajous. "Recursos y Reservas de Hidrocarburos"; publicado en el diario *La Jornada*, 31 de marzo de 2008. Pemex. Cifras al 31 de diciembre de 2007

Según la Sener disponemos de 100 mil millones de barriles de recursos y reservas que alcanzarían para 61 años al ritmo de explotación actual, por lo que conviene priorizar el desarrollo del litoral, las aguas someras y tierra, principalmente en el sureste, en donde los costos, riesgos y tiempos de explotación son sensiblemente menores, por lo que aplicando los mismos criterios, alcanzarían para 43 años.

Tabla 8

Relación entre Recursos, Reservas y Años de Producción		
Recursos y Reservas	Total MMBPCE	Años de Producción ¹
Recursos (24.0) y Reservas (46.5) en el Litoral, Aguas Someras y Tierra.	70,500	43
Recursos prospectivos en Tirantes Menores a 1,500 mts.	9,500	6
Recursos prospectivos en Aguas Ultra-Profundas	20,000	12
Suma de Recursos Prospectivos, Reservas Posibles, Probables, Probadas sin Desarrollar, Probadas Desarrolladas.	100,000	61

(1) Al ritmo de producción actual.
Fuente: Pemex

Tabla 9

Comparación entre Aguas Someras y Profundas			
Concepto	Costo por pozo	Porcentaje de Exito	Tiempos de desarrollo
Aguas Someras	10 millones de dólares	90 %	3 años
Aguas Profundas	100 millones de dólares	10 %	8 años

Fuente: Cuadro de Elaboración propia con información de Pemex.

Hay que aprovechar las experiencias y capacidades adquiridas, así como los recursos generados, desarrollando los yacimientos en aguas ultraprofundas a nuestro ritmo y conveniencia.

Tabla 10

Distribución de los Recursos Prospectivos (Miles de Millones de Barriles)	
Total	53.8
1. Aguas profundas	29.5
Cinturón Plegado Perdido	10.0
Tirantes superiores a 1,500 mts.	10.0
Tirantes menores a 1,500 mts.	9.5
2. Sureste	18.1
3. Burgos	3.1
4. Otros	3.1

Fuente: Pemex.

Indudablemente habrá que adentrarse en las aguas ultraprofundas, no sólo por los pequeños campos que se puedan encontrar, sino porque en la plataforma continental y sobre todo en la planicie abismal existen yacimientos aparentemente abundantes de gas en la forma de hidratos de metano, que serían comercialmente explotables en 20 o 30 años (ver Anexo V).

Los contratos que celebre Pemex con fundamento en la Ley, deben tener como propósito fortalecerlo, acotándolos entre otros, con los siguientes criterios:

- Que no marginen a empresas y firmas mexicanas por las bases de licitación, como ha sucedido en los contratos de mantenimiento de ductos, entre otros;
- Que se obligue a la capacitación y entrenamiento de los técnicos y trabajadores de Pemex, para asimilar tecnologías y prácticas modernas de operación y administración;
- Que se involucre obligatoriamente al Instituto Mexicano del Petróleo y centros de investigación y enseñanza superior para cerrar la brecha tecnológica;
- Que se establezca un mínimo creciente de insumos nacionales a fin de impulsar las cadenas productivas, tal como lo ha hecho Brasil, Noruega, Rusia y otros países;
- Que todos los contratistas y empleados paguen impuestos en México.

Yacimientos transfronterizos

La moratoria establecida con el Gobierno norteamericano vence en enero de 2011. El Gobierno de México debería solicitar urgentemente la negociación de un protocolo sobre el tratado de límites marítimos de 1978, ratificado en junio de 2000. Además, debe suscribirse el memorando de entendimiento que la reguladora *Minerals and Management Service*, de Estados Unidos, ha promovido con Pemex sobre información técnica y de intercambio de datos de los posibles yacimientos compartidos.

Los expertos en derecho internacional deben proponer alternativas para extender dicha moratoria, o encontrar la forma de explotar conjuntamente dichos yacimientos mediante convenios apropiados que no abran posibilidades de extender el trato especial que se le dé a estos yacimientos, a otros situados plenamente en el lado mexicano del Golfo de México.

Refinación

El objetivo debe ser fortalecer el Sistema Nacional de Refinación para que se transformen los hidrocarburos en productos de mayor valor agregado, que satisfagan los requerimientos nacionales en cuanto a cantidad, calidad, oportunidad y protección del medio ambiente, y contribuyan a la generación de empleo, fomento de las

cadena productivas industriales y elevación de la competitividad del país.

Lo anterior sigue la tendencia mundial de proteger sus recursos estratégicos y salvaguardar la soberanía energética. Asimismo, es congruente con la posición de las compañías petroleras internacionales que obtienen sus mayores ganancias de la refinación y la petroquímica. Ejemplo de ello son países como Italia y Holanda, que no tienen petróleo pero sí refinerías y nos venden gasolina.

Otro objetivo importante es acabar con el desarrollo descoordinado de los sectores petrolero y eléctrico, ya que el propósito de preservar la calidad del medio ambiente no debe estar reñido con el desarrollo armónico de Pemex y CFE, y hacer depender a esta última de la importación indefinida y creciente de un *comodity*, como es el gas, cuya demanda jamás se podrá satisfacer con producción nacional, aumentando así los riesgos y la dependencia en un aspecto vital.

Para lograr dichas metas y abatir la importación de petrolíferos, México requiere aumentar su capacidad de refinación en 600 mil barriles diarios mediante la construcción de 2 refinerías. Dichas refinerías deben contemplarse en un esquema amplio que utilice los productos de la refinación para la generación eléctrica y se libere gas para la petroquímica y la inyección de pozos donde se justifique.

Para tal efecto, se propone la definición de las políticas más convenientes sobre:

- Las fórmulas más adecuadas para la generación de energía eléctrica con derivados del crudo, como combustóleos, coque o asfalto, cuidando las afectaciones al medio ambiente, la eficiencia en la generación y las oportunidades de cogeneración en las nuevas refinerías; con objeto de liberar la mayor cantidad posible de gas para el desarrollo de la petroquímica y aliviar las importaciones del mismo;
- Las nuevas necesidades con base en los requerimientos de productos, el tipo de energéticos, su cantidad y calidad;
- Las mejores opciones tecnológicas disponibles para los distintos procesos de refinación, en comunicación con refinadores internacionales y el NPRA;
- Para identificar las opciones de localización de las nuevas refinerías, con el objetivo de minimizar los costos de transporte de crudo y productos, y los de distribución eléctrica;
- Aumentar y mejorar la capacidad de almacenamiento, transporte y distribución del Sistema Nacional de Refinación.

Ductos

Se propone volver a integrar en una sola unidad corporativa el manejo, conservación y prevención del sistema de ductos, para preservar la unidad de acción

operativa, la administración de los derechos de vía y optimizar el uso de los recursos.

Se propone realizar de inmediato el proyecto para aumentar la capacidad de recepción, almacenamiento y transporte desde la terminal marítima de Tuxpan, a fin de que Pemex pueda seguir abasteciendo adecuadamente los requerimientos de petrolíferos del Valle de México hasta el 2030.

Generación interna de recursos

Las soluciones financieras para Pemex tienen que considerar su interacción con las finanzas públicas; por lo tanto, todas las medidas deberán ser graduales dando la oportunidad para que estas últimas dispongan del tiempo suficiente para incrementar su recaudación y racionalizar el gasto.

Para reforzar este aserto que hemos venido sosteniendo, proponemos una serie de medidas adicionales:

En primer lugar, es necesario que Pemex pueda financiar los proyectos prioritarios con sus propios recursos; al 31 de diciembre de 2007, el organismo tenía disponibilidades por 384 mil millones de pesos, que incluyen el efecto de la desgravación fiscal de 2005.

El efecto de la reforma fiscal aprobada en 2007, forma parte del superávit primario por 162 mil millones de pesos que Hacienda le fijó al Organismo para el presente

año. A ello, se podrían agregar 60 mil millones de pesos de adeudos que la CFE tiene con Pemex y que no le permiten erogar.

Tabla 11

Impacto del Uso del Superávit Primario de PEMEX en el Balance Financiero	
Inversión total en 2 refinerías y mantenimiento de instalaciones, ductos y terminales durante 5 años.	17,000 MUSD
Inversión Anual	3,400 MUSD
Superávit primario de PEMEX en 2008. ¹	15,000 MUSD
% de la inversión anual del superávit primario de PEMEX en 2008.	23 %
(1) 162 mil millones de pesos de excedentes de ingresos, utilizados para financiar el déficit gubernamental.	
Fuente: Cuadro de elaboración propia con información de Pemex.	

Por ejemplo, únicamente con la disposición en 5 años del remanente de ingresos de este año, Pemex podría financiar dos grandes refinerías y darle mantenimiento a toda la red de ductos, terminales y centros de almacenamiento.

Y para qué hablar de la sobrecarga financiera por verse obligado a endeudarse con Pidiregas, cuando ya no tenemos convenios ni protocolos con organismos financieros internacionales, que nos obliguen a seguir manteniendo techos presupuestales, que fueron el origen

de este oneroso mecanismo financiero y siguen siendo el pretexto para congelarle recursos a Pemex.

Además, al parecer, en el Master Trust Fund, manejado en un banco de Nueva York, existen depósitos por 19 mil millones de dólares, a los que se agregarían durante este año otros 16 mil 500 millones de dólares. Por ello deben transparentarse las operaciones de tesorería, particularmente el manejo de los Pidiregas y el fondeo del Master Trust Fund, para poder entender la naturaleza de estas operaciones, ya que de otra manera daría lugar a cuestionamientos como:

- a. ¿Servirían dichos fondos para respaldar los bonos emitidos por Pemex para apoyar el financiamiento de proyectos a través de Pidiregas?
- b. ¿Servirían para respaldar la inversión de este sexenio a través de Pidiregas, en vez de hacerlo con recursos propios, para no transgredir el equilibrio presupuestal y alterar la carátula financiera y, además, seguir favoreciendo a las grandes empresas internacionales a través de este mecanismo?
- c. ¿O se trata de una contabilidad creativa?

En segundo lugar, es necesario un cambio gradual del régimen fiscal para gravar las actividades industriales como empresa. Las recientes reformas redujeron la carga del 60.8 al 55 por ciento; con una adecuada combinación de “*royalty*” e Impuesto sobre la Renta,

ésta debería situarse paulatinamente en alrededor del 45 por ciento, lo que generaría varios miles de millones de dólares anuales adicionales.

Asimismo, es ineludible despetrolizar paulatinamente las finanzas públicas sin descuidar el gasto social ni las participaciones a los estados, estableciendo un nuevo régimen fiscal que obtenga la máxima renta petrolera y no afecte la rentabilidad de Pemex.

En tercer lugar, debe revisarse el monto y la asignación de los excedentes petroleros ya que, aunque en la Ley de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria se estableció la forma de distribución de los mismos, Hacienda se reserva en el Decreto aprobatorio del Presupuesto anual una cláusula que le permite restar del monto de los excedentes, una serie de gastos imprevistos dentro de los cuales, al parecer en el sexenio pasado, se pagó anticipadamente deuda pública por 10 mil millones de dólares.

Por tal motivo, es imprescindible transparentar el uso y destino de los excedentes para que Pemex pueda efectivamente disponer de mayores recursos para la inversión y aumentar las participaciones a los estados.

En cuarto lugar, el Gobierno debe asumir como deuda soberana los Pidiregas, ya que buena parte de ellos fueron utilizados para financiar el gasto del Gobierno Federal. Con esta medida se mejoraría la carátula financiera del Organismo, permitiéndole emitir instrumentos de deuda para el servicio de la misma;

financiar sus proyectos de inversión en mejores condiciones, tanto financieras como de contratación; y recurrir a los mismos mercados de capitales a los que acuden las empresas privadas.

En quinto lugar, hay que reconocer que el pasivo laboral ahoga a Pemex. La nómina de pensionados y jubilados sobrepasa las 65 mil personas. Por ello, hay que plantear una solución dual: por una parte el Gobierno Federal debe asumir dicho pasivo y, por la otra, podría establecerse un sistema de pensiones paralelo, como el del IMSS e ISSSTE, que logre la coexistencia de los dos regímenes y permita una transición eficiente y políticamente viable.

En sexto lugar, es necesario reducir sensiblemente el período para que Pemex pueda ejercer la plena autonomía presupuestal y se le considere aparte del Presupuesto de Egresos de la Federación, con metas de balance financiero adecuadas a sus requerimientos de inversión.

Fondo Nacional de Energía

Se propone crear un Fondo Nacional para la Transición Energética, que sería un vehículo para financiar las actividades del sector energético de una manera armónica. Este Fondo, de ser aceptado positivamente por los mercados, podría, posiblemente, manejar en corto tiempo un capital de alrededor de 30 mil millones de dólares.

El Fondo no sería paraestatal ni estaría sujeto a un régimen fiscal confiscatorio o a un pasivo laboral oneroso, ni interferiría con la vida interna de Pemex, CFE y demás organismos o empresas del sector. Con el paso del tiempo tendría activos muy valiosos dentro y fuera del país, los cuales serían los pivotes de nuestra autonomía energética.

El Fondo serviría como mecanismo para financiar energías alternativas como la eólica, solar, geotérmica, bioenergética, etcétera y para allegarle fondos al sector energético tradicional.

El Gobierno podría tener una participación mínima del 25 por ciento en el capital de la Sociedad y se establecerían límites para la participación de inversionistas privados y extranjeros; estos últimos sólo tendrían derechos económicos, no corporativos.

Se regiría por un Consejo de Administración integrado por siete miembros, de los cuales dos serían del Gobierno y el resto consejeros independientes.

Habría que realizar las modificaciones legales correspondientes para que las SIEFORES pudieran participar en este Fondo que, como se ha expresado, sería el gran financiero del sector energético del futuro.

Es importante asentar que las medidas propuestas tendrán que armonizarse en el tiempo, con la disminución de la dependencia fiscal de los recursos petroleros y la

capacidad de Pemex para absorber los recursos y desarrollar los proyectos eficientemente. Todo el proceso deberá realizarse con las medidas de auditoría, transparencia y rendición de cuentas del caso.

Modernización de Pemex

México debe prepararse para la transición energética. Considerar que la Reforma Energética es el permiso para un ducto o contratar la maquila en una refinería es un enfoque parcial y de corto plazo, cuando lo que está en juego es el futuro del país.

Las debilidades de nuestro estado de derecho frente a los poderes fácticos, la carencia de una adecuada capacidad regulatoria y las experiencias negativas con las privatizaciones anteriores, aconsejan que una de las primeras acciones sea clarificar y normar las relaciones entre los formuladores de la estrategia, los reguladores y los operadores del sistema energético en su conjunto.

Por tal motivo, se requiere una política de Estado integral, de largo plazo, que contemple a su vez, una política sectorial que preserve para el país la soberanía energética. La Secretaría de Energía deberá proponer una política sectorial que atienda la generación y consumo racional de todo tipo de energías y coordinarse con otras áreas tales como las finanzas públicas, las cadenas productivas, el uso del suelo y el agua, el desarrollo del campo, la preservación del medio ambiente

y las medidas preventivas respecto al cambio climático, a fin de asegurar un desarrollo sustentable para México. Entre sus funciones estarán las de establecer las líneas estratégicas del sector y la coordinación y congruencia de las políticas respectivas.

Pemex forma parte de dicha política sectorial que debe ser guiada por un ente regulador autónomo, integrado por consejeros independientes, con un perfil definido y sin conflicto de intereses, propuestos escalonadamente por el Ejecutivo y ratificados por el Congreso.

Dicho ente absorberá las funciones de la Comisión Reguladora de Energía; fijará los precios y tarifas públicos, así como verificará el cumplimiento de objetivos y metas, evaluará el desempeño, fincará responsabilidades y vigilará la transparencia y rendición de cuentas de los entes sectorizados.

En el caso de Pemex, como operador, lo ideal sería que se le otorgara la autonomía Constitucional y que el órgano de Gobierno fuera presidido por un Consejero independiente. Sin embargo, la experiencia recomienda un período de transición en que el organismo siga sujeto al derecho administrativo actual, en tanto se asimilan las prácticas corporativas modernas; se fortalece su capacidad administrativa, técnica y tecnológica; se prueban y mejora el funcionamiento de los comités; y se ejercita la transparencia y rendición de cuentas.

Mientras tanto, es necesario que se gobierne por un Consejo de Administración al que se le incorporen

consejeros profesionales, con un perfil predeterminado, sin conflicto de intereses, propuestos en forma escalonada por el Ejecutivo y ratificados por el Congreso. El Director de la Empresa, así como sus principales directivos, asistiría a las reuniones del Consejo con voz pero sin voto.

Las funciones del Órgano de Gobierno serán determinadas en la Ley Orgánica de Pemex; será plenamente responsable de sus actos y responderá de los mismos ante el Ejecutivo Federal y el Legislativo. Contaría para su adecuado funcionamiento con diversos comités como los de auditoría, nominación y compensación, adquisiciones, obras y servicios, finanzas y planeación; estos comités responderían ante el Consejo, todos sujetos a las leyes aplicables y debidamente acotados. Por su parte, el Órgano Interno de Control estaría supeditado al Consejo de Administración y el Comisario seguiría dependiendo de la Secretaría de la Función Pública.

Esta enumeración sucinta de las características del Órgano de Gobierno, supone las modificaciones legales necesarias para otorgarle a Pemex plena autonomía de gestión administrativa y financiera, darle flexibilidad operativa para la procura y contratación de obras y servicios; que pueda darse la organización y procedimientos internos que convengan y establecer las negociaciones laborales necesarias para que no existan recursos humanos o físicos sin aprovecharse eficazmente, todo lo cual requiere, por supuesto, de

mecanismos de auditoría y control eficientes, así como modernos sistemas de transparencia y rendición de cuentas.

El proceso de modernización de Pemex debe ser gradual para ajustar las leyes y reglamentos y preparar al Organismo y a las finanzas públicas para la transición, ajustando la menor dependencia de los recursos petroleros con la forma como se capitalice a Pemex.

Nos tenemos que preparar para la transición energética. Los cambios tecnológicos se van a dar en el campo, la industria y la tecnología de la energía renovable. No debemos dejar al país fuera del futuro que se avecina, porque hay generaciones venideras que nos lo demandarían. Son de ellos los recursos de la nación.

Por ello, se tiene que aprovechar esta etapa del ciclo petrolero que nos permite tener recursos adicionales para fortalecer nuestra industria petrolera y financiar parte de la transición energética.

Debemos cambiar criterios de corto plazo y guiar al país en los próximos 30 años en una transición energética ordenada, autónoma e independiente. Después de 70 años no podemos declararnos fracasados; queremos un México ganador.

Sin modificar la Constitución y sus leyes reglamentarias y sin crear regímenes de excepción, podemos de inmediato y en el mediano plazo, fortalecer financiera y técnicamente a Petróleos Mexicanos, mediante un proceso paulatino y sincronizado que permita disminuir la dependencia de las finanzas públicas de los ingresos petroleros y dotar al organismo de mayores recursos, para aumentar su capacidad tecnológica y administrativa, duplicar el monto actual de las reservas probadas, construir dos refinerías que abatan la importación de combustibles, mantener y reconstituir el sistema de transporte, almacenamiento y distribución y restablecer las bases para integrar cadenas productivas en materia petroquímica.

Bibliografía

- Bearn, Stearns & Co. Inc. (2008), “Mexico: Energy Reform in the spring? Its Prospects and Implications”, enero 21.
- Economist Intelligence Unit (2007). “Energía de Modas y Necesidades”, *cit.* en *Expansión*, No. 12, México, 25 de noviembre.
- Estrada, Javier H. (2007). “Trans-boundary oil and Gas Fields Between México and the USA”, ponencia presentada en la 27th North American Conference Developing and Delivering Affordable Energy in the 21st Century, US Association for Energy Economics/International, Association for Energy Economics, Houston, Texas, Estados Unidos, 16 al 19 de septiembre.
- Fernández Vega, Carlos, *La Jornada*, 21 de diciembre de 2007.
- Garaicochea Petrirena, Francisco Ing., publicaciones y artículos diversos.
- Hickman S., Alfonso Ing. (2008). “Propuesta sobre Ingeniería de Proyecto y Construcción”, México, 10 de enero.
- Lajous Vargas, Adrián (2007). “Los Dilemas del Desarrollo de la Industria de la Refinación”, México, 30 de junio.
- López Velarde Estrada, Rogelio (2007). “Last Call for Energy Reform”, *Latin Lawyer*, Abril.
- North Sea Report (2007). *World Oil*, agosto.
- Ocampo Torrea, José Felipe Ing. (2007). “Refinación y Petroquímica”, ponencia presentada ante el Foro de Ex Legisladores del Partido Revolucionario Institucional, México, 27 de noviembre.
- Ortiz de María, Manuel Ing. (2006). “Pemex, Instrumento para el Desarrollo de México”, México, octubre.
- Petróleos Mexicanos, memorias de labores, anuarios estadísticos, reportes a la SEC, y Sistema de Información Energética.

- Ramírez de la O, Rogelio, diversos artículos publicados en el diario El Universal.
- Reyes Heróles, Jesús (2007). “Participación del Capital Privado en los Programas de Petróleos Mexicanos”, México, 21 de noviembre.
- Rodríguez C. Isidro Ing. (2008). “Propuesta para los Sistemas de Ductos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”, México, D.F. enero.
- Rojas, Francisco, “México y la transición energética”; Enfoque, suplemento del periódico Reforma; México, 20 de enero 2008.
- Rojas, Francisco (2007). *Petróleo, Biocombustible o Alimentos*, Colección del Pensamiento Contemporáneo, Fundación Colosio, A.C., y otros escritos periodísticos del diario *El Universal* México.
- Secretaría de Energía (2006). *Potenciales y Viabilidades del Uso del Bioetanol y Biodiesel para el Transporte en México*, Banco Interamericano de Desarrollo, GTZ, México, noviembre.
- Secretaría de Energía (2007). *Prospectiva del Mercado de Gas LP, 2007-20016*, 1ª. ed., México.
- Secretaría de Energía (2007). *Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2007-20016*, 1ª. ed., México.
- Secretaría de Energía (2007). *Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo, 2007-20016*, 1ª. ed., México.
- Secretaría de Energía (2007). *Prospectiva de Petrolíferos, 2007-20016*, 1ª. ed., México.
- Secretaría de Energía (2007). *Prospectiva del Sector Eléctrico, 2007-20016*, 1ª. ed., México.
- Shields, David, diversos artículos publicados en el diario Reforma.
- Stanley, Morgan (2007). “Price Target Methodologies and Risks”, Oil Services, 19 de septiembre.
- *The Economist* (2007), “The End of Cheap Food”, 14 de agosto.

- The News Room (2006). “Impact Assessment of Offshore Facilities from Hurricanes Katrina and Rita”, Estados Unidos, enero 19.
- Vázquez Domínguez, Enrique Ing. (2006). “Pemex, Instrumentos para el Desarrollo de México”, México, octubre.
- World Bank Group (2007). *México 2006-2012: Creating the Foundations for Equitable Growth*, México, junio.
- Notas diversas en los periódicos El Universal, Excélsior, Milenio, Reforma y la Jornada.

Anexo I

Abreviaturas y Siglas

CFE	Comisión Federal de Electricidad.
FAO	Organización de las Naciones Unidas Mundial para la Agricultura y la Alimentación.
FMI	Fondo Monetario Internacional
FPS	Sistemas de Producción de Flotantes.
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas.
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo.
IMSS	Instituto Mexicano del Seguro Social.
ISSSTE	Instituto de Seguridad Social al Servicio de los Trabajadores del Estado.
LGN	Líquidos del Gas Natural.
Mbd	Miles de barriles diarios.
Mmmbpce	Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
Mmmpcd	Miles de millones de pies cúbicos de gas.
MPC	Millares de pies cúbicos.
n.a.	No aplica.
NPRA	National Petroleum Refiners Association.
ONU	Organización de las Naciones Unidas.
OECD	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos.
PEP	Pemex Exploración y Producción.
Petrobras	Petróleos Brasileños.
PGPB	Pemex Gas y petroquímica Básica.
Pidiregas	Programación Diferida de Gasto.
PIE	Productor Independiente de Energía.
SEC	Securities and Exchange Commission.
Sener	Secretaría de Energía.
SIEFORES	Sociedades de Inversión Especializadas en Fondos para el Retiro.
SNR	Sistema Nacional de Refinación.
Tmca	Tasa media de crecimiento anual.
USDLS	Dólares americanos.

Glosario de términos*

Aceite: Líquido graso, insoluble en agua. Su origen puede ser vegetal, animal o mineral. Dentro del grupo de aceites minerales se encuentra el petróleo crudo, el cual es una mezcla compleja de diversos compuestos químicos.

Barril de petróleo: Unidad de volumen basada en la medida del barril utilizado en la industria del petróleo. Equivale a 158.9873 litros (42 galones de Estados Unidos).

Buquetanque: Nombre generalizado para designar embarcaciones que transportan petróleo o sus derivados, aunque en la actualidad también se designa como buquetanque, al que transporta líquidos a granel. En cuanto a su plural, la Real Academia Española de la Lengua recomienda que cuando la palabra se escriba separada, se pluralice como buques tanque y cuando se escriba junta, se pluralice buquetanques.

Campos en producción: Campos con pozos en explotación, es decir, que no están taponados. Incluyen pozos que están operando como productores o inyectores, así como pozos cerrados con posibilidades de explotación.

Complejo: Serie de campos en producción que comparten instalaciones superficiales de uso común.

Condensados: Hidrocarburos líquidos del gas natural que se recuperan en instalaciones de separación en campos productores de gas asociado y no asociado, generalmente pentanos y más pesados. Incluyen hidrocarburos líquidos recuperados de gasoductos, los cuales se forman por condensación durante el transporte del gas natural.

Capacidad de refinación: Se refiere a la capacidad por día de operación, no a la capacidad por día de calendario. La capacidad por día de operación de una planta es el volumen máximo que puede procesar trabajando sin interrupción, en tanto que la capacidad por día de calendario considera los paros normalmente exigidos por el mantenimiento y otras causas.

Carrotanque: Recipiente diseñado para trabajar a presión o en condiciones atmosféricas, montado sobre una plataforma o directamente sobre ruedas para transportarlo sobre rieles (su plural es similar al de buquetanque).

Combustible: Material que, al combinarse con el oxígeno, se inflama con desprendimiento del calor. Sustancia capaz de producir energía por procesos distintos al de oxidación (tales como una reacción química), incluyéndose también los materiales fisionables y fusionables.

Combustibles fósiles: Mezclas de compuestos orgánicos que se extraen del subsuelo con el objeto de producir energía por combustión. Se consideran combustibles fósiles al carbón, al petróleo y al gas natural, procedentes de otros organismos vivientes fosilizados por fenómenos geológicos durante largos periodos.

Coque del petróleo: Producto sólido, poroso, de color negrozco, cuya densidad aproximada es 1.2 g/cm². Se obtiene de la descomposición térmica de los hidrocarburos de alto peso molecular, que se encuentran en las fracciones más pesadas o residuo, del proceso de refinación del petróleo. Sus propiedades más importantes son: su poder calorífico, contenido de azufre, cenizas y materiales volátiles.

Se usa como combustible industrial; purificado, se puede utilizar como agente reductor o en ánodos en procesos metalúrgicos e industriales, así como abrasivos, grafito artificial, pigmentos, combustible y otros usos.

Ducto: Tuberías destinadas para transportar aceites, gas, gasolinas y otros productos petrolíferos, a las terminales de almacenamiento, embarque y distribución o bien, de una planta o refinería a otra.

Su espesor varía entre 2 y 48 pulgadas, según los usos, las condiciones geográficas y el clima del lugar.

Existen diferentes tipos de ductos, según el producto que transporta:

- gasoducto.
- gasolinoducto.
- oleoducto.
- poliducto.
- turbosinoducto.

Energético: Sustancia o producto combustible con capacidad para producir calor o energía.

Energía: Capacidad de producir trabajo.

Gas LP: En la industria petrolera se denomina así, a la mezcla de propano y butano comprimido y licuado. Proviene, ya sea de líquidos del gas natural y gasolina natural, o de los procesos de refinación de crudo.

Gasóleo: Producto refinado del petróleo cuya densidad es mayor que las de las gasolinas y querosinas, pero menor que la de los residuos; generalmente comprende los hidrocarburos destilados entre 190 y 370 °C, cuyo rango de pesos específicos (20/4 °C) es de 0.820 a 0.890. Esta mezcla de hidrocarburos tiene dos usos principales: combustible para pequeñas máquinas diesel y para hornos o calentadores, de donde toma sus nombres populares, diesel y aceite para hornos.

Gasolina: Nombre comercial que se aplica de una manera amplia a los productos más ligeros de la destilación del petróleo. En la destilación del petróleo crudo, la gasolina es el primer corte o fracción que se obtiene. En su forma comercial es una mezcla volátil de hidrocarburos líquidos, con pequeñas cantidades de aditivos, apropiada para usarse como combustible en motores de combustión interna con ignición por chispa eléctrica, con un rango de destilación de, aproximadamente, 27 a 225 °C.

Indudablemente, es el producto más importante por su volumen y valor en el mercado. Los diferentes grados de gasolina se refieren, principalmente, a su número de octano y a su presión de vapor, que se fijan de acuerdo a la relación de compresión de los motores y a la zona geográfica donde se venden.

Gasolina Pemex Magna: Gasolina sin plomo, que elabora Pemex Refinación, con un índice de octano mínimo de 87, a la que se le ha modificado su formulación para reducir su volatilidad y contenido de sustancias que pueden ser precursoras de la formación de ozono o tóxicas como el azufre, las olefinas, los aromáticos y el benceno.

Gasolina Pemex Premium: Gasolina sin plomo, que elabora Pemex Refinación, para motores de alta relación de compresión, que exigen un índice de octano superior al de la gasolina Magna; de uso general y mayores restricciones en el contenido de precursores de ozono y

compuestos tóxicos como las olefinas, los aromáticos y el benceno. Su índice de octano es de 93.

Hidrocarburo(s): Familia de compuestos químicos formada, principalmente, por carbono e hidrógeno. Pueden contener otros elementos en menor proporción, como oxígeno, nitrógeno, azufre, halógenos (cloro, bromo, yodo y flúor), fósforo, entre otros. Su estado físico, en condiciones ambientales, puede ser en forma de gas, líquido o sólido, de acuerdo al número de átomos de carbono y otros elementos que posean.

Petróleo: Mezcla de un número muy grande de diferentes moléculas de hidrocarburos que se encuentra en forma líquida o sólida en los espacios porosos de la roca, si bien un yacimiento de petróleo puede tener un casquete de gas natural asociado, en equilibrio fisicoquímico con el petróleo, bajo las condiciones de temperatura y presión del yacimiento.

Petróleo crudo: Mezcla de hidrocarburos que se encuentran en forma natural, generalmente en estado líquido, que pueden incluir compuestos de azufre, nitrógeno, oxígeno, metales y otros elementos.

Petróleo crudo extrapesado: Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad API) y alta viscosidad. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos.

Petróleo crudo ligero: La densidad de este aceite es mayor a 27 grados°API, pero menor o igual a 38°API.

Petróleo crudo pesado: Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27°API.

Petróleo crudo superligero Su densidad es mayor a los 38°API.

Petrolífero(s): Productos que se obtienen mediante la refinación del petróleo. Pueden ser productos terminados (gasolina, diesel, gas licuado, etc.), semiterminados o subproductos (naftas).

Pozos: Según su objetivo o función, los pozos se clasifican en exploratorios y de desarrollo. Según su grado de terminación, los pozos se clasifican como perforados o terminados.

Perforados.- pozos cuya perforación con la barrena ha sido concluida y cuentan con tubería de ademe o revestimiento ya cementada, pero que todavía no han sido sometidos a las operaciones subsecuentes que permitan la producción de hidrocarburos.

Terminados.- pozos perforados en los que ya se han efectuado las operaciones de terminación, tales como: instalación de tubería de producción; disparos a la tubería de revestimiento para horadarla y permitir la comunicación entre el interior del pozo y la roca almacenadora; y limpieza y estimulación de la propia roca para propiciar el flujo de hidrocarburos.

Pozos de desarrollo: Pozos perforados en un campo productor para producir hidrocarburos. Esta definición incluye a los pozos de inyección para recuperación secundaria.

Pozos exploratorios: Pozos perforados con el propósito de obtener información detallada de las características de un yacimiento para determinar si contiene hidrocarburos económicamente recuperables. Incluye a los pozos de sondeo estratigráfico.

Refinación: La constituye el conjunto de procesos físicos y químicos a los cuales se someten los crudos obtenidos en las labores de perforación, a fin de convertirlos en productos de características comerciales deseables. Para ello se emplean distintos métodos entre los cuales se cuentan la destilación (en sus variantes atmosféricas y al vacío), hidrotratamiento, hidrodesulfuración, reformación catalítica, isomerización, alquilación, producción de oxigenantes (MTBE y TAME), entre muchos otros que permiten el mejor aprovechamiento de los hidrocarburos que conforman al petróleo.

Refinería: Instalación industrial en la que se lleva a cabo la refinación del petróleo crudo mediante diferentes procesos.

Recuperación mejorada: Es la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos residentes.

La recuperación mejorada no se restringe a alguna etapa en particular de la vida del yacimiento (primaria, secundaria o terciaria).

Recuperación primaria: Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

Recuperación secundaria: Técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua o gas, con el propósito de mantener la presión del yacimiento y de facilitar el flujo del petróleo desde la roca en que se encuentra embebido hacia el pozo productor.

Región: Ámbito geográfico correspondiente a la división administrativa de Pemex Exploración y Producción. Las cabeceras regionales se ubican a lo largo de la costa del Golfo de México: Poza Rica, Ver. (Región Norte), Villahermosa, Tab. (Región Sur) y Ciudad del Carmen, Cam. (Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste).

Reservas de hidrocarburos: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.

Reservas probables: Cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, en trampas perforadas y no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas adyacentes a yacimientos productores en donde se considera que existen probabilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico donde existan reservas probadas.

Reservas probadas: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas que se puede producir económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables en el momento de la evaluación, tanto primarios como secundarios.

Reservas posibles: Cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica en trampas no perforadas, definida por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas alejadas de las productoras, pero dentro de la misma provincia geológica productora, con posibilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico en donde existan reservas probadas.

Reservas no probadas: Volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certeza razonable, o suponiendo escenarios futuros de producción que implican condiciones técnicas o económicas que no son las que prevalecen en el momento de la evaluación.

Reservas recuperables: La proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.

Reservas totales de hidrocarburos ó 3P: Es la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.

Yacimiento petrolífero: Cualquier estructura geológica o estrato poroso que contenga o pueda contener cualesquiera de los hidrocarburos del grupo de petróleo. Los yacimientos se pueden clasificar de acuerdo al tipo y cantidad de fluido que contengan (gas, aceite o mezclas).

*Fuente: Secretaría de Energía. *Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo, 2007-20016*, Anexo Uno *Glosario*, 1ª. ed., México, pp. 121-130.

Tabla 12

Balance nacional de petróleo crudo por tipo, escenario sobresaliente, 2006-2016 (miles de barriles diarios)												
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	tmca 2006- 2016
Disponibilidad	3,258	3,185	3,144	3,152	3,190	3,209	3,258	3,314	3,369	3,415	3,426	0.5
Producción de petróleo crudo	3,256	3,182	3,132	3,140	3,178	3,197	3,246	3,302	3,357	3,403	3,415	0.5
Pesado	2,244	2,109	2,014	1,985	1,949	1,862	1,773	1,710	1,635	1,535	1,442	-4.3
Ligero	831	844	883	892	926	1,018	1,155	1,273	1,388	1,523	1,640	7.0
Superligero	180	230	234	262	303	316	317	319	334	345	333	6.3
Naftas y condensados	3	3	13	13	12	12	12	12	12	12	11	15.1
Distribución	3,234	3,133	3,130	3,137	3,174	3,191	3,238	3,294	3,348	3,394	3,405	0.5
A proceso¹	1,364	1,400	1,448	1,511	1,531	1,533	1,554	1,584	1,597	1,901	1,900	3.4
Pesado	526	498	593	680	674	671	691	786	849	1,086	1,085	7.5
Ligero	819	884	757	732	758	764	764	699	649	815	814	-0.1
Superligero	19	17	99	99	99	99	99	99	99	0	0	n.a.
Al exterior del país²	1,869	1,734	1,682	1,626	1,643	1,658	1,684	1,710	1,752	1,492	1,505	-2.1
Pesado	1,569	1,512	1,411	1,372	1,396	1,359	1,276	1,241	1,140	701	640	-8.6
Ligero	65	56	70	74	114	142	234	129	179	245	326	17.4
Superligero	235	166	200	180	133	156	174	339	433	547	540	8.7
Variaciones³	25	52	14	15	17	18	19	20	21	21	21	n.a.

n.a.: no aplica.

¹ Incluye el crudo destinado al Sistema Nacional de Refinación, a La Cangrejera y a las plantas de PGPB.² Incluye las exportaciones y el crudo a maquila.³ Incluye empaque, movimientos de inventarios, inyecciones, traspasos, mermas y diferencias estadísticas.Fuente: Pemex Exploración y Producción, *cit.* por Sener, *Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo*, México, 2007, p. 103.

Tabla 13

Balance nacional de petróleo crudo por tipo, escenario bajo, 2006-2016 (miles de barriles diarios)												
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	tmca 2006- 2016
Disponibilidad	3,258	3,185	3,093	2,992	2,873	2,791	2,692	2,554	2,426	2,280	2,200	-3.9
Producción de petróleo crudo	3,256	3,182	3,080	2,980	2,861	2,699	2,522	2,351	2,250	2,183	2,136	-4.1
Pesado	2,244	2,109	2,000	1,942	1,887	1,782	1,646	1,533	1,432	1,327	1,239	-5.8
Ligero	831	844	854	807	746	704	691	659	664	692	727	-1.3
Superligero	180	230	227	230	228	212	186	159	155	164	169	-0.6
Naftas y condensados	3	3	13	13	12	12	12	12	12	12	11	15.1
Importaciones	-	-	-	-	-	80	158	191	164	86	53	n.a.
Ligero	-	-	-	-	-	80	158	191	164	86	53	n.a.
Distribución	3,234	3,133	3,079	2,979	2,861	2,779	2,681	2,543	2,415	2,269	2,189	-3.8
A proceso¹	1,364	1,400	1,448	1,511	1,531	1,533	1,554	1,584	1,597	1,901	1,900	3.4
Pesado	526	498	593	680	674	671	691	786	849	1,086	1,085	7.5
Ligero	819	884	757	732	758	764	764	699	649	815	814	-0.1
Superligero	19	17	99	99	99	99	99	99	99	0	0	-100.0
Al exterior del país²	1,869	1,734	1,630	1,468	1,329	1,245	1,127	959	819	368	289	-17.0
Pesado	1,569	1,512	1,409	1,335	1,295	1,245	1,127	959	811	352	267	-16.2
Ligero	65	56	34	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Superligero	235	166	187	134	35	-	-	2	8	15	23	-20.8
Variaciones³	25	52	14	14	13	12	12	11	11	11	11	n.a.

n.a.: no aplica.

¹ Incluye el crudo destinado al Sistema Nacional de Refinación, a La Cangrejera y a las plantas de PGPB.² Incluye las exportaciones y el crudo a maquila.³ Incluye empaque, movimientos de inventarios, inyecciones, traspasos, mermas y diferencias estadísticas.Fuente: Pemex Exploración y Producción, *cit.* por Sener, *Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo*, México, 2007, p. 116.

Tabla 14

Reservas y Producción de Hidrocarburos Totales (millones de barriles equivalentes a crudo)									
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Total	57,741.16	58,204.15	56,154.00	52,951.02	50,032.25	48,040.96	46,914.10	46,417.50	45,376.30
Región Marina Noreste	19,686.66	20,525.19	19,449.92	18,589.17	16,947.02	15,550.63	14,781.60	15,193.50	14,086.00
Región Marina Suroeste	4,482.50	5,341.35	5,202.62	4,837.35	4,575.39	4,421.87	4,488.60	4,043.50	4,647.00
Región Sur	10,712.10	10,034.45	9,584.05	8,481.17	7,720.12	7,183.55	6,837.90	6,641.40	6,246.30
Región Norte	22,859.89	22,303.15	21,917.40	21,043.32	20,789.72	20,884.91	20,806.10	20,539.10	20,397.00
Probadas (b)	24,916.60	25,070.40	23,525.40	21,892.70	20,077.28	18,895.20	17,649.80	16,469.60	15,514.20
Región Marina Noreste	13,277.63	13,263.12	12,508.76	11,623.13	10,505.32	9,689.70	8,809.10	8,209.40	7,652.20
Región Marina Suroeste	1,825.00	2,123.80	2,042.70	1,919.20	1,844.64	1,680.50	1,743.60	1,513.00	1,627.20
Región Sur	7,705.90	7,525.70	7,086.40	6,600.20	6,099.10	5,756.30	5,103.10	4,883.20	4,388.40
Región Norte	2,108.10	2,157.70	1,887.50	1,750.10	1,628.22	1,768.60	1,994.00	1,864.00	1,846.40
Probables	21,367.40	21,174.20	21,285.20	20,807.30	16,964.96	16,005.10	15,836.10	15,788.50	15,257.40
Región Marina Noreste	4,823.58	5,064.67	4,975.68	5,034.63	4,866.50	4,427.50	4,324.90	4,446.50	3,690.10
Región Marina Suroeste	1,048.70	1,106.80	1,152.80	1,148.60	1,230.94	1,192.20	1,191.60	997.8	1,116.00
Región Sur	1,408.90	1,310.30	1,467.90	1,259.00	1,042.50	935.1	1,005.20	1,019.60	1,229.70
Región Norte	14,086.30	13,692.50	13,688.80	13,365.00	9,825.03	9,450.20	9,314.40	9,324.70	9,221.60
Posibles	11,457.16	11,959.55	11,343.38	10,251.04	12,990.01	13,140.70	13,428.20	14,159.40	14,604.70
Región Marina Noreste	1,585.45	2,197.41	1,965.48	1,931.41	1,575.21	1,433.40	1,647.60	2,537.70	2,743.70
Región Marina Suroeste	1,608.87	2,110.79	2,007.07	1,769.55	1,499.81	1,549.10	1,553.40	1,532.70	1,903.80
Región Sur	1,597.35	1,198.39	1,029.74	621.89674	578.520907	492.1	729.6	738.7	628.2
Región Norte	6,665.49	6,452.97	6,341.08	5,928.19	9,336.47	9,666.10	9,497.70	9,350.40	9,328.90

a. Cifras al 1o. de enero de cada año.

b. Para la estimación de las reservas probadas, desde 2003 se emplearon las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos, para años anteriores las cifras fueron ajustadas.

Fuente: Sistema de Información Energética con información de Petróleos Mexicanos.

Tabla 15

Principales Proyectos de Refinación, 2007-2012		
Proyecto	Descripción	Inversión en miles de millones de dólares
Combustibles Ligeros	* Construcción de 22 plantas * Renovación de 18 existentes	3,800 - 5,200
Salina Cruz Reconfiguración	* Nueva capacidad de refinación * 100 por ciento de crudo pesado procesado	2,500 – 3,500
Tula Reconfiguración	* Construcción de unidad de coque	2,000 - 2,500
Salamanca Reconfiguración	* Construcción de unidad de coque	1,500 – 2,100
Transporte y almacenamiento	* Sustitución de 10 naves de almacenaje * Terminal marítima en Tuxpan * Mejoras al sistema de ductos de transportación y para infraestructura de almacenaje	1,700 – 2,300
Nueva capacidad de refinación (tentativa)	Construcción de una nueva refinería para procesar petróleo crudo pesado	7,300 – 8,500

Fuente: Pemex, cit. por Bearn, Stearns & Co. Inc., *Mexico: Energy Reform in the Spring? Its Prospects and Implications*, enero 21 de 2008, p. 7.

Tabla 16

Valores de ventas en el mercado interno ⁽¹⁾ Hasta el 31 de diciembre de 2006						
	2002	2003	2004	2005	2006	2005 v.s. 2006
Productos petrolíferos	(en millones de pesos constantes al 31 de diciembre de 2006) ⁽²⁾					(por ciento)
Pemex Magna	Ps. 69,338.1	Ps. 93,277.3	Ps. 126,220.0	Ps. 156,905.2	Ps. 181,286.7	15.5
Pemex Premium	15,032.9	21,183.2	29,666.3	35,230.0	40,410.7	14.7
Combustible para la aviación	151.6	150.1	128.7	179.0	180.4	0.8
Otros	148.5	97.8	97.7	63.7	94.4	48.2
Total	84,671.0	114,708.6	156,112.7	192,377.8	221,972.2	15.4
Queroseno						
Combustible para jet	6,282.1	8,338.7	11,774.8	16,899.6	18,897.1	11.8
Otro queroseno	160.9	132.7	140.3	153.4	192.3	25.4
Total	6,443.0	8,471.4	11,914.9	17,053.0	19,089.5	11.9
Diesel						
Pemex Diesel	30,751.7	42,148.0	55,562.5	69,730.7	76,036.1	9.0
Otros	5,829.8	9,421.8	55,562.5	12,197.2	12,337.5	1.2
Total	36,581.4	51,569.9	66,096.6	81,927.9	88,373.6	7.9
Gasolina						
Total	32,305.0	35,639.3	33,900.1	41,122.6	43,298.9	5.3
Otros productos refinados						
Asfalto	2,191.7	2,657.9	3,072.7	3,681.7	5,759.5	56.4
Lubricantes	1,034.5	1,299.6	1,338.6	1,598.6	2,059.9	28.9
Parafinas	148.6	138.1	155.6	209.5	225.2	7.5
Otros ⁽³⁾	1.2	27.8	35.1	48.6	79.8	64.2
Total	3,375.8	4,123.4	4,602.0	5,538.3	8,124.3	46.7
Total de productos petrolíferos	Ps. 163,376.4	Ps. 214,512.4	Ps. 272,626.6	Ps. 338,019.6	Ps. 380,858.5	12.7
Petroquímicos⁽⁴⁾	Ps. 662.1	Ps. 1,058.4	Ps. 1,814.6	Ps. 2,155.9	Ps. 2,448.6	13.6

Nota: La suma de los datos puede no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Excluye IEPS e IVA. Ver abajo "Impuestos y Derechos".

(2) Los datos han sido transformados a pesos constantes al 31 de diciembre de 2006, mediante la aplicación del factor de inflación medida por el INPC, para el año respectivo hasta el 31 de diciembre de 2006, para los cinco años, el factor de inflación es la tasa de inflación promedio para cada uno de esos años.

(3) Incluye aeroflex 1-2, coque y extracto de furfural.

(4) Estos son productos petroquímicos producidos en refinerías operadas por Pemex Refinería.

Fuente: Pemex BID, cit. por Securities and Exchange Commission (SEC), *Form 20-F, Petróleos Mexicanos, Annual Report*, 2 de Julio de 2007, p. 43.

Tabla 17

Balance Nacional de Petrolíferos, 2006 - 2016 (miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)												
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	tmca
Origen	1,461.2	1,467.7	1,551.3	1,603.4	1,610.4	1,645.4	1,667.2	1,708.3	1,740.9	1,888.5	1,906.9	2.7
Producción	1,131.4	1,146.6	1,196.8	1,256.9	1,276.4	1,276.4	1,284.7	1,302.0	1,302.5	1,575.5	1,574.8	3.4
Cadereyta	180.5	179.8	178.9	198.3	209.9	209.9	209.9	209.9	209.9	209.9	209.8	1.5
Madero	141.7	130.0	129.6	137.3	147.1	147.0	147.0	146.9	147.0	146.6	146.6	0.3
Tula	240.6	255.7	265.5	262.8	260.5	259.5	250.9	267.0	267.3	269.1	269.0	1.1
Salamanca	157.5	162.6	141.9	140.2	140.3	140.2	156.3	156.1	156.6	156.3	156.8	0.0
Minatitlán	149.9	160.4	214.4	249.8	248.0	250.2	251.9	253.5	251.9	253.4	251.8	5.3
Nueva Capacidad	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	271.6	271.5	n.a.
Salina Cruz	261.2	258.2	266.4	268.3	270.8	269.7	268.7	268.6	269.7	268.6	269.4	0.3
Importación	329.7	321.0	354.5	346.5	334.0	368.9	382.5	406.4	438.4	313.0	332.1	0.1
Destino	1,455.5	1,467.7	1,551.3	1,603.4	1,610.4	1,645.4	1,667.2	1,708.3	1,740.9	1,888.5	1,906.9	2.7
Demanda interna	1,406.6	1,455.3	1,551.3	1,597.2	1,609.6	1,645.1	1,667.2	1,708.3	1,725.6	1,749.3	1,788.0	2.4
Sector transporte	968.6	1,014.4	1,057.8	1,097.3	1,138.4	1,177.7	1,215.6	1,265.3	1,306.5	1,355.3	1,408.5	3.8
Sector eléctrico	253.5	245.3	293.0	292.9	263.0	256.4	241.0	228.4	203.2	176.8	159.3	-4.5
Generación pública de electricidad	228.1	219.3	267.0	266.9	236.9	230.3	214.9	202.3	177.1	150.7	133.2	-5.2
Generación por particulares de electricidad	25.4	26.0	26.0	26.1	26.1	26.1	26.0	26.1	26.1	26.1	26.0	0.3
Productores independientes de electricidad	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Autogeneración de energía eléctrica	25.4	26.0	26.0	26.1	26.1	26.1	26.0	26.1	26.1	26.1	26.0	0.3
Sector Industrial	128.5	134.6	133.9	136.6	137.7	139.5	142.0	144.0	144.6	145.6	146.8	1.3
Sector petrolero	56.0	60.9	66.6	70.4	70.6	71.6	68.7	70.7	71.2	71.7	73.3	2.7
Exportación	48.9	12.4	0.0	6.2	0.9	0.3	0.0	0.0	15.3	139.2	119.0	9.3
Variación de inventarios	5.7	0.0	n.a.									

n.a.: no aplica.

Fuente: IMP, con información de ASA, CFE, CRE, DGAC, Pemex, SE, Sener y empresas privadas., cit. por Sener, *Prospectiva de Petrolíferos*, México, 2007, p. 114.

Tabla 18

Volumen de reservas por región y tipo de crudo (millones de barriles) Reservas de crudo al 1° de enero de 2007											
	Región Marina Noreste		Región Marina Suroeste			Región Norte			Región Sur		
	Pesado	Ligero	Pesado	Ligero	Superligero	Pesado	Ligero	Superligero	Pesado	Ligero	Superligero
Reservas 3P	12,444.1	66.5	650.2	1622.2	28.6	4,303.4	6,954.6	1,511.4	312.7	2,674.4	740.6
Reservas probadas	6,493.4	38.6	110.0	750.4	177.6	366.1	513.6	9.1	39.8	2,100.3	448.5
Reservas probables	3,444.7	0.0	215.2	409.9	119.1	2,337.8	3,023.7	738.2	129.8	382.2	233.3
Reservas posibles	2,506.0	27.9	325.0	461.9	331.9	1,599.5	3,417.2	764.0	143.1	191.9	58.8

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

Fuente: *Las reservas de hidrocarburos de México 2007*, Pemex Exploración y Producción, cit. por Sener, *Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo*, México, 2007, pp. 66-72.

Tabla 19

Reservas de petróleo crudo y condensado (Incluye gas natural líquido) ⁽¹⁾					
(en millones de barriles)					
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas	2002	2003	2004	2005	2006
Al 1 de enero	18,767	17,196	16,041	14,803	13,671
Revisiones ⁽²⁾	(247)	120	(109)	197	433
Extensiones y descubrimientos ⁽²⁾	(36)	84	245	25	79
Producción	(1,288)	(1,359)	(1,374)	(1,354)	(1,332)
Al 31 de diciembre	17,196	16,041	14,803	13,671	12,849
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	11,725	10,473	9,745	9,617	8,978

Nota: La suma de los datos puede no coincidir con el total debido al redondeo.

(1) Petróleo crudo y reservas condensadas incluyen la fracción de hidrocarburos licuados recuperables en plantas de procesamiento de gas natural.

(2) Revisiones y extensiones incluyen cambios positivos y negativos debido a nuevos datos obtenidos a través de la perforación de pozos de extensión.

Fuente: Pemex Exploración y Producción, cit. por Securities and Exchange Commission (SEC), *Form 20-F, Petróleos Mexicanos, Annual Report*, 2 de Julio de 2007, p. 24.

Anexo II

Gráfica 8



Fuente: Pemex.

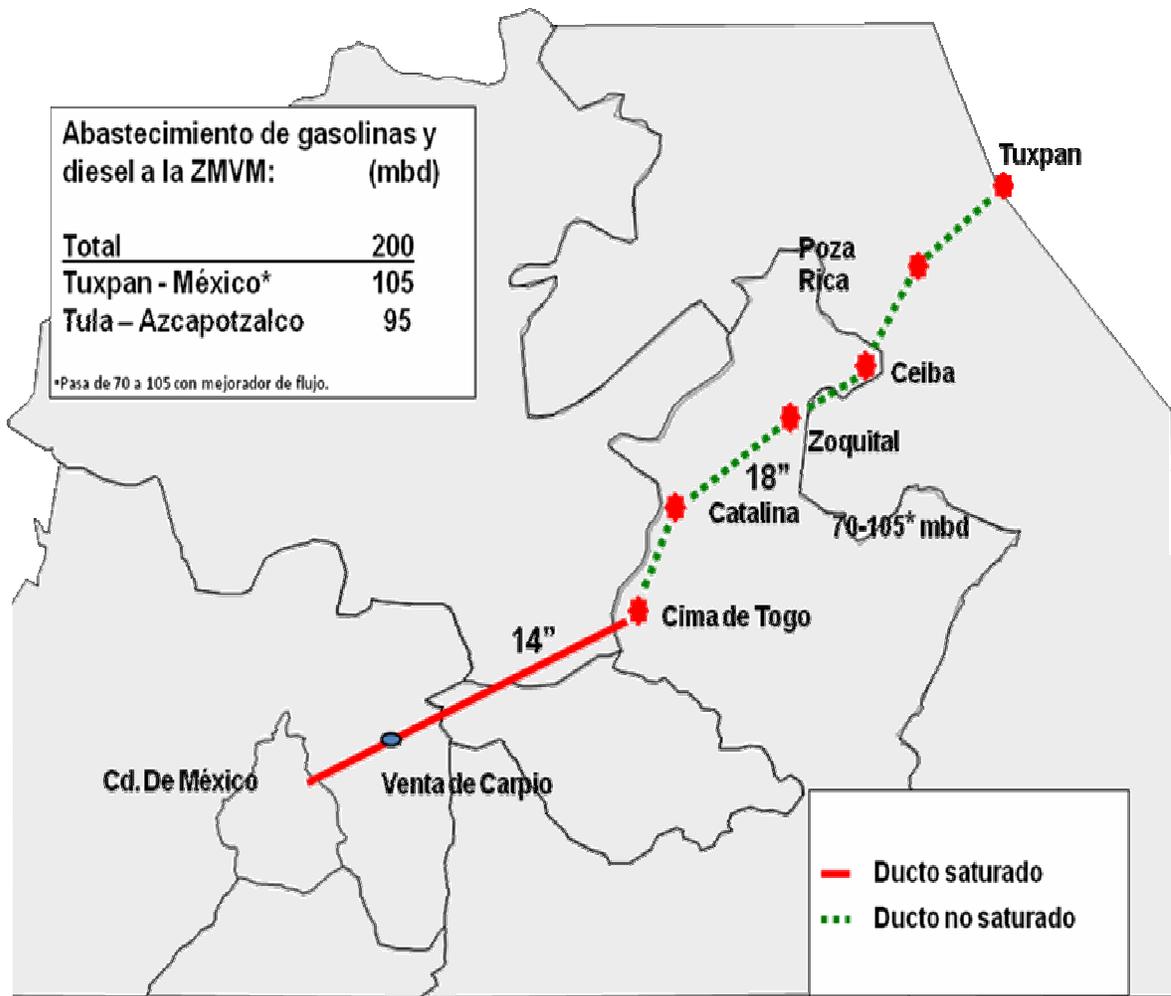
Tabla 20

La zona Metropolitana del Valle de México, es la región de país de mayor consumo de combustibles y tiene una creciente demanda para los años futuros. Las proyecciones en el consumo de combustibles en el Valle de México periodo 2005-2013 son:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Pemex Magna	101	103	105	108	112	115	119	123	127
Pemex Premium	20	21	22	23	25	26	27	28	28
Diesel	31	32	33	35	36	38	39	41	42
Total	152	156	160	166	173	179	185	192	197

Fuente: Pemex.

Figura 4
Sistema Tuxpan-México



Fuente: Pemex.

Figura 5
Panorámica Río Pantepec



Fuente: Pemex

Anexo III

Lista de Contratistas y Proveedores para la exploración y explotación en aguas profundas.

Compañía	Servicio o Producto	Teléfono	Página de Internet
Engineering & Project Management			
Atlantia Offshore Limited	EPCI Contractor & Conceptual Engineering	281-899-4300	www.atlantia.com
Deep Sea Development Services	Pipeline and Subsea System Engineering and Supervision	281-858-8200	
Global Project Consultants, Inc.	Construction Supervision and Engineering	281-759-1650	www.globalproject.com
Paragon Engineering Services Inc.	Topsides Detail Engineering	713-570-1000	www.paraenr.com
Project Consulting Services	Pipeline Engineering	713-952-7380	www.projectconsulting.com
Topside facilities (Deck Section)			
Abbeville Offshore Quarters, Inc.	Temporary Drilling Quarters	337-898-0044	www.abbevilleoffshore.com
AGI Industries	Closed Drain Sump Skid	318-233-0626	www.agindustries.com
Allen Process Systems / Allen Tank	Glycol-Gas Dehydration Unit – contactor Skid – Regen Skid	337-365-2492	www.allenprocess.com
Alliance Measurement Systems	Sales Gas Meter Skid	985-872-0505	www.alliancemeasurement.com
Continental Casing / Continental Valve & Fittings	Gaskets and Bolting	281-376-9600	www.cont-casing.com
Corrpro Companies Inc.	Corrosion Coupons & Monitors	504-392-0000	www.corrpro.com
Delta Engineering Corporation	Living Quarters-Helideck	713-461-6200	www.delta-engr.com
Drexelbrook c/o Adaptive Controls, Inc.	Flow Meters	281-443-4991	www.drexelbrook.com
Dupre valve & Automation (DVA)	Pressure Gauges and Pressure Switches	713-849-3468	www.natoil.com
Dynamic Industries	Hook-up & Commissioning Services		
Equipment Valve & Supply, Inc.	ICP Valves	281-498-6600	
Exceltec international Corporation	Sewage Treatment	281-240-6770	www.neosoft.com/~exceltec
Gardner Denver, Inc.	Low Pressure Compressor	713-896-6510	www.gardnerdenver.com
GBA Corona, Inc.	Flare tip & CO2 Snuffing unit	713-773-9933	www.gba-corona.com
GE Panametrics, Inc.	Ultrasonic Flare Meter	713-464-7641	www.gepower.com
General Marine Leasing	Temporary HUC Quarters	503-394-1155	www.generalmarineleasing.com
Gerand Engineering	Flow Elements	952-374-1320	www.gerandengineeringco.com
Gulf Marine Fabricators	Topsides Fabrication	361-776-7551	www.technip.com
H2O, Inc.	Watermaker Skid	337-234-8017	www.watermaker.com
Hanover Companies	Methanol Storage Tank, Flare Scubber Skid	281-447-8787	www.hanover-co.com
Integrated Flow Solutions	Firewater Pump Skid, Pipeline Pumps	713-956-9473	www.ifsolutions.com
Jogler	Level Indicator / Transmitter	281-469-6969	www.jogler.com
KMI (K Management Inc.)	Sales gas and Oil Pig Launcher Skids	800-325-7481	www.kmifab.com
K-Tek Corporation	Level Transmitters	800-735-5835	www.kteckcorp.com
Leecyn Co.	Deluge valves	281-685-9797	www.leecyn.com
Linco-Electromatic, Inc.	LACT unit	713-464-1642	www.lemc.com
Maverick International, Inc.	Ball Valves	409-833-7878	www.maverickinternational.com
Moores Pump& Services	Seawater Injection booster Pump Skid	337-837-2794	www.t3energyservices.com
New Offshore, Inc.	Oil tank Skid, Wellstream Heater Skid	800-467-8670	www.newindustries.com
Mega Natchiq	Heat Medium Skid	800-368-6028	www.omeganatchiq.com
Petro Pile	Open Drain Sump	409-760-1555	www.petropile.com
Powell industries Inc.	MCC Building and Equipment	281-452-4885	www.powellelectric.com
Rawson	Level Gauges	713-684-1400	www.rawson.net
Redfish Rental	Temporary Generator rental	985-868-8758	www.redfishrental.com

Lista de Contratistas y Proveedores para la exploración y explotación en aguas profundas.

Compañía	Servicio o Producto	Teléfono	Página de Internet
Engineering & Project Management			
Rosemount, Inc.	Pressure, Temperature & Level Transmitters	504-456-3051	www.rosemount.com
Seatrac, Inc.	Platform Cranes	713-896-6500	www.seatrac.com
Smithco Engineering	Oil Recycle Cooler	918-446-4406	www.smithco-eng.com
Sola Communications	Portable Radios	713-641-5023	www.solacomm.com
Solar turbines	Turbine generators	713-895-2300	http://esolar.cat.com
Specialty Equipment	Valves	800-525-5825	www.sesinc.bz
Sunbelt Supply Co.	ICP Valves	713-672-2222	www.hughessupply.com
Tech Oil Products (Enviro-Pak)	Trash Compactor	281-440-1655	www.enviro-pak.net
Tech Transfer	Topsides Compressor Vibration Engineering Analysis	713-462-3636	www.techtran-hou.com
Technical Control Systems	Production Manifold Skid	800-203-2674	tcsystems@cox-internet.com
Thermon heat Tracing Services, Inc.	Heat Tracing Equipment	713-433-2600	www.thermon.com
Tideland Signal	Navigations Aids	713-681-6101	www.tidelandsignal.com
Turtle & Hughes	Cable Support Grips & Switches	713-230-5247	www.turtle.com
Tyco valves and Controls	Pressure Relief Valves	832-261-2400	www.tycovalves.com
U.S. Filter	Injection Water Treating System	800-683-3081	www.usfilter.com
Unicel Incorporated	Flotation Cell Skid	281-477-3100	www.unicelinc.com
Universal Compression	Flash Gas Compressors	713-335-7000	www.universalcompression.com
Vee Enterprise, Inc.	Deluge Nosslez, Fiberglass Piping	713-472-5071	
W-industries	PCL, control Panels, I&E Hook-up	713-466-4463	www.w-industries.com
WPS, Inc.	Fuel Gas Skid, Production Separators, oil Treater	888-820-2763	www.wpsinc.org
Hull/Marine Systems			
Best Equipment/Pump Works	DeBallast Pumps, Ballast Fill Pump	713-956-2002	www.bestequip.com
DXP Sepco	Bilge Trim Pumps, Moonpool Skimmer	713-937-2800	www.dxp.com
Enardo Manufacturing Co.	8" x 10" Pressure Vacuum Relief Valve	918-622-6161	www.enardo.com
Fabrotech Industries	8" Cast Steel Basket Strainers	613-467-2040	www.fabrotech.com
Fisher Control c/o Puffer Swieven	Hull valves with a Actuators	271-274-6400	www.puffer.com
Hose Specialty & Supply Co., Inc.	Hull Hoses	713-460-9090	www.hosespecialty.net
Industrial Air Tool	Hull Equipment Hoist	713-477-3144	www.industrialairtool.com
Keppel FELS	Hull Fabrication	+6568637200	www.keppelfels.com
Kings point Machinery	Inverted Vent Ball Check Valves	510-638-2712	www.kingspointmachinery.com
L.C. Eldridge	Hull Dehumidifier, Hull Ventilation Fan, and hull Air Conditioner	713-780-7200	www.eldrigrsales.com
Oil Patch Lubricants	Lubricants for DeBallast Pump and Hull Hoist Housing	800-379-3835	
Point Eight Power, Inc.	480 Volt Motor Control Center	504-394-6100	www.point8.com
Power Unlimited Inc.	Uninterruptible Power Supply System	281-488-6100	www.powerunlimited.com
Red Man Pipe & Supply	Pressure gauges	281-872-4700	www.red-man.com
Texas Steam	Liquid Level Drain Trap	713-464-9055	www.steamsolutions.com
Vaisala Inc.	Hand Held Humidity Meter	781-933-4500	www.vaisala.com
Valve Systems & Controls	Hull marine Systems Valves	713-697-2900	www.vscinc.com
Westbank Engraving	Bronze Plaque for Hull	800-876-3241	www.westbankengraving.com
W-Industries	Valve Control and Panel, junction Box & Distribution Panelboard	713-466-4463	www.w-industries.com
Tendon & Piles			
Bayou Companies LLC	Tendon Pipe Coating	337-369-3761	www.bayoupipe.com
Europipe	Tubular Steel Tendon Supplier	+492102857140	www.europipe.com
Fabricating Specialties, Inc.	Grillage and Seafastening tendon Fasteners	281-405-2010	www.fsihou.com
Gulf Marine Fabricators	Foundation Pile Fabrication	361-776-7551	www.technip.com
Kiewit Offshore Services	Tendon Fabrication	361-775-1440	www.kiewit.com
Murray International Metals, Inc.	Tendon Pipe	713-339-2207	www.murray-metals.com

Lista de Contratistas y Proveedores para la exploración y explotación en aguas profundas.

Compañía	Servicio o Producto	Teléfono	Página de Internet
Tendon & Piles			
Oil States industries (UK) Ltd.	Tendon system	+441224290000	www.oilstates.com
Scientific Marine Services	Tendon Tension Load Monitoring System/ marine Monitoring Systems	281-858-8090	www.scimar.com
States Service	Tendon End Stop Assembly	361-776-7399	
Subsea Systems			
ABB Offshore Systems, Inc.	Well #4 Control Systems	281-855-3200	www.abb.com
Benoit Tubulars	Tubulars	281-315-8885	www.benoit-inc.com
Cameron	Well #4 Subsea tree	713-939-2211	www.coopercameron.com
FMC Energy Systems	Drilling Sub-sea Wellheads	281-591-4000	www.fmctechnologies.com
Landmark	Tubing Studies	713-839-2000	www.lgc.com
MCS	Tubing Studies	281-646-1071	www.mcs.com
SmarTract Inc.	Well Tractors	713-952-3479	www.smartract.com
SubSea Video Systems	Subsea Camera, Frame & Winch	252-338-1001	www.subseavideosystems.com
Tetra Technologies	Well Flow testing		www.tetractec.com
Tuboscope	Tubulars	281-953-2200	www.tuboscope.com
Weatherford	Tubing Tongs	281-756-0201	www.weatherford.com
Welltec	Well Tractors	+8552243121111	www.welltec.com
SCRs, Flowlines & Umbilicals			
Bredero Price	SCR Pipe Coating	281-886-2350	www.brederoshaw.com
MCS International	10" and 8" SCR design verification	281-646-1071	www.mcs-international.com
Oceaneering International, Inc. / Multiflex	Umbilicals (tree control)	713-329-4500	www.oceaneering.com
Oil States industries	SCR Supplier	713-510-2200	www.oilstates.com
Shell Global Solutions	VIV Analysis	281-544-8887	www.shellglobalsolutions.com
Stolt Offshore Contractors, Inc.	10" and 8" pipelines hydrotesting and commissioning	713-430-1100	www.stoltoffshore.com
Technip Offshore Contractors, Inc.	10" and 8" pipelines Construction and installation	281-249-4100	www.technip.com
Vallourec & Mannesman	SCR & Pipe Supply	713-479-3200	www.vmtubes.com
Production Risers			
Bosch Rexroth	Production Riser Tensioner Cylinder	713-812-0000	www.boshrexroth.com
Century Corrosion Technologies, Inc.	Production Riser TSA Coatings	281-858-1000	www.centurycorrosion.com
CP industries	Nitrogen Accumulator for Production Riser Tensioner System	412-664-6637	www.cp-industries.com
FMC Energy Systems	Tieback Connectors & Tapered Stress Joints for Production Risers	281-591-4000	www.fmcenergysystems.com
FMC Energy Systems	Surface Christmas Trees	281-591-4000	www.fmctechnologies.com
Houghton Offshore	Hydraulic Fluid for Production Riser Tensioner Systems	713-532-5300	www.houghtonintl.com
Industrial Air Tool	Guidance Winch System	713-477-3144	www.industrialairtool.com
MCS International	Multi-tubing Analysis for Completions	281-646-1071	www.mcs-international.com
Nitrogen Specialty Company, LLC	Nitrogen Charging of Accumulators	888-466-4876	www.nitrogenspecialty.com
Polymer Sealing Solutions	Centralizer Arm Washers	713-461-3495	www.polymersealing.com
Precision Urethane machine	Centralizer Arm Roller	979-826-3912	www.precisionurethane.com
RTI Energy Systems	Production Riser Fabrication	281-379-4289	www.rtienergy.com
Technip Offshore Contractors, Inc.	Jumpers	281-457-9300	www.technip.com
Tex-a-draulics (The TAD Goup)	Hydraulic Cylinder & Clevis Rod	713-937-8111	www.texadraulics.com
Ulven Forging Incorporated	55 Ton Shackles	800-248-5836	www.ulvencompanies.com
W-Industries	Production Riser Tensioner Control Panel	713-466-9463	www.w-industries.com
Womack Machine Supply Company	Fluid Fill Cart	713-956-6400	www.womack-machine.com

Lista de Contratistas y Proveedores para la exploración y explotación en aguas profundas.

Compañía	Servicio o Producto	Teléfono	Página de Internet
Transportation & Installation			
COSCO	Transportation of Hull from Singapore to Gulf of Mexico	+862037585333	www.cosco.com
Hatfield and Company	Installation Aid valves	281-893-8870	www.hatfieldandcompany.com
Heerema Marine Contractors	Hull and Topsides Installation	281-880-1600	www.heerema.com
Southwest Synthetic	Mooring Lines	713-799-1985	www.swssi.com
Operations, Maintenance & Logistics			
ASCO	Methanol Supply	504-396-2711	http://lloilco.com
Baker Petrolite	Production Chemicals	281-276-5400	www.bakerhughes.com/bakerpetrol
Canyon Offshore	Pipeline CP baseline survey	713-856-6010	www.canyonrov.com
Era Aviation	Helicopters	985-534-7610	www.era-aviation.com
Gaubert Oil Company	Tri-Ethylene Glycol	800-256-1250	www.gaubertoil.com
Kilgore Offshore	Supply work Boats	281-364-6942	www.kilgoreoffshore.com
Producers Assistance Corporation	Contract Operations Personnel	281-676-9000	www.pachouston.com
SEACOR Marine	Methanol Supply Vessel	281-899-4800	www.seacormarine.com
Solar Turbines	Contract Mechanics	731-895-2300	http://esolar.cat.com
Tidewater Inc.	Supply Work Boats	504-568-1010	www.tdw.com
Universal Sodexho	Catering	504-733-5761	www.universalsodexho.com
Drilling & Completions			
Baker Hughes	Completion Material	713-625-4200	www.bakerhughes.com
BJ Services	Lower Completion Material		www.bjservices.com
Cetco	Completion fluid clean up and disposal	847-382-5800	www.cetco.com
Drilling Supervisors, Inc.	Provided completion foreman and rig-site dispatchers	225-635-4882	DrillingSup@msn.com
Ensco Offshore Company	Drilling Contractor	214-397-3000	www.enscointernational.com
Nabors Offshore Corporation	Supply of 1000hp Sundowner rig	281-874-0035	www.nabors.com
Schlumberger	Upper Completion material	504-592-5275	www.schlumberger.com
Specialty Rental Tools and Supply	Tool Rentals	281-464-6555	www.stsrental.com
Certification, Inspection & Quality Control			
American Bureau of Shipping	Construction Inspection & design Approval	281-877-6336	www.eagle.org
Noble Denton Associates Inc.	Marine Warranty Survey	281-558-7180	www.nobledenton.com
HSE (Health, Safety & Environmental)			
Alexander/Ryan	Liferafts, Life Ring Buoys, fire Extinguishers	713-923-1671	www.alenxanderryan.com
DNV	HSE Support / Explosion Overpressure Analysis of Topsides	281-721-6600	www.dnv.com
Dooley Tackaberry	Fire Extinguishers & Brackets, Fire Hoses, Emergency Tripod	281-479-9700	www.safetyfire.com.dti
Protechnics	Radioactive Tags	713-328-2673	www.corelab.com/protechnics
Schat-Harding	Survival Capsules	337-365-1100	www.schat-harding.com
Wilson Fire Equipment & Services, Inc.	CO2 & Nitrogen Fire Protection	713-896-4747	www.wilsonfire.com
W-Industries	Emergency Shutdown and Process System	713466-9463	www.w-industries.com

Fuente: Atlanta Offshore Limited

Anexo IV

Figura 6



Fuente: Dr. Sergio M. Alcocer Martínez de Castro, *Retos Tecnológicos en Aguas Profundas*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

Figura 7



Fuente: Dr. Sergio M. Alcocer Martínez de Castro, *Retos Tecnológicos en Aguas Profundas*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

Figura 8



Fuente: Dr. Sergio M. Alcocer Martínez de Castro, *Retos Tecnológicos en Aguas Profundas*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

Figura 9



Fuente: Enrique Aguilera Hernández, *et. al.*, *Retos Tecnológicos en la Exploración y Producción de Aguas Profundas*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

Anexo V

Aguas Profundas

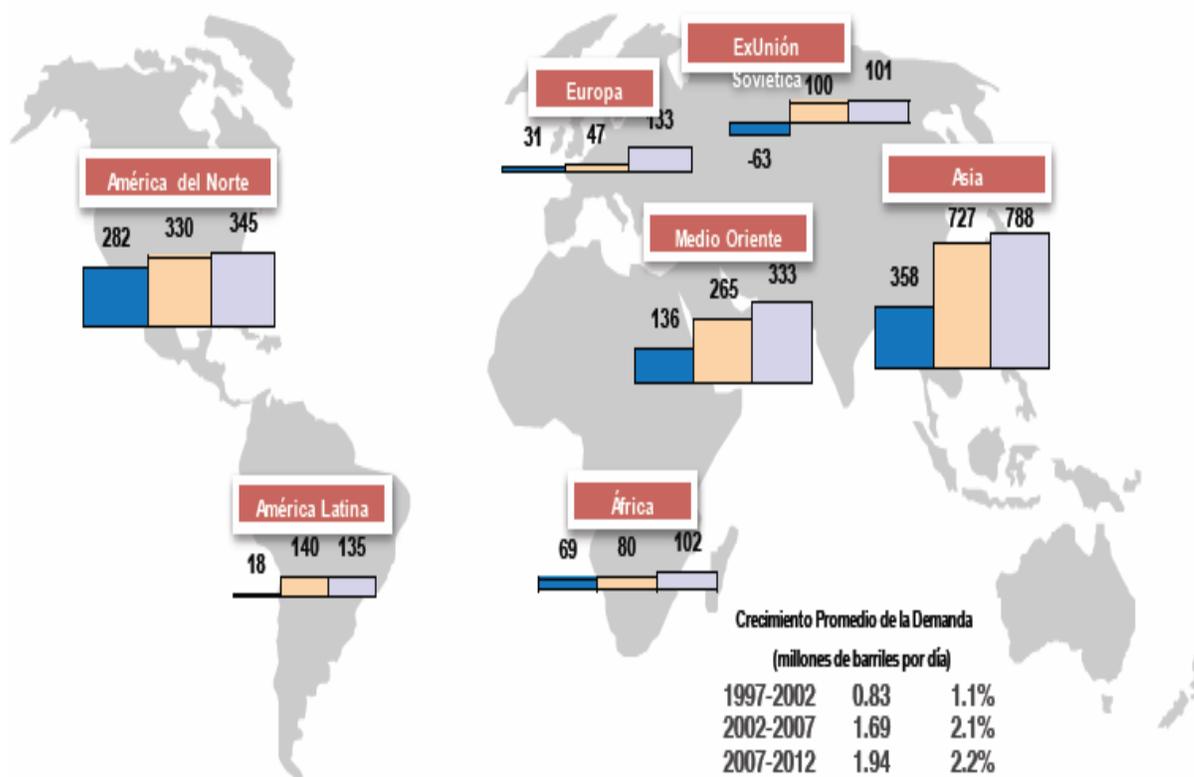
I. Contexto Mundial de Energéticos.

El mayor crecimiento de la demanda de petrolíferos en los siguientes años se dará en el continente asiático, seguido por América del Norte y el Medio Oriente.

Figura 10

Crecimiento Promedio de la Demanda 1997-2002/2002-2007/2007-2012

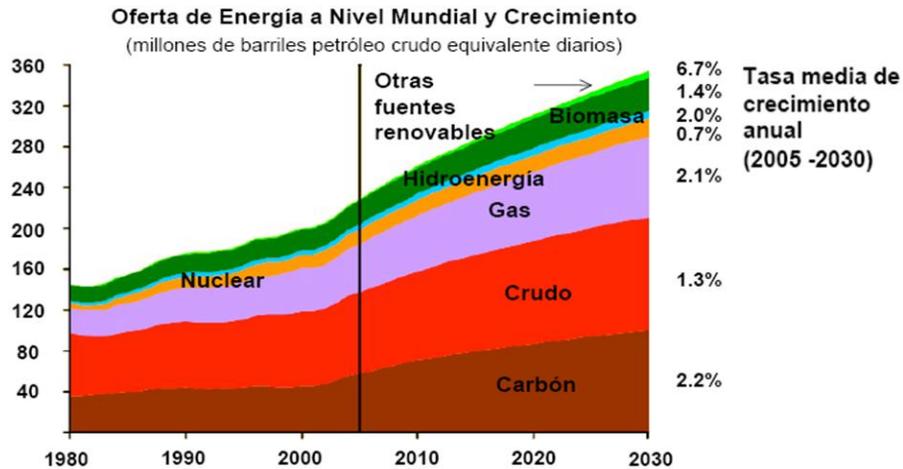
Miles de barriles por día



Fuente: IEA, 2008 cit. por Duncan Wood, *Importancia del Petróleo en los Próximos 30 años*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

El desarrollo de las energías alternativas es lento, con grandes retos tecnológicos y con serias amenazas sobre la oferta alimentaria y el cambio climático. No obstante, a nivel mundial los hidrocarburos y el carbón seguirán siendo la principal fuente de energía para los próximos 30 años.

Gráfica 9



Fuente: World Energy Outlook 2007, International Energy Agency, cit. por Duncan Wood, *Importancia del Petróleo en los Próximos 30 años*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

Por lo que respecta a los hidrocarburos, existen cinco principales cuencas: Medio Oriente, con la inestabilidad política conocida; Siberia, con grandes retos tecnológicos y altos costos de desarrollo; Mar Caspio, con las tensiones políticas entre Rusia, Irán y Estados Unidos; Orinoco, con petróleo ultrapesado; y Golfo de México, que es la más segura en términos geopolíticos para los Estados Unidos.

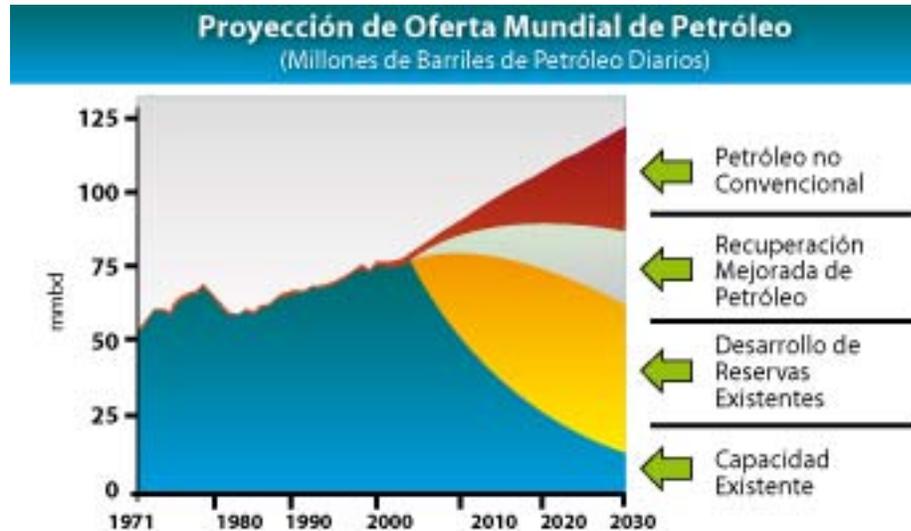
Figura 11



Fuente: World Oil, agosto de 1997, cit. por Enrique Aguilera Hernández, et. al., *Retos Tecnológicos en la Exploración y Producción de Aguas Profundas*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

En los próximos 20 años, cobrará importancia el petróleo no convencional: aguas profundas, arenas bituminosas y hidratos de metano.

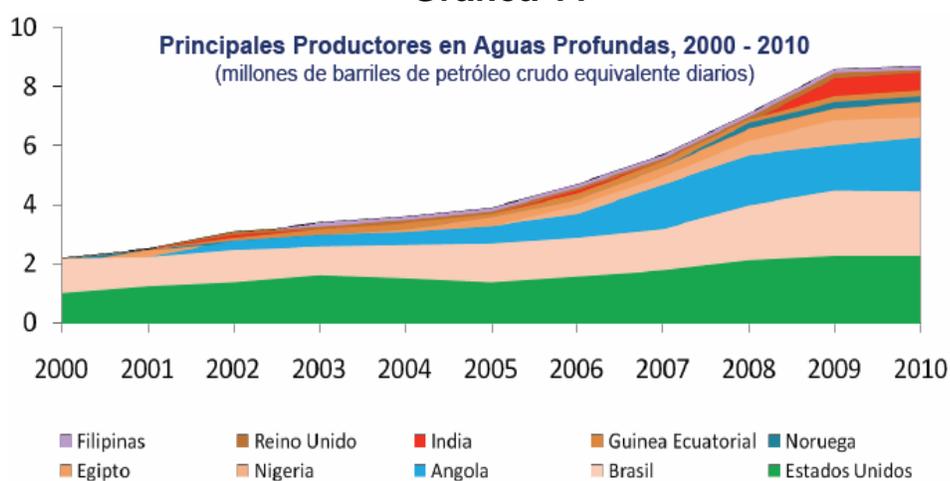
Gráfica 10



Fuente: IEA, 2004 cit. por Duncan Wood, *Importancia del Petróleo en los Próximos 30 años*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

En este periodo, Brasil, Angola, Estados Unidos y Nigeria son los de mayor crecimiento.

Gráfica 11

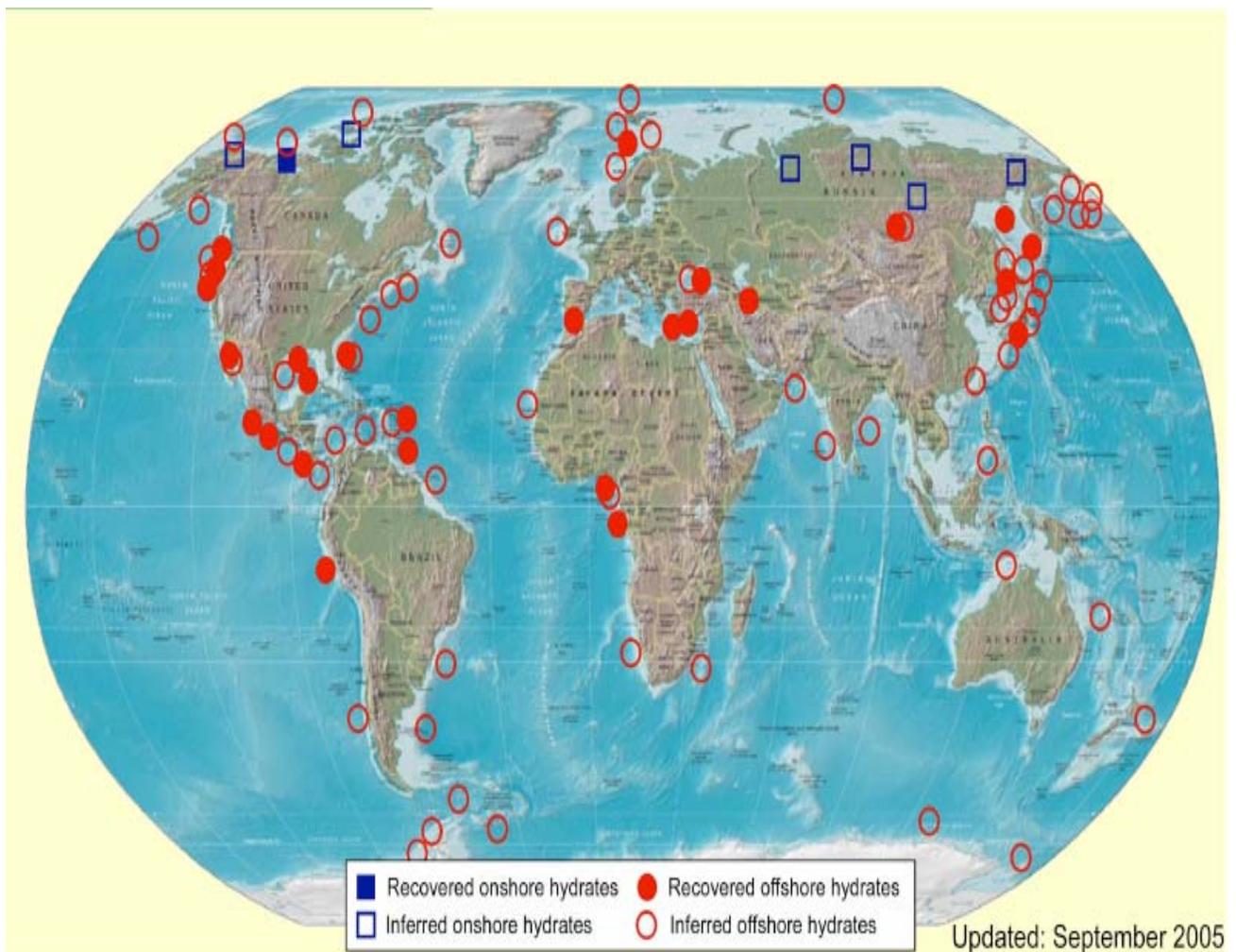


Fuente: Paul Rowlings, *Deepwater Statistical Report*, Wood Mackenzie, *World Oil Magazine*, http://www.worldoil.com/MAGAZINE/MAGAZINE_DETAIL.asp?ART_ID=3288 cit. por Duncan Wood, *Importancia del Petróleo en los Próximos 30 años*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

En cuanto a las arenas bituminosas, los yacimientos de Alberta Canadá y Wyoming son las más conocidas. En lo referente a los hidratos de metano se sabe que sus reservas duplican a la de los combustibles fósiles pero que su desarrollo tecnológico y explotación comercial hacen suponer que transcurrirían de 20 a 30 años para que puedan ser un sustituto o complemento del gas natural.

Sus posibles yacimientos se encuentran diseminados por todo el mundo.

Figura 12

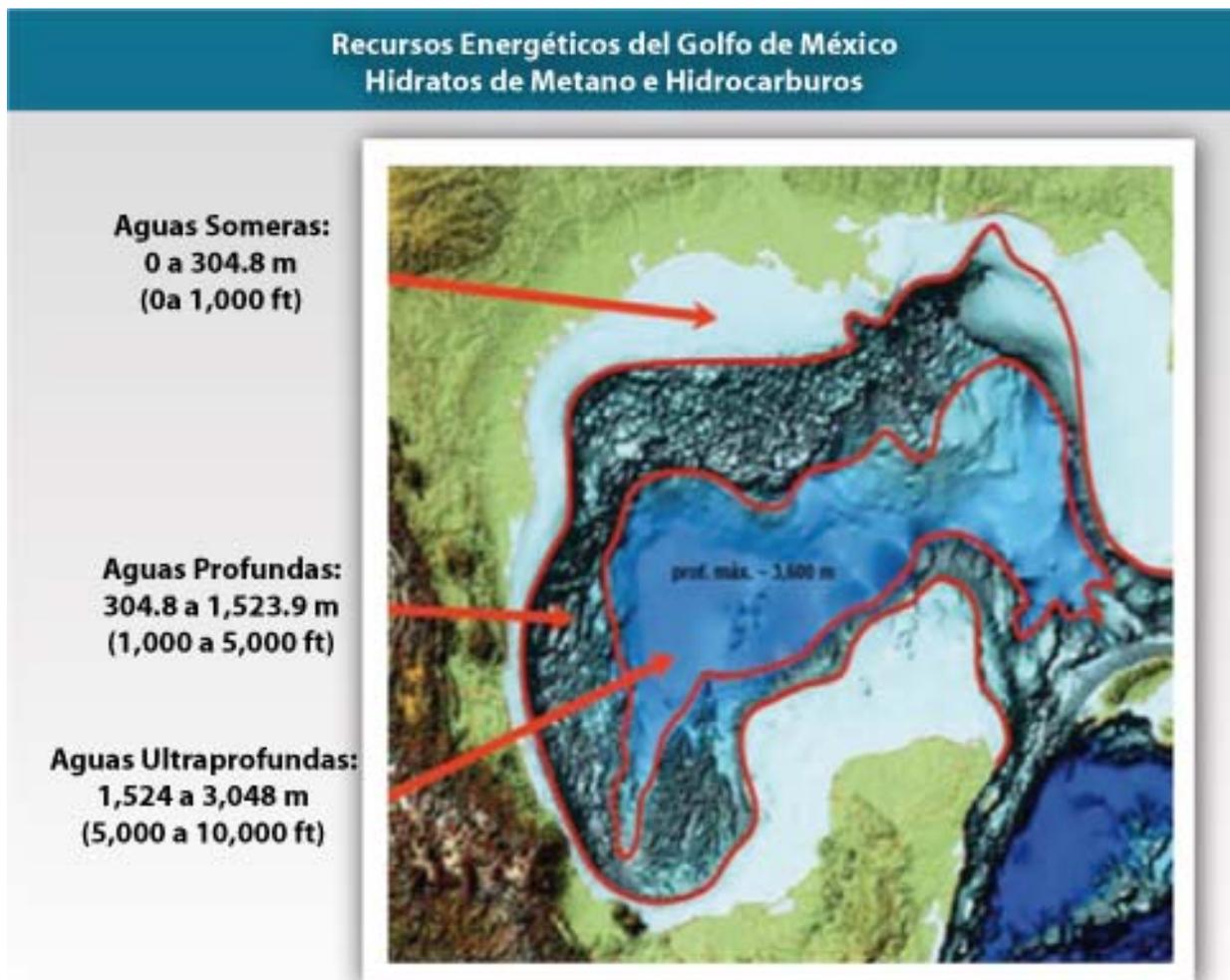


Fuente: Dra. Elva Escobar Briones, *Retos en el Futuro cercano: Recursos no Convencionales. Hidratos de Metano en México*, Instituto de Ciencias del Mar y Limnología, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

Pero los mayores yacimientos de hidratos de metano se encuentran en el Ártico y en sedimentos marinos de aguas profundas en el talud continental y planicie abisal.

En la siguiente lámina se muestran los recursos energéticos del Golfo de México en hidratos de metano e hidrocarburos.

Figura 13



Fuente: Dr. Ricardo J. Padilla y Sánchez, *Recursos Energéticos en Aguas Profundas Mexicanas y Chincontepc*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

Figura 14

Hidratos de Metano ¿Por qué son tan importantes?



¿Por qué estamos tan preocupados por legislar sobre los hidrocarburos y no lo estamos por los hidratos de metano o hidratos de gas?

1 pie³ (0.028 m³) de hidrato de metano sólido liberará aproximadamente 160 pies³ (4.53 m³) de gas metano.

Fuente: www.netl.doe.gov, 2007 cit. por Dr. Ricardo J. Padilla y Sánchez, *Recursos Energéticos en Aguas Profundas Mexicanas y Chincontepc*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

II. Hidrocarburos en las Aguas Profundas del Golfo de México

Figura 15

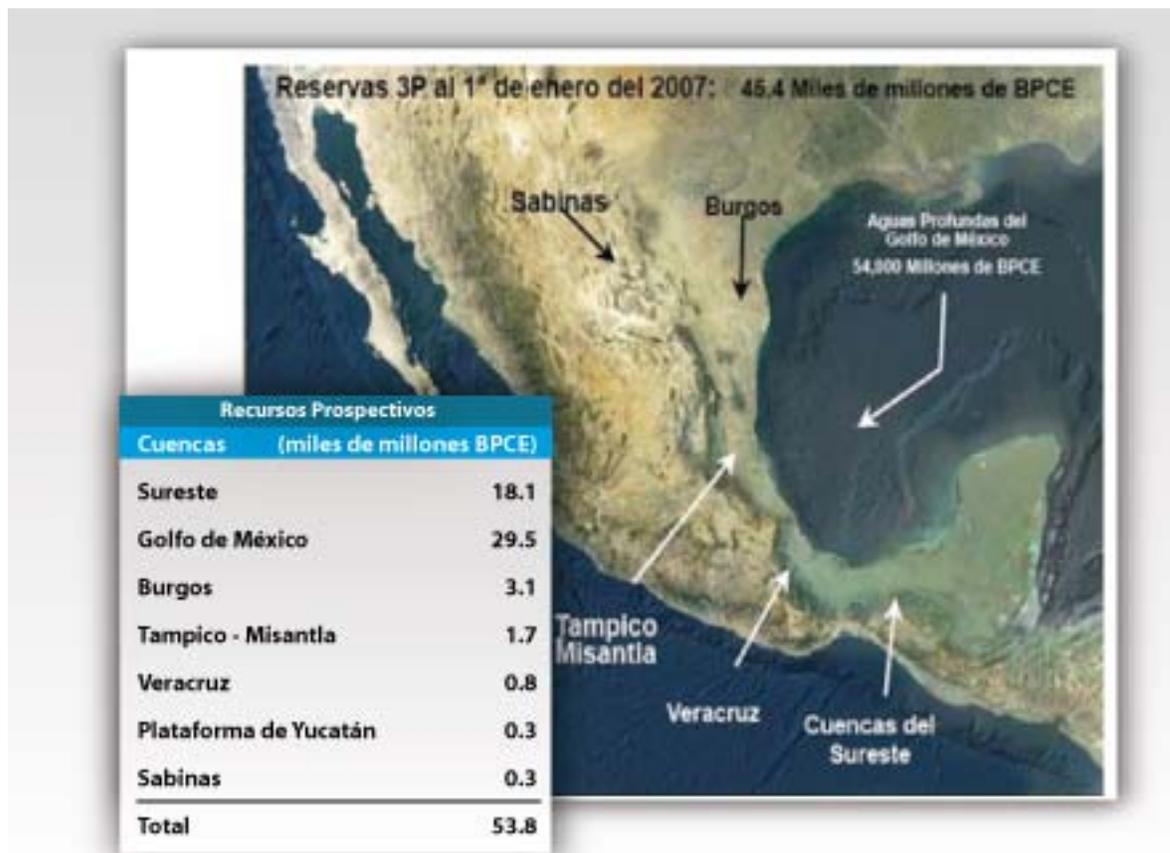


Fuente: Dr. Ricardo J. Padilla y Sánchez, *Recursos Energéticos en Aguas Profundas Mexicanas y Chincontepc*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

El Golfo de México cuenta con una superficie de 574 mil 702 kilómetros cuadrados de superficie con tirantes de agua de hasta de 3,600 metros.

Se estima que en aguas profundas del Golfo de México existen recursos potenciales por 104 mil millones de barriles de hidrocarburos, de los cuales 29.5 mil millones se encuentran en aguas mexicanas. De estos, 20 mil millones de barriles se encontrarían en tirantes de agua de entre 1,500 y 3,000 metros.

Figura 16



Fuentes:

-Morales Gil, Junio 18, 2007, *Foro sobre Seguridad Energética* cit. por Dr. Ricardo J. Padilla y Sánchez, *Recursos Energéticos en Aguas Profundas Mexicanas y Chincontepc*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

-Dr. Sergio M. Alcocer Martínez de Castro, *Retos Tecnológicos en Aguas Profundas*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, febrero de 2008.

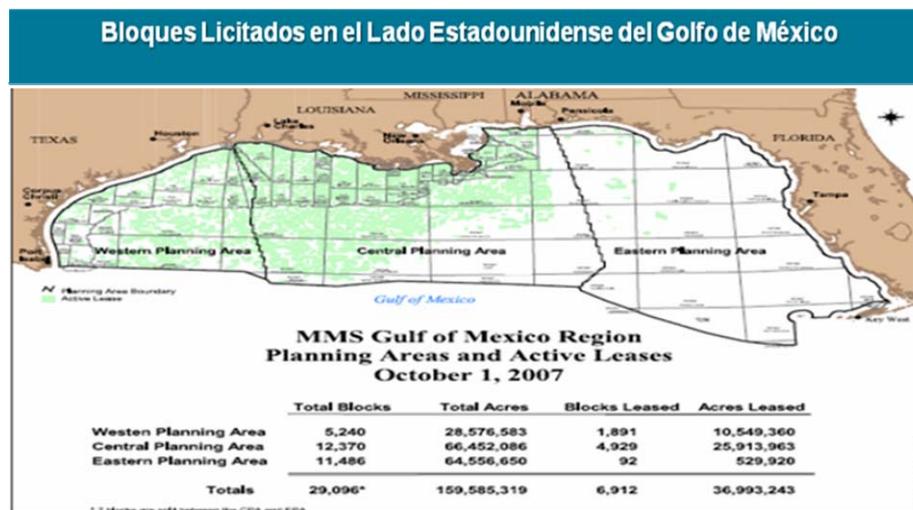
Figura 17



Fuente: Dr. Faustino Fuentes Nuncamendi, *Deep Water Professional Development Program*, Pemex-PEP, México.

Los Estados Unidos han reconocido la riqueza de hidrocarburos existente en el Golfo de México, por lo que desde hace ya varios años el Congreso norteamericano licitó permisos a empresas privadas para la perforación exploratoria en áreas que le corresponden, incluso, a pocos kilómetros de la línea fronteriza con México en la parte occidental. En cuanto a la zona oriental, lo ha hecho lejos de la península de la Florida, con el fin de no afectar la industria turística de la zona.

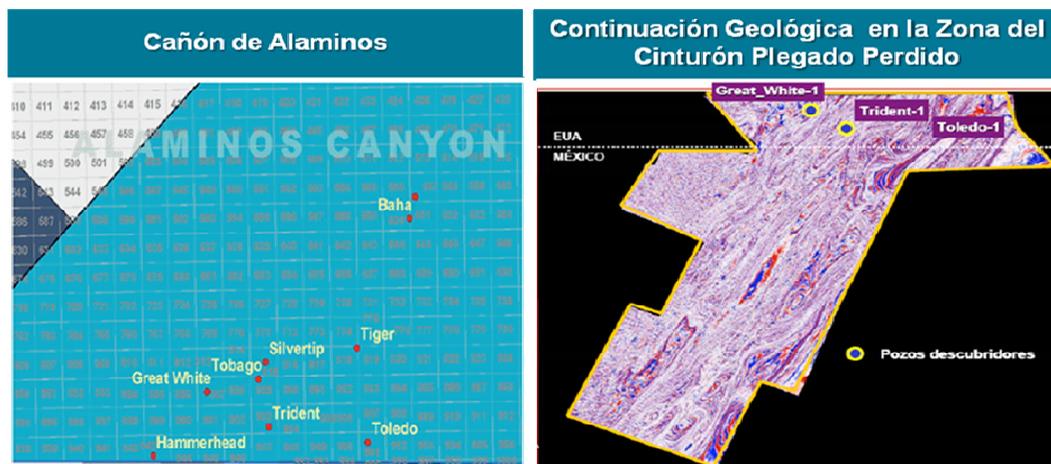
Figura 18



Fuente: Dra. Lourdes Melgar, *Los Yacimientos Transfronterizos en el Golfo de México*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, 19 de febrero de 2008.

Los Estados Unidos han descubierto y perforado pozos importantes en el Golfo de México a profundidades de entre 2,300 y 3,200 metros de tirante de agua, algunos de los cuales han mostrado manifestaciones de hidrocarburos, como es el caso de los campos *Hammerhead* y *Trident 3* a sólo 4 y 5.6 kilómetros, respectivamente, de nuestra frontera.

Figura 19



Fuente: Dra. Lourdes Melgar, *Los Yacimientos Transfronterizos en el Golfo de México*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, 19 de febrero de 2008.

A pesar de los estudios geológicos y de sísmica realizados, se desconoce a ciencia cierta la morfología y ubicación de los yacimientos transfronterizos, lo cual implicaría para su futura explotación la formulación de cuando menos tres supuestos en torno a ello y por ende a establecer nuevos acuerdos entre ambos países:

- a. **El yacimiento cruza la frontera**, lo cual derivaría en la necesidad de establecer algún acuerdo entre los dos países para la explotación del recurso;
- b. **Los yacimientos no cruzan la frontera**, por lo que su explotación no implicaría negociación o acuerdo alguno entre los dos países;
- c. **Algunos yacimientos cruzan la frontera**; lo que llevaría a los dos países a la explotación libre de los yacimientos ubicados en su área; y a la necesidad de fijar un acuerdo sólo en aquellos que crucen la frontera.

Figura 20



Fuente: Dra. Lourdes Melgar, *Los Yacimientos Transfronterizos en el Golfo de México*, Encuentro Internacional sobre Recursos Energéticos del Golfo de México, Facultad de Ingeniería, UNAM, 19 de febrero de 2008.

En aguas profundas sólo en uno de cada 10 pozos perforados se encuentra petróleo. Para identificar y desarrollar un campo en aguas profundas es necesario perforar alrededor de 20 pozos.

A la fecha, México sólo ha realizado estudios de sísmica en 25.5 mil km², es decir, en menos de 5 por ciento de la superficie total del Golfo de México.

Por su parte, los Estados Unidos, en 18 años, han estudiado alrededor de 240, 000 km² del Golfo de México lo que representa poco más de 9 veces lo explorado por nuestro país.

Estados Unidos ha perforado en promedio 157 pozos al año entre 1995 y 2005 (total 1,727). De los 824 pozos exploratorios realizados en dicho periodo, se tuvo éxito sólo en 106 (12.8 por ciento).

Pemex ha perforado seis pozos en el Golfo de México con profundidades entre 500 y 1,000 metros, con un 66 por ciento de éxito, lo que constituye una marca mundial.

El Golfo de México interesa no sólo por los hidrocarburos en explotación y los recursos potenciales, si no por la opción a futuro que significan los hidratos de metano como fuente de gas natural.

Figura 21



Fuente: Pemex, cit. por Adrián Lajous. *Recursos y Reservas de Hidrocarburos*, México, 26 de marzo de 2008.

La lámina anterior muestra que:

A la fecha, hemos consumido 48 mil 500 millones de barriles, 4 mil millones más del monto de las reservas remanentes.

De recursos prospectivos no descubiertos tenemos 54 mil millones de barriles, habiendo estudiado únicamente el 30 por ciento del territorio nacional con recursos que potencialmente puedan contener hidrocarburos.

Lo anterior significa que hemos dejado de recuperar 197 mil millones de barriles (251 menos 54), cifra que podría disminuir si aplicamos obligatoriamente la recuperación mejorada a los yacimientos existentes y a los que entren en operación en el futuro.