

## Nuevos combustibles: coque (de petróleo), carbón y emulsiones



Manuel Francisco Fernández Montiel

### Introducción

En México, el uso de los ciclos combinados, los cuales queman gas natural para la generación de energía eléctrica, creció en forma significativa a partir de 1995. Mediante esta tecnología se generaron en ese año, un poco menos de 10 mil GWh. En 2007, los ciclos combinados proporcionaron 112,321 GWh, cantidad que representó el 46.4% del total de la electricidad generada en el país. Cabe mencionar que para diciembre de 2007, la capacidad instalada en ciclos combinados era de 16,873 MW (33.07% de la capacidad total – 51,029 MW). Para el año 2016, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) estima que la capacidad con esta tecnología crecerá otros 10,599 MW, hasta llegar a 27,472 MW.

Las razones que han hecho que se prefiera al ciclo combinado con gas natural sobre otras tecnologías para el crecimiento del parque de generación son:

- El menor monto de inversión para su instalación.
- El menor período de recuperación de la inversión.
- La alta eficiencia de generación.
- El menor tiempo para su construcción.
- El utilizar un combustible limpio.
- Un costo relativamente bajo del combustible durante los últimos años.

Además, los altos precios del petróleo durante 2007 y lo que va de 2008, provocaron que en muchas centrales termoeléctricas mexicanas, basadas en los ciclos Rankin de vapor, se usara el gas natural como combustible, ya que el precio de éste por unidad de energía fue menor, en comparación al de los residuos líquidos del petróleo.

Se necesita considerar al carbón mineral, al coque de petróleo y a las emulsiones de residuos líquidos del petróleo, como alternativas en el mediano y largo plazo para la generación de electricidad. También será necesario emplear tecnologías que permitan quemarlos con el menor daño posible al ambiente, tales como la gasificación o el lecho fluidizado.

Sin embargo, el gas natural ha mostrado durante los últimos años una gran volatilidad en sus precios. En la Fig. 1 se muestra esta situación en el período 1998 – 2005. Por su parte, la Fig. 2 muestra un comparativo de los precios de diferentes combustibles que se esperan para el período 2006 – 2035. En dicha figura se aprecia que los precios del carbón mineral y del coque de petróleo deberán estar de 3 a 3.5 veces por debajo del precio del gas natural. En ese mismo período se espera que el combustóleo alcance (en precio) al gas natural en el año 2032, para después superarlo.

A pesar de la situación de la volatilidad de los precios del gas natural, en México se ha importado este combustible, debido primordialmente a los altos requerimientos del Sector Eléctrico Nacional (SEN). Por ejemplo, el consumo de gas natural en el SEN creció de 596 millones de pies cúbicos por día en 1996, a 2,390 millones de pies cúbicos diarios en 2006. La importación total de este combustible creció de 84 millones de pies cúbicos por día en 1996, a 1,018 millones de pies cúbicos diarios en 2006. En ese mismo año se importó el equivalente a 79 millones de pies cúbicos por día a la terminal de gas licuado, ubicada en Altamira, Tamaulipas (Secretaría de Energía, 2007), la cual se dedica a suministrar gas a centrales generadoras de energía eléctrica.

En resumen, de acuerdo a la dependencia del exterior, a la volatilidad de los precios del gas natural, así como a las diferencias de precio respecto a otros combustibles, se necesita considerar al carbón mineral, al coque de petróleo y a las emulsiones de residuales líquidos del petróleo como alternativas en el mediano y largo plazo, para la generación de electricidad, no obstante que todos estos combustibles son considerados como “sucios” si se queman en los sistemas de combustión convencionales que se utilizan en México. Por lo tanto, también será necesario emplear tecnologías que permitan quemarlos con el menor daño posible al ambiente, tales como la gasificación o el lecho fluidizado.

Figura 1. Precios internacionales del gas natural 1998 – 2005 (Fernández et al, 2007).

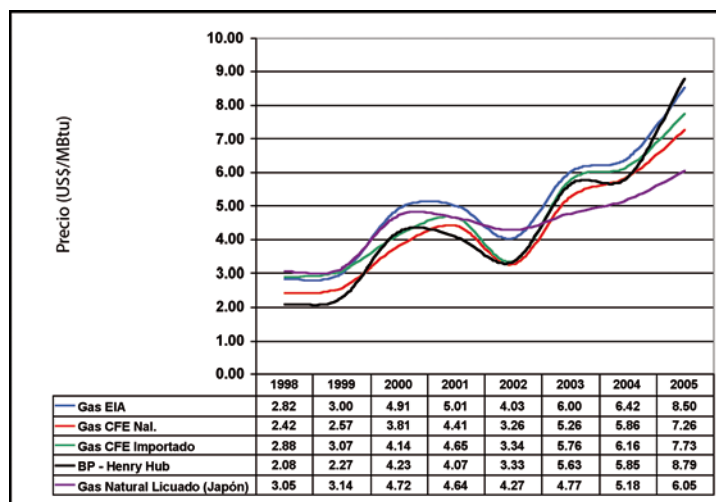
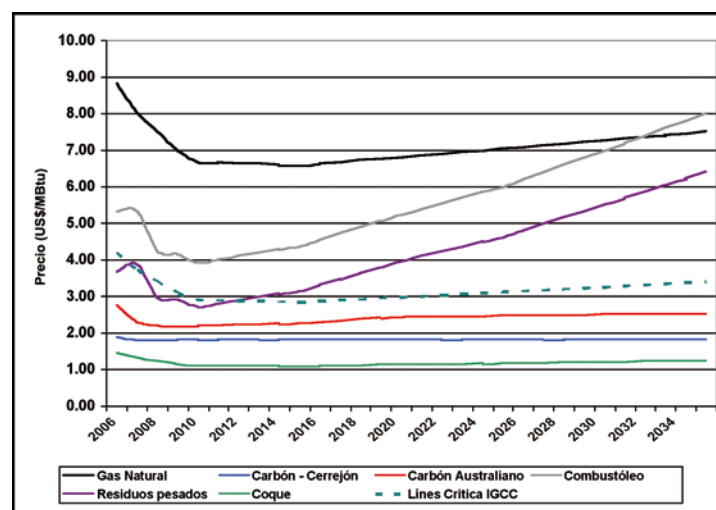


Figura 2. Escenario de precios de los combustibles susceptibles a ser gasificados por unidad de energía para el período 2006 – 2035 (Fernández et al, 2007).



## Carbón mineral

El **carbón mineral** es el combustible fósil más abundante en nuestro planeta. Se distingue por tener un poder calorífico que puede ir desde 14,600 hasta 32,000 kJ/kg, con un alto contenido en cenizas, y con un contenido de azufre de moderado a alto. Tiene características muy variadas incluso dentro de un mismo yacimiento, lo que dificulta su uso en la actualidad, en sistemas convencionales para generar energía eléctrica, sobre todo cuando se busca flexibilidad para aprovechar los combustibles que tengan en el momento los menores precios. Para soslayar esta problemática, se pueden utilizar tecnologías avanzadas de combustión, como la gasificación o el lecho fluidizado.

El carbón mineral también puede utilizarse en sistemas convencionales para la generación de vapor, con el fin de que accione una turbina de vapor acoplada a un generador eléctrico. Para ello, el generador de vapor deberá contar con sistemas de limpieza de partículas y de compuestos de azufre en los gases de combustión, así como con un sistema para recolección de partículas. El generador de vapor puede ser sub-crítico o super-crítico.

Los yacimientos de carbón identificados en México, se localizan en los estados de Coahuila, Sonora y Oaxaca. Los más importantes se encuentran en Coahuila, en la porción norte-centro del estado, en la región denominada como "Cuenca de Sabinas", la cual se divide en dos sub-regiones:

- Al sur de Nueva Rosita y Sabinas extendiéndose hasta Monclova, con un carbón del tipo sub-bituminoso de volatilidad media a baja, apropiado para transformarlo en coque metalúrgico.
- El área Nava-Piedras Negras, una franja paralela al Río Bravo, área designada como "Zona Fuentes - Río Escondido", la cual tiene un carbón del tipo bituminoso "C", de acuerdo a la norma ASTM, de alta volatilidad (de flama larga), poco apropiado para su transformación en coque metalúrgico, con más de 65% de vitrinita y de fase mixta, cuya materia mineral excede el 20%. Este carbón es considerado como térmico y se usa en centrales generadoras, cuenta con un poder calorífico que fluctúa entre 31,000 y 32,000 kJ/kg. Se utiliza en las carboeléctricas de Río Escondido y Carbón II, localizadas en el estado de Coahuila.

Cabe destacar que los yacimientos de Sonora y Oaxaca no están muy desarrollados, tampoco cuentan con grandes reservas probadas y, por ejemplo, los de Sonora contienen antracita, de mayor uso en la siderurgia, similar a la de Nueva Rosita y Sabinas.

Se estima que las reservas de carbón al 2006 en la "Zona Fuentes - Río Escondido" llegaron a 282 millones



de toneladas. Para cuando las centrales generadoras de Río Escondido y Carbón II terminen su vida útil en el año 2027, se estima que podrían llegar a 164 millones de toneladas (Fernández et al, 2007). Sin embargo, estas reservas no serán suficientes para otra instalación similar para generación de energía eléctrica en la Zona de Coahuila. Por otro lado, las reservas de antracita no son apropiadas para generación eléctrica, principalmente por su alto costo, además de que no es fácil su pulverización.

Todo lo anterior hace necesario recurrir a yacimientos de carbón bituminoso y sub-bituminoso fuera del país. Actualmente las mayores reservas del mundo se concentran en seis países: Estados Unidos, la Federación Rusa, China, India, Australia y Sudáfrica. En la tabla 1 se muestran dichas reservas.

Tabla 1. Países donde se encuentran las mayores reservas mundiales de carbón al año 2005.

País	Reservas de carbón (10 x <sup>^6</sup> toneladas)			% de las reservas totales mundiales
	Antracitas y bituminosos	Sub-bituminosos y lignitos	Total	
Estados Unidos	111,338	135,305	246,643	27.1%
Federación Rusa	49,088	107,922	157,010	17.3%
China	62,200	52,300	114,500	12.6%
India	90,085	2,360	92,445	10.2%
Australia	38,600	39,900	78,500	8.6%
Sudáfrica	48,750	0	48,750	5.4%
	400,061	337,787	737,848	81.2%

México se localiza cerca de los mayores yacimientos de carbón mineral del mundo (los de Estados Unidos), pero difícilmente tendrá acceso a los mismos si la infraestructura ferroviaria de ese país no aumenta su capacidad en el mediano plazo. Aparentemente la mejor opción para nuestro país, en caso de que se requiera utilizar carbón norteamericano, será aprovechar el crecimiento que tendrá hacia el Oeste el sistema ferroviario. Por lo tanto, el carbón más accesible será el de la cuenca *Powder River Basin*, en Wyoming, el cual tiene bajo contenido de azufre (menos del 0.5% en peso) y un poder calorífico aceptable (arriba de 20,000 kJ/kg). Para esta opción se estima que el carbón deberá recorrer alrededor de 6 mil km, de los cuales cerca de 1,750 km serán por tierra. Desafortunadamente, una desventaja de utilizar este carbón es que los norteamericanos reducen mucho sus exportaciones, cuando el precio del mismo está por debajo de los 40 US\$/tonelada.

La mejor opción para la importación de carbón para una instalación generadora, se encuentra en el Océano Pacífico, específicamente Australia, principalmente por la ventaja logística con la que cuenta para exportar el combustible (cercanía de las minas a las costas, una infraestructura de transporte y carga a buques). La principal desventaja de esta alternativa es la lejanía (aproximadamente 14 mil km) y la ventaja que tiene es que los costos por transporte marítimo son más baratos que por vía férrea, por la distancia respecto a la mejor opción norteamericana. Cabe mencionar que Australia es actualmente el mayor exportador de este combustible en el mundo.

La mejor opción en el Golfo de México es el carbón colombiano del Cerrejón, en caso de que se buscara instalar una central generadora cerca de dicho litoral, ya que únicamente se recorrerían 150 km por tierra y 3,700 km por mar. Además, este yacimiento es el más grande de los explotados a cielo abierto en el mundo.

En la tabla 1 se observa que son pocos los países que cuentan con grandes reservas de carbón y que garantizan su abasto en el largo plazo. Lo anterior implica que se debe asegurar el abastecimiento hacia nuestro país, posiblemente con contratos a largo plazo. También será necesario construir las centrales generadoras en las costas para que de esa manera se tengan los menores costos en el transporte del combustible.

## Residuales de la refinación del petróleo

Otra opción de combustibles fósiles para ser utilizados en los procesos de gasificación para centrales de generación eléctrica son los residuales de los procesos de refinación, los cuales son líquidos o sólidos, dependiendo de los procesos con los que cuenten las refinerías. En la Fig. 3 se presenta un proceso típico de refinación de crudo.

Normalmente las refinerías reciben el crudo que se va refinar lo más limpio de agua y sal. En México, los procesos de secado y desalación los realiza Pemex Exploración y Producción (PEP) y el proceso de refinación para la obtención de combustibles lo realiza Pemex Refinación (PR).

Ya en la refinería se procede a una destilación atmosférica donde se obtienen los primeros productos (naftas, kerosina, diesel y gasóleos). El residuo de esta primera destilación se envía a la unidad para destilación en vacío.

En la torre de destilación al vacío se producen principalmente gasóleos que se mezclan con los ya producidos en la torre de destilación atmosférica. El desecho de la torre de vacío se conoce como residuo de vacío, el cual tiene características de muy alta viscosidad a temperatura ambiente, lo que obliga a mantenerlo a temperaturas superiores a 200°C para su fluidización.



## Producción de residuos líquidos y emulsiones

El proceso *Hydrocracker* no está incorporado actualmente en las refinerías mexicanas, ya que el diesel producido a partir de la destilación atmosférica y de la desintegración catalítica es suficiente para cubrir la demanda nacional. Por tal razón, el aceite cíclico ligero y el residuo catalítico se utilizan como diluentes en la formulación del combustóleo mexicano debido a su baja viscosidad. Por lo tanto, los residuos líquidos que sobran de la destilación al vacío, los de la FCC y los de la reductora de viscosidad se mezclan para formular el combustóleo. Cabe resaltar que este combustible residual tiene un poder calorífico muy similar al del crudo procesado (41 mil kJ/kg LHV), pero contiene una buena parte de azufre (aproximadamente 4% en peso) y metales como el níquel y el vanadio.

En el caso de que en las refinerías mexicanas incorporen procesos para aprovechar los aceites cíclicos ligeros para la producción de diesel, se deberá utilizar algún fluido para dar a los residuales líquidos pesados una viscosidad adecuada para su transporte. Lo anterior se puede lograr mediante el uso de agua y surfactantes, a estas formulaciones se les conoce como **emulsiones** de aceite en agua.

Las emulsiones antes mencionadas son indispensables para poder gasificar residuos líquidos en refinerías, además del transporte, para incrementar el contenido de hidrógeno en el gas de síntesis que se produzca en la gasificación.

En las refinerías mexicanas se está disminuyendo la producción de combustóleo, ya que se están implementando procesos que aumentan el rendimiento del crudo procesado. Se estima que para el año 2016, Petróleos Mexicanos (PEMEX) reducirá en un 65% su producción de este residuo (de 340 mil b/d a 115.3 mil b/d).

Aun siendo un residual, el combustóleo puede ser utilizado como combustible. En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) lo ha empleado en forma importante para la generación de energía eléctrica desde la década de los 70.

Los residuales líquidos (como combustóleo o como emulsión) pueden utilizarse en sistemas convencionales para la generación de vapor, siendo éste útil para accionar una turbina de vapor acoplada a un generador eléctrico. Para ello, el generador de vapor deberá contar con sistemas de limpieza de partículas y de compuestos de azufre en los gases de combustión. También puede utilizarse en sistemas de gasificación con alimentación por lodos (emulsiones).



## Producción de residuos sólidos (coque de petróleo)

Cuando existe una planta coquizadora en la refinería, ésta recibe residuos de vacío y mediante el proceso de coquización se producen corrientes importantes de naftas y, en algunas ocasiones, de diesel y gasóleos, lo que permite mejorar el rendimiento del crudo procesado. Por lo anterior se dice que la coquización es un proceso que lleva al “fondo del barril”.

De este proceso se obtiene un residuo sólido conocido como **coque de petróleo**, similar al carbón mineral, bajo en cenizas, pero con una alta concentración de azufre (entre 5% y 8% en peso, dependiendo del contenido de este compuesto en el crudo procesado) y metales. El coque tiene un poder calorífico equivalente al 80% del de un residual líquido.

Las desventajas de este combustible es que concentra gran parte del azufre, de metales (sobre todo níquel y vanadio), así como otros compuestos indeseables en los combustibles limpios. Aunque tiene un alto poder calorífico, para su empleo en la generación de energía eléctrica se requieren de tecnologías como la gasificación o el lecho fluidizado, que permitan eliminar las emisiones indeseables antes o durante el proceso de combustión. No es viable su quema en sistemas convencionales (generadores de vapor), ya que para retirar las emisiones de azufre de acuerdo a la normatividad nacional e internacional, se requerirían equipos de desulfuración de dimensiones extremadamente grandes, lo que haría incosteable el proceso.

Las refinerías mexicanas han ido disminuyendo su producción de combustóleo con el uso de coquizadoras en las refinerías de Madero y Cadereyta, para así aumentar el rendimiento del crudo procesado, por lo que actualmente también se está reconfigurando la Refinería de Minatitlán. En el año 2006 se produjeron 4,473 toneladas por día de coque en las refinerías de Madero y Cadereyta. PEMEX estima que para el año 2016 se deberán estar produciendo en sus refinerías 29,726 toneladas por día de coque de petróleo. Esta cantidad de coque es equivalente a la que actualmente producen las refinerías del estado de Texas en los Estados Unidos. Y aunque hay producciones semejantes de coque en instalaciones petroleras de los estados de California y Louisiana, hay que destacar que gran parte de esta producción no tiene un uso industrial.

Debido a la cantidad de coque que se producirá en México en el mediano plazo, así como el coque no utilizado por nuestro vecino del norte en estados cercanos a nuestras fronteras, podemos determinar que éste es una alternativa para la generación eléctrica.

## Conclusiones

Las principales conclusiones a las que se llega son las siguientes:

### Carbón

Las reservas de este combustible en la zona de Coahuila son apenas suficientes para las carboeléctricas de Río Escondido y Carbón II, de manera que sólo cuentan con suficiente combustible para cumplir con su vida útil, así como una rehabilitación para otros 15 años de operación.

A nivel mundial las reservas de carbón son bastas, sobre todo en los Estados Unidos. La problemática reciente para estos combustibles radica en los incrementos que han tenido sus precios, asociado a los incrementos en los fletes.

México puede acceder al carbón del Este de los Estados Unidos o, al carbón colombiano del Cerrejón, para centrales de generación de energía eléctrica en el Golfo.

México podría acceder al carbón de Australia para centrales generadoras en la zona del Pacífico, sin embargo, debido a los costos del transporte, ésta sería una opción más cara, comparada con la de cualquier carbón en el Golfo de México.

Para este combustible se podrían utilizar tecnologías convencionales (carbón pulverizado sub-crítica y super-crítica) y/o tecnologías avanzadas de combustión, como la gasificación (IGCC) o el lecho fluidizado.

## Residuales de la refinación

El residual líquido viable para ser utilizado en la actualidad es el combustóleo, ya que Pemex Refinación no cuenta con plantas para poder aprovechar los aceites cíclicos ligeros. Este combustible se utilizaría tanto en sistemas convencionales como en sistemas avanzados de combustión.

Si las refinerías mexicanas logran producir más diesel a partir de los aceites cíclicos ligeros, entonces se podrían emulsionar los residuales líquidos pesados.

Actualmente, el costo del combustóleo o de cualquier residual líquido del petróleo no lo hace atractivo para la generación de energía eléctrica.

Si se realizan los proyectos de coquizadoras de Pemex Refinación en el mediano plazo, el coque será el residual que estará disponible como combustible.

El coque únicamente podrá ser quemado en sistemas de gasificación (IGCC) o en generadores de vapor con lecho fluidizado, debido a su alto contenido de azufre y metales.

Los precios del coque son interesantes para utilizarse en IGCC's y en lechos fluidizados.

El coque que se produce en Texas, Louisiana y California debe considerarse como una alternativa.

## Referencias

Fernández M., Manzanares E., Altamirano J. y Mani A., *Estudio de factibilidad de combustibles a gasificar en plantas IGCC*, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Informe IIE/44/13043/1002/P – México, 2007.

Torres I., *The mineral industry of Mexico*, U.S. Geological Survey Minerals Yearbook, 2004.

Corona R., Tritlla J., Benavides M., Piedad N. y Ferrusquía I., *Geología, estructura y composición de los principales yacimientos de carbón mineral en México*, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, volumen conmemorativo del centenario, revisión de algunas tipologías de depósitos minerales en México. Tomo LVIII, Núm. 1, pp. 141-160, 2006.

Cuatecontzi D.H., *Actualización 2003: inventario de emisiones de metano en la industria del carbón en México, informe final*, junio 2005.

Gray D., Tomlinson G., *Potential of gasification in the U.S. refining industry*, Mitretek Systems, Junio 2000.

Secretaría de Energía, *Prospectivas de petrolíferos 2007–2016*, Primera Edición 2007.

### MANUEL FRANCISCO FERNÁNDEZ MONTIEL [[mffm@iie.org.mx](mailto:mffm@iie.org.mx)]

Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad Iberoamericana en 1982. Ha colaborado con empresas de consultoría y diseño en el desarrollo de plantas industriales y de energía. De 1985 a 1995 fue profesor de asignatura en la Universidad Iberoamericana, para el Departamento de Ingeniería Mecánica. Ingresó al IIE en 1989, habiendo participado en el diseño del laboratorio de baja entalpía y en proyectos para la CFE. De 1992 a 1995 estuvo encargado del proyecto "Gasificación de combustibles sólidos y de combustóleo para la generación eléctrica", para la Subdirección Técnica de la CFE. También ha participado en proyectos relacionados con sistemas de enfriamiento convencionales y avanzados para CFE y PEMEX Refinación. Desde 2001 ha dirigido en la Gerencia de Procesos Térmicos los estudios para determinar el potencial de cogeneración en refinerías y otros centros de trabajo de PEMEX. Desde 2004 ha apoyado a la Dirección Corporativa de Operaciones de PEMEX para la implantación de la estrategia de cogeneración en Petróleos Mexicanos. En 2007 realizó un estudio para establecer cuáles son los combustibles viables a gasificar en México por la CFE, en el caso que se aplique esta tecnología para la generación de electricidad.

