

Hacia una estrategia nacional para el abasto de combustibles. **¿Dependencia, autosuficiencia o integración regional?**

Francisco Barnés de Castro
Junio 2008

1. Limitaciones del paradigma actual

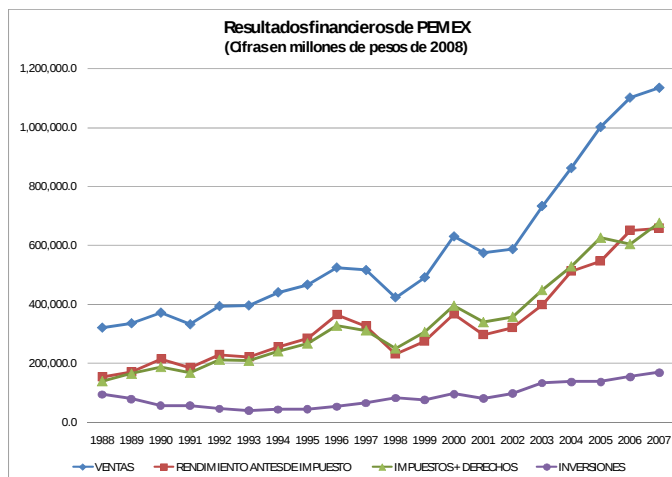
Petróleos Mexicanos ha sido y sigue siendo uno de los íconos nacionales más notables, tanto por su dimensión como por su historia. Es la empresa del Estado encargada de la exploración, explotación, transformación, transporte, almacenamiento, distribución y ventas de primera mano del petróleo y gas natural extraídos del subsuelo mexicano y de sus derivados. Por ello, el petróleo se ha convertido en sinónimo de PEMEX y de México.

Sin embargo, el paradigma bajo el cual está operando PEMEX ha dejado de ser funcional para la empresa y para el país. Las restricciones operativas, financieras, presupuestales y de inversión que le han sido impuestas a lo largo del tiempo le impiden funcionar como empresa, le restan eficiencia operativa y le limitan su capacidad de gestión. Los resultados están a la vista.

Régimen fiscal

En ausencia de una reforma fiscal adecuada, PEMEX se ha convertido en la principal fuente de ingresos para el fisco, al precio de dejar a la empresa sin recursos de inversión para atender sus obligaciones constitucionales. La responsabilidad la comparten el poder ejecutivo y el legislativo.

PEMEX no sólo ha sido la empresa más rentable de México, sino una de las dos o tres empresas más rentables del mundo, con una relación promedio en los últimos 20 años de utilidades antes de impuestos a ventas del 57%. La suma de las utilidades de la empresa antes de impuestos a lo largo de estos últimos 20 años ha sido de 6.68 billones de pesos de 2008. Sin embargo, por pago de impuestos, derechos y aprovechamientos, en estos 20 años la empresa ha aportado al presupuesto federal un total de 6.76 billones de pesos de 2008, esto es, 80 mil millones de pesos más que la suma total de sus utilidades antes de impuestos.



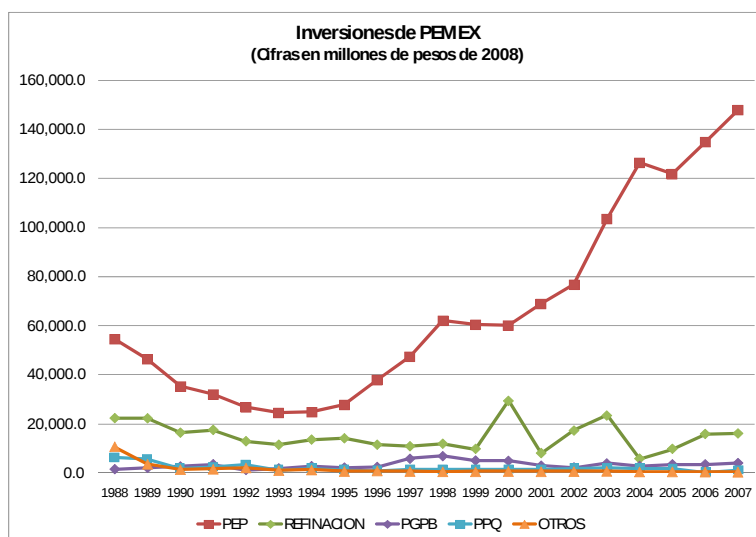
Fuente: PEMEX: Estados financieros auditados

Presupuesto de Inversiones

En estos 20 años la empresa únicamente ha podido invertir 1.75 billones de pesos de 2008, lo que equivale a 26% de sus utilidades antes de impuestos. El gobierno federal ha ido disponiendo año con año del total de las utilidades la empresa, por lo que esta inversión se ha tenido que realizar mediante la emisión de deuda.

Mientras que en los primeros años había una distribución más balanceada del presupuesto entre las cuatro áreas de PEMEX, en los últimos años el 90% del presupuesto autorizado se ha orientado a exploración y producción y se ha destinado tan sólo 8% a refinación, 2% a gas y menos de 1% a petroquímica.

A juzgar por los montos de inversión que fueron autorizados a la empresa por el Congreso de la Unión, pareciera ser que, año con año, tanto el poder ejecutivo como el legislativo consideraron que la única actividad estratégica y prioritaria era la producción de crudo y no el abasto nacional de combustibles, contraviniendo así, por la vía presupuestal, lo que establece la Constitución.



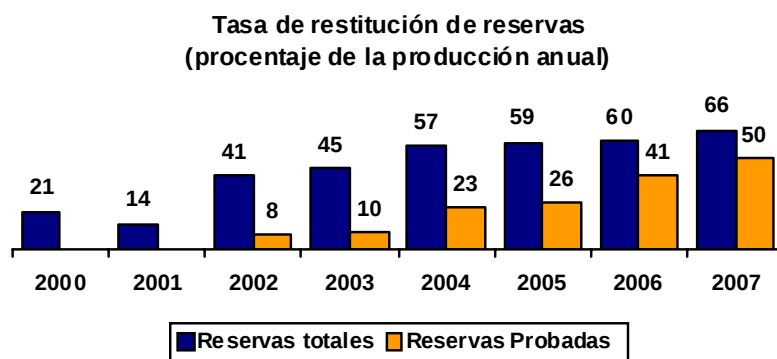
Fuente: PEMEX: Memorias de labores

Reposición de reservas

Durante un largo periodo PEMEX vivió cómodamente de las grandes reservas petroleras descubiertas en la década de los 70, sin invertir en exploración para incorporar nuevas reservas. Pasamos de una relación de reservas totales a producción de 60 años en 1984, cuando alcanzó su valor máximo, a la relación actual de 27 años en términos de reservas totales y tan sólo de 9 años en términos de reservas probadas. Como nuevos ricos, en todos estos años nos dedicamos a vivir de nuestro patrimonio, sin pensar en lo que habríamos de heredar a las siguientes generaciones.

Con los esfuerzos de exploración realizados en años recientes ha sido posible incrementar la tasa de reposición de reservas totales. En 2007 PEMEX alcanzó una tasa de reposición de reservas totales de 66%, si bien la tasa de reposición de reservas probadas fue de 50%. Esto quiere decir que, con cada año de explotación de nuestros yacimientos al ritmo actual, se reduce en seis meses la relación de reservas probadas a producción.

Nos va a llevar todavía al menos cinco años alcanzar la meta planteada por la administración de PEMEX de lograr una reposición del 100% de las probadas.



Fuentes: SENER; Prontuario estadístico del sector energético; PEMEX

Producción de crudo y gas natural

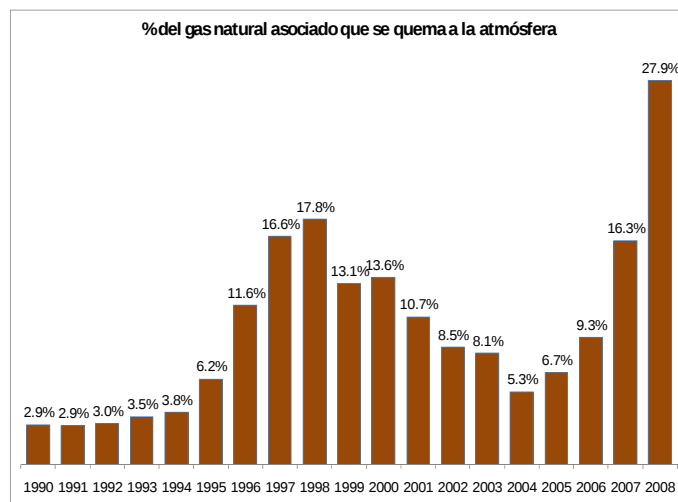
El petróleo es, como sabemos todos, un recurso no renovable. No obstante su abundancia relativa en nuestro país, los principales yacimientos han empezado a declinar, particularmente Cantarell, el yacimiento más grande y productivo. Los crudos que producimos en México son cada vez más pesados y el volumen es cada día menor.

El nivel de producción nacional de crudo en el mes de marzo de este año fue de 2,850 MBD, esto es, 600 MBD menos que el máximo alcanzado en diciembre de 2003. La producción de Cantarell declinó más de 1.0 MMBD en ese mismo periodo.

En lo que se refiere al gas natural, las estrategias planteadas por la pasada administración han empezado a dar resultados y la producción de gas se ha incrementado 45% en los últimos 5 años, pasando de un promedio de 4,500 MMPCD en 2003 a poco más de 6,500 MMPCD en la actualidad. Un logro realmente significativo.

Sin embargo, no se han realizado oportunamente las inversiones necesarias para llevar el gas producido a tierra y para procesarlo para alcanzar las especificaciones comerciales, por lo que actualmente estamos enviando a la atmósfera 29% de la producción de gas asociado, lo que equivale al 17% de la producción nacional.

Como consecuencia de la decisión impuesta a PEMEX de concentrar todos sus esfuerzos en la producción de petróleo crudo, en los últimos 20 años se han enviado a la atmósfera un total acumulado de 2 billones de pies cúbicos de gas natural, que equivale a poco más de un año de la demanda nacional y a 11% de las reservas probadas que aún tenemos de dicho hidrocarburo.



Fuentes: SENER; Prontuario estadístico del sector energético

Abasto de petróleo al sistema nacional de refinación.

Del total de petróleo producido en el país, 1,350 MBD se envían al sistema nacional de refinación y la diferencia se destina al mercado de exportación.

Excepto Tula y Salamanca, nuestras refinerías no están preparadas para procesar crudo pesado, por lo que es necesario suministrar al sistema un promedio de 45% de crudo pesado y 55% de crudo ligero con el fin de mantener rendimientos aceptables en las instalaciones que presentan mayor grado de obsolescencia.

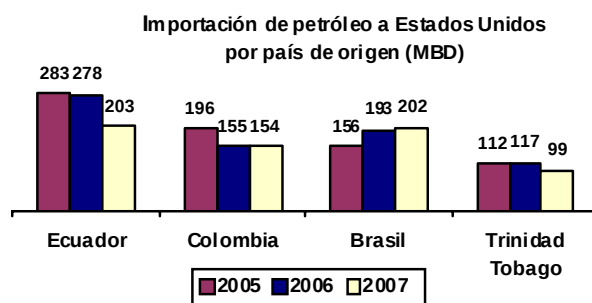
Las refinerías de Madero y Cadereyta cuentan con unidades de conversión profunda, gracias a los procesos de reconfiguración a que fueron sometidas durante la última década, lo que les permite procesar mayores volúmenes de crudo pesado y producir una mayor proporción de destilados. Durante el sexenio pasado se iniciaron los trabajos de reconfiguración de la refinería de Minatitlán, que aún continúan. Los tres proyectos han requerido un tiempo de ejecución y un monto de inversión significativamente mayores a los presupuestados.

El resto de las refinerías del Sistema solamente pueden procesar volúmenes relativamente menores de crudo pesado, que van de 23% en Salamanca al 33% en Minatitlán, si bien se prevé que en un corto plazo cambiará la situación de esta última refinería, al concluirse el proceso de reconfiguración.

Un problema que sufre de manera cotidiana nuestro sistema nacional de refinación, es que no cuenta con el abasto asegurado de una mezcla de crudos uniforme, de calidad predecible, lo que dificulta la óptima planeación del sistema. Por otro lado, los lotes de petróleo fuera de especificaciones invariablemente encuentran su camino al sistema nacional de refinación.

Por otra parte, PEMEX se ha autoimpuesto la restricción de utilizar únicamente crudo mexicano en su sistema de refinación. Esta restricción no tiene ninguna justificación, más que nuestros propios prejuicios y la falta de instalaciones que permitan recibir crudo importado.

Mientras que la producción de PEMEX está disminuyendo y los crudos obtenidos son cada vez más pesados, cuatro países latinoamericanos, además de Venezuela, envían crudos más ligeros a los Estados Unidos, en cantidad suficiente para alimentar una refinería de 300-400 mbd.



Fuente: U.S. Department of Energy/Energy Information Administration.

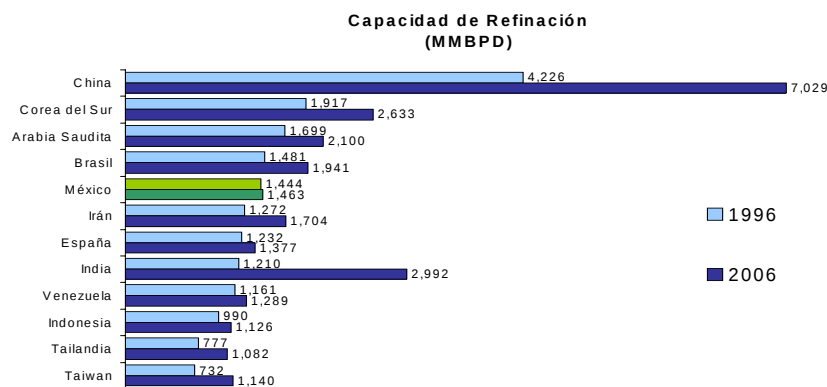
Existe un claro beneficio potencial en utilizar en México los crudos ligeros provenientes de Colombia (en la costa del Golfo) y de Ecuador (en la costa del Pacífico) que actualmente se exportan a los Estados Unidos y mezclarlos con los crudos mexicanos, lo que permitiría procesar mezclas de crudos de calidades más homogéneas en el Sistema Nacional de Refinerías y mejorar su rendimiento.

Además, estos crudos serían útiles para mezclar y acondicionar los crudos mexicanos dirigidos al mercado de exportación y nos liberaría crudo nacional, lo que permitiría mantener nuestros mercados de exportación de crudo maya en la costa del Golfo de México, que de otra manera estamos condenados a perder.

Al mismo tiempo, México podría tomar un papel más activo en el mercado regional de crudo, aprovechando su posición geográfica y una infraestructura reforzada.

Abasto de combustibles.

Desde el cierre de la refinería de Azcapotzalco, la capacidad de refinación de Petróleos Mexicanos se ha mantenido prácticamente constante, a diferencia de lo que ha ocurrido en otros países del mundo con niveles de desarrollo y crecimientos en la demanda similares a los nuestros.



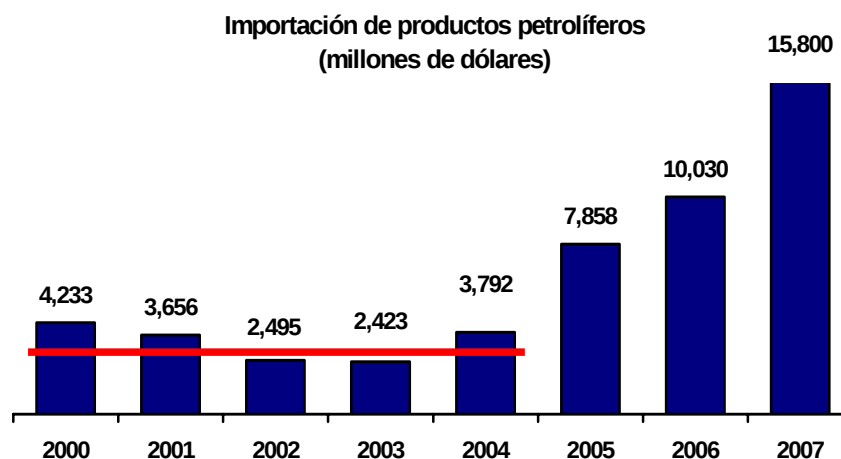
Fuente: British Petroleum; BP Statistical Review of World Energy, June 2007.

Durante la última década, la estructura de producción de las refinerías de PEMEX ha sufrido algunos cambios, producto de las reconfiguraciones y otras mejoras. La producción de gasolinas se incrementó en 15%, la de diesel se incrementó en 13% y se redujo en 25% la producción de combustóleo.

No obstante estos avances, como consecuencia de la falta de inversiones oportunas, desde hace ya varios años la producción de combustibles ha sido insuficiente para abastecer las necesidades del mercado nacional.

Durante el año pasado fue necesario importar 310 MBD de gasolinas, poco más del 40% de la demanda nacional de esos combustibles. Importamos también el 38% del gas licuado de petróleo y el 10% del diesel que consumimos.

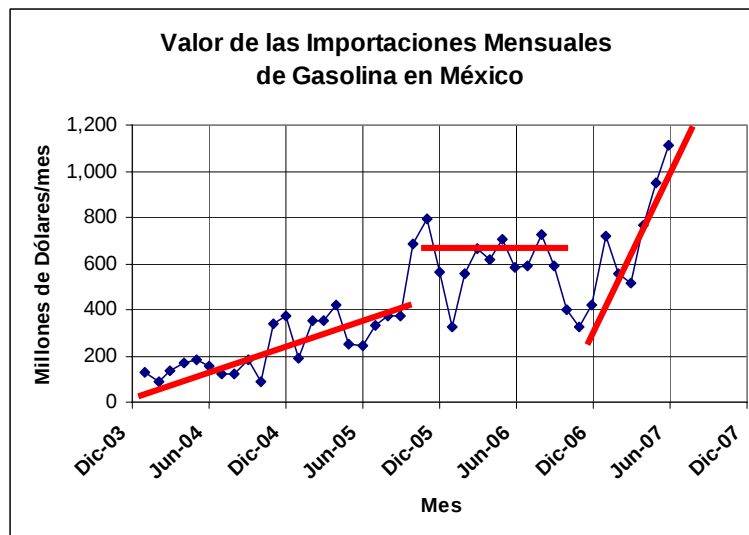
Tanto el volumen como el costo de la importación de productos petrolíferos para abastecer al mercado nacional han crecido de manera espectacular en los últimos años, pasando de un promedio de alrededor de 275 MBD y 3,300 millones de dólares por año a principios de la década a 495 MBD y cerca de 16,000 millones de dólares el año pasado. Estas cifras no incluyen las importaciones de gas natural ni las de petroquímicos básicos.



Fuente: SENER; Prontuario Estadístico del Sector Energético. Marzo 2008

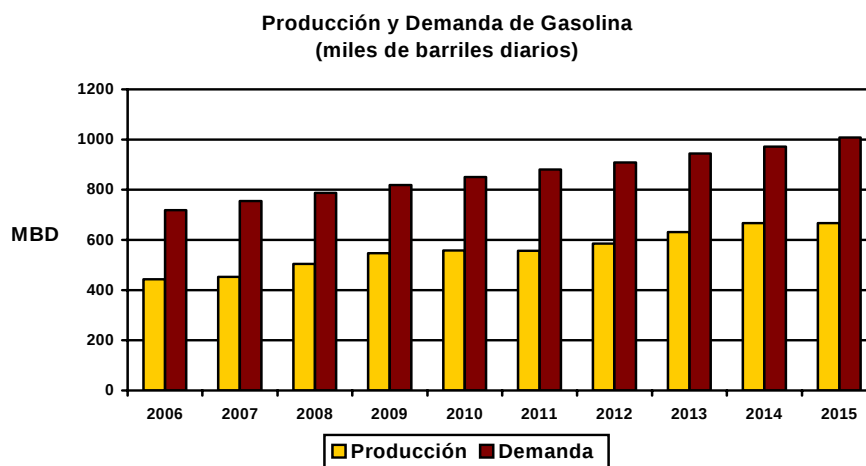
En los primeros meses de este año, las importaciones de productos petrolíferos representaron un costo de 1,700 millones de dólares al mes. A pesar de los altos precios del crudo de exportación, en estos primeros meses de este año tuvimos que destinar a la importación de gas natural y de petrolíferos el 45% de los ingresos derivados de la exportación de petróleo crudo.

El caso de la gasolina merece particular atención. A partir de 2007 se ha tenido una tasa de crecimiento en la demanda, más allá de cualquier previsión, lo que representó ya en 2007 un gasto extraordinario de divisas de cerca de 1,200 millones de dólares mensuales, que en forma relativa equivale a casi el 30% de los ingresos por exportación de crudo.



Aún bajo el escenario más optimista, en el que se considera que en los próximos seis años se terminará la reconfiguración de Minatitlán y se llevará a cabo la reconfiguración de Salamanca, Tula y Salina Cruz, el incremento en la oferta será menor al incremento previsto en la demanda, por lo que durante los próximos años seguiremos importando un promedio de 350 MBD por año de gasolina y 100 MBD de diesel.

Si continúa retrasándose la ejecución de estas obras, el déficit será considerablemente mayor. Recordemos que para la reconfiguración de las dos primeras refinerías se requirieron cinco años y para Minatitlán ya vamos en diez.



Fuente: SENER; Prospectiva de Petrolíferos 2007-2016

Calidad de combustibles

Nuestras refinerías no están preparadas para producir la gasolina y el diesel de ultrabajo contenido de azufre que exige la nueva norma ambiental, y que son requisito indispensable para introducir en México los nuevos motores de tecnología avanzada para reducir las emisiones a la atmósfera.

En enero de 2006, SEMARNAT publicó la Norma Ambiental que determina la calidad de los combustibles, y que establece como fechas límite enero de 2009 para reducir más de 10 veces el contenido de azufre en la gasolina que se expende en todo el país y septiembre de 2009 para reducir en más de 30 veces el contenido de azufre en el diesel. Estas fechas fueron las acordadas entre PEMEX, SENER y SEMARNAT

Una vez más, por falta de presupuesto, PEMEX no ha iniciado al día de hoy la instalación de las plantas de tratamiento requeridas en ninguna de las refinerías por lo que no podrá cumplir con las fechas acordadas.

Capacidad de ejecución de proyectos

No sólo hemos permitido que Petróleos Mexicanos se haya descapitalizado económicamente, sino también que haya perdido una parte importante de su capital humano altamente capacitado, por lo que ha visto seriamente mermada su capacidad de ejecución de proyectos complejos, como se puede constatar por el gran retraso que ha tenido el desarrollo de los proyectos de reconfiguración de las refinerías de Cadereyta, Madero y Minatitlán y el incremento significativo en los costos por encima de lo programado. La reconfiguración de estas tres refinerías nos ha llevado más de diez años, y cabe señalar que estos proyectos son de una complejidad sustancialmente menor a la construcción de una nueva refinería.

Impacto sobre la economía.

En la década de los setenta y principios de los ochenta, PEMEX se había constituido en el principal impulsor de la economía nacional. Alrededor suyo se establecieron grandes industrias de bienes de capital, se desarrollaron empresas de servicios y se consolidaron importantes firmas de ingeniería que generaron empleo y riqueza en el país y que llegaron a ser orgullo nacional. Los grandes proyectos que desarrolló PEMEX en esos años alcanzaron niveles importantes de integración nacional.

Treinta años después, a pesar de que, a pesos constantes, el presupuesto de inversiones es tres veces mayor, los cambios en la política económica y las reglas de licitación han llevado al desmantelamiento de la mayoría de esas empresas, a la desaparición de la mayoría de nuestras firmas nacionales de ingeniería y a una reducción considerable en el nivel de integración nacional de los grandes proyectos.

Todo lo contrario de lo que ha ocurrido en Noruega y Brasil, donde sus respectivas empresas nacionales han sido impulsoras fundamentales del desarrollo tecnológico, de la creación de empresas especializadas y de la generación de empleo.

Uno más de los costos que hemos pagado los mexicanos en los últimos 20 años por la forma en que hemos obligado a funcionar a nuestra principal empresa.

2. Necesidad de un nuevo paradigma

Sin dejar de reconocer la trascendencia de las importantes decisiones que se tomaron en el siglo XX, es evidente que el paradigma vigente ha perdido actualidad, y que es necesario construir uno nuevo, acorde a la realidad de PEMEX y de nuestro país, que es muy diferente a la de hace cincuenta años, ubicados ambos en un entorno mundial que también ha cambiado de manera considerable.

El nuevo paradigma tiene que estar orientado a alcanzar mayores beneficios para México y para los mexicanos, tiene que atender a la situación actual del país y el entorno mundial o regional, tiene que replantear la industria petrolera con un enfoque moderno y diversificado, en una palabra, debe reposicionar a nuestra industria.

Consideraciones generales.

En los estados modernos se ha encontrado que la forma más eficiente de llevar a cabo la conducción del sector energético es asignando a diferentes entidades las responsabilidades institucionales que, por atribuciones de ley, le competen al Estado:

- la definición de políticas sectoriales, así como la planeación, coordinación y supervisión necesarias para su adecuada implementación,
- la ejecución de las actividades productivas que se encuentran reservadas al Estado, y
- la regulación de aquellas actividades que requieren de la intervención del Estado.

En el caso de México, hemos optado por seguir éste modelo, aunque con algunas importantes limitaciones, que es necesario corregir, particularmente en lo que se refiere a:

- las limitadas atribuciones de la SENER para conducir la política sectorial.
- la limitada capacidad de gestión de Petróleos Mexicanos,
- las limitadas atribuciones de la Comisión Reguladora de Energía
- la ausencia de un regulador independiente que esté a cargo de autorizar y supervisar la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos.

Cualquier proyecto de reforma del sector energético, independientemente de cual sea el modelo ideológico que la sustenta y cual sea la visión final que se desee alcanzar en el mediano plazo, debiera necesariamente abordar, en primer término, estos cuatro aspectos.

Consideraciones en relación a Petróleos Mexicanos.

a) Autonomía de gestión

Una práctica exitosa que han seguido los países desarrollados es la de otorgar a los organismos descentralizados del Estado la suficiente autonomía de gestión para que puedan actuar con la eficacia, eficiencia y atingencia que se requiere para otorgar un buen servicio a los usuarios y dar buenos resultados económicos a los contribuyentes, reportando a un Consejo de Administración con claros poderes de decisión, sin que esto implique que dichas empresas públicas no estén sujetas a una clara supervisión por parte

de los diversas entidades del Estado que tengan competencia directa sobre la materia.

b) Régimen fiscal

Se requiere de un nuevo régimen fiscal que le permita a la empresa contar con recursos propios y suficientes para cumplir con su responsabilidad constitucional y alcanzar sus objetivos. La reciente modificación no fue suficiente, ya que no toma en cuenta los elevados costos de producción en Chicontepec, aguas profundas y yacimientos abandonados.

c) Evaluación por resultados

El Congreso debe establecer un esquema de evaluación por resultados, que se base en el cumplimiento de planes de largo plazo previamente establecidos y debidamente consensuados.

d) Abasto oportuno y suficiente

La empresa debe tener claro que uno de sus primordiales objetivos es el de garantizar el abasto al país de aquellos combustibles y petroquímicos básicos que por ley se reserva el estado, con base en la producción nacional de los mismos, excepto cuando esto no sea económicamente justificable, con la calidad requerida.

e) Determinación de precios de venta de primera mano

Los precios de venta de primera mano de los productos de Petróleos Mexicanos deben ser establecidos por un órgano regulador independiente, con base en criterios estrictamente económicos y de mercado.

Los precios de transferencia entre compañías de aquellos productos que no estén contempladas en la lista de precios de venta de primera mano autorizados por la CRE, deben ser autorizados por el Consejo de Administración, excepto en lo que se refiere a los precios de transferencia de los productos de extracción primaria, ya que éstos tienen implicaciones fiscales.

Cualquier esquema de subsidios debiera ser expresamente autorizado por el Presidente de la República o por el Congreso de la Unión.

f) Contratación de obras y servicios

La empresa debe tener libertad de contratar servicios de terceros, en la modalidad que más le convenga y en los términos que autorice su Consejo de Administración, salvo en aquellas áreas que por ley quedan expresamente reservadas al estado, y siempre que no se comprometa el valor de la renta petrolera.

La normatividad aplicable para la adquisición de bienes y para la contratación de obras y servicios debe ser la que expresamente acuerde el Consejo de Administración. Dicha normatividad deberá conciliar la necesidad de brindar la debida transparencia para garantizar equidad y honestidad en la asignación de contratos, con la flexibilidad requerida para poder negociar los mejores términos posibles en cada caso, de acuerdo con las condiciones del mercado.

Dicha normatividad debe ser pública, debe establecerse un régimen de supervisión y vigilancia que permita garantizar su cumplimiento, así como un sistema de transparencia que garantice el acceso público a la información y genere confianza en la sociedad.

g) Integración nacional de bienes y servicios

La empresa debe tener el claro mandato de propiciar la máxima integración nacional económicamente justificable en la contratación de bienes y servicios. Debe trabajar estrechamente con la Secretaría de Energía y con la Secretaría de Economía para establecer un programa de desarrollo de proveedores nacionales.

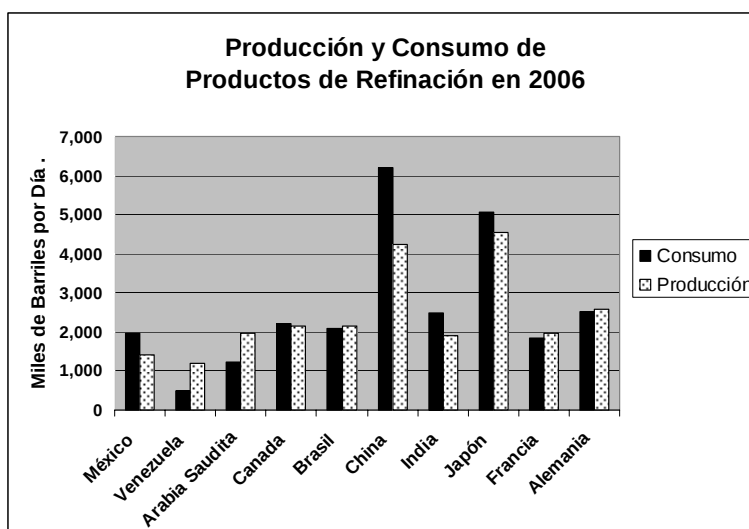
h) Desarrollo tecnológico

De igual manera, la empresa debe tener un mandato expreso de propiciar el desarrollo tecnológico de la propia empresa y de sus proveedores nacionales de bienes y servicios. El Consejo de Administración de la empresa deberá autorizar un plan rector del desarrollo tecnológico en energía y petróleo, que establezca las grandes políticas y líneas de desarrollo para un periodo de al menos 10 años. Deberá establecerse con claridad el papel que en dicho plan le corresponde al Instituto Mexicano del Petróleo, así como a los centros nacionales de investigación y desarrollo tecnológico y las instituciones de Educación Superior.

Consideraciones específicas sobre el abasto de combustibles.

a) La refinación del petróleo es un área estratégica.

La gran mayoría de los países del mundo han desarrollado la infraestructura de refinación necesaria para garantizar el abastecimiento de su mercado interno. Esto aplica tanto a aquellos países que cuentan con su propia producción petrolera, como aquéllos que dependen totalmente de su importación. Las principales excepciones son México, China e India, pero, a diferencia de México, los dos últimos están llevando a cabo importantes proyectos de expansión adicional, teniendo como meta, equilibrar la oferta y la demanda interna de petrolíferos.



b) La refinación del petróleo es un buen negocio.

- Su margen de utilidades depende de diversos factores, como el costo y tipo de crudos, la configuración de plantas que conforman la refinería, la tecnología empleada y la distribución de productos requeridos, entre otros. Las refinerías modernas en el Golfo de México que operan con crudo pesado mexicano y hacen una conversión profunda “al fondo del barril”, reportan márgenes de operación de más de 13 US\$/barril.

c) La refinación es un proceso complejo

Una refinería requiere alrededor de 20 plantas de procesamiento, estrechamente interrelacionadas entre sí. Requiere además de una compleja infraestructura de almacenamiento, transporte y distribución de crudos y productos, así como de servicios auxiliares, como agua, vapor y electricidad. Sus condiciones óptimas de operación se modifican cada vez que se alteran la mezcla de crudos disponibles, los precios de insumos o productos o la demanda de los mismos.

d) La refinación requiere de un proceso de cambio continuo

Una refinería que no se adapta a las nuevas demandas de calidad de combustibles, a la variación en la calidad de los crudos disponibles, a las nuevas condiciones del mercado o al avance tecnológico, es una refinería que se queda obsoleta y va perdiendo gradualmente márgenes de operación.

Dicho lo anterior, desde mi personal punto de vista, México, tarde o temprano tendrá que seguir el camino que han seguido la mayoría de los países del mundo; esto es, abrir el negocio de refinación a la competencia y permitir la participación del capital privado, pero antes debemos prepararnos adecuadamente, definir donde queremos llegar y acordar una ruta para conducir el proceso.

Aunque hoy se dieran las condiciones políticas para llevar a cabo una apertura, y es evidente que no las hay, México debe antes prepararse en tres aspectos fundamentales, mismos que también resulta indispensable atender aún en el caso que decidamos conservar nuestro modelo de monopolio de estado; esto es:

- Se debe fortalecer la rectoría del estado en materia energética, fortaleciendo y dando atribuciones suficientes a la Secretaría de Energía y acotando a lo estrictamente indispensable la intervención de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y de la Secretaría de la Función Pública.
- Se debe fortalecer a Petróleos Mexicanos, otorgándole autonomía de gestión y reduciendo su carga fiscal.
- Se debe fortalecer a la Comisión Reguladora de Energía.

Si bien las medidas anteriores son elementos indispensables dentro de cualquier esquema de reforma, no son de ninguna manera suficientes para poder garantizar el suministro de combustibles al país.

Para poder lograrlo en un horizonte de ocho a diez años:

- Resulta indispensable llevar a cabo las siguientes inversiones para modernizar las instalaciones actuales de PEMEX:
 - o Concluir con la reconfiguración de Minatitlán y llevar a cabo la reconfiguración de las refinerías de Tula, Salamanca y Salina Cruz,
 - o Instalar en las seis refinerías plantas de tratamiento para la producción de gasolina y diesel de bajo contenido de azufre que cumplan con la norma ambiental, así como llevar a cabo las adecuaciones que permitan reducir las emisiones de dióxido de azufre a la atmósfera.
 - o Incrementar la capacidad de importación de destilados, en tanto se ponen en operación los proyectos anteriormente mencionados, así como ampliar y modernizar la red de ductos y los sistemas de almacenamiento y distribución.
- Es urgente, prioritario e inaplazable instalar en México, a la mayor brevedad posible:
 - o Dos nuevas refinerías, con una capacidad mínima de 300 MBD cada una de ellas, preferentemente una en la costa del Golfo y la otra en la costa del Pacífico.

Conviene que la refinería del Golfo sea una refinería petroquímica que permita la producción de los petroquímicos básicos aromáticos que importamos en la actualidad y se consumen en la zona del Golfo de México.
- Resulta además ampliamente conveniente invertir en las siguientes infraestructuras adicionales:
 - o Incorporar esquemas de cogeneración en las refinerías de Salamanca, Tula y Minatitlán, aprovechando el coque producido en esas refinerías.

La central de cogeneración de Minatitlán debiera instalarse con la tecnología de gasificación de coque, lo que permitiría tener excedentes de hidrógeno a bajo precio y reactivar la producción de amoníaco en las plantas de Cosoleacaque, que hoy en día se encuentran paradas u operando a muy baja capacidad.
 - o Instalar una planta mejoradora de crudo superpesado en Dos Bocas para procesar el crudo de Ku- Maloob-Zap.
 - o Instalar dos centros logísticos de manejo de crudo en Dos Bocas y en Salina Cruz que permitan la importación de crudo ligero de Colombia y Ecuador y el acondicionamiento de las mezclas de crudos que se alimentan a las diferentes refinerías.

Para dimensionar el reto que tenemos por delante, es importante considerar que a modernización de las instalaciones actuales tendría un costo aproximado de 16,000 millones de dólares, las dos nuevas refinerías requerirían de 7,000 millones de dólares cada una, mientras que para las nuevas infraestructuras habría que destinar otros 7,000 millones de dólares adicionales, para un total de 30,000 millones de dólares.

Cualquier empresa petrolera tendría serias dificultades para llevar a cabo la totalidad de los proyectos anteriormente mencionados en los plazos en que se requiere ejecutarlos.

Únicamente las inversiones requeridas para la modernización del sistema actual, que deberán ser ejecutadas en los próximos seis años, representan un nivel de inversión tres y medio veces superior a la inversiones realizadas en los últimos seis años, mismas que han sufrido retrasos considerables.

Resulta materialmente imposible que PEMEX, con los recursos actuales, inmerso además como estaría en un proceso de transformación interna, pueda llevar a cabo todos estos proyectos, aún contando con los recursos económicos necesarios.

En la coyuntura actual no veo más que dos alternativas:

a) Escenario inercial

De mantenerse el paradigma actual, en los próximos seis años PEMEX únicamente estará en condiciones de llevar a cabo las inversiones de modernización de la infraestructura actual, y sólo si se le asignan los recursos necesarios.

Si PEMEX lleva a cabo su programa de reconfiguraciones y lo concluye en 2015, de acuerdo a lo programado, se incrementará la capacidad de refinación en 150 MBD de gasolina y 60 MBD de diesel, mientras que la demanda de gasolinas se incrementará en 250 MBD y la de diesel en 175 MPD, de acuerdo a la prospectiva de SENER, con lo que las importaciones de estos combustibles se seguirá incrementando con respecto a las que existen en la actualidad.

A los precios actuales, PEMEX tendrá que erogar un promedio de 23,000 millones de dólares anuales por la importación de productos petrolíferos, en los próximos seis años, siempre y cuando las reconfiguraciones se hicieran de acuerdo a lo programado, ya que cualquier retraso tendría como resultado un déficit mayor. Esos 23,000 millones de dólares permitirían la instalación de tres nuevas refinerías.

b) Con alianzas estratégicas entre PEMEX y otras empresas

PEMEX estará en posibilidad de llevar adelante la totalidad de los tres paquetes de proyectos anteriormente planteados, en un plazo máximo de diez años, si se aprueba una reforma que permita:

- a) La participación de capital privado en centrales de cogeneración, bajo esquemas similares a los productores independientes de energía. La legislación actual no presenta ningún impedimento para ello.

- b) La participación de capital privado en transporte y almacenamiento de productos líquidos, bajo contrato exclusivo con PEMEX y regulado por la CRE.
- c) La coinversión de PEMEX con inversionistas privados, a partes iguales, en empresas para la maquila de refinación y para el mejoramiento de crudos, operando bajo contrato exclusivo con PEMEX, siguiendo el modelo de la refinería de Deer Park, pero operando en territorio nacional.

Balance prospectivo de petrolíferos en el largo plazo

De acuerdo con un ejercicio prospectivo que supone la construcción de una refinería nueva ubicada en el Golfo de México y otra en el Pacífico, con capacidad nominal de 330 MBD cada una, en 2016 se reducirían las importaciones netas de gasolinas de 42% a 11% y se invertiría el balance de destilados intermedios, de 100 MBD de importación a 145 MBD de exportación.

En caso de complementarse estas inversiones con un mejorador de crudo de 150 MBD en Dos Bocas y dos terminales logísticas en Dos Bocas y Salina Cruz, se optimizaría el suministro de crudo al sistema nacional de refinación y se podrían capturar oportunidades de crudos importados para procesar en las refinerías en México.

Ventajas de un nuevo paradigma

- **Abasto confiable de combustibles**

En un horizonte de diez años PEMEX estaría en posibilidades de garantizar el abasto de combustibles líquidos al mercado nacional.

- **Control estratégico de todas las operaciones por parte de PEMEX**

En el esquema propuesto para las nuevas refinerías, PEMEX compartiría los riesgos y los beneficios a partes iguales. Conservaría la capacidad de decisión en aspectos estratégicos, tales como: tipo de crudos a procesar, logísticas de operación en almacenamiento, transporte y distribución, entre otros.

- **Operación óptima del sistema de refinación**

Las empresas maquiladoras operarían recibiendo crudo de PEMEX a precio de mercado y entregarían los productos de refinación a PEMEX al precio de venta de primera mano determinado por la CRE. Las empresas maquiladoras tendrían toda la flexibilidad para optimizar su operación y asumirían todos los riesgos inherentes a la operación de una refinería.

El sistema en su conjunto tendría una flexibilidad operativa mucho mayor que la actual y una confiabilidad más alta

- **Nivel de inversiones más manejable y más redituable**

La instalación oportuna de ductos y capacidad de almacenamiento son inversiones que en sí mismas conllevan una baja rentabilidad económica. La participación debidamente regulada de la iniciativa privada permitiría que Petróleos Mexicanos pueda orientar sus recursos a inversiones productivas que son mucho más redituables, tanto para la empresa como para la nación.

PEMEX seguirá siendo responsable directo de las inversiones requeridas para la modernización del sistema actual, con excepción del componente de ductos y almacenamiento, que pudiera contratarlos a terceros, si así conviniese a sus intereses.

Los recursos de inversión para PEMEX se reducirían de un total de 37,000 millones de dólares a un total de 23,000 millones de dólares (14,000 millones de pesos para las inversiones de modernización, 7,000 millones de dólares para las dos nuevas refinerías y 2,000 millones de dólares para las infraestructuras adicionales) que representaría un monto mucho más manejable. Los inversionistas privados aportarían los 14,000 millones de dólares adicionales.

- **Empatar mercados regionales con necesidades locales**

El mercado latinoamericano de crudos registra una oferta de crudos ligeros, tanto en la costa del Pacífico como la del Atlántico que tienen como único mercado a los Estados Unidos, situación que engrana con las necesidades de PEMEX de estabilizar el suministro de crudo para sus refinerías y poder proteger y preservar sus mercados de exportación.

- **Posicionamiento estratégico de México en la región**

México se convertiría en un jugador estratégico en el mercado latinoamericano de crudos, al captar crudos más ligeros para consumo interno, liberando crudos pesados para el mercado de exportación.

Respetables miembros del Congreso, he planteado ante ustedes dos posibles escenarios para el abasto de combustibles en México, pero, en última instancia, será el acuerdo al que lleguen Uds. en torno a la reforma energética el que definirá el rumbo para México en los próximos diez años.

Apéndice I Análisis del mercado de petróleo y petrolíferos

Disponibilidad de crudo nacional

Las reservas totales de hidrocarburos registradas por PEMEX al inicio de 2008 son de 44,500 millones de barriles equivalentes de crudo; poco más del 70% corresponden a reservas de aceite; un 20% a reservas de gas seco y 10% a líquidos de gas y condensados.

Del total, 31,200 millones de barriles corresponden a reservas de aceite; de éstas, 33% corresponden a reservas probadas, 34% a reservas probables y 33% a reservas posibles.

En cuanto al tipo de crudo, 56%, de las reservas corresponden a crudo pesado, 35% corresponden a aceite ligero y 9% son de superligero.

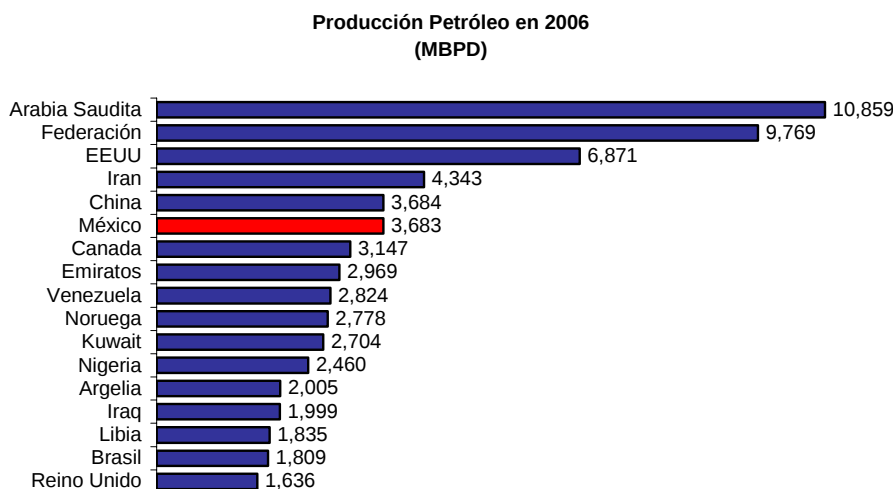
Durante los últimos 10 años la producción promedio de petróleo crudo de PEMEX fue de 3,170 MBD. Sin embargo durante los últimos cuatro años dicha producción ha observado una disminución promedio anual del 2.2%, después de haber alcanzado una producción máxima de 3,455 MBD en diciembre de 2003, en el mes de marzo la producción fue de 2,850 MBD.

Si bien el principal centro productor de crudo continúa siendo el Complejo Cantarell, con 1,068 MBD producidos en marzo de este año, desde 2004 empezó su declinación después de haber alcanzado una producción máxima de 2,140 MBD en diciembre de 2003.

En la actualidad el crudo pesado producido en Cantarell y otros yacimientos domina la producción nacional; 65% corresponde a crudos pesados, 28% al crudo ligero y 7% a superligero.

Perspectivas de abasto del mercado mundial

El 80% de la producción mundial de petróleo se concentra en diecisiete países, de los cuales, México ocupa el sexto lugar.

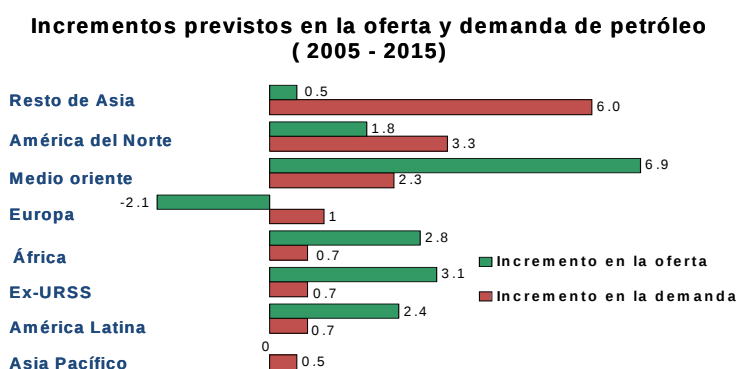


Fuente: British Petroleum; BP Statistical Review of World Energy, June 2007.

Durante los últimos años, los principales países exportadores de crudo han sido Arabia Saudita, la Federación Rusa, Irán y Noruega. En la lista de los

diez principales exportadores figuran tres del Continente Americano: Canadá, México y Venezuela, cada uno de los cuales contribuye con el 3.5% del total.

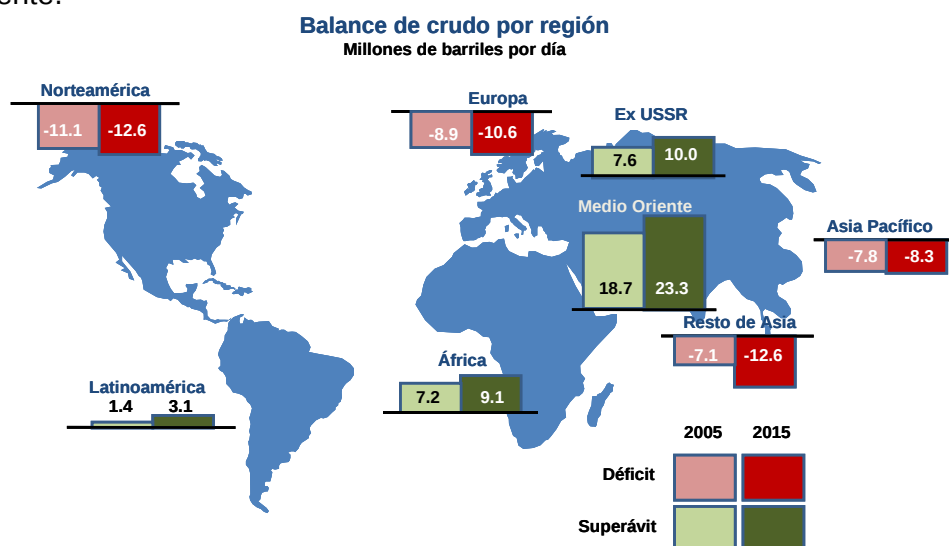
De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía, entre 2005 y 2015 se espera un incremento en la demanda de petróleo de 15.7 MMBPD. Los incrementos más importantes en la demanda se darán en Asia (6.0 MMBPD) y América del Norte (3.3 MMBPD), mientras que los incrementos más importantes en la oferta se darán en Medio Oriente (6.9 MMBPD) y en los países de la exURSS (3.1 MMBPD).



Fuente: Agencia Internacional de Energía, World Energy Outlook 2006

Las regiones de América del Norte, Europa y Asia serán crecientemente deficitarias, mientras que se esperan incrementos en la producción de Medio Oriente, exUSSR, África y América Latina.

En particular, se espera que para abastecer la demanda creciente de los Estados Unidos se incrementarán las exportaciones provenientes de Canadá, América Latina y África, mientras que se reducirán las provenientes de Medio Oriente.



La situación que se presenta es resultado de un crecimiento en el consumo mundial a tasas mayores que la evolución de la producción en los países

petroleros. Este desbalance se ha reflejado ya en los precios internacionales del petróleo.

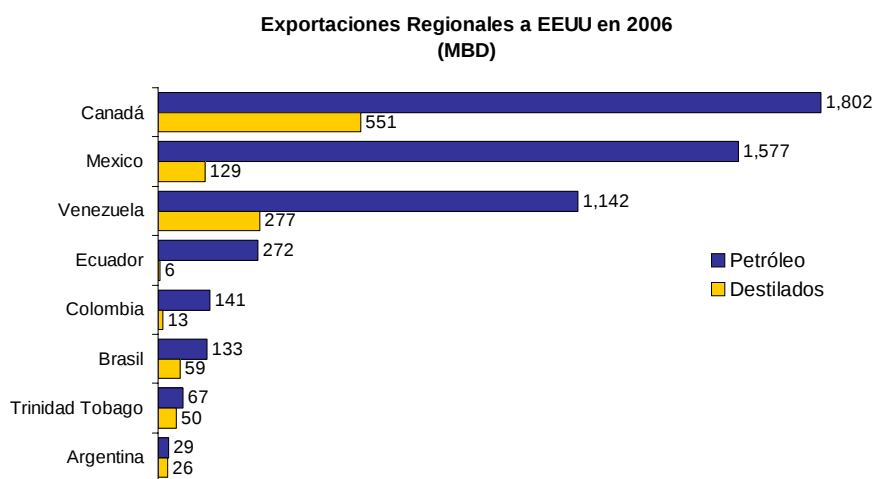
Uno de los escenarios alternativos que se citan con mayor frecuencia en torno al comercio internacional de petróleo considera una reducción creciente en la oferta de este combustible fósil, iniciando con un 2% anual para el resto de la presente década, que se incrementaría paulatinamente hasta llegar al 4.5% anual de reducción hacia el 2020, situación que desde luego ofrecerá retos cada vez mayores en términos de abasto y de procesamiento.

Perspectivas de abasto regional

Además de Canadá, México y Venezuela, otros países del Continente Americano que participan de manera más modesta en los mercados internacionales son Ecuador, Colombia y Trinidad Tobago. Las exportaciones petroleras realizadas entre países del Continente Americano tienen como destino, casi exclusivo, a los Estados Unidos de América, quien es el principal importador a nivel mundial de petróleo crudo y de productos de refinación.

En el caso de Ecuador la producción se ha mantenido en 400 MBD, de los cuales 272 MBD se exportaron en 2006 a los Estados Unidos. Para sus exportaciones de petróleo, Ecuador siempre ha mezclado el crudo liviano con el pesado, lo cual ha resultado en una densidad entre 27 y 29 grados API.

En Colombia por su parte, después de haber alcanzado un volumen máximo de producción de 816 MBD en 1999, la producción de ha estabilizado alrededor de 520 MBD, de los cuales, 141 MBD se exportaron en 2006 a los Estados Unidos. Colombia exporta crudo ligero y ultraligero.



Fuente: DOE/Energy Information Administration. Petroleum Supply Annual 2006

Con excepción de los Estados Unidos y México, los principales países productores de petróleo de la región, Canadá, Brasil, Venezuela, Argentina, Colombia y Trinidad Tobago son superavitarios en términos de producción de destilados de refinación (gasolina, querosina y diesel) y exportan sus excedentes a los países vecinos o a los Estados Unidos.

Apéndice II Ampliaciones necesarias en el Sistema Nacional de Refinación

Refinería en el Golfo de México para centro y norte del país

Para abastecer las zonas que presentan una mayor demanda, satisfecha parcialmente con importaciones, una localización conveniente sería Tuxpan. Se encuentra bien ubicada, cuenta con las bases de infraestructura para el desarrollo de un proyecto de ésta índole, con acceso al mar y complementaría la oferta de la Refinería de Ciudad Madero.

En ésta ubicación se podría considerar la instalación de una refinería petroquímica con capacidad de 300-400 MBD, que además de suministrar combustibles pueda producir materias primas petroquímicas de las que México también pasó de ser superavitario a tener un déficit importante. Además, la demanda de estas materias primas se ubica en la zona del Golfo de México.

Refinería en el Pacífico para el occidente de México

Una localización plausible sería en Lázaro Cárdenas o, bien, en el puerto de Manzanillo, en donde próximamente se instalará una nueva Terminal de regasificación de Gas Natural Licuado, así como las dos unidades de ciclo combinado que se proyecta repotenciar.

Al igual que en el caso de Tuxpan, cuenta con las bases de infraestructura para el desarrollo de un proyecto de ésta índole, con acceso al mar y atendería una zona que no cuenta con fuentes de suministro cercanas.

En ésta ubicación se podría considerar la instalación de una refinería de alta conversión, con capacidad de 300-400 MBD, que podría suministrar coque de petróleo a la Comisión Federal de Electricidad para la Carboeléctrica del Pacífico, y exportar refinados excedentes en lugar de crudo.

Mejoradora de Crudo

La planta mejoradora de crudo tiene como finalidad procesar el crudo pesado proveniente de los yacimientos marinos, y convertirlo en un crudo mejorado de más de 21°API. Las unidades a incluir serían destilación atmosférica, hidrotratamiento, hidrodeshulfuradora y planta de hidrógeno.

La capacidad de esta unidad deberá ser suficiente para mejorar el crudo que se envía actualmente a las refinerías que no han sido reconfiguradas.

Centros logísticos de importación, acondicionamiento y suministro de crudos

La mayor parte del crudo ligero que se exporta actualmente a los Estados Unidos se envía a través de los puertos del Atlántico, con destino al Golfo de México.

Atendiendo a la ubicación de las instalaciones de estabilización de crudo de PEMEX, se podría considerar la construcción de una mejoradora de crudo en Dos Bocas, adonde se concentrarían también los crudos ligeros provenientes de Sudamérica, para formular crudos con una densidad mas estable y más fáciles de procesar.

Unidades similares a ésta se podrían instalar en Salina Cruz y Tuxpan.