

Gasificación integrada a ciclos combinados

Manuel F. Fernández M. y Agustín M. Alcaraz C.

La gasificación consiste en una oxidación parcial de combustibles sólidos, líquidos o gaseosos para formar lo que se conoce como gas de síntesis.

Resumen

El carbón mineral es uno de los combustibles más abundantes en el planeta, pero posee cantidades importantes de azufre y cenizas que dificultan su utilización. Por otra parte, muchos países en la actualidad impiden utilizar el combustóleo como combustible para tecnologías convencionales debido a los contenidos de azufre y de metales. Finalmente, en los nuevos esquemas de refinación del petróleo se prevé utilizar la coquización para aprovechar mejor el “fondo de barril”. El residuo producto de este proceso, conocido como coque de refinería, tiene un bajo valor comercial, un poder calorífico elevado y un alto contenido de azufre y metales.

La gasificación ha sido desarrollada en las últimas dos décadas, en los países altamente industrializados, como una alternativa para la generación eficiente y limpia de electricidad a partir de combustibles sucios, así como para la obtención de ciertos combustibles en lugares donde no se tiene acceso al petróleo, pero sí al carbón.

Esta tecnología cumple los reglamentos más estrictos del mundo en lo que a emisiones contaminantes se refiere y es la única solución, junto a los lechos fluidizados, para los problemas que presentan algunos combustibles que son difíciles de quemar con tecnologías convencionales, como el carbón mineral, el coque de petróleo e incluso los residuos líquidos de la refinación.

Con base en lo anterior, es posible pensar en la integración de esta tecnología a una planta de ciclo combinado para la generación de electricidad o a una refinería generando vapor, energía eléctrica, hidrógeno y otros insumos a un costo competitivo, de manera tal que se resuelven los problemas de manejo y almacenamiento de

los residuos; por otro lado se maximiza el aprovechamiento de los recursos energéticos primarios en el país.

Introducción

La gasificación del carbón y de otros combustibles sólidos y líquidos ha sido desarrollada en los últimos dieciocho años como una alternativa ideal para la generación eficiente y limpia de electricidad en sistemas de cogeneración y para la generación de gas de síntesis empleado en la elaboración de productos petroquímicos.

La disminución y control de emisiones contaminantes es una de las actividades más importantes que se ejecutan a escala mundial en todas y cada una de las ramas industriales. Entre los mecanismos más comúnmente utilizados para lograr dichos objetivos se encuentran: el de mejorar la eficiencia de transformación y el de utilizar combustibles “limpios”, esto es, con bajo contenido de componentes contaminantes, como el gas natural.

En la generación de electricidad, el conjunto turbina de gas – recuperador de calor – turbina de vapor (usualmente llamado ciclo combinado) es uno de los sistemas



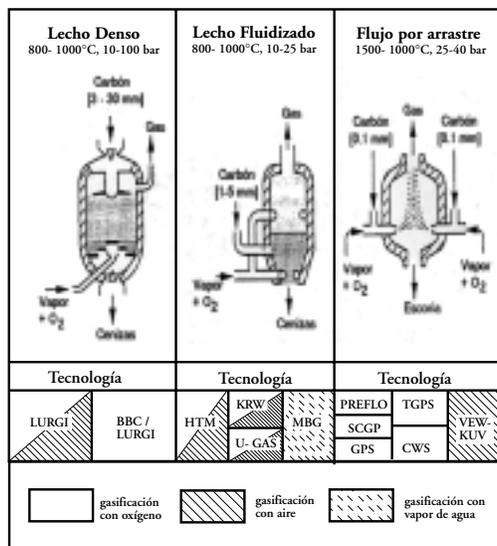
Cuando el combustible tiene bajos contenidos de cenizas es necesario utilizar aditivos para proteger los interiores de los reactores; a dichos aditivos se les conoce como *flux*.

más eficientes y con un nivel de emisión de contaminantes menor que el de plantas convencionales. Sin embargo, la disponibilidad a largo plazo del gas natural y la volatilidad de su precio son temas que han suscitado polémicas y diversidad de conclusiones.

Por otro lado, el carbón es uno de los combustibles fósiles más abundantes y por su precio relativamente bajo y estable sería muy conveniente como fuente primaria de energía. Mas el uso de este combustible para la generación eléctrica en centrales térmicas convencionales implica seguir generando a eficiencias relativamente bajas (34 a 37%) y tener que instalar grandes y costosos equipos para el control de contaminantes. Lo mismo podría decirse del combustóleo, la fuente más usada en la generación de electricidad en México.

En el marco de sus planes de desarrollo, muchas empresas petroleras han incorporado la *coquización* a sus procesos de refinación, ya que esto permite aprovechar mejor lo que se conoce como «fondo de barril» y obtener una mayor cantidad de destilados intermedios de gran valor en el mercado. El residuo producto de este proceso (coque de petróleo) es un producto sólido, similar a un carbón bituminoso, con un alto poder calorífico (alrededor de 32,000 kJ/kg), índice de pulverización alto, bajo en volátiles y con alto contenido en azufre (alrededor de 7%) y metales. Por ejemplo, al procesar los crudos mexicanos se espera que se produzcan 20 kg de coque por cada barril, por

Figura 1. Procesos de gasificación.



lo que para una refinación de 150,000 barriles por día, la producción del residuo será de 3,000 t/d.

En ese contexto, la gasificación se ha vislumbrado como una alternativa tecnológica para la generación de electricidad o para cogenerar a partir del carbón, del combustóleo y del coque de refinación.

Procesos de gasificación

La gasificación consiste en una oxidación parcial de combustibles sólidos, líquidos o gaseosos para formar lo que se conoce como gas de síntesis. Éste contiene principalmente monóxido de carbono (entre 40 y 65%) e hidrógeno (entre 25 y 37%) y por sus características puede usarse como combustible o como materia prima en procesos petroquímicos.

Los procesos tecnológicos de gasificación son tres: el de flujo o corriente por arrastre, el de lecho fluidizado y el de cama fija o lecho denso. De los tres, el más desarrollado y el que está listo para usarse a nivel industrial es el de flujo por arrastre, por lo que se le conoce como de primera generación (ver Figura 1). Algunas diferencias del proceso de corriente por arrastre sobre los otros dos son:

- Requiere de oxígeno como agente gasificante, lo que implica que las dimensiones de los equipos (reactor, compresores, equipos de limpieza, etc.) sean menores respecto a aquéllos en los que se utiliza directamente aire para gasificar. A cambio, usa una planta criogénica para obtener el O₂ del aire.
- No requiere de elementos mecánicos para evitar la aglomeración de las cargas como sucede en los equipos que operan bajo el esquema de lecho denso.
- Las temperaturas a las que se lleva a cabo el proceso permiten que se forme

Se considera también que para proyectos de cogeneración en los que se utilice la gasificación, es recomendable desarrollar la mayor sinergia posible entre dos o más empresas.

Es importante aclarar que cuando el combustible tiene bajos contenidos de oxígeno, como el coque de refinería, se utiliza vapor de agua para aumentar la reactividad de la carga y como moderador de la reacción. También cuando el mismo combustible tiene bajos contenidos de cenizas es necesario utilizar aditivos para proteger los interiores de los reactores; a dichos aditivos se les conoce como *flux*.

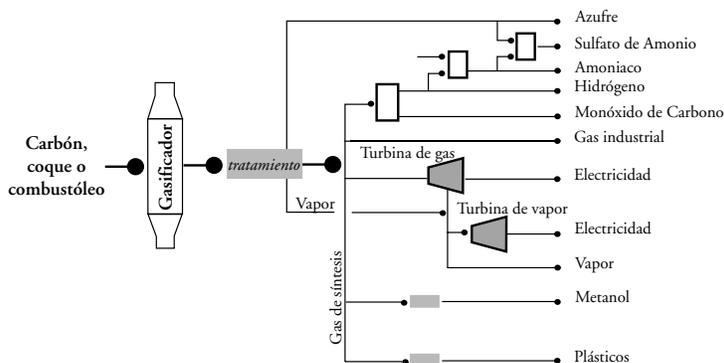
Otras aplicaciones de la gasificación

La gran ventaja de la gasificación es que su versatilidad y flexibilidad se extienden a la producción de compuestos químicos y petroquímicos, y al uso de biomasa y de desechos industriales como combustible.

Como se mencionó anteriormente, la gasificación produce una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono. Tales compuestos pueden ser reaccionados en presencia de un catalizador para la producción de metanol y oxoquímicos. Como es bien sabido, el metanol tiene varias aplicaciones industriales: puede emplearse como combustible o como materia prima para la elaboración de ácido acético, formaldehído y proteínas. Los oxoquímicos forman la base para la elaboración de plásticos.

Alternativamente, el hidrógeno y el monóxido de carbono pueden utilizarse para producir gasolina mediante el proceso Fischer-Tropsch; o

Figura 3. Flexibilidad y versatilidad de la gasificación.



bien, el hidrógeno se puede separar y reaccionar con nitrógeno para la producción de amoníaco, que se utiliza en la elaboración de fertilizantes. El hidrógeno también se utiliza extensivamente en la refinación del petróleo para eliminar el azufre en las corrientes de alimentación de las plantas de reformación y desintegración catalíticas (ver Figura 3).

Cogeneración a partir de esquemas IGCC

A continuación se presentan las bases de estudio para una refinería típica, en la cual se pretende producir coque y aprovecharlo en la planta de servicios auxiliares para la producción de insumos como electricidad, vapor de alta presión e hidrógeno mediante una IGCC que cuente con una unidad de producción de hidrógeno.





Bases de estudio

Producción	170,950 bls/d
Producción de coque	3,419 t/d
Producción actual de H ₂	25,492 m ³ /h
Demanda adicional de H ₂	59,000 m ³ /h
Demanda vapor AP (60 bars)	29 t/h
Demanda vapor MP (20 bars)	145 t/h
Demanda vapor BP (3.5 bars)	145 t/h
Demanda de electricidad	68 MWe

Precios de venta

Electricidad	0.035 US\$/kWh
Vapor AP	14.65 US\$/t
Vapor MP	13.37 US\$/t
Vapor BP	12.00 US\$/t
Azufre	37.50 US\$/t
Hidrógeno	80.00 US\$/1000 m ³

Para cumplir con los requerimientos, se considera una instalación para cogeneración la que consume las 3,419 t/d de coque con 7% de azufre en el gasificador. Del reactor se obtienen 463.8 t/h de gas de síntesis, del cual se destinan 97 para producir los 59,000 m³/h de hidrógeno para los requerimientos petroquímicos. Además, 217.1 t/h de gas de síntesis se queman con 6.77 t/h de gas natural en las turbinas de gas para generar aproximadamente 240 MWe. De la turbina de vapor o del recuperador de la turbina de gas se extraerá el vapor (319 t/h) a las presiones de 60, 20 y 3.5 bars. Se estima producir 379 MWe entre las turbinas de gas y la de vapor (68 MWe para la

refinería, 282 para la Red Eléctrica y 29 para auxiliares). La planta criogénica consume cerca de 21 MWe.

Del gasificador se extraerán 232 t/d de escoria donde quedarán atrapados los metales en forma de una torta que puede ser comercializada. Del equipo de limpieza se obtienen 234 t/d de azufre puro, el cual puede ser comercializado o utilizado en la refinería. De considerarse los precios actuales, la venta del azufre significaría una ganancia de 2.652 millones de dólares por año.

El costo del vapor para el esquema IGCC presentado es de 13.55 US\$/t para el vapor de 60 bars, 12.37 US\$/t para el vapor de 20 bars y 10.92 US\$/t para el vapor de 3.5 bars. El costo de la energía eléctrica es de 0.026 US\$/kWh. Finalmente, el costo del hidrógeno sería de 63.3 US\$/1000m³. La instalación IGCC requiere de una inversión inicial, incluyendo la unidad para obtención de hidrógeno, de 510.5 millones de US\$. La mayor utilidad se obtiene con la venta de hidrógeno a la refinería. La electricidad representa el segundo lugar en cuanto a los ingresos.

Para que este tipo de instalaciones sea económicamente rentable los licenciadores de estos reactores recomiendan que éste debe ser capaz de suministrar el combustible suficiente para producir por lo menos 250 MWe netos a partir de una planta IGCC para generación eléctrica exclusivamente.

Se considera también que para proyectos de cogeneración en los que se utilice la gasificación, es recomendable desarrollar la mayor sinergia posible entre dos o más empresas. Precisamente esto sucede entre refinerías y empresas generadoras cuando pretenden aprovechar los residuos de difícil venta para «elaborar» productos que son de su interés; para la refinería: hidrógeno, vapor, electricidad y azufre, mientras que electricidad para la empresa generadora.



Conclusiones

Gracias a los esfuerzos de las compañías involucradas en el desarrollo de la gasificación se ha demostrado que esta tecnología es una opción factible para hacer frente a los retos que han surgido como consecuencia del desarrollo industrial: preservar los recursos y controlar la contaminación del planeta.

Por un lado, la integración de la gasificación a ciclos combinados permite la generación eficiente y limpia de electricidad, utilizando combustibles “sucios” como fuente primaria de energía. Por el otro, la capacidad de esta tecnología para destruir los compuestos orgánicos e inorgánicos permite la eliminación de los desechos industriales y municipales y, al mismo tiempo, generar una serie de productos valiosos como el amoníaco o el metanol.

En refinерías, los sistemas de gasificación integrados a ciclos combinados presentan una alternativa tanto técnica como económica para disponer del coque de petróleo en forma limpia y produciendo insumos requeridos por la misma refinерía.

El esquema IGCC permite obtener todos los servicios requeridos y tendría excedentes eléctricos para venta. Para estas instalaciones sería recomendable la utilización de gasificadores que manejen su alimentación de combustibles en forma de lodos, ya que éstos proporcionan el mayor grado de flexibilidad en virtud de que se podría utilizar como carga residuos sólidos y/o líquidos.

Manuel Francisco Fernández Montiel

Es ingeniero mecánico egresado de la Universidad Iberoamericana (1982). Ha colaborado con empresas de consultoría y diseño en el desarrollo de plantas industriales y de energía.

De 1985 a 1995 fue profesor en la Universidad Iberoamericana, en el Departamento de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.

Ingresó al IIE en 1989 y se fue encargado de proyectos como el “Rediseño del SH-4 de la U4 de la C.T. Salamanca” y de la “Gasificación de combustibles sólidos y de combustóleo para la generación eléctrica”. En 2002 dirigió el proyecto “Estudio de factibilidad técnica y económica para la instalación de sistemas de cogeneración en Refinerías de Pemex”.

mffm@iie.org.mx

Agustín Moisés Alcaraz Calderón

Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad Autónoma del Estado de Morelos (1998). En 1998 realizó una estancia de Adiestramiento en Investigación Tecnológica en la Unidad de Ingeniería Mecánica del IIE trabajando en el diseño de sistemas principales de una central carboeléctrica en Centroamérica.

Ingresó a la Gerencia de Procesos Térmicos del IIE en el 2001, ha participado en proyectos de factibilidad técnico-económico de cogeneración, y evaluación de equipos en plantas termoeléctricas.

malcaraz@iie.org.mx