



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE QUÍMICA**

**“OPCIONES TECNOLÓGICAS PARA EL  
APROVECHAMIENTO DE RESIDUOS DE COQUE  
DE LA INDUSTRIA PETROLERA”**

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :  
INGENIERA QUIMICA  
P R E S E N T A :  
**CINTHYA ALEJANDRA AGUILAR GUERRERO**



**EXAMENES PROFESIONALES  
FACULTAD DE QUÍMICA**

**MÉXICO D.F. 2004**





Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Jurado asignado:

Presidente : Prof. Alejandro Anaya Durand  
Vocal : Prof. José Antonio Ortíz Ramírez  
Secretario : Prof. Modesto Javier Cruz Gómez  
1er. suplente : Prof. Martín Rivera Toledo  
2º suplente : Prof. Baldomero Perez Gabriel

Sitio donde se desarrollo el tema:

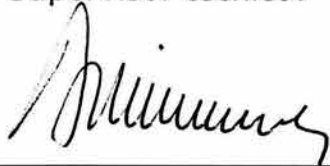
**INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO – U.N.A.M.**

Asesor del tema:



M. en I. Alejandro Anaya Durand

Supervisor técnico:



M. en E. Alejandro Villalobos Hiriart

Sustentante:



Cinthya Alejandra Aguilar Guerrero

## Agradecimientos

---

Quisiera agradecer a Dios principalmente por haberme permitido llegar hasta este momento de mi vida dándome salud, felicidad y sobretodo por haberme dado una familia como la que tengo a la cual adoro tanto; por haberme dado una madre con la fortaleza y sabiduría suficientes para guiarme por el camino correcto, que me motivara a ser siempre una mejor persona en todos los aspectos, que me diera siempre el ejemplo de salir adelante a pesar de que las situaciones se vieran difíciles, por haberme dado además de una madre, a una amiga con la que siempre cuento y la que me apoya por sobretodos las cosas; agradezco también a Dios por haberme dado a esos abuelitos que tengo, que me cuidan y están siempre al pendiente, que me inyectan las energías necesarias para continuar y concluir siempre el camino emprendido; agradezco a Dios por darme la oportunidad de convivir con todas las personas que hasta el momento conozco, por permitirme aprender de ellas y brindarles una parte de mí; por haberme permitido tener a esos amigos tan grandiosos que siempre han estado ahí cuando los he necesitado. Agradezco a Dios por haberme dado la oportunidad de conocer a esa persona tan sorprendente y especial de la que he aprendido tantas cosas, con la que he convivido muchísimos momentos y que quiero tanto. Por haberme dado la oportunidad que muchos no tienen de cursar una carrera y concluirla.

Agradezco también a todos y cada uno de los que me han apoyado para la realización de mis estudios y a lo largo de mi vida y les dedico mi trabajo:

A mis padres por haberme dado la vida, a mi madre en especial, por que sin su apoyo no hubiera sido posible la culminación de mis estudios, a mi abuelita por sus saludables recomendaciones, por sus buenos consejos y cuidados, por haber sido como una segunda mama siempre estando al pendiente de sus nietos; a mi abuelito por ser más que un padre para mí, a mis tíos Lalo y Lily por tenerlos mas que como tíos, como hermanos; a todos los integrantes de mi enorme familia por haber sido parte importante en la formación de mi carácter.

A los chiquitines: Lalo mi hermano, mis primos Leo y Rene a quienes dedico también este trabajo y a quienes deseo inspirarles la confianza y apoyo para que realicen lo que se propongan en la vida.

A kokiri por ser siempre una fuente de inspiración y motivación en mi vida, por ayudarme incondicionalmente, por enseñarme a ser siempre una mejor persona a dar lo mejor de mí, por ser parte importante en la culminación de esta etapa en mi vida y ser por sobre todas las cosas mi mejor amigo.

A mi amiga Barbara por haber sido como una hermana desde mi infancia y confiar siempre en mí, a mis amigas Lupilla, Lix, Magalita por su cariño, sus consejos y por que siempre han estado a mi lado.

A mis amigos y compañeros de la Universidad: Lorraine (gracias por tus grandiosos consejos), Dann, Knorr, Johny, Isra, Jessy, Jahir Trunks, Vic, Javy y a todos los que no he mencionado pero que fueron parte de mi convivencia en la Facultad.

Al Maestro Anaya por brindarme la oportunidad de colaborar en varios proyectos, por ofrecerme su amistad y por la ayuda ofrecida para lograr la culminación de esta Tesis.

Al M. en I. Alejandro Villalobos por el apoyo y las facilidades otorgadas en la realización de esta Tesis dentro del IMP.

## Agradecimientos

---

A todos los profesores de la Universidad que me compartieron de sus conocimientos y experiencias los cuales son parte importante para mi formación como profesionista.

A la asociación de Químicos e Ingenieros Químicos que me brindaron el apoyo para la realización de mi carrera.

A la Facultad de Química y a la Universidad Nacional Autónoma de México.

---

**OPCIONES TECNOLÓGICAS PARA EL APROVECHAMIENTO  
DE RESIDUOS DE COQUE DE LA INDUSTRIA PETROLERA**

	Página
<b>CAPÍTULO I</b> <b>Propiedades y aplicaciones del coque de petróleo</b>	
• <i>Definición y clasificación del coque</i>	5
• <i>Propiedades típicas, características y constituyentes.</i>	7
Composición	10
Poder calorífico	11
• <i>Aspectos de Seguridad</i>	12
Toxicidad	13
Aspectos de salud	13
Límites de exposición	14
Precaución de manejo	14
Tratamiento de emergencia	15
Disposición	15
Riesgo de fuego o explosión	16
• <i>Usos y aplicaciones del coque de petróleo</i>	16
Bibliografía Capítulo I	19
Anexo IA <i>Clasificación del carbón</i>	21
<b>CAPÍTULO II</b> <b>Análisis de Producción y Demanda</b>	
• <i>Análisis de Producción de coque a partir de procesos generados por la reconfiguración de las refinerías.</i>	25
Demanda y producción de coque de petróleo	31
<i>Demanda</i>	31
<i>Producción de coque de petróleo</i>	33
<i>Balance de coque de petróleo</i>	35
• <i>Tendencias energéticas nacionales e internacionales</i>	37
<i>Nacionales</i>	37
<i>Internacionales</i>	38
• <i>Participación de la industria privada en proyectos de cogeneración y autoabastecimiento.</i>	41
Cemex	41
Peñoles	43
Vitro	45
IMSA	46
Bibliografía Capítulo II	47
Anexo IIA Etapas involucradas en el proceso de Refinación	51
Anexo IIB Tablas	56
Capacidades de plantas existentes, nuevas y producción del esquema de reconfiguración de la Refinería Madero.	56
Capacidad de plantas en el SNR después de la reconfiguración	57
Anexo IIC Coquización fluida y retardada	58
Anexo IID Cogeneración	60

<b>CAPÍTULO III Aspectos Tecnológicos</b>	
• <i>Tendencias tecnológicas para la generación de energía eléctrica</i>	62
• <i>Generación tradicional de energía eléctrica.</i>	65
Termoeléctricas, Hidroeléctricas, energía eólica, energía geotérmica, energía solar, biomasa, celdas de combustible.	
• <i>Uso de Tecnologías limpias para la generación de energía basadas en combustibles fósiles.</i>	71
Gasificación en Ciclo Combinado Integrado ("IGCC" Integrated Gasification Combined Cycle)	72
Calderas de Lecho Fluidizado "CFB"	77
Fischer – Tropsch	79
 Bibliografía Capítulo III	 80
 Anexo IIIA Clasificación de la energía.	 83
<b>CAPÍTULO IV Evaluación de alternativas tecnológicas</b>	
<i>Metodología para la evaluación de tecnologías</i>	88
<i>Proceso de evaluación</i>	89
<i>Desarrollo de la metodología</i>	89
<i>Metodología de evaluación</i>	93
 Gasificación en Ciclo Combinado Integrado ("IGCC" Integrated Gasification Combined Cycle)	 95
<i>Calderas de Lecho Fluidizado ("CFB" Combustion Fluidised Bed)</i>	99
Evaluación (Comparación de tecnologías)	101
Evaluación técnica del proceso	103
<i>Escala de calificación de aspectos</i>	108
<i>Tecnología seleccionada y recomendada</i>	110
Bibliografía Capítulo IV	113
Anexo IVA Metodologías	117
Anexo IVB Tablas	123
 <b>CAPÍTULO V Ingeniería Conceptual de la Tecnología Seleccionada</b>	
<i>Descripción de la tecnología seleccionada (Generalidades).</i>	125
<i>Sección de gasificación y apagado.</i>	127
<i>Sección de recuperación de calor.</i>	128
<i>Sección de desulfuración.</i>	129
<i>Sección de generación de electricidad.</i>	129
<i>Opción de generación de otros productos: metanol</i>	129
<i>INTEGRACIÓN DE LA TECNOLOGÍA IGCC DENTRO DE LA REFINERÍA.</i>	133
Bibliografía Capítulo V	134
 Conclusiones y recomendaciones estratégicas.	 136

A través del tiempo, la industria ha tenido que ir cambiando para satisfacer las necesidades que el mercado exige entre las que se encuentran la demanda creciente de combustibles y el cumplimiento con las normatividades más estrictas que hay en nuestro país; para cubrir esto, las nuevas refinerías procesarán un crudo más pesado y debido a ello, se producirán grandes cantidades de residuo de vacío, abriéndose la posibilidad de la instalación de plantas coquizadoras de donde se obtiene entre otros productos el coque de petróleo. Debido a esta situación se hace necesario el encontrar soluciones al manejo y disposición del coque\* generado en las refinerías lo cual, es el objetivo principal de esta Tesis.

Algunas de las posibilidades de aprovechamiento es ocuparlo como combustible para la generación de energía eléctrica y algunos otros productos de valor agregado pues en la actualidad el panorama apunta hacia el aprovechamiento de los residuos de todo tipo de proceso industrial, además de un ahorro energético dentro de los mismos y del aseguramiento para reducir las emisiones contaminantes en el uso de nuevas tecnologías.

Un factor importante, es que, gracias a las mejoras hechas a la Ley Orgánica de Administración Pública Federal en Diciembre de 1994 (las cuales redefinieron las actividades de la Secretaría de Energía), se ha promovido la participación del sector privado en el desarrollo y la generación de energía con lo cual se abren las puertas a nuevos proyectos de co-generación y construcción de plantas generadoras de energía eléctrica para el aprovechamiento de este tipo de combustibles (coque de petróleo) para generar energía.

Las compañías involucradas en este tipo de proyectos son aquellas en las que dentro de sus procesos, la energía eléctrica es un factor crítico. Viéndose en la necesidad de garantizar el suministro de ésta a un bajo costo, buscan alternativas para cambiar el uso de tecnologías convencionales como la de ciclo combinado (que usa gas natural como combustible y cuyo precio es muy variable), a la búsqueda de tecnologías alternas que les resulten más favorables y donde el combustible utilizado no tenga un precio tan volátil.

Como ya bien se señaló con anterioridad, en un plazo un tanto grande, las Refinerías tendrán que ser diseñadas para una conversión total de residuales y con ello se requerirá de una integración energética alta, generando electricidad lo cual más que hacer necesario el uso del coque para estos fines, indica hacia la implementación de tecnologías que no solo se enfoquen en su aprovechamiento para generación energética sino también, para su transformación en otros productos necesarios dentro de la Refinería.

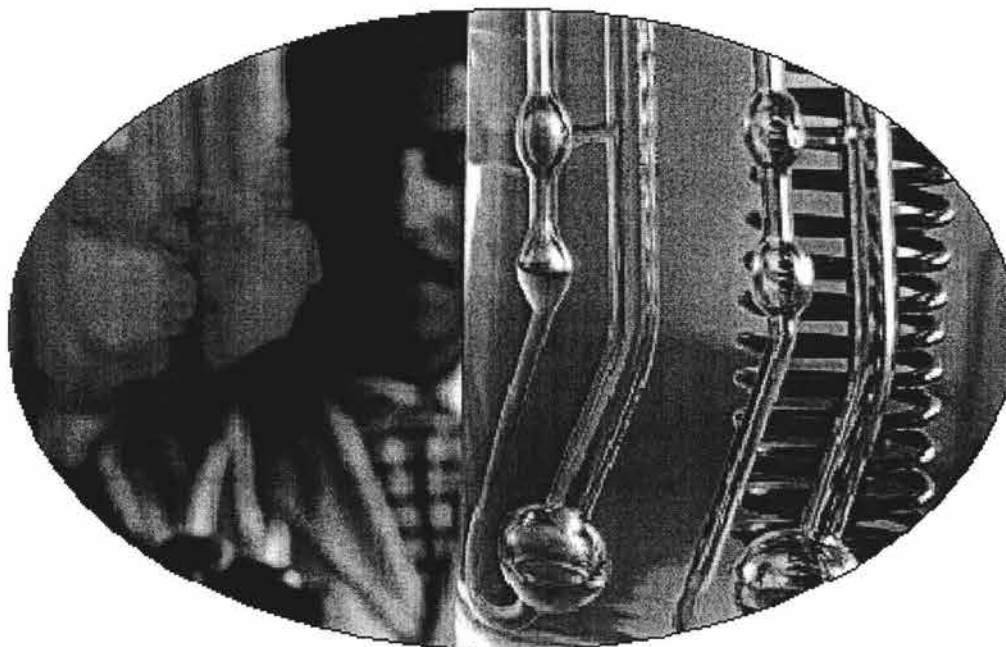
A lo largo de esta tesis, se describirán las distintas formas en que se puede aprovechar el coque de petróleo obtenido en las refinerías, teniendo como objetivo, el visualizar dentro de éstas la más viable que asegure su buen aprovechamiento, tomando en cuenta la posible integración de la tecnología a la Refinería, con la ventaja de que es aquí el lugar donde se genera.

---

\* La nueva planta coquizadora retardada de la Refinería Madero tiene una capacidad de entre 42.5 y 57.5 MBPD para una generación de 2399 a 3245 T/d de coque. La cantidad de coque generada por la Refinería Madero reportada al 15 de enero de 2003, superaba ya las 2500 toneladas.



## CAPÍTULO I



## PROPIEDADES Y APLICACIONES DEL PETRÓLEO

Con el paso del tiempo, la industria de la refinación mexicana ha tenido que ir cambiando a manera de satisfacer las necesidades que el mercado exige como lo es la demanda creciente de combustibles que cumplan con las normativas más estrictas que hay en nuestro país. Como consecuencia para cubrir esta necesidad y debido a la alta disponibilidad de crudo pesado en las reservas mexicanas, las nuevas refinerías del país procesarán un crudo más pesado (100% Maya con flexibilidad de manejo en distintos tipos de cargas) con lo que se producirán grandes cantidades de residuo de vacío lo que por medio de coquizadoras se obtiene entre otros productos el coque de petróleo.

Debido a esta consolidación en el Sistema Nacional de Refinación, se hace necesario el encontrar soluciones al manejo y disposición del **coque** y el azufre generado en las refinerías. Por ello, se han realizado investigaciones en éste ámbito que sugieren entre muchos otros, su utilización para la generación de energía eléctrica.

Para poderle dar un empleo adecuado al coque de petróleo, es indispensable definirlo, diferenciando los diversos tipos de coque que existe, y verificando las propiedades y riesgos de su manejo, evitando así cualquier tipo de confusión al hacer referencia del mismo.

#### Definición del coque de petróleo

*Definición y clasificación del coque por sus características y proceso que lo origina.*

Según las definiciones dadas por la Norma Mexicana NMX-B-036-1981 "Definiciones relativas al carbón y al coque" [1], Concawe [2] y la Secretaría de Energía en su balance anual de energéticos [3], podemos dar una definición mas acertada de lo que es el coque.

El **coque\*** es un combustible sólido carbonoso producido a partir del carbón, petróleo u otro material por descomposición térmica en ausencia de aire u obtenido de la destilación del carbón siderúrgico y del petróleo, a continuación se harán clasificaciones del coque por su origen y por sus características.

Lo primero que se busca es diferenciar entre el coque de carbón del coque de petróleo.

**El Coque de Carbón (o carbón de coque).** Es sólido de color gris producto de la combustión incompleta del carbón mineral<sup>†</sup>. Se clasifica de acuerdo con su tamaño en *metalúrgico, nuez y fino*; las tres variedades se obtienen en hornos de recuperación. El *coque imperial* es un producto especial obtenido en hornos de colmena a partir de la mezcla de carbón lavado. Es un producto que se utiliza en la industria siderúrgica [4].

---

\* En el balance que realiza la Secretaría de energía se contabilizan dos tipos de este: coque de carbón y coque de petróleo.

† Para convertir el coque en carbón mineral, se utilizan largas baterías de hornos rectangulares en donde por medio de calor, se eliminan de éste, el gas y el alquitrán, subproductos que se utilizan en otras aplicaciones. Cuando el coquizado es completo, éste se transporta a torres enfriadoras, equipadas con regaderas de agua. Por último el coque se criba y se envía a los altos hornos.

El **Coque de Petróleo** es un combustible sólido y poroso, de color que va del gris al negro, con un contenido calorífico considerable, es obtenido principalmente como residuo en la refinación del petróleo por cracking y la carbonización de residuos de alimentación y de la destilación de crudos pesados derivado de los procesos de coquización de las refinerías.

Es uno de los combustibles industriales altamente demandados debido al aumento de su demanda por la industria siderúrgica. Este combustible es generalmente vendido en la forma de sólidos secos o sin cenizas o como suspensiones en agua o petróleo. [5]

Además de estas dos clasificaciones del coque de petróleo, existen otras como las que a continuación serán definidas, que en general diferencian al coque por el proceso que lo origina lo cual provoca que tengan diferentes características como tamaño de grano, cantidad de material volátil entre otras.

#### *Coque Retardado* [6 y 7]

El coque retardado es un producto de la carbonización primaria de fracciones de hidrocarburos\* generados a partir del proceso de coquización retardada. Para este tipo de coques se tiene una mejor grafitización y da una forma más pura que en otro proceso de coquización aún a pesar de tener el mismo tipo de alimentación. Contiene una fracción masa de materia volátil de entre 4 y 15% en peso.

*Coque verde o sin calcinar.* El coque producido en las refinerías es conocido como coque sin calcinar o coque verde, ya que contiene aún residuos de elementos volátiles, más de 15% siendo en su mayoría hidrocarburos incluyendo aromáticos policíclicos (PAH's Polycyclic Aromatic Hydrocarbons), tiene un olor distintivo a hidrocarburo. Es el producto inmediato del proceso de coquización batch semicontinuo conocido como coquización retardada, este contiene una gran cantidad significativa de hidrocarburos residuales.

*Coque calcinado.* Es un producto derivado del coque verde en donde los hidrocarburos han sido removidos por medio de calentamiento bajo condiciones reductoras el coque viaja en un horno cilíndrico mientras el horno lo calienta progresivamente a temperaturas en exceso de 1200°C a 1300°C siendo calcinado entre los 2200 y 2600°F para reducir el contenido de material volátil a menos del 1%. Este coque calcinado posee alta resistencia, alta densidad y baja porosidad y como consecuencia del proceso de calcinación, no tiene prácticamente volátiles.

---

\* El coque que se forma a partir de compuestos de alto peso molecular, asfaltenos, y resinas por reacciones de dealquilación-precipitación, es un carbón amorfo debido a las reacciones que se llevan a cabo las cuales provocan una estructura entrecruzada- desordenada dando origen a este tipo de coque que es muy difícil de grafitizar.

Los coques grafitizados (generados a partir de la condensación de compuestos poliaromáticos) son anisotrópicos, y dan una forma más pura, tienen una resistencia mecánica alta, un coeficiente de expansión térmica bajo, baja porosidad, y contienen poco azufre, cenizas e impurezas metálicas por lo que son generalmente empleados en la fabricación de electrodos.

Este es inherentemente un material mucho mas polvoso que el coque verde y depende de su uso, es usual agregar una pequeña cantidad (0.3% en peso o menos) de petróleo de alta viscosidad o una pequeñísima cantidad de surfactante usualmente en solución acuosa que actúe como inhibidor de cenizas. [7]

### *Coque fluido*

Es producto de la carbonización de fracciones de hidrocarburos que se producen por el proceso de coquización fluida, de residuos pesados o del procesamiento de carbón. Consiste en granos esféricos con estructura de capas esféricas cuyo tamaño de granos es menor a 6mm

Contiene menos material volátil que el coque verde de aproximadamente 6% en peso. Este tipo de coque es de importancia comercial limitada en usos no combustibles [7].

### *Flexicoque.*

Es un producto del proceso continuo de coquización de camas fluidizadas, en el cual la mayor parte del coque es gasificado a poderes caloríficos bajos de gas para usos de refinería. Es similar al coque fluido pero contiene mucho menor cantidad de material volátil y tiene granos mucho más finos y por lo tanto es más polvoso.

Tipo de proceso que lo origina	Tipo de coque
Coquización Fluida	{ Coque fluido Flexicoque
Coquización Retardada (batch semicontinuo)	{ Coque verde o sin calcinar Coque calcinado

### *Propiedades típicas, características y constituyentes.*

Solo existen un número limitado de propiedades típicas generales, las cuales han sido útiles para definir cualquier producto particular de coque de petróleo. Otras propiedades que pueden ser importantes para usos finales particulares incluyen: el contenido individual de metales, valor calorífico y análisis de tamaño de partícula entre otros.

Tabla 1.1 Ejemplos de rangos de propiedades generales reportados. [2,7 y 8]

Componente		Verde	Calcinado	Coque de petróleo*
Resistividad vol. Eléctrica	$\Omega/\text{in}^3$	n.d.	0.045max	n.d.
Humedad	%	n.d.	n.d.	1-15
Carbón	%	n.d.	n.d.	84-97
Azufre	%	0.3-2.5	0.2-2.5	0.6 - 0.8
Materia volátil	%	9-13	n.d.	2-15
Hidrógeno	%	n.d.	n.d.	2.3 a 15
Vanadio	ppm	0-500	0-500	n.d.
Ceniza	%	0.1-0.8	n.d.	0.05-0.12%
Silicón	%	0.01-0.08	n.d.	n.d.
Fierro	%	0.01-0.06	n.d.	50-2000mg/kg
Boro	mg/kg	n.d.	n.d.	0.1-0.5
Níquel	mg/kg	n.d.	n.d.	10-3000
Sales solubles	%	0.2-0.8	n.d.	n.d.
Calcio	Ppm	2.5-500	n.d.	n.d.
Sodio	Ppm	2.5-1000	n.d.	n.d.

A continuación se explicarán algunas de las propiedades y términos utilizados para describir los tipos de coque de carbón o de petróleo.

*Humedad.* La humedad libre o superficial corresponde al agua unida mecánicamente y proviene de la limpieza húmeda o bien de haber estado expuesto el carbón a la lluvia. Si el carbón en capas finas se deja en un local seco y bien ventilado, este pierde la humedad libre o superficial, quedando una cantidad de agua en equilibrio con la humedad ambiente, lo cual se conoce como humedad inherente. Para una humedad de aire determinada, la humedad inherente del carbón (determinada por calentamiento a 110°C una vez secado en el aire) es característica en cada tipo de carbón y puede variar entre 1-15% aproximadamente.

La cantidad de agua depende del método de enfriamiento a que ha estado sometido. El coque caliente se riega, a mano o mecánicamente, en cantidad suficiente para que no se inflame espontáneamente al aire durante su almacenamiento o transporte. Cuando se emplea la cantidad de agua debida el coque queda completamente seco, pues el calor que queda en principio en el interior, evaporando posteriormente la humedad superficial de las mismas. Si se emplea mucha agua, el coque se enfría demasiado y no puede desaparecer toda la humedad. El riego mecánico, bajo un buen control, da al final un menor contenido de humedad que el hecho a mano.

\* Ver clasificación de coque al inicio de este capítulo.

*Cenizas.* Estas son determinadas por la combustión completa de una muestra pesada. Incluyen las cenizas inherentes, íntimamente asociadas con el carbón y derivadas total o parcialmente de las plantas originales; y las cenizas adventicias, derivadas de arcillas, piritas, pizarras, etc., o bien de los fragmentos del suelo o techo incluidos al trabajar el carbón. El peso de cenizas y su temperatura de fusión determinan en gran parte el valor del carbón en la industria. El contenido de cenizas del coque depende de la cantidad de materia mineral que acompaña al carbón de que proviene. La mayoría de los coques tienen de un 5 a un 12% de cenizas, aunque se pueden encontrar valores superiores e inferiores.

La cantidad de materia volátil del coque, generalmente del 2 al 3%, rara vez sobrepasa el 4% dependiendo del tipo de coque como el que procede del proceso de coquización retardada que puede llegar a tener hasta una fracción masa de hasta 15% en peso. La mayor parte de los coques tienen con frecuencia menos del 2% de materias volátiles las cuales constan principalmente de hidrógeno y óxido de carbono. [8]

A continuación se presenta la composición de un tipo común de cenizas:

Tabla 1.2 Composición de un tipo común de cenizas [8]

Componente	%
Carbono	95
Hidrógeno	1
Nitrógeno y azufre	2
Oxígeno (y otros)	2

En estudios realizados al coque de la refinería de Cd. Madero cuando ésta utilizaba el proceso de coquización fluida, se verificó un contenido de volátiles de 27.10 % en peso y el carbón fijo es de 53.50% en peso. [8]

*Materia volátil.* La materia volátil, que no incluye la humedad del carbón, se define como el porcentaje de pérdida de peso que tiene lugar cuando un gramo de carbón se calienta en condiciones determinadas durante siete minutos a 925°C en un crisol, con exclusión de aire.

La pérdida consiste en agua (proveniente de la descomposición del carbón y no de la humedad inherente o superficial), gas y alquitrán.

El azufre puede ser muy perjudicial ya que este puede formar óxidos de azufre\* los cuales contaminan la atmósfera dando ácidos sulfuroso y sulfúrico. Cuando este combustible (que también contiene hidrógeno) arde forma vapor de agua el cual si se llegara a condensar por alguna baja de temperatura se llegaría a mezclar con los óxidos de azufre formando así ácidos sulfuroso y sulfúrico. Por ello es de vital importancia utilizar coques con bajo contenido de azufre o al menos una tecnología en donde se utilice el coque como combustible pero sin que el azufre sea perjudicial en cuanto a emisiones al ambiente.

\* A temperaturas altas, el azufre presente en forma de sulfatos se separa parcialmente en forma de trióxido de azufre.

*Reactividad y combustibilidad.* La reactividad con el oxígeno y el óxido de carbono disminuye con el poder coquizante del carbón de que proviene el coque y al aumentar la temperatura a que se ha sometido éste en la coquización. La reactividad se mide generalmente por la velocidad de conversión del dióxido de carbono en monóxido, a temperatura y demás condiciones determinadas.

La reactividad del coque no sólo es una función de sus propiedades físicas, sino que aumenta también por la presencia de compuestos reducibles de hierro, carbonato sódico, cal y otros compuestos inorgánicos. Un coque **muy reactivo** da una **temperatura baja** en el lecho combustible [9].

*El tamaño del coque determina en gran parte su combustibilidad. Algunas ocasiones hay una combustibilidad baja y por lo tanto una reducción de tamaño del coque y conforme menor sea el tamaño de este (derivado directamente del proceso de producción) mayor será su humedad. Además hay una conexión directa entre la materia volátil y la velocidad de combustión, los pobres en volátiles arden despacio y los ricos, aprisa.*

#### *Composición*

El coque se compone esencialmente de carbono y materia mineral inerte acompañada del 1 o 2% de azufre\* y pequeñas cantidades de nitrógeno, hidrógeno y fósforo. El rendimiento en coque oscila del 60 al 80% en peso del carbón (aunque puede llegar a contener hasta un 97%).

Realmente existe poca evidencia de la existencia de nitrógeno en el coque, más bien ya en un punto de vista más práctico tienen más importancia los compuestos orgánicos que el nitrógeno forma en el carbón. Usualmente se indica que contiene entre 0.5 y 2% de nitrógeno.

En cuanto al oxígeno se encuentra en los tipos de carbón bituminoso, subbituminoso o antracita<sup>†</sup> en varias formas: hidroxilo(-OH), carboxilo(-COOH) o metoxilo, carbonílicos (=C=O) y grupo etérico (-O-).

El azufre encontrado en el carbón puede ser en forma de tioles (-SH) y en mayor proporción entre los lignitos (más en los bituminosos altamente volátiles que en los menos volátiles). Los sulfhidros (R-SH) permanecen en aproximadamente un 18 a 25%.

Para efectos de la nueva tecnología usada a partir de la reconfiguración de esta refinería habrá que realizar las caracterizaciones pertinentes para el coque de petróleo obtenido en la coquización retardada.

\* Aunque algunas ocasiones puede llegar a contener más como en el caso del coque de petróleo de la refinería Madero que contiene aproximadamente 6%. Tabla 1.1.

<sup>†</sup> Ver Anexo Tipos de carbón

*Poder calorífico*

Este puede expresarse por el número de Kcal (MJ) desprendidas en la combustión completa de 1 Kg de carbón. La potencia calorífica del coque tiene: un valor de 7900 a 8000 Kcal/Kg (33.08 a 33.49 MJ/Kg) para el proveniente de coquizadoras, mientras que otros combustibles utilizados en las refinerías de Pemex como el combustóleo y el gas de refinería tienen un poder calorífico de 9845 y 12021 Kcal/Kg (41.22 y 50.33 MJ/Kg) respectivamente; esto es, un 23 y un 50% más que el poder calorífico del coque respectivamente.

Para poder realizar una comparación más amplia, en la siguiente tabla se muestran los valores promedio del poder calorífico de algunos otros combustibles.

Tabla 1.3 Poder calorífico de diferentes combustibles [10 y 5]

Combustible	Poder calorífico	
	BTU/lb	MJ/Kg
Metano	52,129	55
Gas Natural	49,286	52
Propano	47,390	50
Butano	46,443	49
Butileno	46,443	49
Propileno	46,443	49
Gas L.P.	45,495	48
Diesel	45,495	48
Gasolina	44,547	47
Petróleo diafano	43,599	46
Isobutano	42,651	45
Combustóleo ligero	40,756	43
Gasóleo	39,808	42
Combustóleo pesado	39,808	42
<b>Coque de petróleo</b>	<b>29,382</b>	<b>31</b>
Coque calcinado	15,200	16
Coque verde	14,000	14.8
Carbón natural	Variable	Variable

Las investigaciones realizadas en cuanto a la caracterización del coque (cuando se utilizaba el proceso de coquización fluida) proveniente de la refinería de Cd. Madero, indican que este se encuentra dentro de la clasificación de carbón de bajo rango (por el contenido de carbón y materia volátil), muy volátil B bituminoso, no aglomerativo\* [8].

\* Ver en el anexo la clasificación del carbón dentro de la cual se localiza el tipo Bituminoso.



Por el momento no se encontraron disponibles estudios de caracterización para efectos de la nueva tecnología que se utiliza en esta refinería (coquización retardada).

### Aspectos de Seguridad

En esta sección se tiene contemplado dar una guía breve de los posibles riesgos al manejar el coque de petróleo por lo que se abordará su toxicidad, posibles daños para la salud y tratamientos en caso de exposición, precauciones de manejo, límites de exposición, etc.

Tabla 1.4 Análisis de coque [2]

Ejemplo referencia	Coque de proceso fluido	Coque de proceso retardado
<b>Análisis elemental, (% en peso)</b>		
Carbón	84.58	89.93
Hidrógeno	2.15	3.71
Oxígeno	2.56	1.30
Azufre	6.08	3.36
Nitrógeno	1.45	1.10
<b>Otros análisis, (% en peso)</b>		
SiO <sub>2</sub> (Químico)	0.04	0.04
Ash	0.81	0.21
<b>Metales encontrados, ppm</b>		
Arsénico	<0.001	<0.001
Selenio	5.3	4.5
Mercurio	113	<1
Vanadio	410	145
Níquel	160	95
<b>Benceno extraíbles, (% en peso)</b>		
	0.15	1.79
<b>Hidrocarburos Aromáticos polinucleares (PAH's), ppm</b>		
Benzo (a) pireno	50	440
Benzo (e) pireno	197	110
Benzo (g, h, i) perileno	276	439
Benzo (a) antraceno	38	544
Dibenzo (a, h) antraceno	35	ND
Criseno	138	126
Pireno	314	ND
Benzo (b) fluoroanteno	176	ND
Fenanatreno	280	ND
Metil benzo (a) pireno	32	ND
Fluoreno	ND	11

ND No detectado al límite de 1 ppm

### *Toxicidad*

A continuación se muestran algunos tipos de toxicidad encontrados\* para el coque verde y fluido:

#### **Toxicidad aguda**

No hay estudios reportados de toxicidad aguda para el coque de petróleo. A partir de las propiedades físicas y químicas para las formas de coque calcinado o no, ambas formas son consideradas como agudamente tóxicas por las rutas dérmica y oral. No se esperan efectos en piel ante exposiciones de corta duración pero podría ser *irritante a los ojos* debido a la abrasividad del material.

Podría ocurrir una *irritación leve en el tracto respiratorio* si el polvo de coque es inhalado en grandes cantidades pero esto podría ser debido a su forma física más que a su naturaleza química.

#### **Toxicidad crónica**

Los datos sobre estudios de inhalación crónica de coque en su forma verde en ratas y monos son limitados. Uno de estos reportes encontrados [2] fue sobre el estudio de exposición a aire limpio como a cenizas de coque de 10.2 o 30.7 mg/m<sup>3</sup> durante 2 años, a un cierto tipo de ratas llamado Sprague-Dawley (150 ratas hembras y 150 machos) y a monos "cynomolgus" (4 hembras y 4 machos). Los monos no mostraron efectos tóxicos significantes y en las ratas, hubo una respuesta inflamatoria muy baja a 10.2 mg/m<sup>3</sup>.

#### **Cancerogeneidad**

En el estudio hecho en ratones por CONCAWE's Petroleum Products and Health Management Groups, resultó que ***ningún tipo de coque causó cáncer en la piel***<sup>†</sup>.

El único efecto observado en los ratones tratados con distintos tipos de coque de petróleo fue el incremento de incidencias de acantosis epidermial<sup>‡</sup> cuando fueron comparados con los no tratados.

### *Aspectos de Salud*

Han habido varios estudios conducidos a las plantas en donde se usa el coque. En general estos estudios se han enfocado a examinar los efectos de las cenizas del coque en los trabajadores. En uno de estos estudios se tuvo que de 90 empleados 9 revelaron en los resultados de la examinación funciones pulmonares anormales las cuales fueron relacionadas de manera significativa con las cantidades de coque a las que estaban expuestos.

---

\* Estudio realizado por CONCAWE'S Petroleum products and health Management Groups

† Tumores en glándulas mamarias, fibrosarcomas subcutáneos y otros tumores espontáneos se encontraron en grupos controlados y tratados con coque pero en bajas incidencias.

‡ **Acantosis:** lesión de la epidermis caracterizada por la hipertrofia del cuerpo mucoso que aparece usualmente hiperpigmentado. Se suele presentar en axilas, región inguinal e inframamaria y cuello.

**Riesgos en la salud.**

Las concentraciones excesivas de polvos pueden causar depósitos molestos en los ojos, oídos y conductos nasales así como causar irritación en la piel o en las mucosas por medios mecánicos. Aunque de una manera no muy grave, pero la potencial exposición a carcinógenos existe, al estar en contacto con los diferentes tipos de coque incluyendo el coque verde a pesar de que éste contiene niveles bajos de hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH's polycyclic aromatic hridrocarbons) su exposición debe ser minimizada.

**Inhalación.**

La inhalación en concentraciones excesivas de los polvos de coque puede causar *una irritación pulmonar pasajera* y podría exacerbar alguna enfermedad pulmonar crónica como la *bronquitis crónica*.

**Ingestión.**

La ingestión es una ruta improbable de exposición en uso normal y no es probable que sea asociado con ningún efecto a la salud adverso.

**Contacto con la piel.**

El contacto prolongado con la piel puede causar *irritación* y una subsecuente *dermatitis*.

**Contacto con los ojos.**

El contacto directo con los ojos puede causar *irritación* en ellos.

*Límites de exposición*

Es necesario para evitar posibles alteraciones en el cuerpo por la exposición al coque más de lo establecido, conocer los límites para cada tipo de coque. Aunque en general, no hay límites nacionalmente establecidos de exposición ocupacional para el coque de petróleo, para el **coque verde**, en el reino unido los límites de exposición son de entre **0.2 y 0.14 mg/m<sup>3</sup>**.

En cuanto al **coque calcinado**, los límites de exposición van de 10 (polvo total inhalable) a 5 mg/m<sup>3</sup> (polvo total respirable). Estos límites son para asegurar que los límites de níquel y vanadio (los dos metales principales), no puedan ser excedidos dados los niveles máximos actuales en los productos de coque de petróleo.

*Precaución de manejo*

Los principales daños a la salud causados por el manejo o exposición de coque verde son irritación en los ojos, piel y en sistema respiratorio, estos debido tanto al contenido de hidrocarburos y a la naturaleza abrasiva de este material.

Para el manejo de **coque verde** es recomendable que en los puntos de su generación se tomen medidas apropiadas como:

- ventilación local suficiente,
- sistemas de ventilación con filtración de aire,
- otros.

Así mismo, los trabajadores deberán contar con equipo de protección para prevenir el contacto directo con la piel, lo cual incluye:

- el uso de botas,
- overoles,
- casco y guantes que resistan la penetración de polvos,
- lentes de protección.

**El equipo de protección respiratoria deberá ser usado especialmente donde hay grandes concentraciones de polvos.**

Como es muy importante evitar que el agente contaminante sea llevado a casa, es indispensable que los trabajadores que estén en contacto con éste se den un baño al final de la jornada y utilicen jabones limpiadores para la piel y una crema reacondicionante.

Para el manejo de **coque calcinado** es importante el uso de protección para vías respiratorias. De la misma manera que para el manejo de coque verde, los trabajadores deberán darse un baño al término de la jornada y aplicar cremas reacondicionantes.

#### *Tratamiento en caso de emergencia*

**Inhalación.** Si los síntomas ocurren después de la inhalación, se recomienda tomar aire fresco para quitarlos y si la respiración es difícil de oxígeno y busque la ayuda de un médico.

**Contacto de piel.** En caso de que ocurra un contacto directo, la piel deberá ser vigorosamente lavada con jabón y agua. Si resulta una irritación, se debe acudir a un tratamiento médico.

**Contacto con los ojos.** Irrigue con grandes cantidades de agua para remover las partículas de polvo. Si los síntomas persisten, se deberá acudir al médico.

#### *Disposición*

Generalmente el coque de petróleo es utilizado como combustible y como componente de electrodos, entre otros. Siempre que sea necesario confinar el coque de petróleo, deberá ser vía incineración preferentemente recuperando el calor y como último recurso una ruta técnicamente aceptable es la de su confinamiento en basureros seguros.

*Riesgo de fuego o explosión*

Si el coque en forma de polvo, es expuesto al calor o a una flama, hay una posibilidad insignificante al peligro de explosión. Todos los tipos de coque explotarán si estos son expuestos al calor. El riesgo al incendio es grande para el tipo de coque verde el cual contiene más hidrocarburos volátiles que los otros tipos (Ver Tabla 1.1).

Para combatir el fuego del incendio de coque de petróleo utilizar: agua, neblina, espuma o químico seco.

*Usos y aplicaciones del coque de petróleo.*

El coque obtenido de las plantas coquizadoras se utiliza en un 25% dentro del área metalúrgica aplicándose a algunas clases de calentamiento, principalmente para la desecación, la producción de vapor y otras operaciones metalúrgicas como en los altos hornos, en la fundición, en hornos de gas de coque; para estos últimos usos, el coque debe tener un contenido bajo de azufre y fósforo, la admisión de coque con el carbón nos suministra un medio de encender los hornos hasta alcanzar la temperatura normal sin una producción excesiva de humo negro.

La elevada eficacia radiante de un fuego de coque, debido a que el carbono tiene una emisividad muy próxima a la unidad, da al coque un valor especial para la forja de herreros, calentamiento de calderas de colada y secado de moldes.

Su modo de combustión está relacionado con sus propiedades físicas, ya que los coques duros dan mayor temperatura de lecho combustible que los blandos, como ya se había mencionado antes, los coques menos reactivos son los más adecuados para las operaciones de temperatura elevada, como la fusión en los hornos de reverbero, crisoles y hornos de manga; también es usado para los carburos de silicón y de calcio.

Un 30% de coque es usado en forma de coque de petróleo calcinado que es usado en su forma más pura (grafitizado) para la producción de electrodos; Un ejemplo es la elaboración de ánodos para protección catódica que la compañía ASBURY Carbon anode backfill hace mediante el coque de petróleo [11].

Cuando el coque contiene bajas impurezas, es utilizado en la manufactura de aluminio (en general usan el tipo de coque), también se usa en la elaboración de pigmentos y granito sintético.

Un 45% de coque es usado como combustible en la industria del cemento, en autogeneración, en la industria de la refinación, en calefacción, en papel y celulosa y otros usos como en la elaboración de briquetas y en operaciones de sintetización [5,8, 9].

Tabla 1.5 Aplicaciones del coque [5]

	Aplicaciones	
Combustibles y otros usos	45%	Cemento, <b>Cogeneración</b> , Refinación, Calefacción, Manufactura de Papel y celulosa, Calentadores industriales japoneses.
Coque de petróleo calcinado	30%	Ánodos de Aluminio, pigmentos (TiO <sub>2</sub> ), grafito sintético, electrodos.
Usos metalúrgicos	25%	Altos hornos, fundición, <b>hornos de gas de coque</b> , carburos de calcio/silicón.

La producción de coque seguirá incrementando mundialmente con las nuevas tendencias de procesamiento de crudos pesados y continuará deteriorándose su calidad. Se deben tener en cuenta algunas cuestiones técnicas.

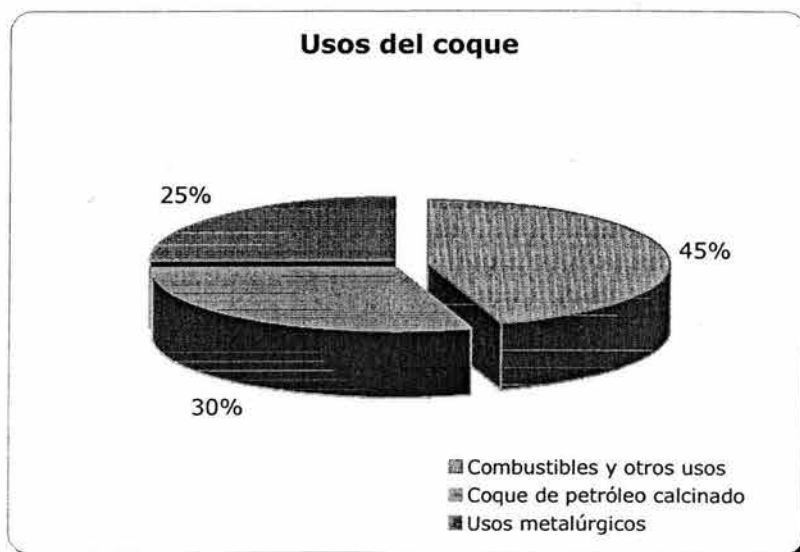


Figura 1.1 Usos del coque de petróleo

Fuente: Mercado de coque de petróleo en México 1993-2001.IMP. Mayo 2002.

Actualmente se están realizando investigaciones más amplias en cuanto a la utilización de las cenizas contenidas en el coque de petróleo para plantas de tratamiento de agua dentro de la Universidad Nacional Autónoma de México en la Facultad de Ingeniería

Además de los múltiples usos del coque antes mencionados; actualmente y debido a su mayor disponibilidad en el mercado así como su precio relativamente bajo, es utilizado en proyectos de cogeneración: para hornos de gas de coque, en calentadores industriales, generación de energía eléctrica, etc.

Un claro ejemplo es la industria del cemento, en donde se le utiliza como **combustible** dentro de la industria del cemento ya que su calcinación tiene una enorme importancia en la fabricación de cemento debido a que posee un buen poder calorífico.

En el siguiente capítulo se analizarán las capacidades de las plantas coquizadoras después de la reconfiguración para que a las cantidades generadas o por generar en las refinerías se les dé uso o disposición ya que es muy importante para un manejo adecuado del mismo evitando su almacenaje; para lograr tal objetivo se propone la utilización de éste en la generación de energía eléctrica puesto que como se ha revisado ya en este capítulo, la mayor proporción en cuanto a usos del coque de petróleo, lo ocupa el empleo de éste como combustible.

# Bibliografía

## Capítulo I



## Bibliografía Capítulo I

1. Norma Mexicana NMX-B-036-1981.
2. [www.concawe.be/Download/Reports/Rpt\\_93-105.pdf](http://www.concawe.be/Download/Reports/Rpt_93-105.pdf)
3. Prospectiva del sector eléctrico 2001-2010. Dirección General de Formulación Política Energética. Secretaría de Energía. Primera edición 2001.145pp.
4. [www.7187187.com](http://www.7187187.com)
5. Mercado de coque de petróleo en México 1993-2001. Instituto Mexicano del Petróleo 28 Mayo 2002.
6. [www.iupac.org/goldbook/D01577.pdf](http://www.iupac.org/goldbook/D01577.pdf) y [www.iupac.org/goldbook/F02449.pdf](http://www.iupac.org/goldbook/F02449.pdf)
7. John J. Mcketta, *Enciclopedy of chemical process and design*, Associate Ed. Marcel Dekker Inc. EUA, Tomo 10 pp11-13 (1-156).
8. Tesis de Maestría. Fluidización del coque de petróleo. Isidro Mejía Centeno. Universidad Iberoamericana. México, D.F. 2001.
9. La utilización eficiente de los combustibles. Comité de eficiencia del combustible del Ministerio Británico de Combustibles y Energía, Madrid.
10. Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994.
11. [www.farwst.com/fwst/anodimpr/asbu01.htm](http://www.farwst.com/fwst/anodimpr/asbu01.htm)

# Anexos

## Capítulo I

### Anexo IA Clasificación del carbón

La clasificación de las hullas se realiza de acuerdo a su composición, su poder calorífico y al carácter de las cenizas. El método ASTM D-388-99 "Estándar para clasificación del carbón por rango", especifica esas características como:

- ✓ Carbón fijo
- ✓ Materia volátil
- ✓ Poder calorífico
- ✓ Carácter aglomerante

Los carbones de mayor rango son clasificados de acuerdo al carbón fijo en base seca, los carbones de menor rango son clasificados de acuerdo a su poder calorífico bruto. El carácter aglomerativo es usado para diferenciar entre ciertos grupos adyacentes.

A continuación se presenta la tabla que contiene la clasificación del carbón por rango.

**Tabla 1.6 Clasificación del carbón por rango [8]**

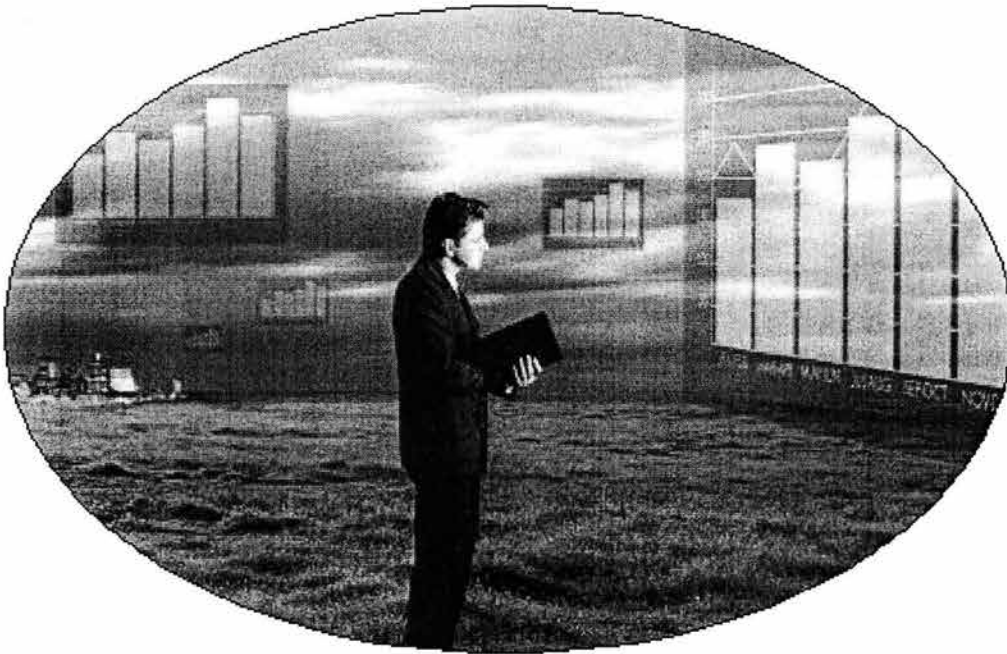
Clase / grupo	Límites de carbón fijo		Límites de materia volátil		Valores de límite de poder calorífico bruto BTU/ lb		Carácter aglomerativo
	Igual o mayor que $\geq$	Menor que $<$	Mayores que $>$	Igual o menores que $\leq$	Igual o mayores que $\geq$	Menores que $<$	
Antracíticos							
Meta antracita	98	----	----	2	----	----	No
Antracita	92	98	2	8	----	----	alglomerativos
Semiantracita	86	92	8	14	----	----	
Bituminosos							
Poco volátiles bituminosos	78	86	14	22	----	----	Comúnmente aglomerantes
Medio volátil bituminosos	69	78	22	31	----	----	
Muy volátil bituminoso A	----	69	31	----	14,000	----	
Muy volátil bituminoso B	----	----	----	----	13,000	14,000	
Muy volátil bituminoso C	----	----	----	----	11,500	13,000	Aglomerantes
					10,500	11,500	
<b>Subbituminosos</b>							
Subbituminoso A	----	----	----	----	10,500	11,500	
Subbituminoso B	----	----	----	----	9,500	10,500	No
Subbituminoso C	----	----	----	----	8,300	9,500	Alglomerantes
Ligníticos							
Lignita A	----	----	----	----	6,300	8,300	
Lignita B	----	----	----	----	----	6,300	

Antracita. Se denominan así a los carbones con más del 93% de contenido de carbono y 10% o menos de volátiles. Tienen mucho lustre y son frecuentemente de apariencia gráfica.

Bituminosos. Se denominan así los carbones que contienen de un 75 a 91% de carbono, referido al carbón seco y sin cenizas. Al aumentar el contenido en carbono, disminuye el de oxígeno. La materia volátil (referida al carbón seco y sin cenizas) oscila del 45% (para el de 75% de carbono) hasta el 23% para el de 91% de carbono.

Semibituminosos. Son intermedios entre los bituminosos y la antracita, varía su contenido en carbón entre 91 y 93% y en cuanto a volátiles entre 23 al 10% referido al carbón seco y sin cenizas.

## CAPÍTULO II



## ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN Y DEMANDA

*Análisis de Producción de coque a partir de procesos generados por la reconfiguración de las refinerías.*

La evolución de la demanda de petrolíferos en el país ha ido creciendo, un claro ejemplo son las gasolinas que para el año 1989 era de 403 MBD y en el 2000 de 533 millones de barriles diarios y según las estimaciones para el 2010 se alcanzarán los 750 MBD creando la necesidad de invertir para ampliar capacidades de producción y cubrir las demandas mediante tecnologías adecuadas que cumplan con los requerimientos de productos de acuerdo a las normas que cada vez son más estrictas en emisiones.

Anteriormente la preocupación era el generar combustibles con calidad técnica, pero esta visión fue cambiando con el tiempo, ahora se cuidan los efectos ambientales que presentan los desechos de las refinerías y las emisiones que se puedan tener. Todo eso trae como consecuencia el desarrollo de nuevas tecnologías teniendo como objetivo no solo que sean más limpias y seguras sino además, que se obtengan beneficios económicos por lo que se busca una solución más integral haciendo que esta industria sea también rentable y eficiente en sus procesos.

Debido a la gran demanda de combustibles que además deben cumplir con normatividades cada vez más exigentes en cuanto a niveles de emisión, es necesario el procesamiento de crudos más pesados (como se puede observar a continuación) pasando de un 45% a un 63% de procesamiento de crudos pesados; es decir de 634 MBD de un total de 1410 MBD en el 2003 hasta alrededor de 994 MBD de un total de 1578 MBD para el año 2011 [1].

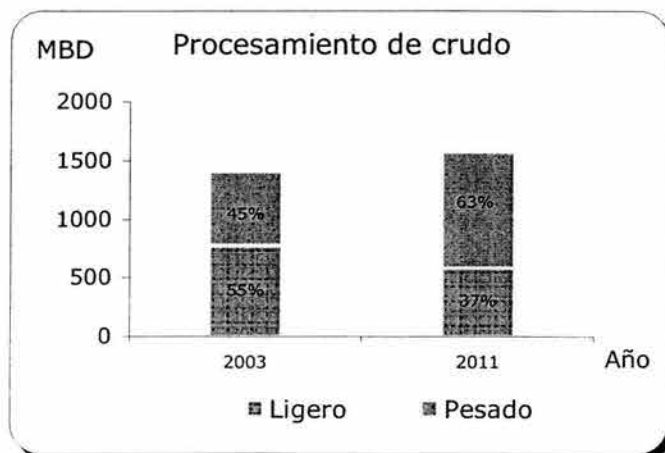


Figura 2.1 Planeación de PEMEX para el procesamiento de crudo en 2011.

Fuente: *Prospectiva de petrolíferos, 2002-2011. Subdirección de Planeación, Coordinación y Evaluación. Ger. de Pemex Ref. Julio 2002.*

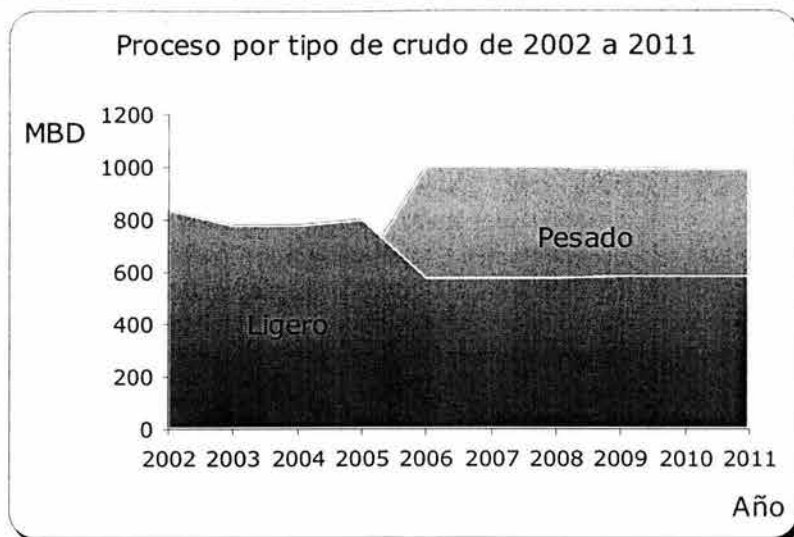


Figura 2.2 Proceso por tipo de crudo de 2002 a 2011 [MBD]

Fuente: *Prospectiva de Petrolíferos, 2002-2011. Subdirección de Planeación, Coordinación y Evaluación. Ger. de Pemex Ref. Julio 2002.*

Con el procesamiento de crudos más pesados para la obtención de gasolinas más ligeras, se generarán mayores cantidades de **coque de petróleo**.

Este procesamiento se logrará con la introducción de nuevas plantas y la modernización de otras tantas en el SNR\* (ver Figura 2.16 del anexo IIA esquema típico de las refinerías dentro del Sistema Nacional de Refinación).

A partir del 2002 se tenían planeadas las reconfiguraciones de: Madero a partir del segundo semestre, Tula y Salamanca a partir de Junio de ese mismo año; para el 2006 las de Minatitlán, un Nuevo tren de refinación y la de Salina Cruz. Se pretende contar con un factor de utilización de estas plantas del 92% a partir del 2005. Se tiene programado para el año en curso que la despuntadora de cangrejera procese crudo Maya y produzca base para combustóleo [1].

En sí la refinería que procesará la mayor cantidad de crudo en el periodo 2002-2011 es la de Salina Cruz (por arriba de los 290MBPD), siguiéndole la de Cadereyta, Minatitlán y Madero.

A excepción de las refinerías de Salina Cruz y Cadereyta, las demás manejarán a partir del 2006 entre 150 y 200 MBD de crudo aproximadamente.

La capacidad de procesamiento de crudo del SNR, se habrá incrementado para el 2011, en un 12% (de 1410 MBPD en el 2003 a 1578 MBPD en el 2011 lo cual se deberá prácticamente a la puesta en marcha del Nuevo Tren de procesamiento y

\* La infraestructura del SNR esta constituido por las refinerías, Oleoductos, Poliductos, Embarcaciones, Transporte terrestre, terminales de almacenamiento y distribución y las estaciones de servicio. La parte de refinación contempla las refinerías de Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salina Cruz, Salamanca y Tula las que abastecen de combustible a las regiones del Norte del país, Centro y Golfo, Sur y Península de Yucatán, Litoral del pacífico, Región Central y demanda de lubricantes de todo el país y Distrito Federal.

en una menor proporción al incremento de capacidad de las refinerías de Cadereyta, Minatitlán y Tula.

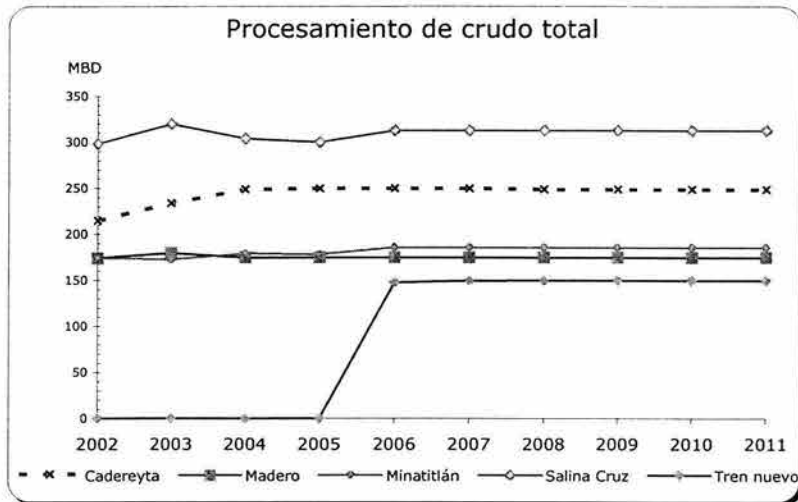


Figura 2.3 Procesamiento total de crudo

Fuente: Prospectiva de Petrolíferos, 2002-2011. Subdirección de Planeación, Coordinación y Evaluación Ger. de Pemex Ref. Julio 2002.

En la siguiente figura se puede corroborar que se planea que las refinerías de Madero, Salamanca y Salina Cruz reduzcan el procesamiento de crudo de 180 a 175, de 210 a 200 y 320 a 313 MBPD respectivamente para los años 2003 y 2011 (Tabla 2.1).

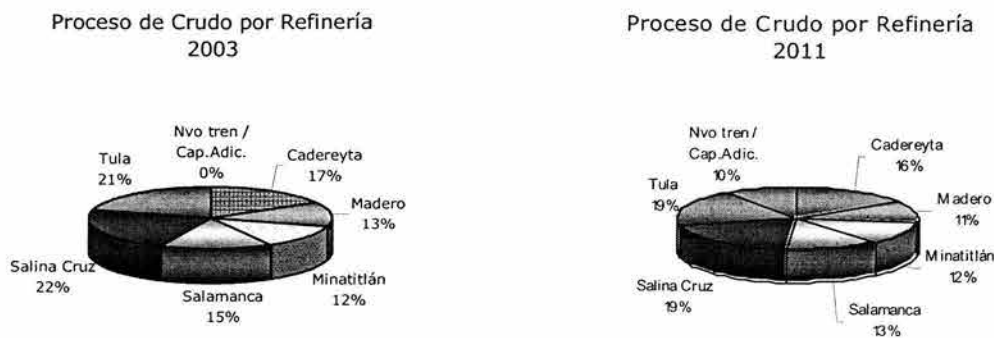


Figura 2.4 Procesamiento de crudo en cada refinería años 2003 y 2011.

Fuente: Prospectiva de Petrolíferos, 2002-2011. Subdirección de Planeación, Coordinación y Evaluación. Ger. de Pemex Ref. Julio 2002.



Tabla 2.1 Proceso de Crudo 2002-2011 (MBD)

Escenario medio

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
SNR	1410	1407	1407	1578	1578	1578	1578	1578	1578
Cadereyta	234	249	250	250	250	250	250	250	250
Madero	180	175	175	175	175	175	175	175	175
Minatitlán	173	179	178	186	186	186	186	186	186
Salamanca	210	199	200	200	200	200	200	200	200
Salina Cruz	320	304	300	313	313	313	313	313	313
Tula	293	300	304	304	304	304	304	304	304
Tren Nuevo				150	150	150	150	150	150

En las 2 siguientes figuras se puede observar para cada refinera el cambio drástico de procesamiento de crudos ligeros a pesados a partir del 2006.

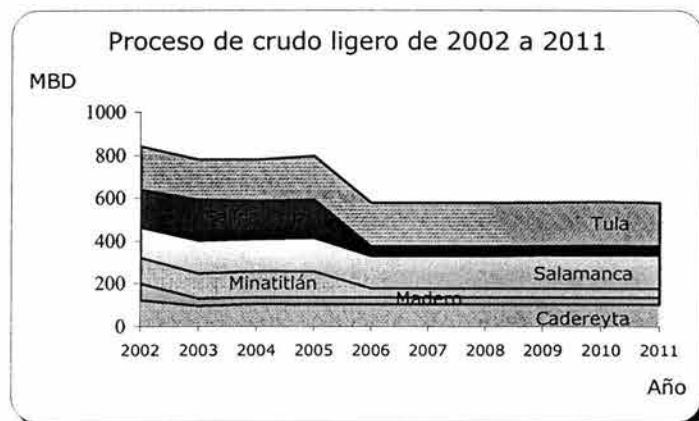


Figura 2.5a Proceso de crudo ligero 2002-2011 [MBD] por refinera

Fuente: *Prospectiva de Petrolíferos, 2002-2011. Subdirección de Planeación, Coordinación y Evaluación. Ger. de Pemex Ref. Julio 2002.*

Verificando en la siguiente tabla la tendencia de decremento del procesamiento de crudos ligeros por cada refinera. Entre las que se tiene planeado aumentar el procesamiento de este tipo de crudo esta la de Tula y Cadereyta, pues como se muestra a continuación otras como la de Madero lo hacen pero en una pequeña proporción y el resto tienen incrementos a lo largo del periodo para finalmente disminuirlo en el 2011.

Tabla 2.2a Procesamiento de crudo ligero SNR (2002-2011)

<b>LIGERO</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Cadereyta	97	105.6	104	104	104	104	104	104	104
<b>Madero</b>	<b>33</b>	<b>33.1</b>	<b>34.1</b>	<b>34.1</b>	<b>34.1</b>	<b>34.1</b>	<b>34.1</b>	<b>34.1</b>	<b>34.1</b>
Minatitlán	115.8	120.3	119.1	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2
Salamanca	156.5	149.3	155.7	152	152	152.1	154.8	156.2	155
Salina Cruz	192	179.4	180	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5
<b>Tula</b>	<b>186</b>	<b>192.2</b>	<b>203</b>	<b>203</b>	<b>203</b>	<b>203</b>	<b>203</b>	<b>203</b>	<b>203</b>

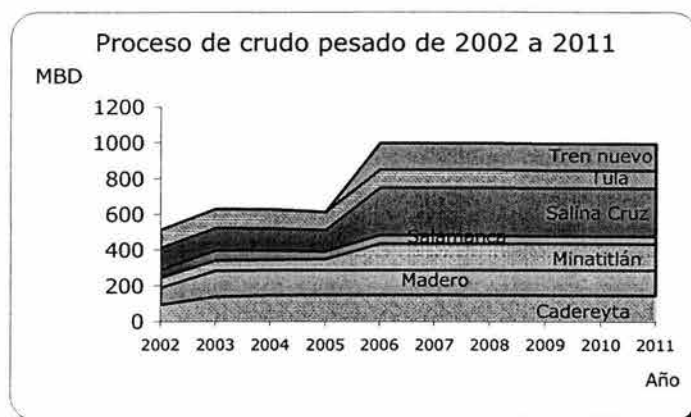


Figura 2.5b Proceso de crudo pesado 2002-2011 [MBD] por refinera

Fuente: *Prospectiva de Petroliferos, 2002-2011. Subdirección de Planeación, Coordinación y Evaluación. Ger. de Pemex Ref. Julio 2002.*

De la misma forma en la figura anterior se observa una clara tendencia a partir del 2006 de incrementar el procesamiento de crudo pesado en las refineras, verificando lo anterior en la Tabla que aparece a continuación, pues al comparar las cifras estimadas de crudo pesado esta clara la tendencia en las refineras de Cadereyta y Minatitlán a incrementar su capacidad (Ver años 2003 y 2001).

Tabla 2.2b Procesamiento de crudo pesado SNR (2002-2011)

<b>PESADO</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
<b>Cadereyta</b>	<b>137</b>	<b>143.4</b>	<b>146</b>	<b>146</b>	<b>146</b>	<b>145</b>	<b>145</b>	<b>145</b>	<b>145</b>
Madero	147	141.9	140.9	140.9	140.9	140.9	140.9	140.9	140.9
<b>Minatitlán</b>	<b>57</b>	<b>59.1</b>	<b>59.1</b>	<b>145.8</b>	<b>145.8</b>	<b>145.8</b>	<b>145.8</b>	<b>145.8</b>	<b>145.8</b>
Salamanca	53.5	49.7	43.9	48	48	47.5	45.2	43.8	45
Salina Cruz	128	124.6	120	267.5	267.5	267.5	267.5	267.5	267.5
Tula	106.9	108.1	101	101	101	101	101	101	101
Tren nuevo				148	149.5	150	150	150	150

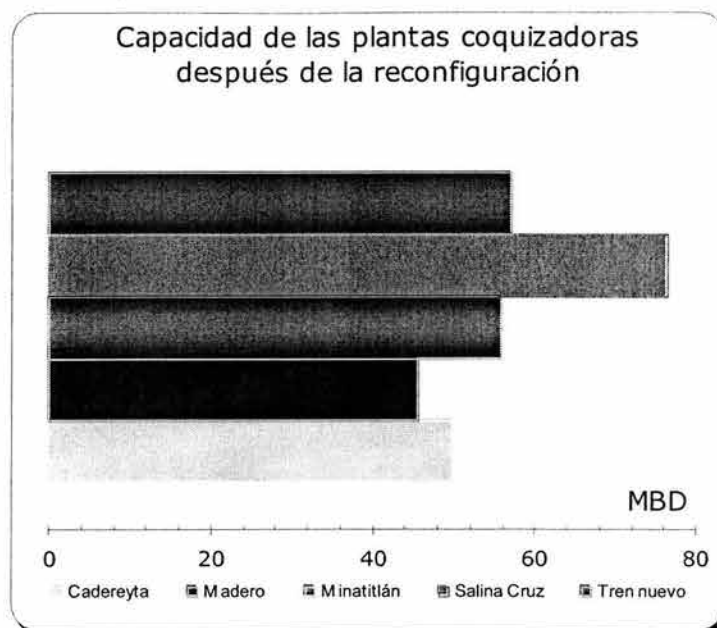


Figura 2.6 Capacidad de proceso Plantas coquizadoras después de la reconfiguración [MBD]

Fuente: *Prospectiva de Petrolíferos, 2002-2011. Subdirección de Planeación, Coordinación y Evaluación. Ger. de Pemex Ref. Julio 2002.*

En las tablas del anexo IIB podemos visualizar las plantas que se configuraron así como las plantas nuevas con sus respectivas nuevas capacidades debido a la reconfiguración de la refinería Madero. Esta refinería tuvo sus inicios en el año de 1914, cuando la compañía de petróleo "El Águila" asentó sus primeras instalaciones en Ciudad Madero, Tamaulipas. Los trabajos de modernización comenzaron a partir de 1958 para aumentar la capacidad de procesamiento de crudo de petróleo y en 1995 se puso en marcha el proyecto de reconfiguración en las refinerías de PEMEX incluyendo esta refinería.

Uno de los objetivos era el incrementar la capacidad de procesamiento de 150,000 a 190,000 BPD de una mezcla de crudos, incrementando a un 75% en volumen el porcentaje de crudo Maya. Reducir el contenido de azufre y nitrógeno en gasolinas y diesel y satisfacer la demanda nacional creciente para así disminuir su importación.

En total se logró la modernización de plantas como la planta tratadora de naftas de coquización, dos plantas combinadas, planta de desintegración catalítica, dos plantas hidrodesulfuradoras de destilados, planta fraccionadora de hidrocarburos ligeros y la planta desmineralizadora y la instalación de plantas de proceso Nuevas como la Planta combinada con carga 100% Maya, **Planta de coquización retardada**, Planta hidrodesulfuradora de gasóleos, Planta de alquilación con ácido fluorhídrico, Plantas MTBE y TAME, planta de Hidrógeno,

Planta de recuperación de Azufre, Planta Reformadora de Naftas, Planta Desintegradora Catalítica , planta de fuerza y servicios auxiliares.

La alta producción de residuo de vacío justifica la instalación de una planta de coquización retardada ajustando su capacidad para disminuir la producción de combustóleo. Esta planta de **coquización del tipo retardada** sustituirá a la de Coquización fluida (ver Tabla 2.12b anexo IIB) puesto que ésta requería de mantenimiento frecuente e importante.

Esta coquizadora, a la fecha reportada del 15 de enero de 2003, se encontraba operando con 32,000B/D de carga con dos trenes obteniendo aproximadamente **1,400 toneladas de coque\***.

Una vez que se establezca la operación del ciclo de coquizado de los dos trenes por su reciente puesta en operación, la carga será incrementada hasta los 40,000B/D, dependiendo de la carga que procese la Combinada Maya.

Para poder manejar estas cantidades de coque en la Refinería Madero, se tiene una fosa receptora con capacidad de 5,000 toneladas y una fosa emergencia de 16,000 toneladas de capacidad (en donde para enero del 2002 existían 2,500 toneladas de coque en cada una); además, se cuenta con carros tolva de 70 toneladas para el manejo del coque de petróleo.

La nueva planta Coquizadora retardada de la Refinería Madero tiene una capacidad de entre 42.5 y 57.5 MBPD para generar entre 2399 a 3245 T/d de coque (Tabla 2.12c Anexo IIB).

### **Demanda y producción de coque de petróleo. [2]**

#### *Demanda*

Como ya se ha mencionado, el coque de petróleo se usa como combustible<sup>§</sup> y siendo de bajo costo las empresas lo pueden usar para reducir sus costos.

La estimación futura del coque de petróleo será por parte del sector petrolero, industrial y eléctrico. Por parte del sector industrial serán las cementeras<sup>¶</sup> las más representativas en cuanto a demanda, mostrará un incremento generalizado estimándose hasta 2,205.5MBD ya que las cementeras consumen el 91% de la demanda total. Estas ventas se darán principalmente en las regiones Centro y Centro-Occidente pues es ahí donde se encuentra gran parte de la actividad de la industria cementera, la del zinc y del hierro.

\* El resto de productos generados en la reconfiguración de esta Refinería se pueden consultar de la Tabla 2.12c del anexo IIB.

§ Como energético sustituto del carbón mineral.

¶ El principal consumidor de coque en el país es la industria del cemento y realiza la mayor parte de las importaciones

Tabla 2.3 Ventas Internas de coque de petróleo al sector industrial por región  
[Miles de Toneladas anuales] 2001-2011 [2]

Región	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total	979.7	1,337.1	1,700.6	1,841.0	1,909.4	2,022.2
Noroeste	107.9	132.3	191.3	205.5	231.4	236.1
Noreste	205.1	217.6	323.3	346.7	359.5	382.2
Centro-Occidente	290.7	342.3	391.7	455.2	462.5	500.5
Centro	277.1	547.1	650.6	688.0	719.1	748.9
Sur-Sureste	98.9	137.8	143.7	145.6	136.9	154.5

Región	2007	2008	2009	2010	2011	TMCA
Total	2,108.8	2,189.2	2,205.5	2,205.5	2,205.5	8.5
Noroeste	236.1	236.1	236.1	236.1	236.1	8.1
Noreste	404.4	424.6	424.6	424.6	424.6	7.5
Centro-Occidente	539.8	588.8	588.8	588.8	588.8	7.3
Centro	769.1	769.1	769.1	769.1	769.1	10.7
Sur-Sureste	159.5	170.5	186.8	186.8	186.8	6.6

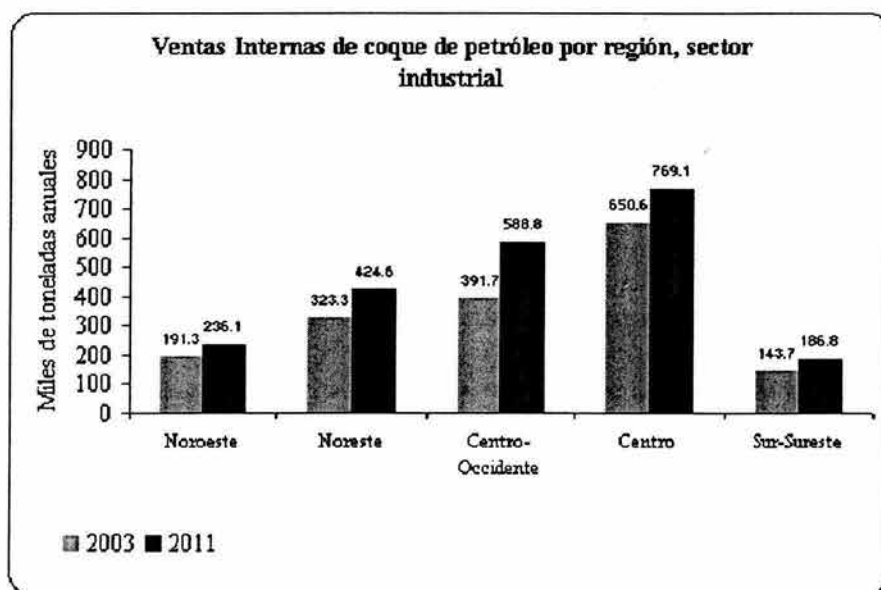


Figura 2.7 Ventas de coque de petróleo por región, Sector industrial 2003 y 2011  
[Miles de toneladas anuales].

Fuente: *Prospectiva de Petrolíferos, 2002-2011. Subdirección de Planeación, Coordinación y Evaluación. Ger. de Pemex Ref. Julio 2002.*

La del sector eléctrico será por parte de las plantas de abastecimiento; los consumos ascenderán pues para 2003 se estima una demanda de 135.8 miles de toneladas anuales (MTA), al seguir utilizándolo como combustible alternativo, su demanda se cuadruplicará hasta llegar a 589.6MTA. Esta demanda se denota en la región Centro-Occidente.

La demanda total de este combustible incrementó 22.9% respecto al año anterior, principalmente en la región Noreste (Fig. 2.8) cuyo consumo incrementó 34.2% anual teniendo la mayor participación en la demanda interna de coque con 89.6% durante el 2001.

Tabla 2.4 Demanda de coque de petróleo por región [Miles de Toneladas anuales] 1993-2001 [2]

Región	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Total	118.6	219.7	253.9	265.2	431.1	543.7	755.0	996.7	1,224.5
Noroeste	6.0	111.1	12.8	13.4	21.8	9.6	-	17.1	49.9
Noreste	104.6	193.7	223.8	233.8	380.1	470.4	669.0	879.2	1,097.7
Centro-Occidente	0.3	0.5	0.6	0.6	1.1	2.2	2.7	3.5	4.3
Centro	7.8	14.4	16.6	17.4	28.2	61.5	83.3	96.8	72.5
Sur-Sureste	-	-	-	-	-	-	-	-	-

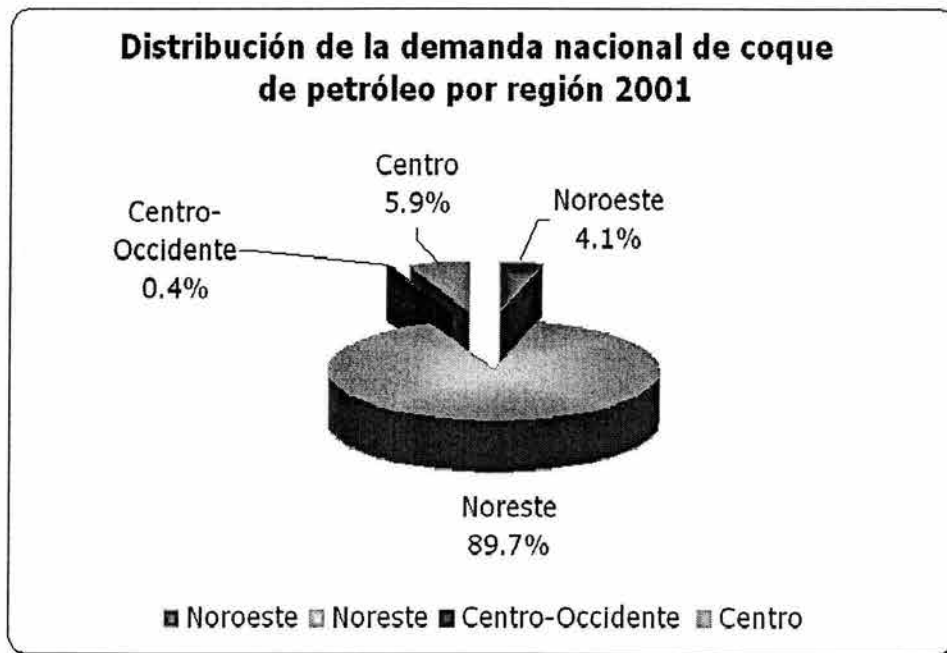


Figura 2.8 Distribución de la demanda nacional de coque de petróleo por región en el 2001.

Fuente: IMP con base en información de Pemex Corporativo y Pemex Refinación

#### *Producción de coque de petróleo.*

La incorporación de las cinco plantas coquizadoras, que entrarán en operación durante el periodo de operación durante la proyección hasta el 2011, permitirán incrementar la oferta nacional de coque significativamente. La producción pasará de 14.9 miles de toneladas al año (mta) a 5,803.5 mta, con una tasa de crecimiento de 81.6%

Por el momento, la refinería madero es la única en PEMEX que produce coque de petróleo. En el 2001 la producción interna fue de 14.9miles de toneladas anuales, ya que la planta operó hasta marzo del 2001, debido a los trabajos de reconfiguración. En 1993 la participación en importaciones era de 29.7% y ahora es de 98.8% por la invariación de la capacidad de Pemex Refinación (Ver Tablas 2.5 y 2.6).

Tabla 2.5 Oferta de coque de petróleo [Miles de Toneladas anuales]  
1993-2001

Región	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Total	110.7	192.8	201.9	265.0	415.3	584.4	777.0	1,009.9	1,217.2
Cadareyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Madero</b>	<b>77.8</b>	<b>85.3</b>	<b>96.4</b>	<b>82.1</b>	<b>65.4</b>	<b>95.2</b>	<b>79.5</b>	<b>110.2</b>	<b>14.9</b>
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Importaciones	32.9	107.5	105.5	183.0	350.0	489.2	697.5	899.6	1,202.3

\* NOTA: Debido al redondeo, los porcentajes pueden no coincidir.

Fuente: IMP con base en información de Pemex Refinación.

Tabla 2.6 Balance Nacional de coque de petróleo [Miles de Toneladas anuales]  
1993-2001

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Oferta</b>	<b>110.7</b>	<b>192.8</b>	<b>201.9</b>	<b>265.0</b>	<b>415.3</b>	<b>584.4</b>	<b>777.0</b>	<b>1,009.9</b>	<b>1,217.2</b>
Nacional	77.8	85.3	96.4	82.1	65.4	95.2	79.5	110.2	14.9
Cadareyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Madero</b>	<b>77.8</b>	<b>85.3</b>	<b>96.4</b>	<b>82.1</b>	<b>65.4</b>	<b>95.2</b>	<b>79.5</b>	<b>110.2</b>	<b>14.9</b>
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Externa	32.9	107.5	105.5	183.0	350.0	489.2	697.5	899.6	1,202.3
<b>Demanda</b>	<b>118.6</b>	<b>219.7</b>	<b>253.9</b>	<b>265.2</b>	<b>431.1</b>	<b>534.7</b>	<b>755.0</b>	<b>996.7</b>	<b>1,224.5</b>
Nacional	118.6	219.7	253.9	265.2	431.1	534.7	755.0	996.7	1,224.5
Ventas Internas	118.6	219.7	253.9	265.2	431.1	534.7	755.0	996.7	1,224.5
Sector Industrial	118.6	219.7	253.9	265.2	431.1	534.7	755.0	996.7	1,224.5
Sector Eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Externa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Variación de inventarios</b>	<b>-7.9</b>	<b>-26.9</b>	<b>-52.0</b>	<b>-0.2</b>	<b>-15.8</b>	<b>49.7</b>	<b>22.0</b>	<b>13.2</b>	<b>-7.3</b>

\* NOTA: Debido al redondeo, los porcentajes pueden no coincidir. La demanda interna se compone de la oferta de Pemex refinación más la compra de particulares al exterior.

Fuente: IMP con base en información de Pemex Corporativo y Pemex Refinación.

La demanda nacional de coque de petróleo para 2001 alcanzó 1,224.5MTA de donde solo un 1.8% fue abastecido por la producción de PEMEX. Con el mayor procesamiento de crudo a partir del 2006 (Figura 2.3), la oferta nacional de coque de petróleo será de de aproximadamente 5,083.5 MTA que, comparado con el año 2002 de 292MTA, la supera considerablemente (Tabla 2.8).

En lo que a distribución del coque de petróleo producido se refiere un 37.4% es vendido a la industria básica de metales no ferrosos y el resto se vende en industrias básicas de hierro y acero y en la Química Básica, entre otros.

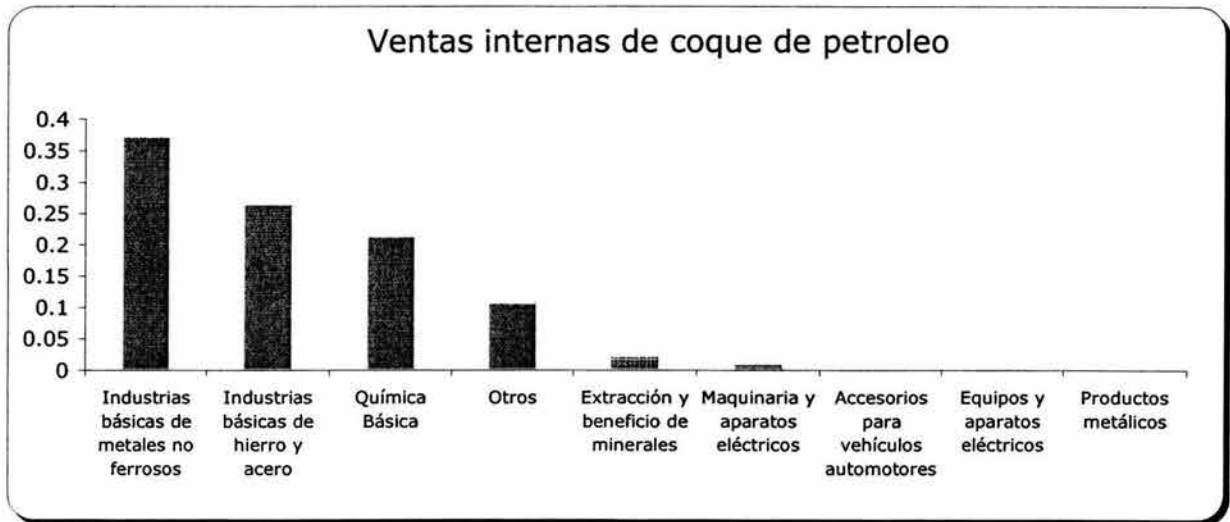


Figura 2.9 Ventas internas de coque de petróleo sin calcinar, por rama industrial. Ventas acumuladas de 1997 al 2000.

*Fuente Mercado de coque de petróleo en México 1993-2001. IMP. 28 Mayo 2002.*

#### *Balace de coque de petróleo*

Analizando la producción y ventas de coque de petróleo desde el año 1993 hasta el 2001 se denota una clara balanza negativa pues no hay generación suficiente del mismo (Tabla 2.6).

Lo que se espera es que las importaciones de coque disminuyan a partir del año 2002 y eliminarlas en el 2006 con las puestas en marcha de las refinerías Reconfiguradas (Tabla 2.8).



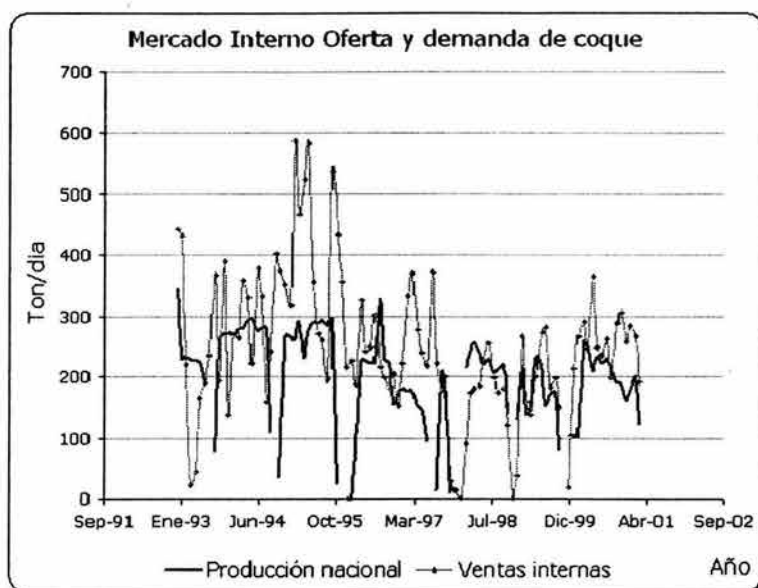


Figura 2.10 Mercado interno: Oferta y demanda. Toneladas diarias 1993-2001  
Fuente Mercado de coque de petróleo en México 1993-2001. IMP. 28 Mayo 2002.

Tabla 2.8 Balance nacional de coque de petróleo 2001-1011  
[Miles de toneladas anuales]

Región	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Oferta</b>	<b>1,217.2</b>	<b>1,377.1</b>	<b>1,836.3</b>	<b>2,424.8</b>	<b>2,499.1</b>	<b>5,803.5</b>
Nacional	14.9	292.0	1,058.5	1,427.4	1,934.5	5,083.5
Cadareyta	-	146.0	547.5	841.8	985.5	985.5
Madero	14.9	146.0	511.0	585.6	949.0	949.0
Tula	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	1,168.0
Salina Cruz	-	-	-	-	-	1,569.5
Nueva capacidad de Refinación	-	-	-	-	-	1,131.5
Externa	1,202.3	1,085.1	777.8	997.4	564.6	-
Importaciones	-	1,085.1	777.8	997.4	564.6	-
<b>Demanda</b>	<b>1,224.5</b>	<b>1,337.1</b>	<b>1,836.3</b>	<b>2,424.8</b>	<b>2,499.1</b>	<b>5,349.7</b>
Nacional	1,224.5	1,337.1	1,836.3	2,424.8	2,499.1	5,349.7
Ventas Internas	1,224.5	1,337.1	1,836.3	2,424.8	2,499.1	2,612.2
Sector Industrial	1,224.5	1,337.1	1,700.6	1,841.0	1,909.4	2,022.2
Sector Eléctrico	-	-	135.8	583.8	589.7	590.0
Autoconsumo Pemex	-	-	-	-	-	2,737.5
Externa	-	-	-	-	-	-

Tabla 2.8 Balance nacional de coque de petróleo 2001-1011 (Continuación)  
[Miles de toneladas anuales]

Región	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Oferta</b>	<b>5,083.5</b>	<b>5,083.5</b>	<b>5,083.5</b>	<b>5,083.5</b>	<b>5,083.5</b>
Nacional	5,083.5	5,083.5	5,083.5	5,083.5	5,083.5
Cadareyta	985.5	985.5	985.5	985.5	985.5
Madero	949.0	949.0	949.0	949.0	949.0
Tula	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-
Minatitlán	1,168.0	1,168.0	1,168.0	1,168.0	1,168.0
Salina Cruz	1,569.5	1,569.5	1,569.5	1,569.5	1,569.5
Nueva capacidad de Refinación Externa	1,131.5	1,131.5	1,131.5	1,131.5	1,131.5
Importaciones	-	-	-	-	-
<b>Demanda</b>	<b>5,436.3</b>	<b>5,525.9</b>	<b>5,533.0</b>	<b>5,533.0</b>	<b>5,532.6</b>
Nacional	5,436.3	5,525.9	5,533.0	5,533.0	5,532.6
Ventas Internas	2,698.8	2,780.9	2,795.5	2,795.5	2,795.1
Sector Industrial	2,108.8	2,189.2	2,205.5	2,205.5	2,205.5
Sector Eléctrico	590.0	591.8	590.0	590.0	589.6
Autoconsumo Pemex Externa	2,737.5	2,745.0	2,737.5	2,737.5	2,737.5
	-	-	-	-	-

Fuente: IMP, con base en información de CFE, Pemex Corporativo, Pemex refinación y SENER.

Como ya se ha mencionado en el Capítulo I dentro de los usos del coque de petróleo, un 45% es empleado como combustible, (como por ejemplo en la industria del Cemento, para cogeneración, en Refinación, Calefacción, para manufactura de papel y celulosa, en los calentadores industriales japoneses, para generar energía eléctrica).

Es por ello que se tiene contemplado el analizar las demandas energéticas nacionales e internacionales, para considerar la posibilidad de aprovechar la disponibilidad y bajo precio que por el momento este combustible tiene y por medio de nuevas tecnologías generar energía.

#### *Tendencias energéticas nacionales e internacionales*

##### *Nacionales*

##### Consumo sectorial de energía eléctrica

Durante el periodo 1991-2000, el crecimiento promedio del consumo de electricidad (el cual incluye el consumo de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción y ventas de empresas administradoras, sin exportaciones) y el número de usuarios fue de 5.2% y 4.0% respectivamente (tasas promedio de crecimiento referidas el año 1990).

Durante la década de los 90, la aportación de la empresa mediana en las ventas totales pasó de 30.8% (1990) a 34.4% (2000) mientras que la gran industria mantuvo constante su participación.

El aumento del consumo de electricidad en la empresa mediana fue el más dinámico en la década anterior, alcanzó un incremento de 6.6% promedio anual y que además estos últimos dos años ha mostrado un significativo crecimiento en su consumo aumentando en el periodo 1997 al 2000 (8.1%).

El sector industrial representa 0.5% del total de usuarios del SEN (Sistema eléctrico Nacional) y consume el 60.3% de la energía eléctrica total y los usuarios residenciales (representando el 88.2%) consumen un 23.3% de las ventas totales; estos dos sectores son los que demandan más del 80% de la energía eléctrica nacional.

En un análisis por regiones (Tabla 2.9), se tiene que las de mayor consumo en el 2000 fueron las regiones Occidental, la Central y la Noreste.

Tabla 2.9 Sector Eléctrico Nacional  
Ventas totales por área<sup>1</sup> [3]

Área	1996	1997	1998	1999	2000
<b>Noroeste</b>	9,357	9,872	10,020	10,541	11,015
<b>Norte</b>	9,741	10,264	11,113	11,701	12,651
<b>Noreste</b>	20,490	22,209	23,746	25,629	27,567
<b>Occidental</b>	26,017	27,986	29,724	31,724	34,049
<b>Central-CFE</b>	2,265	2,510	2,527	2,645	2,669
<b>Central-LFC</b>	24,055	25,461	26,499	27,563	29,422
Subtotal Central	26,320	27,791	29,026	30,208	32,091
<b>Oriental</b>	19,902	21,198	22,337	22,983	24,439
<b>Peninsular</b>	3,264	3,652	3,961	4,169	4,525
<b>Baja California</b>	5,606	6,184	6,347	7,020	7,939
<b>Baja California Sur</b>	811	845	863	944	995
Subtotal	121,508	130,181	137,137	144,919	155,271
<b>Pequeños sistemas<sup>2</sup></b>	65	73	71	77	80
<b>Total Nacional</b>	<b>121,573</b>	<b>130,254</b>	<b>137,208</b>	<b>144,996</b>	<b>155,351</b>

### *Internacionales*

En general a nivel mundial el petróleo sigue siendo un energético altamente utilizado pero los demás energéticos se están empleando en mayor proporción, tal es el caso del gas natural y el carbón mineral.

Analizando el consumo mundial energético, se tiene que en América Latina y el Caribe se consume en mayor parte petróleo y gas natural. En Asia y Australasia está comenzando a incrementar el uso de carbón mineral sobre el petróleo (Ver siguiente figura).

<sup>1</sup> No incluye el consumo de energía eléctrica generado por autoabastecimiento.

<sup>2</sup> Sistemas aislados que abastecen pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional.

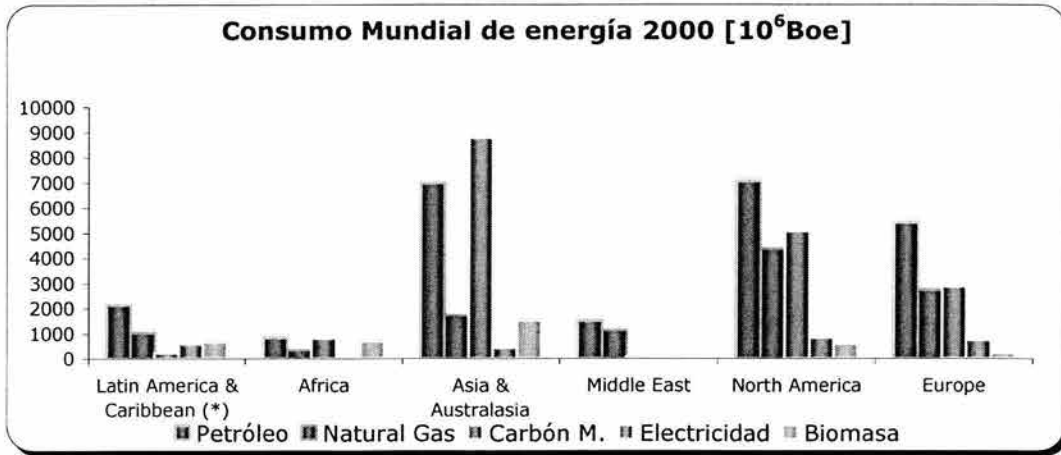


Figura 2.12 Consumo Mundial de energía. Año 2000

Fuente: SIEE Sistema de Información Económica Energética  
www.olade.org.cc

Boe (Equivalent barrels of oil); equivalencia energética de 6 millones de ft<sup>3</sup> de gas natural a 1 barril de petróleo.

La generación de electricidad por combustible esperada para los próximos 20 años (periodo 1999-2020 Fig 2.13) es en mayor proporción la del carbón siendo en 1999 de 1.79 PWh con una expectativa de 2.25PWh para el 2020. Pero el mayor incremento esperado es para el gas natural con alrededor de mas del triple aumentando de 0.54 PWh hasta llegar a 1.80 PWh.

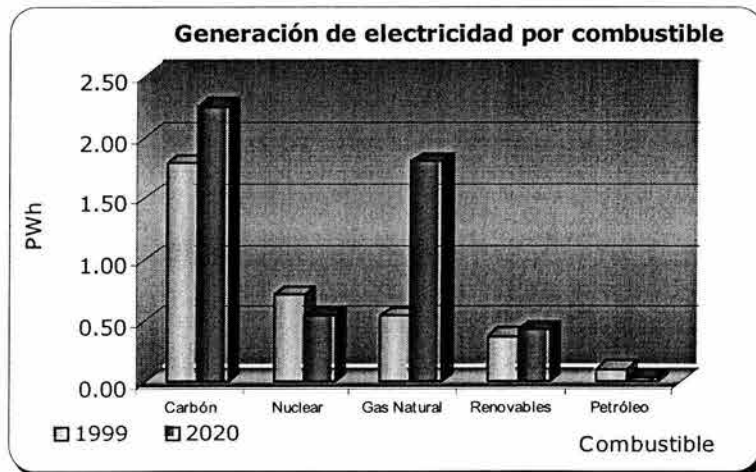


Figura 2.13 Generación de energía Eléctrica por combustible esperada para los siguientes 20 años.

Fuente: Energy Information Administration (EIA), International Energy Annual 1999, Washington, D.C., January 2001.

Según el último informe de la Agencia Internacional de Energía (IEA 2000, World Energy Outlook), aún con el incremento en el uso de energías renovables, para el año 2020 los combustibles fósiles aportarán el 90%, el petróleo un 40% siendo

todavía el energético más usado, el gas natural con un 26% y el carbón mineral con un 24%.

Los principales consumidores de combustibles derivados del petróleo serán el transporte, la calefacción residencial, la industria y la generación eléctrica. Aunque la demanda de gas natural aumentará un 86% debido a las nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado; algunos países como China que poseen grandes reservas de carbón mineral, lo utilizarán para centrales eléctricas pues su precio comparado con el del gas natural, permitirá una integración de tecnologías avanzadas de alta eficiencia energética y con un estricto control de las emisiones contaminantes.

Haciendo una comparación contra la producción mundial en el 2000, se observa que en Latinoamérica y el Caribe la balanza esta desfavorecida consumiendo más energía eléctrica de la que producen. Africa y la Unión Soviética producen la misma cantidad de energía eléctrica y la generada con biomasa que la consumida.

Asia, Australasia, Europa y Norte América son las regiones que más déficit tienen en cubrir sus demandas energéticas.

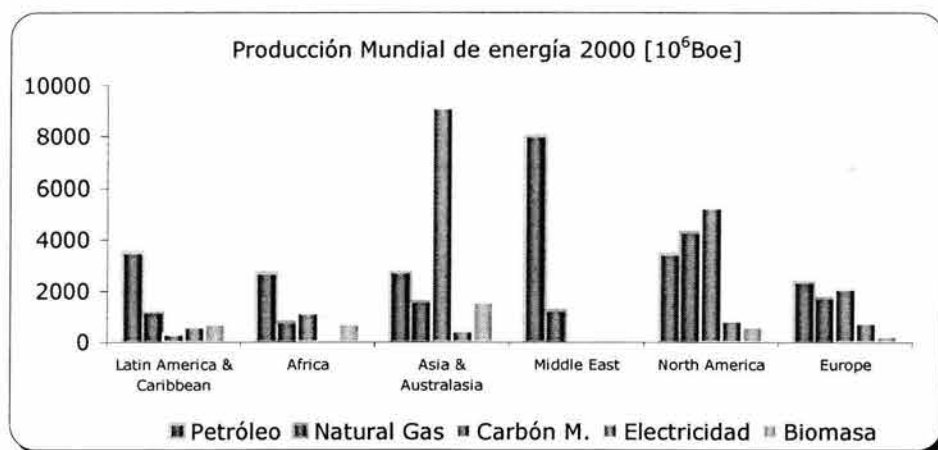


Figura 2.14 Producción Mundial de energía. Año 2000

Fuente: SIEE Sistema de Información Económica Energética  
www.olade.org.cc

Boe (Equivalent barrels of oil); equivalencia energética de 6 millones de  $\text{ft}^3$  de gas natural a 1 barril de petróleo.

En la figura que sigue se muestra el consumo mundial de combustibles fósiles usados para la generación de energía eléctrica, dentro de los cuales se observa un acentuado uso de carbón (el cual, compite mayoritariamente con el uso de Gas Natural) según reportes encontrados del Energy Information Evaluation de 1999.

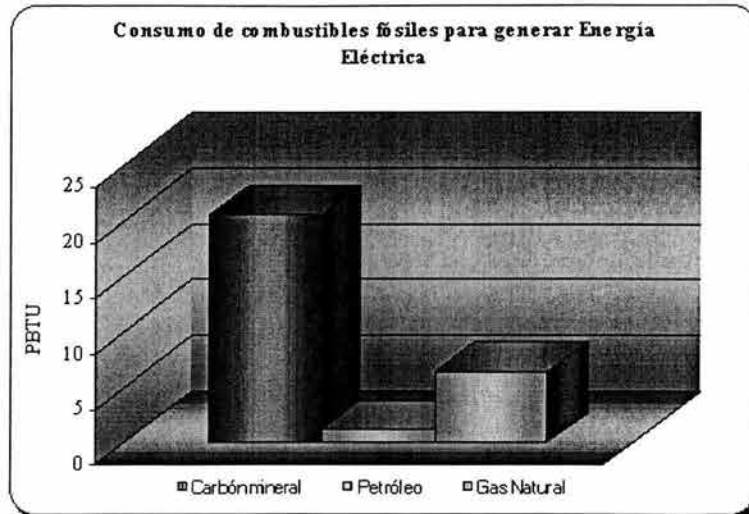


Figura 2.15 Consumo mundial de combustibles fósiles para generar energía eléctrica.  
Fuente: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 1999*.

En cuanto a otro tipo de energético como el caso del carbón, México no cuenta con grandes yacimientos por lo que para la fabricación del acero y generación de energía eléctrica, éste se tendría que importar, siendo Asia y Norte América los lugares más propicios para tal efecto (Ver Fig. 2.14).

En el caso del gas natural según la Secretaría de Energía, para enero de 2001 las reservas eran de 41.4 billones de pies cúbicos (reservas probadas) y 76.4 billones de pies cúbicos (reservas totales: probadas, probables y posibles).

Se espera que su consumo se triplique hasta llegar a los 12,000 millones de pies cúbicos para el año 2008. [4] Este combustible será demandado por los sectores: eléctrico, industrial, petrolero, doméstico y transporte; siendo el doméstico el más dinámico. Las reservas están garantizadas hasta el 2006 con los nuevos potenciales de las cuencas de Burgos, Sabinas, y Piedras Negras. [5]

#### *Participación de la industria en proyectos de cogeneración y autoabastecimiento.*

CEMEX Principal consumidor de coque de petróleo en el país. [6 y 7]

Visualizando la importancia que la energía eléctrica tiene para la industria, en especial las cementeras, acereras y todas aquellas en las que ésta sea un factor clave en sus procesos; los problemas que trae consigo el aumento en el costo de la energía eléctrica es el impacto drástico en los costos de operación. Es debido a esta situación que ya muchas compañías han optado por tomar decisiones que han sido de vital importancia como el generar su propia energía valiéndose de combustibles más económicos que los que tradicionalmente se emplean en las centrales eléctricas.

Un claro ejemplo es CEMEX; esta compañía tiene una capacidad operativa grande abarcando los países de Egipto, España; Filipinas, Tailandia, Indonesia en Asia; Colombia, Venezuela, Chile en Sudamérica; Panamá, República Dominicana, Costa Rica, Nicaragua, Trinidad & Tobago en Centroamérica y el Caribe; México y Estados Unidos en América del Norte y para ella, es indispensable la correcta toma de decisiones relativas al suministro energético que le proporcionen una competitividad en el mercado.

Para esta empresa, la energía es uno de los componentes más críticos de los costos de proceso de fabricación de cemento. La eficiente administración energética ha representado una clara ventaja en esta industria tan intensiva en el uso de energéticos por lo que ha tomado estrategias como la de garantizar el suministro de energía a las plantas de cemento y minimice su costo, reduciendo así los riesgos operativo y financiero, optimizando el costo de energía tanto a nivel regional como global.

En promedio el costo del combustible, representa del 10 al 20% del costo de producción para esta empresa mexicana, en tanto que la electricidad constituye del 15% al 20% de dicho costo. Debido a ellos, la compañía ha desarrollado una estructura energética diversificada, en la cual casi el 80% del costo total proviene de fuentes de baja volatilidad. Por ejemplo, el programa de conversión a coque de petróleo cubrirá una importante porción de los requerimientos de combustibles de CEMEX para fines de 2001(ver tabla siguiente).

Tabla 2.10 Utilización consolidada anual de combustibles [6 y 7]

Combustible	% 2000	% 2002
Carbón	31	35
Coque de petróleo	25	34
Combustóleo	32	17
Gas natural	11	12
Otros	1	2

Actualmente, la planta de cemento de CEMEX ubicada en el Edo. De Méx., emplea 117 g de coque de petróleo sin calcinar, para producir 1,000 g de cemento.

Entre el 85 y 92% del Coque de Petróleo que adquiere CEMEX, proviene directamente de refinerías del sur de Estados Unidos. Esta compañía tiene contratos de largo plazo (de 10 a 15 años) para la adquisición de la producción total o parcial del coque de petróleo generado en dichos centros de trabajo. Este coque de petróleo es concentrado en un almacén en Houston, Texas, con el fin de molerlo y adaptarlo para su incorporación al proceso de calcinación y producción de clinker, posteriormente es transportado por ferrocarril, pasando por Brownsville y Matamoros.

De las 872,337 toneladas que importó CEMEX en el 2001, cerca de un 40% (350,000 ton) se importaron por ferrocarril, el 60% restante fue transportado vía marítima (522,337 ton). El coque que llega por ferrocarril está listo para

---

incorporarse al proceso de producción mientras que el coque que llega vía mar se tiene que triturar en México.

Tomando en cuenta que CEMEX tiene experiencia en la compra de este combustible pues es usado en sus hornos de cemento bajo las normas ambientales existentes, es una alternativa para que esta compañía genere su propia energía eléctrica y solucione el problema de la volatilidad de su costo y garantice su suministro.

Es así como CEMEX comienza a adentrarse en el desarrollo de este proyecto. CEMEX ha desarrollado también la capacidad para asegurar y optimizar el suministro de coque de petróleo. A través de Transenergy, una subsidiaria de CEMEX con sede en Houston, la compañía puede lograr economías de escala comprándole directamente a algunas de las refinerías de coque de petróleo más grandes del mundo.

Así fue entonces como se concibió el proyecto TEG termoeléctrica del Golfo en donde como la demanda de coque de los hornos de CEMEX no era suficiente para garantizar el consumo y retiro puntual del coque producido por las refinerías de Cadereyta y Madero, por lo que esta compañía hizo partícipe a otra gran compañía: Peñoles para que juntos tuvieran la capacidad de consumir alrededor de **1.3 a 2 millones de toneladas anuales de coque**, para así con las economías de escala garantizar un costo de electricidad muy bajo y de esta manera reducir los costos de transportación mismos que padece al importarlo de Estados Unidos.

En este proyecto CEMEX firmó un contrato con un consorcio que absorbe todos los riesgos de financiamiento, construcción y operación relacionados con el proyecto en donde la cementera mexicana abastecerá el coque de petróleo como combustible para el proyecto y consumirá electricidad conforme a un contrato de compra-venta de energía eléctrica<sup>1</sup>.

Alstom & Sithe han firmado un acuerdo de 20 años para proporcionar energía a las subsidiarias de Peñoles y CEMEX.

Peñoles [7, 8 y 9]

Esta empresa decidió participar en este proyecto para poder garantizar el suministro de energía a un costo más predecible ya que la energía eléctrica representa en el rubro de energéticos el 40% del costo de operación y al igual que para Cemex, es uno de los principales componentes de sus costos de operación.

Debido a ello, ambas empresas iniciaron evaluaciones de proyectos para autoabastecimiento de energía eléctrica de donde se concluyó que la tecnología que usa el gas natural como combustible tenía el inconveniente de presentar una volatilidad en el precio de este combustible y que el coque de petróleo

---

<sup>1</sup> Esta inversión es netamente privada sin ningún compromiso con el gobierno mexicano.



representaba una mejor opción (pues aunque requería de mayor inversión otorgaba una mayor estabilidad en el precio de combustible).

Esta compañía junto con CEMEX forman parte del proyecto realizado en Tamuín, San Luis Potosí; llamado Termoeléctrica Peñoles-TEP y Termoeléctrica del Golfo-TEG mismas que a partir del 2001 se comenzaron a construir. Se tiene planeado arrancar la TEP en junio de 2003.

Tabla 2.11 Fechas tentativas de construcción y operación de las TEP y TEG [8]

Termoeléctrica	Inicio construcción	Límite para Operación
TEP	03/01/01	27/06/03
TEG	04/06/00	27/12/02

Estas compañías generarán en total aproximadamente 3,600 GWh

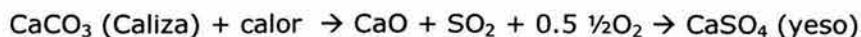
- Termoeléctrica del Golfo TEG: **1,750 GWh**
- Termoeléctrica Peñoles TEP: **1,850 GWh**

El energético base para este proyecto, coque de petróleo, es producido por PEMEX en sus refinerías de Cadereyta, N.L. y Madero, Tamps., de donde este complejo requerirá **1.3 millones de toneladas** por año para generar **260 MW**. En sí, la capacidad bruta es de 520MW con un autoconsumo de 60MW siendo entregados 460MW. De esta manera, se suministra soporte de energía al estado de San Luis Potosí.

Para este proyecto, se usara la tecnología de Circulating Fluidized Bed (CFB)<sup>¶</sup> camas de lecho fluidizado circulante.

La planta de peñoles utilizará CFB en donde se tendrán cuatro calderas, cada una con 115MWe netos de capacidad, el vapor generado por las calderas alimentará dos turbinas de vapor, las cuales harán girar dos generadores de 230MW de capacidad neta c/u.

El dióxido de azufre es removido directamente en la cámara de combustión de la caldera con la caliza:



Al controlar la caldera, a <900°C, se reduce significativamente la formación de óxidos de nitrógeno (NOx).

La ceniza consiste básicamente en caliza quemada (cal) con sulfato de calcio que capturó el proceso (yeso). Las cenizas obtenidas están clasificadas como "residuo

<sup>¶</sup> Con un autoconsumo de 30MW

<sup>¶</sup> Esta tecnología "CFB" es un sistema diseñado para capturar la mayor parte de materiales tóxicos gaseosos y metales pesados que usualmente se encuentran en este combustible a velocidades muy altas, será analizada más ampliamente en el siguiente capítulo.

NO peligroso". Esta ceniza tiene valor comercial y se usa generalmente para remediación de suelos o para pavimentación de carreteras.

El diseño y construcción del proyecto corrió a cargo de Alstom y para su operación y mantenimiento Sithe, habiendo sido necesarios 700 millones de dólares para llevar a cabo la construcción total de este proyecto donde el capital un 25% fue aportado por Alstom & Sithe y el otro 75% en deuda con Bancos.

La planta se ubicará en un predio de 237 hectáreas de donde la piedra caliza se encuentra a 5 Km y se cuenta con vía de ferrocarril a menos de un kilómetro, así como una carretera de acceso a 2.6 Km de distancia

El porteo se realizará a través de la red de la CFE con punto de interconexión en la subestación Anáhuac Potencia. La conexión se hará mediante una línea eléctrica de 400KV la cual se localiza a menos de 3Km de distancia.

**Vitro** [10, 11 y 12]

Otro caso interesante es el de Vitro. Esta empresa que día a día reestructura sus líneas de negocio para sobrellevar su actual situación de endeudamiento y diversificar geográficamente la operación, afronta la dura realidad de los altos costos de operación. Por poner un ejemplo, el 2003, debido al aumento de gas y electricidad se gastaron 73 millones de dólares. Esta situación ha creado la necesidad de buscar tecnologías para sustituir combustible y reducir sus costos.

Desde diciembre de 1999 Enron\* firmó un contrato con Vitro, para abastecerla de energía eléctrica y vapor por 15 años, en tanto que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) no le otorgó la autorización para construir una planta en las cercanías de Monterrey hasta el 19 de junio de 2000.

La autorización otorgada por la Comisión de Regulación Energética, permitía construir una planta generadora de electricidad, con una capacidad a instalar de hasta 284.016 megavatios.

La central de cogeneración, propiedad de Enron Energía Industrial de México, estará ubicada en el kilómetro 9.66 de la carretera estatal número 16, García-Monterrey, municipio de García, Nuevo León. Esta central de cogeneración a partir de gas natural de 245MW, venderá electricidad y vapor mediante contratos de 15 años a tres grupos industriales de México (Vitro Corporativo, S.A. de C.V., Cementos APASCO, S.A. de C.V. y Corporativo Grupo IMSA, S.A. de C.V.) así como un contrato de compra de vapor con una subsidiaria de propiedad total de Vitro llamada Industria del Alkali, S.A. de C.V.

Una alternativa para esta compañía puede ser el empleo de las tecnologías de generación de energía eléctrica a partir de coque de petróleo, además de otras estrategias que le permitan no solo sobrellevar su situación, sino lanzarlo al liderato de algún segmento del mercado de vidrio.

---

\* En 2001, antes de que surgiera el escándalo de la quiebra de la empresa que se había convertido en el paradigma de la industria privada eléctrica, Enron traspasó sus contratos a la empresa franco-belga Tractebel.

**IMSA Acero**

Por su parte, el Grupo IMSA, fundado en 1936 bajo la denominación Industrias Monterrey, había suscrito el 10 de abril de 2000 un acuerdo de suministro de energía eléctrica por 15 años con Enron de México, subsidiaria de Enron Corp.

Este acuerdo refuerza las estrategias de Grupo IMSA de reducción en costos y el aseguramiento de abasto del fluido eléctrico para necesidades actuales y proyectos futuros. Los ahorros esperados representan sumas considerables, especialmente para IMSA Acero. Asimismo, Grupo IMSA apoya el desarrollo del país al favorecer la instalación de nueva capacidad de generación de energía eléctrica [11].

Algunas empresas mexicanas necesitan optimizar el uso de los insumos que sus procesos requieren, para minimizar costos y ser más competitivas, además para poder garantizar el suministro de energía eléctrica. Actualmente diversas ramas industriales pueden realizar proyectos de cogeneración, aprovechando el combustible que utilizan actualmente solo para fines térmicos y así generar simultáneamente energía eléctrica y térmica, teniendo una mayor eficiencia a la que se obtenía en sistemas separados.

El sector industrial es el principal consumidor de energía eléctrica, siendo también el que más posibilidades tiene para realizar proyectos de autoconsumo bajo modalidades como las de cogeneración y autoabastecimiento.

# Bibliografía

## Capítulo II

## Bibliografía Capítulo II.

1. Prospectiva de Petrolíferos, 2002-2011. Subdirección de Planeación, Coordinación y Evaluación Gerencia de Pemex Refinación. Julio 2002.
2. Prospectiva de Petrolíferos 2002-2011. Secretaría de Energía. 1ª Edición. México 2002. ISBN 968-874-180-9. [www.sener.gob.mx/work/appsite/publicaciones/PROSPETRO.pdf](http://www.sener.gob.mx/work/appsite/publicaciones/PROSPETRO.pdf) 12/05/03 11:50hrs
3. Prospectiva del sector eléctrico 2001-2010. Secretaría de Energía. Tabla 11.
4. Gas y electricidad: ¿Planeación inteligente? David Shields. Periódico Reforma; Junio 18, 2001. Pág. 8A.
5. Potencial de Gas Natural en Burgos, Sabinas y Piedras Negras evitarán importaciones: PEP (PEMEX exploración y producción). Camarena M Luz A. Periódico Uno mas Uno; Junio 21, 2001.
6. El sector privado y autoabastecimiento eléctrico Perspectiva de CEMEX. 14 de Junio 2001.
7. Informe anual CEMEX 2000.
8. Termoeléctrica Peñoles (TEP) y Termoeléctrica del Golfo (TEG). Sesión Plenaria. XLI Convención Nacional del Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos; Puebla, Pue. 4 de Octubre de 2001. Ing. Jaime Lomelín Guillén, *Director general de Industrias Peñoles*.
9. Peñoles [www.penoles.com.mx/www\\_esp/procesos/termoelectrica\\_penoles.html](http://www.penoles.com.mx/www_esp/procesos/termoelectrica_penoles.html)
10. <http://www.energia.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=144>
11. Proyecto de Cogeneración de Energía Vitro (ME-0228). Extracto del proyecto. [www.iadb.org/exr/doc98/apr/me1269a.pdf](http://www.iadb.org/exr/doc98/apr/me1269a.pdf)
12. La Jornada (Antes de recibir permiso para generar energía, Enron firmó contratos de abasto en México) México D.F. Lunes 28 de enero de 2002. <http://www.jornada.unam.mx/2002/ene02/020128/019n1eco.php?origen=index.html>
13. Procesos y Materiales utilizados en refinerías de petróleo. Rafael Chávez Reyes. IMP. Agosto 2002.
14. Situación actual y perspectiva de las tecnologías para la Refinación del petróleo, E. Aguilar R. Revista del IMIQ, ISSN: 0188-7319 vol. 1-2, Enero-Febrero 2002, p.p. 5-12.

15. Actualización del estudio de reconfiguración del esquema de procesamiento de la refinería "Francisco I Madero" de Cd. Madero, Tamaulipas con nuevas proporciones de crudo Maya. IMP. 2001.

15b. *Procesamiento de la refinería de Minatitlán, Veracruz*. Instituto Mexicano del Petróleo.

16. Mercado de coque de petróleo en México 1993-2001. IMP. Mayo 28, 2002.

17. Cogeneración. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.  
[www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=312](http://www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=312)

# Anexos

## Capítulo II

## ANEXO IIA

Etapas involucradas en el proceso de Refinación [13].

Para entender más cómo está constituido un sistema de Refinación (ver Figura 2.16), es necesario entender cada una de las etapas involucradas las cuales están clasificadas como inicial (Destilación atmosférica y al vacío), secundaria (Conversión de aceite pesado) y la terciaria (Conversión de calidad). En seguida se explica brevemente cada una de estas etapas.

*Etapas iniciales***Destilación**

Es una separación física donde el aceite crudo se separa por medio de la volatilidad de los diferentes compuestos en un número de cortes dependientes de su punto de ebullición. Esta operación tiene lugar en una unidad de destilación primaria de crudo UDC (o CDU), adicionalmente el residuo de la UDC se separa en una unidad de destilación al vacío UDV (o VDU).

La unidad de destilación de crudo representa la base de la refinación; su configuración puede ser simple o compleja, es flexible en cuanto a la calidad de la carga y puede procesarse en forma continua o por bloques. La separación está basada en las características de la carga dulce o amarga, aceite lubricante, asfalto.

Esta unidad puede impactar significativamente en la economía de la refinería y compensar las variaciones de demanda estacionales.

*Etapas secundarias***Conversión de aceite pesado**

Hay rompimiento de hidrocarburos de alto peso molecular a más ligeros, productos comercializables de mayor beneficio por medio de 2 rutas principales: Ruta catalítica (desintegración catalítica e hidrodesintegración) y Ruta térmica (reducción de viscosidad y coquización).

**Ruta catalítica**

La desintegración catalítica es un proceso moderado de eliminación de carbón. Su carga de alimentación es gasóleo de vacío (destilado parafinoso), y como alternativa combustóleo (fuel oil) y los convierte en componentes para gasolina directamente (gasolina de desintegración catalítica rendimiento 50-60% en volumen) o indirectamente corriente de butano no saturado para alquilación y carga a MTBE 10-20% en volumen, mas gas y otros (LPG, componentes para destilados intermedios 18-22% volumen, pequeñas cantidades de componentes para combustóleo 10-15% en volumen y coque). Los rendimientos entre gasolina y destilados intermedios pueden variar cambiando la temperatura de corte en la sección de recuperación entre 180 y 220°C. En algunos diseños, se utiliza el calor de combustión de coque para generar vapor y potencia.

La desintegración catalítica fluida **UDCF o FCCU**, tiene como propósito producir alto volumen de gasolina, su carga de alimentación es gasóleo pesado de vacío (o residuo), entre los productos obtenidos esta el gas combustible, LPG, Olefínico, gasolina, componente de gasóleo y de combustible ligero. Es versátil en cuanto a



operación pues también puede procesarse en la modalidad de destilado intermedio.

La hidrodesintegración es un proceso de inyección de hidrógeno y utiliza las mismas cargas (gasóleo de vacío) que una desintegradora catalítica, pero en presencia de hidrógeno a alta presión. La composición de las cargas tiene poca influencia en el perfil de rendimiento debido a que tanto el catalizador como el hidrógeno se encuentran a alta presión. Como productos se tienen: LPG (carga para alquilación), naftas, querosinas, gasóleos y fondos. La nafta obtenida aquí tiene un alto contenido de naftenos y da mejores rendimientos en una reformadora catalítica que la mayor parte de las cargas procedentes de destilación. Los fondos son totalmente parafínicos y son excelente carga para las desintegradoras catalíticas; también se usan para la producción de lubricantes especiales de alta calidad.

### ***Ruta Térmica***

La reducción de viscosidad es un proceso relativamente moderado de eliminación de carbón, con el cual se incrementa el rendimiento de destilados intermedios y ligeros aunque en menor grado; también da como resultado una reducción pequeña en la producción de combustóleo. La desintegración térmica moderada de residuo de vacío o atmosférico produce gases, LPG, nafta y gasóleo.

Muchas de las moléculas más grandes son desintegradas lo que reduce la viscosidad del residuo desintegrado y consecuentemente se requiere menos gasóleo como diluyente para producir combustóleo terminado. Usando el reciclaje amplifica el efecto, lo que da lugar a lo que se conoce como "desintegración térmica", los productos destilados pueden incorporarse a la carga de alimentación de desintegradoras.

La unidad reductora de viscosidad URV es una forma de desintegración térmica menos severa que la coquización. La carga de alimentación usada es residuo pesado proveniente de la UDV o residuo de la UDC.

El residuo es un combustible inestable de menor viscosidad que la carga. Esta unidad reduce la viscosidad de mezclas de aceites pesados, el uso de diluyentes y la producción de combustóleo. Si esta unidad se recicla se puede convertir en desintegradora térmica. Aporta carga de alimentación a desintegradora catalítica / hidrodesintegradora.

La coquización tiene como propósito principal el disminuir el aceite combustible que se produce en la refinería. Puede producir coque de alto grado si la carga de alimentación es baja de azufre.

La coquización retardada es un proceso más severo de eliminación de carbón, el cual tiene un poderoso efecto en la reducción de la producción de combustóleo. Las cargas de alimentación son residuos de vacío o atmosféricos y se elaboran productos similares a los de la reductora de viscosidad pero con un rendimiento de coque de 30 a 35% en peso y la proporción de destilados es más alta, alrededor de 60 a 65% en peso.

*Etapa terciaria***Reestructuración y purificación.**

Dentro de la reestructuración entran la reformación catalítica, la alquilación e isomerización de pentanos y en la purificación están el hidrotratamiento y el tratamiento químico.

En la **reformación catalítica** se procesa una carga de nafta más pesada que en la isomerización, pero tiene el mismo propósito de mejorar los octanos de las mezclas de gasolinas, también es una fuente aportadora de aromáticos principalmente benceno, tolueno, y xilenos. Los subproductos obtenidos como el hidrógeno (usado para hidrotratamiento) y el isobutano (para alquilación) son particularmente valiosos, además de que genera productos terminales ligeros como propano LPG, butanos y pentanos para mezclas. Las reacciones que forman parte del proceso de reformación son: la dehidrogenación, isomerización y la dehidro-ciclización.

La **alquilación** es una reacción ácida catalizada la cual combina iso-butano con propeno, o con buteno o con isómeros de penteno, aproximadamente en proporción uno a uno, para producir una mezcla de parafinas ramificadas.

El iso-butano es esencial para este proceso y los isómeros olefínicos que son la otra parte de la carga, el primero procede de los butanos de la destilación del crudo, de la reformación catalítica, de la hidrodesintegración y de la desintegración catalítica y los segundos se producen en los procesos de desintegración, predominante de desintegración catalítica.

Si en el futuro se marca un límite para el contenido de olefinas en la gasolina con objeto de mejorar las emisiones de escape de los vehículos, entonces la alquilación de pentenos puede ser más atractiva ya que da octanos más bajos que la carga de butenos.

A causa de que los diferentes isómeros de buteno producen alquilados de diferente octano, la inclusión de una unidad de MTBE removerá el iso-buteno antes del proceso de alquilación, pudiendo cambiar la calidad del producto.

Por medio de la alquilación se obtendrán número de octano alto (RON=94.5 : MON=92.5) no se obtendrán aromáticos lo cual es un punto bueno para gasolinas reformuladas pero se tiene un problema potencial con el medio ambiente debido a que se utilizan ácidos como el fluorhídrico o sulfúrico como catalizadores.

**MTBE (Metil Terciario-Butil Éter)**

Es un agregado a la alquilación para incrementar los butanos para así mejorar la calidad de la unidad de alquilado. El isobuteno es la olefina esencial para ser eterificada con metanol aunque el etanol puede ser usado en su lugar y el etil terciario-butil éter tiene propiedades benéficas similares para las mezclas de gasolina. La esterificación puede mejorar ligeramente el octano de la gasolina catalítica ligera y reducir las olefinas.

**Isomerización de pentanos y hexanos**

El propósito principal de la isomerización es el incrementar el octano de la nafta ligera de 75RON a 85-90 RON para alcanzar alto octanaje se necesita reciclar, cambiar parafinas "normales" (C<sub>5</sub> y C<sub>6</sub>) a "iso" parafinas, cambiar butano normal (nC<sub>4</sub>) a isobutano (iC<sub>4</sub>) para las reacciones corriente abajo, se obtiene producto sin aromáticos.

**Hidrotratamiento**

Es el contacto de corrientes de hidrocarburos con gas hidrógeno sobre un catalizador a temperatura y presiones elevadas(500°F+ y 200/2500 psig). Se aplica el hidrotratamiento para reducir los niveles de azufre y nitrógeno, y algunas veces para saturar los hidrocarburos en las corrientes de craqueo procedentes de desintegradoras catalíticas y de coquizadoras a un nivel de hidrógeno más alto ya que incrementan la estabilidad del producto. Con cargas más altas los contenidos de metal y de carbón también se reducen.

Mientras más pesada sea la corriente de hidrocarburos, y/o más alto el nivel de impurezas, mayor será la severidad de la reacción requerida (aumentándola con la temperatura, presión del H<sub>2</sub> o la cantidad de catalizador).

En destilados ligeros e intermedios se utiliza principalmente para el endulzamiento mediante la remoción de azufre, aunque también es usado para remover nitrógeno y metales a olefinas saturadas y a los aromáticos y lograr algunas mejoras en la calidad de los productos.

En el caso de destilados ligeros el hidrotratamiento es para reducir contenidos de azufre y nitrógeno, en particular aquellos cortes que serán cargas de las reformadoras catalíticas. En algunos casos de tratamiento de destilados intermedios se emplea hidrodeseintegración moderada para incrementar la proporción de destilados ligeros en la refinería.

**Lavado de gas ácido**

El lavado de gas ácido es un tratamiento ya que el gas contiene sulfuro de hidrógeno y CO<sub>2</sub>, hidrocarburos y vapor de agua de manera que se absorbe con sosa cáustica y luego pasa por la desorción con dietanolamina y finalmente puede ser recuperado como azufre elemental.

**Aceites lubricantes**

Para el tratamiento de gasóleos de vacío y los aceites desasfaltados AD (o DAO) son: la extracción con solventes, el desparafinado y el terminado.

La extracción con solventes remueve los compuestos aromáticos y nafténicos. El desparafinado se lleva a cabo con metil-etil-cetona y tolueno, la parafina extraída es excelente carga de alimentación para desintegradoras catalíticas, su terminado incluye un tratamiento suave con hidrógeno sobre un catalizador a base de hierro para mejorar el color y la estabilidad del aceite.



## ANEXO IIB TABLAS [15 y 15b]

Tabla 2.12a Capacidades de las plantas existentes para la reconfiguración

Plantas	Diseño	Reconfiguración	Unidades
Hidrógeno (1)	8.5 – 11.5	0	MMPDCS
Planta de Azufre MX y BX (1)	93.5-126.5	0	TON/D
Coquer fluido (1)	10.2-13.8	0	MBPDO
Alquilación MR (1)	2.9-3.96	0	MBPDO
Fraccionadora de ligeros MC (2)	34-46	34-46	MBPDO
HDS nafta U-300 (2)	34-46	34-46	MBPDO
Isomerización de C5 & C6 U-200 (2)	8.9-12.1	8.9-12.1	MBPDO
Reformadora U-900	17-23	17-23	MBPDO
Isomerización de C4's U-100 (2)	2.2-3	2.2-3	MBPDO

(1) Plantas fuera de operación para la reconfiguración.

(2) Plantas en planeación. Ingeniería o construcción fuera de la reconfiguración.

Tabla 2.12b Capacidades de las plantas nuevas para la reconfiguración

Plantas nuevas	Reconfiguración	Unidades
Planta combinada 100% Maya	116.5-157.6	MBPDO
<b>Coquizadora Retardada</b>	<b>42.5-57.5</b>	<b>MBPDO</b>
HDS de Gasóleos	42.2-57.2	MBPDO
Alquilación	7.9-10.7	MBPDO
MTBE	2.1-2.9	MBPDO
TAME	2.2-3	MBPDO
Planta de Hidrógeno	35.7-48.3	MMPDCS
Planta de Azufre	510-690	TON/D
Reformación de naftas	8.5-11.5	MBPDO
Planta FCC 2	25.9-35.1	MBPDO
Aguas amargas de planta coquizadora	8.5-11.5	MBPDO
Alquilado ligero de planta de alquilación	8.5-11.5	MBPDO
Regeneradora de DEA de planta coquizadora	850-1150	GPM
Recuperación de hidrógeno	3-4	MMPDCS

Tabla 2.12c Producción del esquema de reconfiguración

Producto	Estudio Original	Reconfiguración	Unidades
Gasolina	76.23-103.13	65.25-88.27	MBPDO
Turbosina	12.50-16.92	13.2-17.7	MBPDO
Diesel Sin	32.52-44	40.86-55.28	MBPDO
Diesel desulfurado	4.8-6.4	0.00	MBPDO
Combustóleo 4% S	4.4-5.9	6.76-9.14	MBPDO
Combustóleo 2% S	5.86-7.92	4.35-5.89	MBPDO
Combustóleo 1% S	0.00	0.00	MBPDO
Asfalto	11.07-14.97	12.17-16.47	MBPDO
<b>Coque</b>	<b>2434-3294</b>	<b>2399-3245</b>	<b>TON/D</b>
Propano-Propileno	0.00	6.85-9.27	MBPDO
Butanos-Butilenos	0.00	0.90-1.22	MBPDO
Azufre	466-630	482.8-653.2	TON/D
LPG	2.4-3.2	6.1-8.3	MBPDO

Tala 2.13 Capacidad de plantas en el SNR después de reconfiguración

Plantas	Cadereyta	Madero	Minatitlán	Salamanca	Salina Cruz	Tula	Tren nuevo
Destilación primaria	270.0	190.0	200.0	245.0	340.0	320.0	150.0
Catalítica	90.0	73.0	82.0	40.0	108.0	80.0	54.0
Reformación	52.0	45.0	48.0	39.5	62.8	65.0	31.0
Alquilación	11.0	9.3	13.4	3.4	16.9	7.5	9.0
Isomerización	12.0	10.5	15.0	12.0	22.0	15.0	4.0
<b>Coquizadora</b>	<b>50.0</b>	<b>45.5</b>	<b>55.8</b>	---	<b>76.4</b>	---	<b>57.0</b>
Hidrotratamiento de naftas	50.0	58.0	49.4	50.0	76.2	72.0	35.0
HDS dest. intermedios	95.0	40.0	79.0	63.0	100.0	125.0	60.0
Hidrotratamiento de gasóleos	40.0	50.0	41.1	---	72.4	21.5	37
Isomerizadora de butanos	---	---	---	---	---	7.0	---
MTBE	0.7	2.5	---	1.0	0.9	2.1	---
TAME	---	2.6	---	---	1.5	2.0	---
Reductora de viscosidad	50.0	---	---	---	50.0	41.0	---
Hidrógeno (MMPCD)	60.0	42.0	48.0	60.0	70.0	85.0	---
Azufre (ton/día)	600.0	600.0	600.0	240.0	990.0	920.0	---

ANEXO IIC

Coquización fluida y retardada. [16]

La coquización fluida es un proceso totalmente continuo, donde el coque puede ser separado de otros elementos como sólido fluidizado.

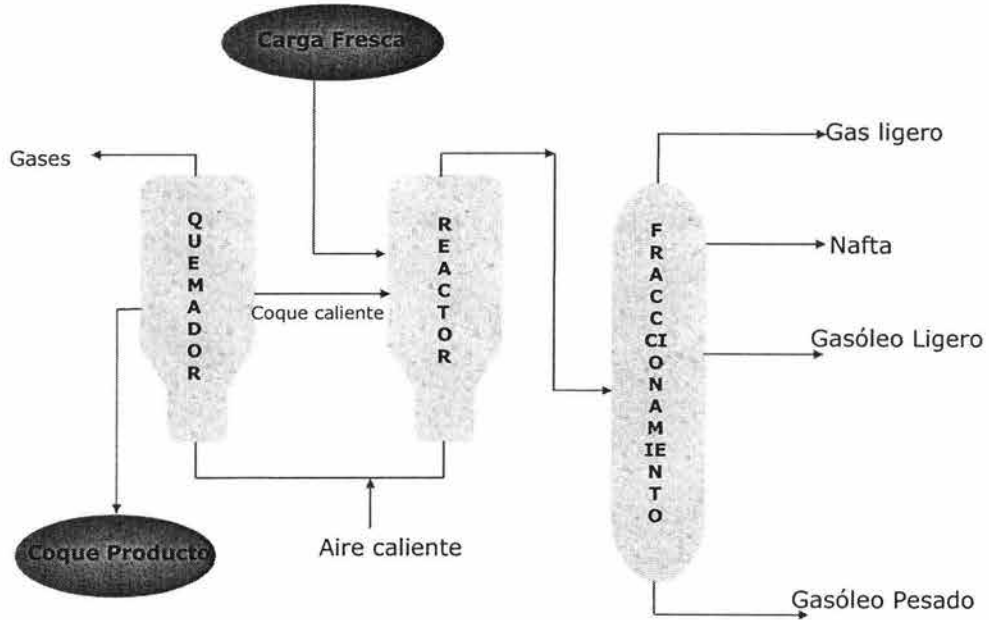


Figura 2.17 Esquema de Coquización fluida. [16]

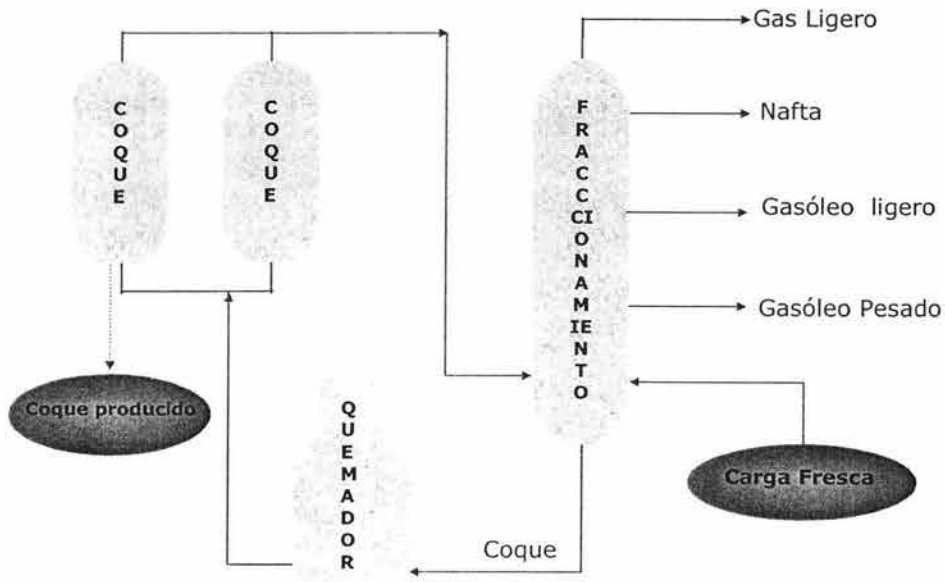


Figura 2.18 Esquema de Coquización retardada. [16]

La alimentación de carga fresca entra por el fondo del fraccionador entrando en contacto con una mezcla de condensado reciclado y es bombeada al quemador donde se alcanza la temperatura deseada por medio de dos compartimientos de coquización mismos que tienen como objetivo incrementar la destilación del residuo de vacío y reducir la producción de combustóleo. Para prevenir la coquización dentro del horno se inyecta vapor a los tubos de intercambio.

Los vapores de coquización fluyen a la torre fraccionadora para ser separados; es en esta parte en donde se pueden aplicar diferentes tecnologías para obtener los productos que en la figura 2.18 se indican.

La coquizadora retardada de la refinería de Madero produce: coque, gasóleo y nafta estabilizada principalmente.



## ANEXO IID

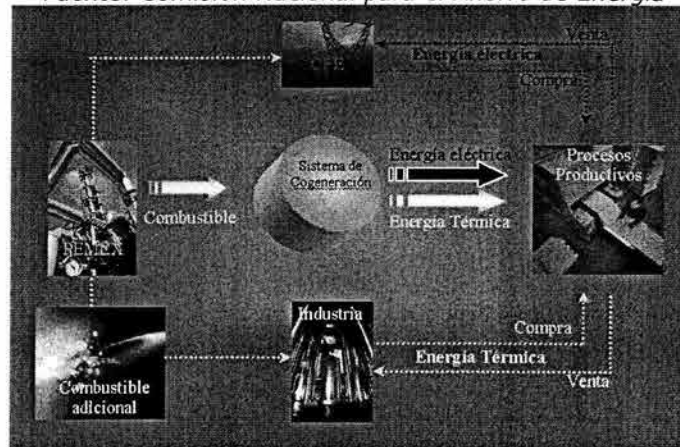
## Cogeneración [17]

La cogeneración se define como la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria, y es hoy, una alternativa como método de conservación de energía para la industria, acorde con las políticas de globalización económica regional y a la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable.

En una planta de generación termoeléctrica se quema normalmente un combustible fósil para producir vapor a alta temperatura y presión, el cual se hace pasar por una turbina para generar energía eléctrica. En este proceso, aún en las plantas más eficientes, se logra la conversión a electricidad de menos del 40% de la energía disponible como calor en el combustible; el resto se descarga a la atmósfera, mediante los gases producto de la combustión que salen por la chimenea del generador de vapor y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico. Aunque la cantidad de calor que se desecha a la atmósfera es muy grande, es de baja temperatura relativa, en otras palabras de baja capacidad para realizar un trabajo útil dentro de las plantas generadoras.

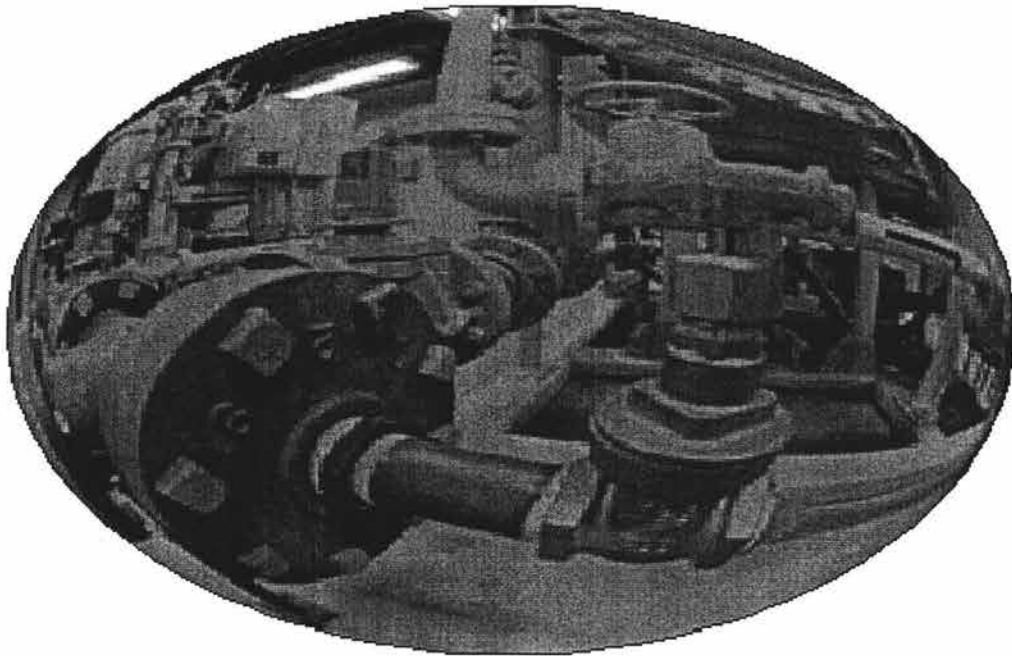
Figura 2.19 Esquema de Cogeneración

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía



La mayoría de los procesos industriales y aplicaciones comerciales, requieren de vapor y calor a baja temperatura. Así ellos pueden combinar la producción de electricidad y calor para los procesos, aprovechando la energía que de otra forma se desearía, como ocurre en las centrales termoeléctricas convencionales; a esta forma de aprovechar el calor de desecho se le conoce como cogeneración.

## CAPÍTULO III



## ASPECTOS TECNOLÓGICOS

Ya habiendo considerado las cantidades de coque de petróleo a ser generadas dentro del Sistema Nacional de Refinación dentro del capítulo anterior, se propuso como alternativa su uso como combustible en la generación de energía eléctrica pues con las nuevas tecnologías existentes que lo ocupan se podría de alguna manera cubrir un porcentaje importante de las demandas energéticas que enfrenta actualmente la industria Mexicana.

Debido a esta problemática actual este capítulo se enfocará a analizar los aspectos tecnológicos en lo que a generación de energía se refiere tomando como combustible alterno el coque de petróleo.

#### *Tendencias tecnológicas para la generación de energía eléctrica.*

En otros países, para la generación de energía eléctrica, se muestra una creciente preferencia por las centrales de ciclo combinado\* la cual será la tecnología más utilizada los siguientes años para generar energía eléctrica y vapor dada su mayor eficiencia y su costo de generación relativamente bajo (de alrededor de 3 centavos de dólar por kWh generado), desplazando así a las centrales convencionales de ciclo Rankine.

En México por ejemplo, a corto plazo el programa de expansión del Sistema Nacional de Generación contiene una importante participación de proyectos de **ciclo combinado** usando gas natural en lugar de combustóleo en algunos generadores de vapor para además de atender las demandas energéticas poder resolver problemas urgentes de contaminación en zonas críticas<sup>†</sup>.

Sus características favorables son:

- Alta disponibilidad del gas natural,
- Bajos niveles de contaminación al utilizar este tipo de combustible en especial la baja producción de emisiones de gases con efecto invernadero,
- Alta eficiencia térmica<sup>‡</sup> y construcción modular,
- Menores requerimientos de inversión en comparación con otras tecnologías (Monto de inversión es de alrededor de 700 dólares por kW).
- Tiempos bajos requeridos para su instalación (de aproximadamente 2 años).

Siendo sus limitantes:

- las turbinas (debido a su poca disponibilidad) y
- el precio cambiante del gas natural.

\* Ciclo combinado se refiere al acoplamiento de los ciclos Brayton (turbina de gas) y Rankine (ciclo de vapor) que acoplados tienen una eficiencia mayor. La definición dada en la NOM-085-ECOL-1994 se encuentra en el anexo C al final de este capítulo.

† Este tipo de cambios puede requerir modificaciones a los generadores de vapor mismos, dadas las diferencias entre las propiedades de radiación de las flamas de combustóleo y las de las flamas de gas. Por un lado se analiza en la actualidad la posibilidad de alterar las propiedades radiantes de las flamas de gas y, por otro, se están aplicando herramientas de modelación y análisis de generadores de vapor para determinar y diseñar los cambios que pudieran requerirse en los generadores de vapor a fin de utilizar gas, sin perder capacidad de generación.

‡ Aunque su eficiencia sea de 50 a 55% comparada con otras tecnologías que se encuentran en el mercado actualmente que tienen eficiencias del 40%.

Aunque esta tecnología tiene emisiones bajas, es posible que solo esté vigente hasta que como en algunos países como Estados Unidos las emisiones de NOx con gas natural deban ser inferiores a 9ppm (según el Electrical Power Research Institute EPRI), así que para poder realizar cualquier mejora en la eficiencia del ciclo combinado, se deberán realizar mejoras en las turbinas pues este ciclo depende en mayor medida de estas.

Aún con el desarrollo de las centrales basadas en ciclos combinados, se buscarán centrales generadoras que operen en ciclo Rankine a alta eficiencia. Para ello, se deberá operar a condiciones de presión y temperaturas de vapor más elevadas (requiriendo del desarrollo de materiales así como investigación en corrosión de materiales expuestos a altas temperaturas) y de esta manera tener eficiencias similares a las manejadas en los ciclos combinados en los primeros 20 años de este siglo

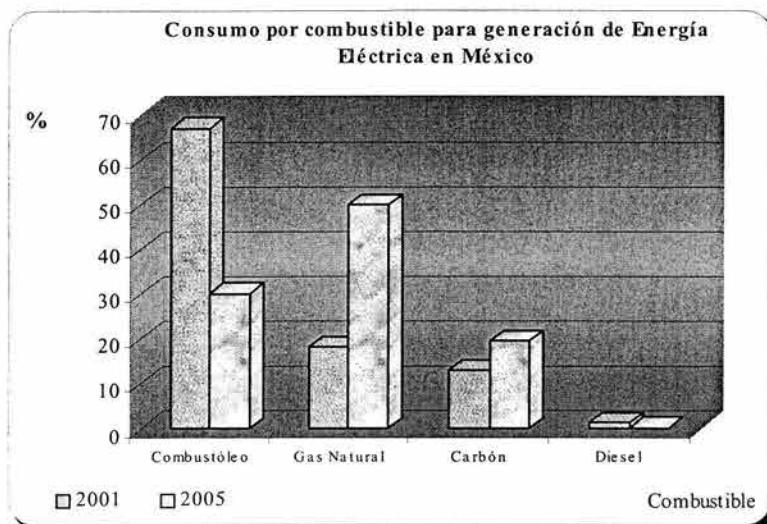


Figura 3.1 Consumo por combustible para generar e. Eléctrica en México.  
Fuente: Periódico el Herald, El carbón vital para el futuro de la energía eléctrica. López Barajas Fernando. 3 Mayo 2001, pág 13-A.

A pesar de las tendencias hacia el uso de gas natural para generar energía eléctrica, se considera conveniente continuar analizando escenarios diversificados de expansión de la generación, con la posibilidad de incorporar otro tipo de centrales como **carboeléctricas**, algunas con tecnologías basadas en fuentes renovables como las **nucleares**, **biomasa**, la generación por viento (**eólica**), la tecnología **solar** térmica, **geotermoeléctricas**, **hidroeléctricas**, otras nuevas como la tecnología de celdas combustibles, la cama carbón-metano, así como las

Mundialmente las turbinas de gas están teniendo un desarrollo muy dinámico, pudiéndose contar con unidades comerciales de 400MW con más de 60% de eficiencia de menos de 9ppm de emisiones de NOx.

Ver clasificación del tipo de energía y del tipo de fuente para generar energía en el anexo de este capítulo.

Aunque la tecnología nuclear ha resultado poco atractiva, por sus altos costos de inversión y por el problema de disposición final de desechos.

Actualmente en cuanto a costos puede ser ya más competitiva la eólica y fotovoltaica

que usan el coque de petróleo como combustible[1] como son: la combustión en camas de lecho fluidizado y la de ciclo combinado integrado.

Un indicador de esta transformación en usos de combustibles es que ya se están operando 60 plantas industriales en 16 países que utilizan la tecnología de **gasificación**, siendo los pronósticos para el 2005 de mayor uso de **Gas Natural** y **Carbón**<sup>1</sup> así como una reducción en el uso de **Combustóleo** y **Diesel** para la generación de energía eléctrica (ver Figura 3.1).

La disponibilidad del combustible no es el único factor que debe ser considerado para seleccionar una tecnología alterna, sino también su costo (variable que puede ser determinante para la elección de tecnología), los montos de inversión de ésta, tiempo de instalación, la eficiencia de generación y el impacto ambiental que la tecnología pudiera tener.

Por ello se ilustra en la siguiente figura el costo unitario de generación de energía eléctrica en donde se comparan tanto los costos de operación y mantenimiento, el costo del combustible y la inversión realizada.

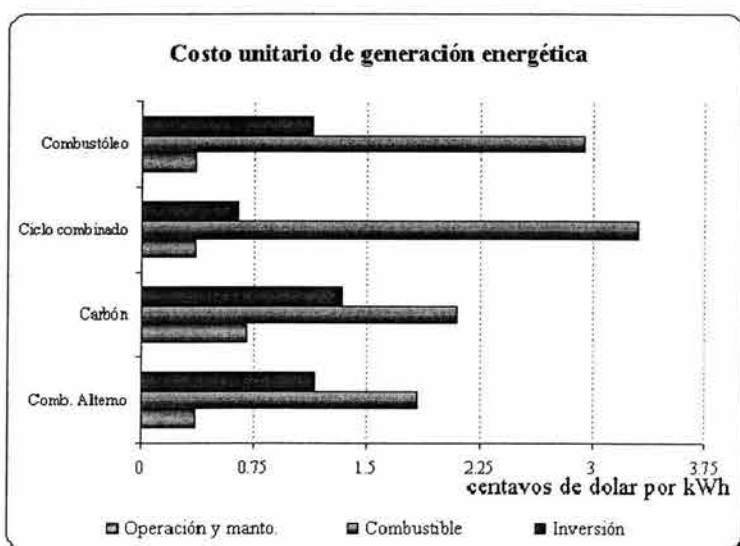


Figura 3.2 Costo Unitario de generación energética en cuanto a operación y mantenimiento, tipo de combustible e inversión.

*Fuente: Prospectiva Sector Eléctrico. 2001-2010. Secretaría de Energía.*

Además, se resalta que la generación de energía usando combustibles alternos o carbón son las que menores costos de combustible tienen, apareciendo el de combustóleo y ciclo combinado (con gas natural) como los más altos.

<sup>1</sup> En México, por poner un ejemplo, se cuenta con la experiencia de dos compañías Mexicanas, una cementera y una acerera que actualmente iniciaron un proyecto de generación de energía eléctrica utilizando **coque de petróleo** como combustible.

Aunque la generación por medio de carbón tiene menores costos en cuanto al combustible es una de las tecnologías que requiere de gran control en cuanto a emisiones y es debido a ello que genera mayores costos en la operación y mantenimiento que las dos primeras.

En conclusión, la tecnología que menor inversión requiere es la de ciclo combinado así como la que genera menores costos de mantenimiento pues es considerada entre las tecnologías más limpias, pero tiene el inconveniente del precio fluctuante del gas natural que usa como combustible.

#### *Generación tradicional de energía eléctrica.*

Tradicionalmente para la generación de energía existen centrales eléctricas las cuales son plantas integradas por un conjunto de unidades de generación, equipos auxiliares, subestaciones y equipos de transmisión de energía eléctrica. Estas centrales se clasifican según las fuentes de energía que utilizan para generar electricidad: **Termoeléctricas, hidroeléctricas, eololéctricas, geotermoeléctricas y nucleoléctricas**, las cuales serán descritas a continuación:

**Termoeléctricas.** Su funcionamiento se basa en la combustión de productos petrolíferos, de gas natural y de carbón para producir vapor de agua, la cual es convertida en energía eléctrica al ser expandida en una turbina.

**Hidroeléctricas\***. La energía hidráulica convencional, es aquella utilizada para generación eléctrica en grandes centrales conectadas a sistemas eléctricos. Una central hidroeléctrica es un conjunto de obras destinadas a convertir la energía cinética y potencial del agua, en energía utilizable como es la electricidad. Esta transformación se realiza a través de la acción que el agua ejerce sobre una turbina hidráulica, la que a su vez le entrega movimiento rotatorio a un generador eléctrico; la potencia obtenida a través de los recursos hidráulicos depende del volumen de agua que fluye por unidad de tiempo y de la altura de caída de ésta.

#### **Energía eólica [2].**

La **energía eólica** es la energía que se obtiene mediante un conjunto turbina-generador accionado por la fuerza del viento, aprovechando así la energía cinética del mismo para generar trabajo mecánico y transformarlo en electricidad, por ello se dice que estas centrales eololéctricas se basan en el principio de aerogeneradores.

Actualmente los aerogeneradores comerciales son de alrededor de 500 hasta 1500kW de potencia aunque existen también prototipos de hasta 3,000kW. Los modernos aerogeneradores están diseñados para trabajar alrededor de 120.000

---

\* En México se cuenta con potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas de menos de 5MW para generar según la Conae y la CFE, alrededor de 3,200MW.

---

horas de operación a lo largo de su tiempo de vida de diseño de 20 años. La vida real de un aerogenerador depende tanto de la calidad de la turbina como de las condiciones climáticas locales<sup>\*</sup>.

Los costos de mantenimiento son generalmente muy bajos cuando las turbinas son completamente nuevas, pero aumentan algo conforme la turbina va envejeciendo.

Algunos de los aerogeneradores más antiguos (25-150 kW) tienen costos de reparación y mantenimiento de una media de alrededor del 3 % de inversión inicial de la turbina.

Los costos de instalación incluyen las **cimentaciones**, normalmente hechas de hormigón armado, la **construcción de carreteras** (necesarias para transportar la turbina y las secciones de la torre hasta el lugar de la construcción), un **transformador** (necesario para convertir la corriente a baja tensión (690 V) de la turbina a una corriente a 10-30 kV para la red eléctrica local), **conexión telefónica** para el control remoto y vigilancia de la turbina, y los **costos de cableado**, es decir, el cable que va desde la turbina hasta la línea de alta tensión de 10-30 kV. Los **costos de transporte** de la turbina pueden entrar en los cálculos, aunque normalmente no son superiores a unos 15.000 US\$. Obviamente, los costos de las carreteras y de las cimentaciones dependen de las **condiciones del suelo**, es decir, de qué tan barato y fácil sea construir una carretera capaz de soportar camiones de 30 toneladas. Otro factor variable es la **distancia** a la carretera ordinaria más cercana, los costos de llevar una **grúa móvil** hasta el sitio, y la **distancia a una línea de alta tensión** capaz de manejar la producción de energía máxima de la turbina.

En general los costos típicos de inversión en instalaciones eólicas son aproximadamente de 1,000USD/kW instalado, mientras que los costos de generación entre 5 y 11 centavos de dólar/kWh.

En nuestro país, se tiene un gran potencial eoelectrico (estimaciones realizadas por el IIE dicen que se podría alcanzar hasta 5,000MW lo que es igual al 14% de la capacidad total de generación eléctrica instalada actualmente).

Esta forma de generación de energía ya ha alcanzado costos promedio entre 4 y 8 centavos de dólar por kWh generado. Hablando ya del precio de la energía, no existe un único precio, sino más bien un rango de precios, dependiendo de las velocidades de viento como se puede visualizar en la figura siguiente.

---

<sup>\*</sup> Por ejemplo, las turbinas marinas pueden durar más debido a la baja turbulencia en el mar.

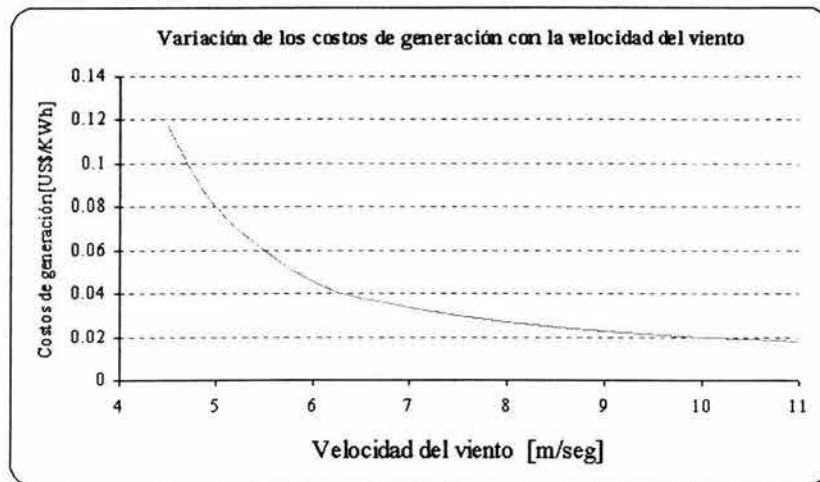


Figura 3.3 Gráfica velocidad del viento contra costos de generación de energía  
Fuente: [www.windpower.org](http://www.windpower.org)

Por lo tanto, antes de invertir en instalaciones eoloeléctricas se deben analizar las regiones y tipos de viento durante todo el año para que (entre otros factores ya mencionados) se cuente con velocidades adecuadas que proporcionen un costo bajo de generación de energía. En México, las zonas que pueden ser aprovechadas son: la del Istmo de Tehuantepec, penínsulas de Baja California y Yucatán, la Zona central de Zacatecas, la región central del altiplano y las costas del país.

### Energía geotérmica [3].

La Geotermoeléctrica es una planta termoeléctrica convencional sin generador de vapor. La turbina aprovecha el potencial geotérmico almacenado en el subsuelo en forma de vapor de agua. **La Geoenergía** es la energía almacenada, bajo la superficie de la tierra, en forma de calor y que emerge a la superficie. Este fluido geotérmico consiste en una combinación de vapor, agua y otros materiales.

Antes de ser pasado a la planta geotérmica se debe pasar por un separador de donde sale el vapor y la salmuera, así como una combinación de agua y materiales (líquidos de condensación y arrastre) que es enviada a pozos de reinyección para que el yacimiento geotérmico no se agote. El vapor continúa hacia las turbinas que generan electricidad, después de pasar por las turbinas, el vapor es condensado y enfriado en torres y lagunas.

Este tipo de plantas está dividida de acuerdo al fluido que utiliza: vapor supercalentado y agua caliente.

En el primer caso, los recursos de vapor seco son raros pero los más simples y menos costosos de desarrollar. El vapor producido de los pozos geotérmicos es alimentado directamente a la turbina de vapor usando tuberías aisladas; para el segundo, si las temperaturas son relativamente altas mayores a 170°C, el líquido puede ser parcialmente flasheado en un tanque a muy baja presión para que el vapor sea usado en las turbinas de vapor. Si las temperaturas son moderadas (entre 100 y 180°C) el calor contenido en el líquido se puede usar para vaporizar



---

un fluido orgánico secundario que es expandido en la turbina para generar energía usando una planta de ciclo binario\*

Como en un ciclo cerrado loop, estas plantas geotérmicas casi no generan emisiones al aire solo azufre pero en cantidades mucho menores que las que se generan en otro tipo de plantas que usan combustibles fósiles. Las plantas geotérmicas nuevas emiten alrededor de 0.3lb de carbón (en forma de CO<sub>2</sub>) por MW-h de electricidad generada.

Algunas de las geotermoeléctricas existentes son de alrededor de 1,200MW en los geysers de California en Estados Unidos.

Este tipo de plantas es diseñado para 20 a 30 años aunque con el manejo adecuado puede exceder estos valores.

En general como ventajas de este tipo de plantas se tienen las bajas emisiones de contaminantes atmosféricos, requieren poco espacio (una fracción de lo que otras requieren), el flujo de producción de energía es constante a lo largo del año ya que no depende de variaciones estacionales.

#### Energía Nuclear [4].

Nucleoeléctricas. En esencia es una termoeléctrica convencional, en la cual el vapor es producido por el calor generado a partir de la reacción nuclear de fisión, llevada a cabo dentro de un reactor nuclear. Esta **nucleoenergía** es la energía contenida en el mineral de uranio después de pasar por un proceso de purificación y enriquecimiento. Se considera energía primaria únicamente al contenido de material fisionable del uranio, el cual se usa como combustible en los reactores nucleares.

#### Energía Solar [5].

La energía solar tiene dos modalidades una que es la energía solar fotovoltaica y la otra que es la energía solar térmica. La primera utiliza la radiación solar para generar energía eléctrica y la segunda para calentar fluidos y para producir electricidad en grandes centrales.

La energía solar térmica se clasifica en baja, media o alta temperatura, siendo esta última la que se usa para generar energía eléctrica. Una manera para generar energía eléctrica por medio de la energía solar térmica es calentando un fluido que se evapora y hace mover una turbina la cual genera electricidad. Un aspecto que cabe resaltar es que el rendimiento global de una *central termo solar* de generación de electricidad está entre 16 y 20%.

En México por ejemplo hay una excelente oportunidad de aprovechar el potencial de generación eléctrica debido a la gran extensión territorial con una enorme disponibilidad solar (con una irradiancia solar promedio de mas de 5.5kWh/m<sup>2</sup>). Actualmente el costo de generación por tecnologías relacionadas a procesos fotovoltaicos es de alrededor de 4 dólares por watt.

---

\* Después de que el fluido es condensado, el fluido es recirculado a través del cambiador de calor en un ciclo cerrado

Biomasa [6, 7 y 8].

Se conoce como biomasa energética al conjunto de materia orgánica, de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial.

Residuos forestales procedentes de diversos tratamientos selvícolas, como entresacas, podas o limpieza de matorrales, residuos agrícolas de diferentes podas de cultivos leñosos como olivos, vides y frutales. También residuos de cultivos de cereales como el centeno, maíz, trigo, sorgo o arroz e incluso se utilizan los residuos de otros cultivos herbáceos como el tabaco, remolacha, algodón y girasol, residuos de industrias forestales, procedentes en su mayoría de industrias de tratamiento de madera, chapa de madera, corcho o papel, residuos biodegradables de industrias agroalimentarias y agroalimentarias y también los procedentes de actividad urbana, entre los que destaca el biogas procedente de estaciones depuradoras de aguas residuales urbanas y de los Residuos Sólidos Urbanos, cultivos energéticos y biocarburantes.

La energía de la biomasa corresponde entonces a toda aquella energía que puede obtenerse de ella, bien sea a través de su quema directa o su procesamiento para conseguir otro tipo de combustible.

El sector industrial de caña de azúcar (bagazo de caña) de nuestro país, tiene un potencial de generación de electricidad de más de 3,000GWh.

Uno de los acuerdos paralelos del Tratado de Libre Comercio suscrito entre México, Canadá y Estados Unidos, en vigor desde el primero de Enero de 1994, establece la correcta disposición de los desechos sólidos municipales por parte de los ayuntamientos, el Departamento del Distrito Federal o bien aquellas empresas privadas a quienes se les haya otorgado una concesión para el manejo, aprovechamiento y disposición final de la basura.

Existen dos formas de aprovechamiento de los desechos sólidos municipales sin que ello represente agresión al medio ambiente, la incineración directa y su depósito en rellenos sanitarios en los cuales se ha planteado un sistema de recuperación de biogas.

Este sistema es en virtud del alto contenido de metano (55%) en el biogas generado en un relleno sanitario así como de su alto poder calorífico del orden de 650 Btu/pie<sup>3</sup>, este combustible puede ser usado en un motor de combustión interna mismo que acoplado a un generador se pueden obtener a costos reducidos, potencias eléctricas significativas.

En el caso de que las cantidades de biogas sean aun mayores, es factible sustituir el motor de combustión interna por una turbina de gas.

En cualquiera de los dos casos el biogas debe ser tratado para eliminar la humedad y el azufre, a través de una planta que consiste en una estación de compresión para eliminar la humedad y en el caso de azufre, el biogas se hace pasar a través de limaduras de hierro para precipitarlo.

---

En ciertos casos, es posible separar el bióxido de carbono del metano mediante un proceso de absorción físico o químico o bien por una membrana de separación, el metano se puede usar como combustible para vehículos automotores o para generación eléctrica y el bióxido de carbono para la industria de aguas carbonatadas.

En general se puede decir que la biomasa se usa en aplicaciones energéticas, principalmente la producción de gas, energía calórica (térmica) y energía eléctrica. Algunas compañías como SEISA están involucradas en proyectos de este tipo en donde se recupera el biogas.

Las Celdas de combustible [8 y 9] es un aparato electroquímico que convierte la energía química directamente a energía eléctrica. Esta celda tiene dos electrodos donde se llevan a cabo reacciones electroquímicas, un electrolito para que a través de este, fluyan los iones y se genere electricidad.

Las celdas de combustible representan una de las mejores opciones tecnológicas en el futuro para generación de electricidad porque ofrece grandes eficiencias(entre 50 y 70% en capacidades de más de 10MW). No se tienen emisiones de  $\text{NO}_x$  y  $\text{SO}_x$ . Estas celdas tienen pocas partes movibles como los compresores por lo que el mantenimiento resulta ser mínimo.

Las partes de que consta una planta de celda combustible son:  
Sección de reformación para procesar el combustible de hidrocarburo y usarlo en la celda combustible, sección de generación en la cual se procesa generando energía. Las salidas de la celda combustible es electricidad (corriente directa) la cual es de muy bajo voltaje de menos de un volt. Para obtener mayor voltaje es necesario conectar varias celdas combustibles en serie.  
El invertidor que es la sección en donde se convierte la energía de corriente directa a corriente alterna; otra sección es la de soporte de operaciones como la condensación de agua, generación de vapor, entre otras.

Los tipos de plantas pueden ser clasificadas de acuerdo al tipo de conductor iónico usado y pueden ser: PAFC (Phosphoric acid fuel cell), MCFC (Molten carbonate fuel cell), SOFC (Solid oxide fuel cell), etc.

Tabla 3.1. Características de celdas de acuerdo al tipo de conductor iónico usado [8y 9]

	PAFC (Ácido fosfórico)	MCFC (Carbonato)	SOFC (Oxidos sólidos; itrio o zirconio)
Electrolito	Ácido fosfórico	62% LiCO <sub>3</sub> y 38% K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Oxidos sólidos; itrio o zirconio
Ánodo	Pt/C	Ni-10% y Cr	Ni-ZrO <sub>2</sub>
Cátodo	Pt/C	Li, Nio	Sr, LaMnO <sub>3</sub>
Presión	1-10bar	1-10bar	1bar
Temperatura de operación	260°C	650°C	1000°C
Material de la celda	Carbón	Ni, acero inoxidable	Cerámica
Ciclo simple (LHV)	44 %	50-65%	45-65%
Ciclo combinado (LHV)			
Combustibles reactantes	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> , CO	H <sub>2</sub> , CO, gas natural
Aplicaciones	Generación de energía, transporte	Generación de energía	Generación de energía, transporte
Estatus de la tecnología	Casi comercial	En etapa de desarrollo	En etapa de desarrollo

Actualmente solo se tiene en planta piloto por lo que esta tecnología se puede considerar como no totalmente madura. Un problema de esta tecnología es el alto costo de operación por lo que se espera que se empiecen a operar hasta finales del 2010; esta operación comercial está ligada a los esquemas de gasificación así como a las turbinas de gas humidificado. Aunado a ello esta tecnología requiere de personal altamente calificado para operarla.

Hay también otro sistema híbrido de celda combustible y turbina de gas que reduce el costo un 25% aumentando la eficiencia en 25% comparada con una celda de combustible de tamaño equivalente.

#### *Uso de tecnologías limpias para generación de energía basadas en combustibles fósiles.*

Debido a la incertidumbre del nivel de precio del gas natural, la estrategia de diversificación de combustibles para generación de energía eléctrica cobra ahora mayor importancia, ya que de continuar el incremento relativo en el precio del gas y de sostenerse éste en niveles altos, las otras tecnologías se volverán competitivas como se espera sea el caso del uso de tecnologías de generación de energía eléctrica a partir de coque de petróleo; aunado a esto, debido a la estructura del SNR, hay y habrá los próximos 10 años una amplia oferta de coque de petróleo lo que hace atractivo el uso de tecnologías limpias que lo procesen.

Entre las tecnologías que manejan coque o carbón consideradas como limpias se encuentran la de cama fluidizada o de lecho fluidizado (CFB Circulating Fluidized Bed) el cual quema grandes cantidades de carbón, biomasa o combustibles de desecho reduciendo efectivamente la contaminación; otra tecnología considerada como limpia es la llamada Ciclo Combiando Integrado que usa gas de síntesis el

cual es altamente eficiente y ya tiene bajas emisiones de dióxido de carbono. Esta última tecnología está surgiendo como la mejor tecnología disponible para el carbón o petróleo.

También existen algunas variantes de la CFB como la tecnología de cama de lecho fluidizado burbujeante (BFB Bubbling fluidized bed boiler) así como fluidizado burbujeante a presión o circulante a presión.

#### Gasificación en Ciclo Combinado Integrado "IGCC".

Una propuesta de tecnologías para reducir los residuales sólidos del petróleo aprovechando fondos de barril es la *gasificación - cogeneración* para producir hidrógeno, gas de síntesis, vapor de proceso y electricidad, integrando así el sector energético y eléctrico.

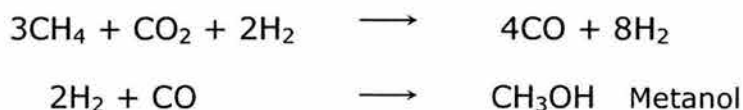
Para familiarizarse con este tipo de terminología, es necesario saber que es el gas de síntesis y cuál es su importancia. El "gas de síntesis" son las **diversas mezclas de monóxido de carbono e hidrógeno** que se emplean para fabricar productos químicos. La forma más habitual de obtenerlo es a partir de metano, aunque también puede obtenerse con facilidad a partir de etano, propano o butano. La reacción a conseguir cuando se utiliza el metano es:



La aplicación más importante del gas de síntesis es la **preparación de amoníaco (NH<sub>3</sub>)** mediante el **proceso de Haber**:



Después de la producción de amoníaco, la segunda aplicación en importancia del gas de síntesis es la obtención de **metanol**, la cual se realiza en dos pasos:



Por lo que se pudo verificar, el gas de síntesis es de gran importancia para poder obtener otros productos de valor agregado.

Esta tecnología de gasificación IGCC puede en un momento dado ser tomado en cuenta como parte del esquema de refinación ya que lo que se genere puede servir para autoconsumo en la refinería.

En cuanto a tecnologías de gasificación, la más atractiva es la que usa el *gas natural* como combustible por sus bajas emisiones al ambiente pero su disponibilidad hace que el precio incremente y no sea tan adecuado como la tecnología de gasificación de ciclo combinado integrado pues combina la

gasificación con el ciclo combinado IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle [9 y 10]. Usa como combustible el coque de petróleo, esta tecnología es atractiva por la baja contribución de este combustible al costo de generación de energía eléctrica, cogenerando además de vapor, hidrógeno y gas de síntesis.

La gasificación es una de las tecnologías que tiene ventaja sobre otras por que es flexible en cuanto al uso de combustibles. Permite la transformación total de cualquier tipo de residual de petróleo a gas combustible de mediano poder calorífico, prácticamente toda la alimentación se transforma en gas combustible (gas de síntesis) el cual se puede usar como tal o convertirlo a Hidrógeno.

La gasificación en sí es una oxidación parcial\* que da como productos Hidrógeno y monóxido de carbono:



Aunque los residuos pesados y el coque de petróleo (a ser usados como combustible en esta tecnología) contienen una gran cantidad de contaminantes como azufre, nitrógeno y metales pesados, la gasificación los convierte en "gas de síntesis" siendo así más fácil la remoción de estos contaminantes.

El proceso IGCC en su sección de gasificación, el coque de petróleo es gasificado, es decir que el carbón se combina con oxígeno y se crea un gas caliente el cual se limpia eliminando el azufre contenido en el coque, posteriormente este gas de síntesis se usa para hacer girar las turbinas de combustión de gas para producir electricidad.

La parte de ciclo combinado consiste en una turbina de combustión/generador de donde el gas de escape proveniente de esta turbina de combustión (gas combustible) se recupera en un generador de vapor de recuperación de calor, es aquí en donde se produce el vapor de alta presión (9Mpa, 500°C), alrededor de 300 ton/d para una planta de 2000t/d de gasificación de **coque de petróleo**.

Posteriormente, el vapor pasa por la turbina de vapor para dar energía a otro generador, el cual produce más electricidad.

Existe una configuración en la que una parte de este gas se puede utilizar para elaborar combustibles líquidos (metanol) y productos químicos (como amoníaco y oxo-alcoholes) con el sin-gas producido, así como otra en la que se separa el hidrógeno para recuperarlo y usarlo en celdas de combustible o dentro de algún proceso.

Una planta con este tipo de tecnologías permite obtener todos los insumos de la Refinería (electricidad, vapor e hidrógeno).

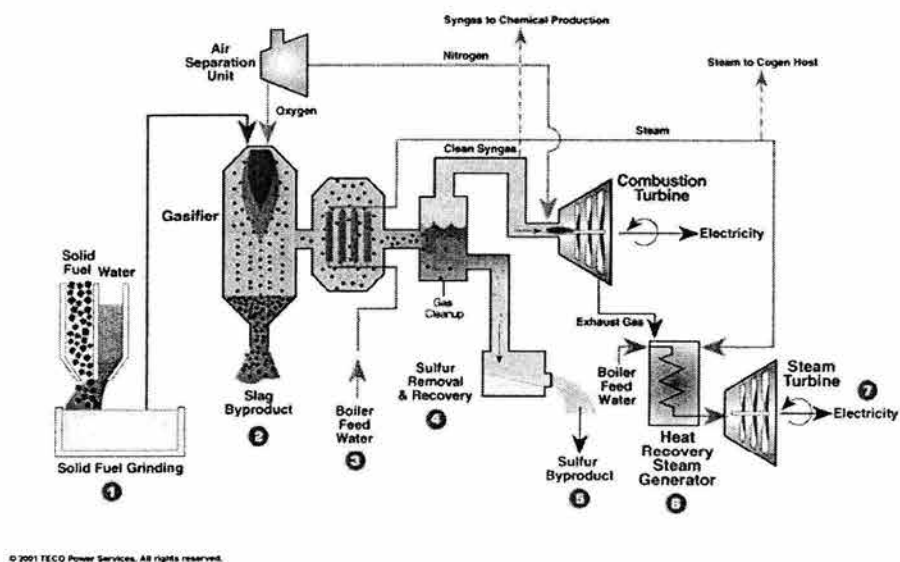
\* La oxidación parcial se logra añadiendo cantidades sub - estequiométricas de oxígeno en presencia de vapor a temperaturas en el rango de 500 - 1,600°C, y presiones desde atmosférica hasta 60-70 barg, dependiendo de la naturaleza de la materia prima y de la tecnología empleada. La oxidación parcial es exotérmica y el control de la reacción se consigue mediante el control de la adición de los reactivos y vapor [10].

El azufre producido depende de su contenido en la alimentación (niveles aproximados de sulfhídrico de 20ppm y 10ppm de NO<sub>x</sub> o menos en el gas de chimenea). En lo que a residuos respecta, se produce escoria inerte que puede desecharse sin problemas de contaminación, también se puede aprovechar para construir concreto para carreteras.

De los desechos finos se puede obtener Ni y V. En general se cumple parcialmente con las normas ambientales, sin importar el tipo de alimentación que sea gasificada. Para poder visualizar más este tipo de tecnología a continuación se presenta un esquema general del IGCC que es usado por "TECO Power Services".

Figura 3.4 Esquema IGCC

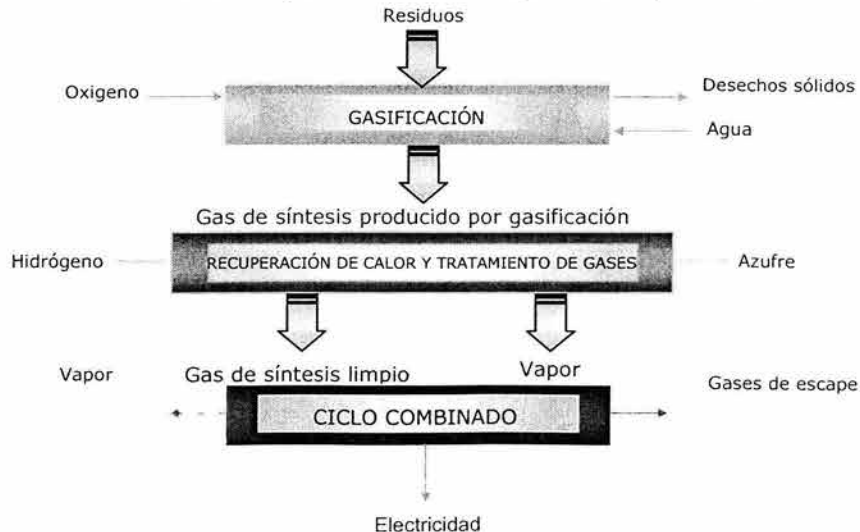
Fuente: [www.tecopowerservices.com](http://www.tecopowerservices.com)



© 2001 TECO Power Services. All rights reserved.

Figura 3.5 Esquema de Flujo IGCC

Fuente: *Tecnologías de aprovechamiento de coque de petróleo. VII Foro de Avances de la Industria de la Refinación. Septiembre 2001. Dr. Miguel A. Rodríguez Toral.*



Al procesar los crudos se tiene que con 150,000 barriles por día se obtiene una producción de residuo de 3 a 5 mil toneladas diarias. Para darse una idea de la energía generada por este medio, con alrededor de 5,000 toneladas de coque procesado se pueden generar cerca de 690 Megawatts con lo que nos podemos dar cuenta que con las cantidades generadas en las refinerías (ver Tabla 2.4) se podrían producir alrededor de 867 Megawatts los cuales cubrirían aproximadamente un 44% de lo que los proyectos planeados (ciclo combinado e hidroeléctricas) para el 2004 generarían (Ver siguiente Tabla).

Tabla 3.2. Centrales a Instalar [1]

Central	Tipo	Capacidad MegaWatt	Central	Tipo	Capacidad MegaWatt
2003			2004		
Campeche	Ciclo Combinado	225	Chicoasén U7	Hidroeléctrica	300
Naco Nogales	Ciclo Combinado	225	Chicoasén U8	Hidroeléctrica	300
Chihuahua III	Ciclo Combinado	225	La Laguna II U1	Ciclo Combinado	225
Rosarito 10 y 11	Ciclo Combinado	450	B.C.S 1	Ciclo Combinado	37.5
Tuxpan III y IV	Ciclo Combinado	900	La Laguna II U2	Ciclo Combinado	225
Altamira III y IV	Ciclo Combinado	900	Altamira V	Ciclo Combinado	450
Chicoasén U6	Hidroeléctrica	300	Río Bravo III	Ciclo Combinado	450
	<b>Total</b>	3,225		<b>Total</b>	1,987.5

Para un tipo de instalación de IGCC con capacidades entre 100 a 250 MW los costos de instalación son de alrededor de 1,750 a 2,300\$/kW o más \* los cuales, comparados con los de Ciclo Combinado usando gas natural como combustible que varían entre 550 y 750 \$/kW, son bastante altos.

Aunque la diferencia en cuanto a inversión sea bastante notoria, se puede considerar un punto fuerte a favor de la tecnología IGCC que el costo de combustible para cada tecnología si varía en el caso del coque de petróleo es bastante bajo y el del gas natural es muy volátil.

Otro es que una planta de IGCC permite obtener todos los insumos de la refinería (electricidad, vapor, hidrógeno), la de lecho fluidizado requeriría una planta de producción de hidrógeno.

\* Estos costos varían dependiendo de las capacidades, lugar y combustible. Los avances recientemente tenidos prometen un costo de 1,000\$/kW que es comparable con las plantas de carbón pulverizado.



En la Figura 3.6 se puede verificar esta volatilidad en el precio en la Costa del Golfo del gas natural y compararla con los precios de otros combustibles como el coque de petróleo el cual desde 1993 hasta 2001 ha tenido un claro comportamiento de tendencia a la baja en su precio<sup>5</sup>.

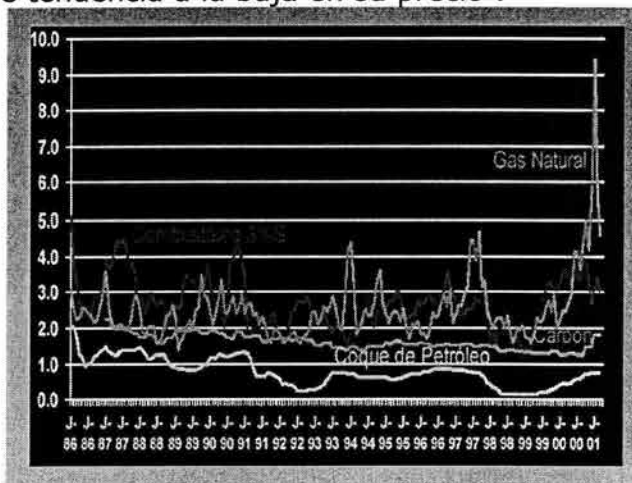


Figura 3.6 Precios comparativos de combustibles en la costa del Golfo de E.U. (USD/MMBTU constantes de 1999)

Fuente: Reuters, Pace Consultants, Dept. Energía de EUA, Pace Global Consultants.

En la Figura que sigue (3.7) se reporta el precio de coque de petróleo pero ya a nivel nacional.

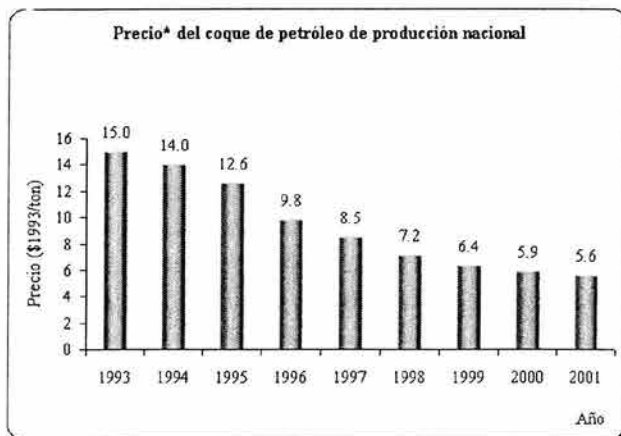


Figura 3.57 Precios del coque de petróleo (\$/ton constantes de 1993)

Fuente: Presentación Mercado del coque de petróleo en México 28 Mayo 2002. IMP.

Aunado a esto, en México, esta tecnología de ciclo combinado integrado, se ve favorecida por el hecho de la planeación y construcción de coquizadoras en refinerías de PEMEX así como por las nuevas normas ambientales.

Solo resta denotar que el éxito final de las plantas de IGCC depende de la economía de su proceso relativa a tecnologías alternativas de generación de electricidad, en particular contra el uso de otros combustibles como gas natural

<sup>5</sup> El precio graficado es ponderado (en pesos del año 1993 por tonelada).

---

debiendo así tener unidades con eficiencias mayores al 52% y costos por KW instalado menores a 1,000 dólares para hacerla más competitiva con la de ciclo combinado con gas natural o que el precio del gas natural se incremente al grado de no hacer rentable la operación de plantas que lo usen como combustible para generación de energía. [11]

Calderas de Lecho Fluidizado (CFB). [10, 12 y 13]

Esta tecnología puede utilizar diversos combustibles como lo son el carbón, coque de petróleo, biomasa, llantas, papel húmedo, desperdicio de madera, basura municipal e industrial. Se encuentran tamaños diversos de entre 20 y 300MW con una eficiencia térmica del 25 al 35% y un tiempo de vida útil de entre 30 y 40 años.

Descripción general del proceso.

Esta tecnología de lecho fluidizado, consiste en una inyección de aire hacia arriba y a través de un lecho de partículas finas para tener un suministro continuo de combustible. Se mezclan de manera turbulenta tanto el aire como el combustible y en presencia de una flama reaccionan químicamente y se da la transferencia térmica (la energía térmica se transmite a un sistema agua-vapor por medio de tubos inmersos en el lecho). Hay una combustión completa debido a la constante mezcla de partículas manteniendo la temperatura uniforme dentro de la zona de combustión (temperatura de combustión entre los 670 y 930°C lo que evita reacciones de formación de NOx). La ceniza que se genera es incorporada al lecho de partículas de donde se extrae a intervalos el exceso de ceniza. La turbulencia que hay en el lecho provoca que los gases de combustión se pongan en contacto con un sorbente de azufre (compuesto químico basado en calcio) para reducir hasta un 95% el contenido de azufre.

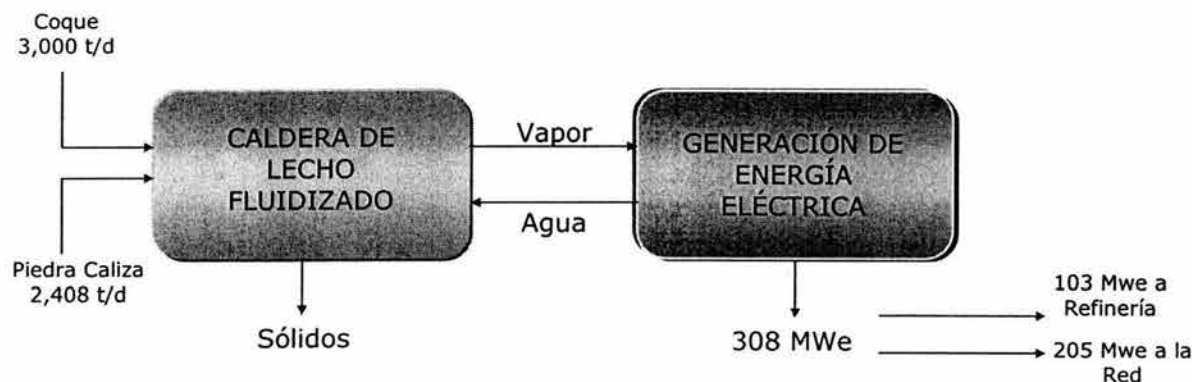
Actualmente este tipo de tecnologías se siguen modificando para mejorar eficiencias teniendo así variantes como la de lecho fluidizado burbujeante a presión o circulante a presión, en donde la mejora consiste entre otras cosas en integrar un gasificador de carbón o coque de petróleo para producir gas combustible (el gas es quemado en una cámara dispuesta en la parte superior del combustor que van a la turbina de gas lo cual resulta la parte más eficiente del ciclo cambiando) y la de lecho fluidizado presurizado que es también una opción para aprovechar los combustibles sólidos en esquemas de alta eficiencia siendo así mismo una tecnología alternativa a la gasificación.

Las calderas de lecho fluidizado tienen el inconveniente de requerir grandes cantidades de piedra caliza (2408 ton/d para 3000 ton/d de coque) y la alta producción de desechos sólidos (mayor al 36% del total piedra caliza + coque =1937ton).

Las plantas con CLF actualmente en operación son de baja capacidad (menor a 60 MWe) en tanto que las de IGCC van de 35 MWe hasta mayores de 400 MWe, que abarcan la capacidad estimada para la Refinería de Minatitlán (estimada en 278 MWe por IMP, considerando la producción de 55 MMPCSD de hidrógeno). Para las dos tecnologías se tienen en etapa de diseño plantas con capacidades que fácilmente cubren el valor estimado para Minatitlán.

Para que esta tecnología junto con la de IGCC sean más competitivas es necesario tener equipos con mayores eficiencias y con costos por KW instalado menores a 1,000 dólares puesto que por el momento se tienen plantas de CLF de 200 MWe con inversiones de entre \$1,500 y \$2,000/kW\*. [11]

Figura 3.8 Esquema de Flujo de CLF [11]  
Fuente orig.: Julio Milán Foressi, Manuel Fernández Montiel, et. al. 1996. IIE.



#### Comparación.

Comparando ambas tecnologías tanto IGCC como la de caldera de lecho fluidizado se puede decir que la madurez de la tecnología es equivalente pues aunque hay más plantas (cinco) en operación de IGCC estas son de operación demostrativa comercial, a diferencia de lecho fluidizado que hay cuatro en operación estable.

Las plantas con lecho fluidizado actualmente en operación son de baja capacidad (menor a 60 MWe) en tanto que las de IGCC van de 35 MWe hasta mayores de 400 MWe, que abarcan la capacidad estimada para la Refinería de Minatitlán (estimada en 278 MWe por IMP, considerando la producción de 55 MMPCSD de hidrógeno).

Para las dos tecnologías se tienen en etapa de diseño plantas con capacidades que fácilmente cubren el valor estimado para Minatitlán

\* Dependiendo del tipo de combustible sólido

**Fisher- Tropsch.**

El proceso fue descubierto por los investigadores alemanes F. Fischer y H. Tropsch en 1923, esta tecnología convierte el carbón, gas natural y productos de refinería con bajo valor (como el coque de petróleo) en combustible limpio de alto valor.

Este proceso sirve para sintetizar los hidrocarburos y otros compuestos alifáticos. El gas de síntesis (mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono<sup>5</sup>) reacciona en presencia de un catalizador de hierro y cobalto para generar varios productos como metano, gasolina sintética entre otros, también se generan como subproductos alcoholes (metanol) a partir del agua y dióxido de carbono.

Actualmente muchas compañías buscan el producir en una escala mayor este tipo de combustibles.

---

<sup>5</sup> Ver definición de gas de síntesis en el Anexo IIIA

# Bibliografía

## Capítulo III

---

**Bibliografía Capítulo III.**

1. Prospectiva del sector eléctrico 2001-2010. Dirección General de Formulación Política Energética. Secretaría de Energía. Primera edición 2001.145pp. pág 101-123.
2. [www.windpower.org](http://www.windpower.org)
3. [www.panoramaenergético.com/energía\\_geotermica.htm](http://www.panoramaenergético.com/energía_geotermica.htm)
4. Revista electrónica. Vigilancia tecnológica Robotiker. No. 10. Artículo 58. "La energía solar térmica aplicada a la producción de electricidad".  
[Http://revista.robotiker.com/articulos/articulo58/pagina1.jsp](http://revista.robotiker.com/articulos/articulo58/pagina1.jsp)
5. <http://www.ideal.es/waste/biomasa.htm>
6. [http://www.cne.cl/fuentes\\_energeticas/e\\_renovables/biomasa.php](http://www.cne.cl/fuentes_energeticas/e_renovables/biomasa.php)
7. Energía Renovable en el Siglo XXI. Jorge Gutiérrez Vera. SEISA.
8. Tendencias tecnológicas en los procesos de combustión en la generación de electricidad. Boletín IIE, marzo/abril 1998.  
<http://www.iie.org.mx/publica/bolmj98/tendmj98.htm>
9. Utilización de coque de petróleo para la generación de electricidad. VII Foro de Avances de la Industria de la Refinación. Septiembre 2001. Dra. Alma Rodarte. Texaco Power & Gasification.
10. Tecnologías de aprovechamiento de coque del petróleo: Gasificación y Calderas de lecho fluidizado. VII Foro de avances de la Industria de la Refinación. Septiembre 2001. Dr. Miguel Angel Rodríguez Toral. Instituto Mexicano del Petróleo.
11. [www.tecopowerservices.com/tps.html](http://www.tecopowerservices.com/tps.html) IGCC
12. [www.power-technology.com/projects/northampton/](http://www.power-technology.com/projects/northampton/) CFB
13. [www.einco.fi/index.htm](http://www.einco.fi/index.htm) CFB Boiler
14. Gasificación Integrada a ciclos combinados. Manuel F. Fernández y Agustín M. Alcaraz C. Boletín IIE. Noviembre-Diciembre 2001.pág. 283-288

# Anexos

## Capítulo III

---

### Anexo IIIA Clasificación de la energía

Las fuentes de energía son aquellas que producen energía útil directamente o por medio de una transformación y se clasifican en primarias y secundarias.

Entre algunas fuentes primarias de energía están: el Carbón mineral, Petróleo crudo, Condensados, Gas natural no asociado, Gas natural asociado, Nucleoenergía, Hidroenergía, Geoenergía, Energía eólica, Bagazo de caña y Leña.

Dentro de la energía secundaria están los energéticos derivados de las fuentes primarias, y se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final. Estos productos son coque, gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas natural y electricidad.

De la misma manera, existe una clasificación para el tipo de fuente para generar esa energía, la cual puede ser renovable o no renovable. Las fuentes **renovables** se definen como la energía disponible a partir de procesos permanentes y naturales, con posibilidades técnicas de ser explotadas económicamente. Las principales fuentes renovables, más viables, son la hidroenergía, la eólica y la solar, las cuales se aprovechan en la generación de energía eléctrica y bombeo de agua, entre otras aplicaciones.

La energía **no** se mide en kilovatios, sino en **kilovatios-hora** (kWh).

Entre las tecnologías **no renovables** para la generación eléctrica están, la térmica convencional, la de lecho fluidizado, ciclo combiando integrado, las turbinas de gas, la combustión interna, la gasificación de combustibles y el uso de combustibles alternos.

La tecnología que domina es la *térmica convencional* pues es flexible para utilizar diversos combustibles. Tiene eficiencias entre 35-40% y actualmente algunas centrales utilizan presiones supercríticas, diversas etapas de precalentamiento y temperaturas de vapor de 570°C las cuales aumentan su eficiencia hasta tener un 47% aunque se espera alcanzar hasta un 60% en los próximos 20 años, con esquemas de retención de bióxido de carbono.

El *lecho fluidizado* consiste en el uso de un generador de vapor, donde la combustión se realiza con un combustible sólido en suspensión, dentro de la corriente de aire. Quema combustibles de baja calidad como lo es el coque de petróleo posibilitando la retención de contaminantes (óxidos de azufre). Su eficiencia es ligeramente menor a la de una térmica convencional.



La Gasificación convierte un combustible líquido o sólido en gas, el cual es usado como combustible o material de insumo. Además el gas puede ser usado ya libre de impurezas se puede quemar en una turbina de gas para generar energía eléctrica. Así mismo, el gas puede ser utilizado para producir una gran variedad de productos químicos (gas natural sintético, productos petroquímicos, hidrógeno, combustibles líquidos, productos químicos, etc).

La *gasificación de combustibles* se usa en la modalidad de cogeneración de Refinerías, (además del vapor y la electricidad se requiere el Hidrógeno). Últimamente ha reducido sus requerimientos de inversión y se espera que dentro de los próximos 30 años (dependiendo de la evaluación económica y del escenario de precios de combustibles), sea competitiva con las centrales de ciclo combinado. Una ventaja de la gasificación es su versatilidad y flexibilidad en uso de combustibles como la biomasa y desechos industriales.

El proceso de gasificación (flujo por arrastre\*) requiere de oxígeno como agente gasificante, lo que implica que las dimensiones de los equipos (reactor, compresores, equipos de limpieza, etc.) sean menos respecto a aquellos en los que se utiliza directamente aire para gasificar. A cambio, se usa una planta criogénica para obtener el O<sub>2</sub> 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 menor cantidad de escoria; lo cual evita que se procesen posteriormente los desechos del reactor. Aquellas instalaciones que incluyen un gasificador y que se integran a un ciclo combinado requieren, además del reactor y del sistema de enfriamiento para el gas crudo, de una unidad separadora de aire (cuando el agente gasificante es oxígeno), de un sistema para limpieza de gases, del sistema para manejo y preparación de los combustibles, así como de los sistemas para el manejo de los desechos producidos en forma de escoria y cenizas.

La electricidad se produce quemando el gas de síntesis limpio en la turbina de combustión, y en la turbina de vapor de un ciclo combinado utilizando parte o todo el vapor generado en el enfriador del gas de síntesis, así como en el recuperador de calor de los gases de combustión conectado a la descarga de la turbina de gas. El vapor a proceso se obtiene del enfriador del reactor y/o del ciclo de vapor.

En caso de que el reactor y sus auxiliares estén totalmente integrados al ciclo combinado, se designa a la instalación como Gasificación Integrada a ciclo combinado o IGCC (esta tecnología ha sido estudiada en este capítulo).

En un lugar en donde el ciclo combinado no está integrado térmicamente, a la unidad de gasificación, lo único que se alimenta es el gas de síntesis para ser

\* 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, se le conoce como de primera generación.

quemado en la cámara de combustión de la turbina de gas. La unidad de separación de aire cuenta con sus propios equipos para proveerse del aire para obtener el oxígeno necesario para la gasificación.

A continuación se encuentra un diagrama de gasificación que muestra la flexibilidad de esta tecnología en cuanto al uso de combustible y la versatilidad de productos que se pueden obtener.

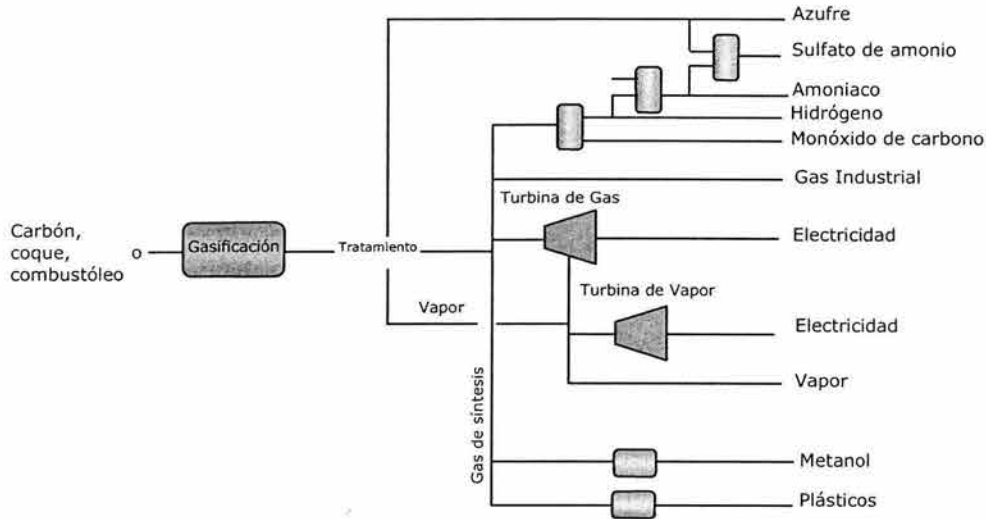


Figura 3.9 Esquema de la Gasificación

Fuente: *Gasificación Integrada a ciclos combinados*. Manuel F. Fernández y Agustín M. Alcaraz C. Boletín IIE. Nov-Dic 2001.

En el caso del coque proveniente de la refinería, el cual tiene bajo contenido de oxígeno, se usa vapor de agua para aumentar la reactividad de la carga y como moderador de la reacción. Si el combustible tiene bajo contenido de cenizas, es necesario agregar aditivos para proteger los interiores de los reactores [15].

El *ciclo combinado integrado* es una tecnología que combina la gasificación con el ciclo combinado y aprovecha el coque de petróleo (proveniente de las refinерías) eliminando los contaminantes de éste de una manera agradable con el ambiente.

Las *turbinas de gas* son utilizadas en ciclo abierto para centrales que satisfacen los picos de demanda, o en ciclo combinado. Las mejoras en lo que a diseño y fabricación respecta, permiten un 50-60% de eficiencia para los ciclos combinados, aunque se espera que en la próxima década se alcance hasta un 70% de eficiencia.

La *combustión interna* consta de equipos eficientes y pequeños de capacidad que va de 1 a 20MW y con eficiencias entre 40 a 44%. Esta tecnología se diferencia de la de gas por que puede manejar combustibles líquidos pesados. Estos equipos se emplean en sistemas aislados de la infraestructura de gasoductos y en

aplicaciones de cogeneración. se espera un crecimiento en el uso de estos motores.

Para el uso de *combustibles alternos* actualmente se cuenta con dos tecnologías disponibles o en las últimas etapas de desarrollo, las cuales son: las emulsiones de residuos de vacío en agua y la utilización de crudo maya despuntado en centrales generadoras.

#### Ciclo combinado

Proceso para la obtención de calor en dos etapas que incluye en la primera, la generación de gases de combustión y la expansión de los mismos y en la segunda, transferencia y recuperación del calor con propósito de generación de energía eléctrica. (NORMA Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994). Acoplamiento de los ciclos de turbina de gas y de ciclo de vapor para lograr una mayor eficiencia.

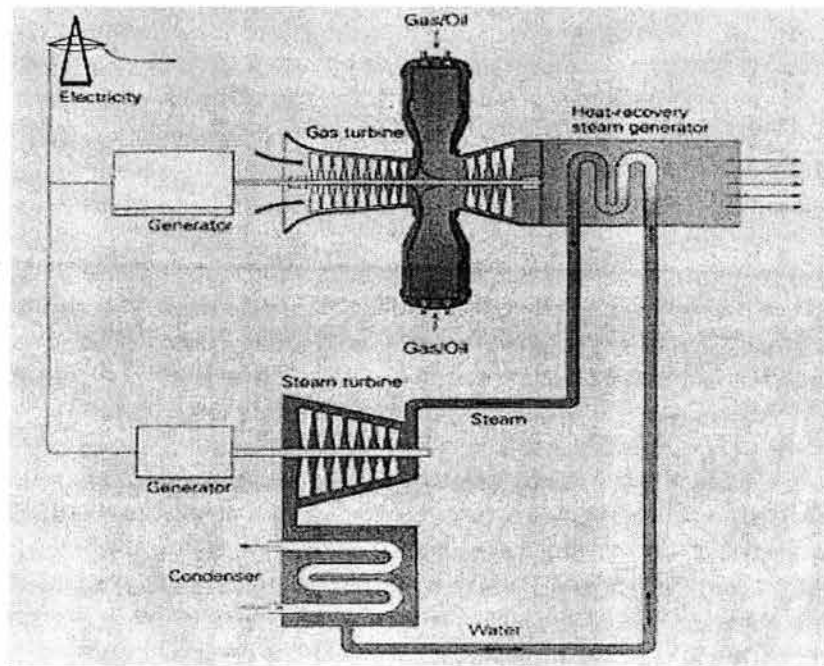


Figura 3.10 Esquema de ciclo combinado  
Fuente: Bill Powers, P.E.  
Border Power Plant Working Group (BPPWG)

## CAPÍTULO IV



## EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

---

En el capítulo anterior se describieron las tendencias tecnológicas para generar energía eléctrica viendo tanto las formas tradicionales de generación como el uso de tecnologías limpias que utilizan coque de petróleo para generar energía eléctrica, de donde se denota que ambas tecnologías IGCC y CFB pueden ser útiles para solucionar varios problemas: uno, el de la disposición de las grandes cantidades de coque que se generará en las refinerías reconfiguradas del país; otro, el problema energético que se sufre actualmente por la gran demanda y falta de capacidad para generar energía eléctrica y una aportación final que sería la integración de la tecnología de gasificación directamente a la refinería que genera el coque de petróleo\*. Es por ello que en este capítulo se evaluará cual de estas dos tecnologías de gasificación es la más adecuada.

Para propósitos de una evaluación general entre dos tecnologías propuestas que utilizan el coque de petróleo como combustible para poder generar energía eléctrica, se evaluarán diferentes aspectos de ambas tecnologías, siguiendo una metodología que queda entre las técnicas tradicionales de evaluación conforme a la información que se tiene disponible, tratando de ser una evaluación integral de alternativas tecnológicas.

#### Metodología [1]

Existen varias técnicas de evaluación entre las que se encuentra la de tipo discriminativo (si cumple o no cumple) en combinación con criterios económico – financieros, otra discriminativa pero combinada con un análisis matricial de puntuación o calificación y su **aplicación depende del nivel de información disponible**.

De entre las distintas metodologías que se pueden encontrar en literatura abierta para evaluar proyectos se encuentran las siguientes:

- Metodologías para la evaluación de proyectos.
- Metodologías para la evaluación de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico.
- Metodologías para la evaluación de alternativas tecnológicas en proyectos de inversión.
- Metodologías para la valuación de tecnologías.
- Metodologías para la evaluación de tecnologías.

De entre todas estas metodologías veremos las últimas tres que son propias para este caso de análisis de las tecnologías IGCC y CFB<sup>†</sup>. Aunque existe una última propuesta por autores como "E. Aguilar et. al.", para proyectos involucrados en la industria de Refinación (Pemex) siendo la más adecuada para la evaluación integral de alternativas tecnológicas.

---

\* Esto será visto a más detalle en el capítulo V.

† Para conocer el resto de las metodologías brevemente acudir al anexo de este capítulo.

---

### Metodología para la evaluación integral de alternativas tecnológicas Etapas en el proceso de transferencia tecnológica

1. Detección de la necesidad de tecnología.
2. Definición del proyecto
3. Obtención y análisis de información técnica (estado del arte, dimensiones tecnológicas, pronósticos, líderes y posibles oferentes de tecnología).
4. Contacto inicial con oferentes y visitas.
5. Diseño del programa de asimilación
6. Evaluación, negociación y decisión (contrato).
7. Adquisición de acuerdo al programa.
8. Adaptaciones (arranque) y operación
9. Asimilación.

En el proceso de evaluación dentro de la transferencia de tecnología participan el **usuario** (inversionistas, alta dirección, gerentes de producción, personal técnico y obrero), los **tecnólogos** (propietarios de la tecnología a transferir) y el **evaluador** (grupo interdisciplinario que aplica las técnicas o métodos requeridos de evaluación, el cual puede ser conformado por especialistas en procesos, Ingeniería Económica, Ingeniería Financiera, leyes sobre propiedad industrial relacionadas con la transferencia de tecnología, etc; que formen o no parte de a empresa que va a adquirir la nueva tecnología).

#### *Proceso de evaluación*

Esta evaluación se inicia con estudios de mercado o de factibilidad técnica lo cual lleva a hacer un estudio de evaluación de alternativas tecnológicas. El usuario por medio de una solicitud hacia el evaluador para que proceda a determinar las tecnologías potenciales y se empieza a solicitar información no confidencial a los tecnólogos.

Para efectos de la evaluación de las tecnologías IGCC y CFB no fue posible el contacto directo con los tecnólogos para obtener información más detallada de las tecnologías de gasificación que usan coque de petróleo para generar energía eléctrica por lo que se decidió recurrir a las patentes.

#### *Desarrollo de la metodología*

De todas las metodologías presentadas con anterioridad, se observa que al desarrollar un modelo de evaluación de alternativas tecnológicas se llevan a cabo cuatro etapas: la Identificación de criterios que afectan la selección de la alternativa tecnológica, clasificación de todos los criterios identificados, formulación de un modelo en términos de la clasificación, cuantificación de los términos del modelo.

Para los análisis de tecnologías en proyectos de inversión en plantas de refinación, los criterios de evaluación son los siguientes aspectos:

Técnicos del proceso. Los cuales consideran las características de la tecnología en cuanto a proceso, un análisis comparativo entre tecnologías ofertadas estableciendo ventajas y desventajas de las mismas. Se centra en las diferencias técnicas del proceso y de ser posible, cuantificar estas diferencias viendo su efecto en la rentabilidad del proyecto. Los subaspectos y factores a considerarse son:

Tabla 4.1 Aspectos a considerar en la evaluación técnica del proceso.

EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROCESO	
<i>Concordancia del proceso con las bases de diseño</i>	<i>Flexibilidad del proceso</i>
Capacidad y factor de servicio	Materia prima
Especificaciones de materias primas	Capacidad de operación (caso crítico)
Especificaciones de productos	Número de equipos de relevo
Condiciones en límites de batería	Automatización
Disponibilidad de servicios auxiliares	Efecto en la inversión y en gasto de operación
Consideraciones de diseño	<i>Consumo de materias primas</i>
Flexibilidad	<i>Consumo de servicios auxiliares</i>
<i>Características relevantes del proceso</i>	<i>Consumo de químicos y catalizadores</i>
Esquema de proceso	<i>Mano de obra requerida</i>
Equipo	Operación
Condiciones de operación	Mantenimiento
Rendimientos	Laboratorio
Características especiales de los productos	<i>Tratamiento de efluentes</i>
Pre o post tratamientos necesarios	Normas
Integración térmica	Sistemas de tratamiento
<i>Actualización del proceso (obsolescencia)</i>	<i>Impacto ecológico de la tecnología</i>
	<i>Riesgos implícitos en la tecnología y sistemas de seguridad</i>

Técnicos complementarios. Se evalúa la experiencia de los tecnólogos, capacidad organizacional, tipo y alcance de los servicios ofertados, contenido del paquete tecnológico, etc.

Tabla 4.2 Aspectos técnicos complementarios a considerar.

EVALUACIÓN DE ASPECTOS TÉCNICOS COMPLEMENTARIOS	
<i>Experiencia técnica - administrativa del licenciador</i>	<i>Servicios profesionales adicionales y experiencia</i>
Número, capacidad y fecha de plantas diseñadas, en operación y en construcción.	Procura (nacional y en el extranjero)
Número de plantas en fase de diseño	Supervisión de la expedición y embarque (nacional y en el extranjero)
Experiencia en fabricación de equipos especiales (o referencias)	Supervisión Técnica durante la construcción
<i>Experiencia general de los licenciadores en ingeniería, en construcción, en operación y en coordinación de proyectos.</i>	Supervisión de la Ingeniería de detalle
	Capacitación del personal
	Soporte de sistemas de control para la automatización del proceso
	Supervisión de arranque, pruebas de garantías y operación.
<i>Información Técnica</i>	<i>Características generales</i>
Alcance del paquete de diseño de proceso o del paquete de ingeniería básica	Estructura organizacional
Calidad de la información técnica suministrada	Recursos materiales y humanos
	Disponibilidad de horas - hombre
	<i>Programas de trabajo de los servicios ofertados</i>
	Paquete tecnológico
	Servicios profesionales adicionales
	<i>Certificación del sistema de aseguramiento de calidad</i>

Económico-financieros. Aquí se define el nivel de recuperación de la inversión y las utilidades esperadas cuando la planta está en operación.

Tabla 4.3 Aspectos a considerar en la evaluación Económico-Financiera

EVALUACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA	
<i>Inversión en terreno, edificios, materiales y equipo</i>	<i>Parámetros de rentabilidad del proyecto</i>
<i>Capital de trabajo</i>	<i>Tasa interna de retorno (TIR)</i>
<i>Economía del proceso</i>	<i>Valor presente neto</i>
<i>Materias primas</i>	<i>Flujo de efectivo descontado</i>
<i>Productos</i>	<i>Relación beneficio/costo</i>
<i>Servicios auxiliares</i>	<i>Valor terminal</i>
<i>Catalizadores</i>	<i>Tasa de rendimiento promedio</i>
<i>Reactivos químicos</i>	<i>Periodo de retorno de la inversión</i>
<i>Mantenimiento</i>	<i>Sensibilidad de la rentabilidad del proyecto a</i>
<i>Mano de obra</i>	<i>Materia prima</i>
<i>Depreciación</i>	<i>Precio del producto</i>
<i>Costos y forma de pago de los servicios de ingeniería, licenciamiento y servicios profesionales adicionales.</i>	<i>Inversión</i>
	<i>Nivel de producción (punto de equilibrio)</i>
	<i>Financiamiento externo</i>

Contractuales. El contrato de licencia rige la transferencia de tecnología y los servicios ofertados. Estos aspectos son muy importantes ya que algunas veces limitan la capacidad para realizar mejoras a los procesos productivos en su etapa de operación y tienen repercusiones económicas debido al nivel de regalías y la forma de pago de las mismas. Precisamente debido a que algunas veces no se dispone de toda la información requerida para realizar una evaluación contractual rigurosa, se pueden tomar los siguientes aspectos en cuenta para su elaboración.

Tabla 4.4 Aspectos a considerar en la evaluación Contractual.

EVALUACIÓN CONTRACTUAL	
<i>Licencia y Tecnología</i>	<i>Garantías del funcionamiento del proceso</i>
<i>Obligaciones</i>	<i>Capacidad de la planta</i>
<i>Derechos</i>	<i>Consumo de materias primas</i>
<i>Restricciones</i>	<i>Consumo de servicios auxiliares</i>
<i>Secrecía</i>	<i>Consumo de agentes químicos</i>
<i>Derechos de patente</i>	<i>Consumo de catalizadores</i>
<i>Forma de pago</i>	<i>Especificaciones de los productos</i>
<i>Exclusividad (regional, nacional, internacional, etc)</i>	<i>Características de los efluentes</i>
<i>Temporalidad</i>	<i>Periodo de operación continua de la planta</i>
<i>Garantía de la información técnica</i>	<i>Penalidades por incumplimientos</i>
<i>Tipo, nivel y calidad</i>	
<i>Alcance de los servicios técnicos profesionales adicionales</i>	<i>Confidencialidad de la información</i>
<i>Capacitación del personal</i>	
<i>Responsabilidad del licenciador en la supervisión de la construcción</i>	<i>Acceso a nuevos desarrollos</i>
<i>Criterios y procedimientos para pruebas de comportamiento de la planta</i>	<i>Leyes que rigen el contrato</i>

Plausibles. Son aspectos que pueden afectar en la evaluación de un proyecto de inversión y son los políticos, sociales, macro-económicos y ecológicos. Son plausibles cuando realmente se obtiene un beneficio en estos aspectos. Entre los criterios plausibles que pueden tener un efecto en la evaluación de alternativas tecnológicas se encuentran los siguientes:



Tabla 4.5 Aspectos plausibles a considerar en la evaluación.

EVALUACIÓN DE ASPECTOS PLAUSIBLES	
<i>Criterios de mercado</i>	<i>Criterios económico-financieros</i>
Substitución de importaciones	Inversión (tipo, origen, composición, magnitud)
Demanda nueva	Insumos nacionales y valor agregado
Exportación	Rotación de capital (ventas/inversión total)
	Liquidez (capital de trabajo/ inversión fija)
<i>Criterios Macro-económicos y sociales</i>	Costeo Incremental
Beneficios regionales (descentralización, distribución del ingreso, uso de materia primas regionales, etc.)	Relación producto-capital
Generación de actividad económica	Ocupación por unidad de capital
Integración de proyectos a los planes nacionales (de desarrollo, tecnológicos, etc.)	<i>Criterios tecnológicos</i>
Generación de empleos	Disponibilidad de la tecnología (nacional o extranjera, número de tecnólogos, alternativas existentes, antigüedad de las patentes, etc.)
Balanza de pagos	Sensibilidad a escala
	Características intrínsecas de la tecnología (potencial de adaptación, de asimilación, dependencia futura, grado de sofisticación, etc.)
	Impacto ecológico de la tecnología (contaminación, manejo de materiales tóxicos, carcinogénicos o peligrosos, aspectos eco-sociales, etc.)

**Estratégico-tácticos.** Es muy importante este aspecto pues la tecnología a ser adquirida debe ser congruente con la estrategia tecnológica y la estrategia general del negocio. Son establecidos generalmente por la alta dirección y entre los que se mencionan:

Tabla 4.6 Aspectos Estratégico-Tácticos a considerar en la evaluación.

ASPECTOS ESTRATÉGICO - TÁCTICOS
Uso de tecnología de punta. Establecer la condición de usar sólo tecnologías de vanguardia, para proteger de obsolescencia prematura o por dar una imagen de liderazgo en el campo.
Uso de tecnologías que incluyan en la transferencia la ventaja comercial de participar en forma directa en ciertos mercados nacionales o internacionales.
Uso de tecnologías que provengan de un tecnólogo con el cual se haya tenido o se tenga un contrato previo. Esto debido a la mejor negociación en cuanto al precio de las regalías con un tecnólogo conocido o por la ventaja implícita de tener las plantas de la misma tecnología, lo cual implica una aceleración en la curva de aprendizaje para la nueva planta y posibles ahorros en mantenimiento y reposición de equipo.
Seleccionar tecnologías que sean ofertadas como "llave en mano". Esto es decidido por la alta dirección ya sea porque no se cuente con el equipo de expertos para integrar el paquete tecnológico, o porque no se desee correr el riesgo de la dilución de responsabilidad cuando éste es desagregado.
<u>Congruencia de la tecnología con la estrategia tecnológica de la organización.</u>

**Normativos.** Incluye la normatividad\* que rige al proyecto en todas sus fases. De manera que se puede ver si el proyecto cumple o no cumple con ciertas restricciones aunque algunas veces puede que cumpla en mayor margen o que algunas características apenas cumplan y esta sea la diferencia entre elegir una tecnología u otra.

\* Revisar leyes, reglamentos, tratados, etc. que estén vigentes y que definen la normatividad del proyecto en cuestión.

Tabla 4.7 Aspectos normativos a considerar en la evaluación.

---

<b>ASPECTOS NORMATIVOS</b>
<i>Leyes y reglamentos para compras del sector público</i>
<i>Tratados de libre comercio entre México y otros países</i>
<i>Leyes y reglamentos sobre propiedad industrial</i>
<i>Reglamentos sobre seguridad e Higiene</i>
<i>Normas sobre manejo de sustancias peligrosas</i>
<i>Normas ecológicas</i>

---

Los aspectos administrativos no se incluyen debido a que se estima que para administrar cualquiera de las alternativas a ser seleccionadas se requiere la misma estructura organizacional, pues en sí no se están evaluando proyectos con características diferentes sino uno con diferentes alternativas tecnológicas.

Para aplicar cualquier metodología se requiere tanto del personal especializado como de la información suficiente, para lo cual formalmente se establecen bases de licitación (bases de concurso) congruentes con la metodología a aplicar, para que los tecnólogos proporcionen la información necesaria y se lleve a cabo la evaluación. Esta última metodología para la evaluación integral de alternativas tecnológicas, es una mezcla de técnicas cuantitativas y cualitativas que es muy flexible para evaluar las tecnologías.

#### *Metodología de evaluación*

Esta metodología basada en los siete aspectos ya descritos con anterioridad, se basa en la identificación de criterios restrictivos que se usan para la discriminación de las alternativas tecnológicas que se están evaluando.

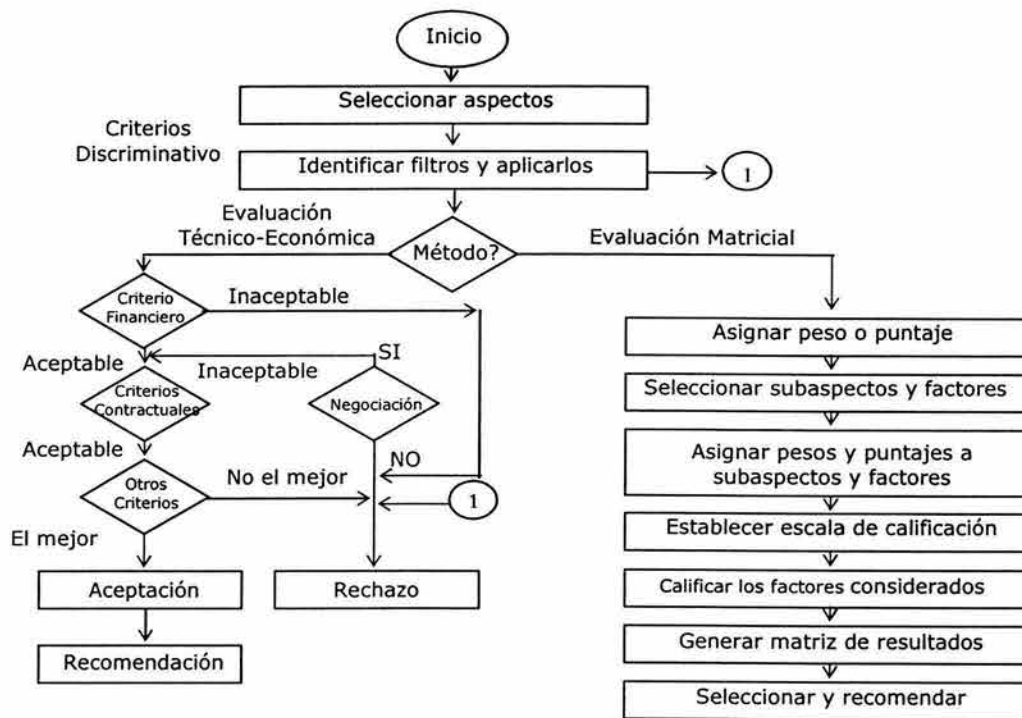


Figura 4.1 Metodología de evaluación Integral de Alternativas Tecnológicas

Ya habiendo definido la metodología a utilizar, se procederá al primer paso indicado en la figura presentada anteriormente, el seleccionar los aspectos a ser evaluados, los cuales serán en este caso, de acuerdo a la información con que se cuenta, aunque será necesario dar una breve explicación de cada tipo de tecnología y posteriormente se mostrará en forma de tabla los aspectos a ser evaluados así como los correspondientes pesos de acuerdo a la relevancia de los aspectos a evaluar y su respectiva puntuación.

En el caso de un análisis más riguroso en donde el cliente está interesado en invertir, necesita saber si le es conveniente hacerlo o no y sobre qué línea de negocio, además de qué tecnología es mejor de adquirir o asimilar para que la compañía alcance los objetivos planeados. Para realizar un análisis técnico-económico de manera más formal, se invita a los tecnólogos a proporcionar información con la finalidad de realizar el estudio a un nivel más alto de profundidad que el presentado aquí por lo que para ese tipo de estudios primero, se analizan los aspectos requeridos y posteriormente se les solicita a los tecnólogos dicha información, para este caso, por el contrario, con la información con que se cuenta en la literatura abierta se procederá a realizar un análisis más general puesto que se presentarán los factores y subaspectos a ser evaluados en forma matricial, calificándolos obteniendo así ya la propuesta final a ser recomendada.

---

*Procesos de Gasificación Integrada a ciclo combinado y Calderas de Lecho Fluidizado.*

### **Gasificación Integrada a Ciclo Combinado** (*IGCC Integrated Gasification Combined Cycle*) [2-13]

Este proceso es extremadamente limpio y mucho más eficiente que los sistemas tradicionales de

Combustión de carbón. Esta tecnología reemplaza el combustor tradicional con un gasificador acoplado a una turbina de gas avanzada. Esto da como resultado una configuración de gasificación en ciclo combinado lo cual proporciona niveles muy bajos de contaminación y eficiencias altas en el sistema.

El carbón se convierte en un combustible gaseoso que, después de un proceso de limpieza, es comparable con el gas natural. Este proceso elimina el 99% de azufre contenido en el carbón.

Tiene niveles de eficiencia de 40% mientras que algunas plantas donde queman el carbón tienen 34% de eficiencia.

#### *Descripción del proceso*

Este, es un proceso para la generación de energía a partir de combustibles carbonosos por medio de la oxidación parcial con oxígeno o gas que contiene oxígeno para producir una corriente de gas parcialmente oxidada conteniendo gas combustible y vapor; esta corriente parcialmente oxidada, se enfría en un equipo a contacto directo. Esta parte de enfriamiento es un lavado del gas adicionalmente al paso de enfriamiento del gas. Con el agua utilizada en este equipo se genera vapor el cual es enfriado y saturado, dicha corriente enfriada se pasa a través de un intercambiador de calor con agua fría en donde la corriente es enfriada por medio de esta agua circulante produciendo así una corriente de gas fría, y la corriente de agua se convierte en una corriente de agua caliente.

La corriente de gas fría se pasa a través de medios de reducción de presión para producir vapor de media presión y removiendo los compuestos de azufre de la corriente de gas frío por medio de un aparato de separación de gas basado en una adsorción física de estos componentes, calentando y resaturando la corriente de baja presión en un resaturador en donde la corriente de agua caliente es usada para proporcionar la humedad y el calor necesarios donde se produce la corriente de gas a baja presión. Algunas variaciones de esta tecnología hacen posible el uso de un equipo llamado unidad de remoción de gas en donde los compuestos de azufre son eliminados y convertidos en azufre.

Ya el gas limpio con trazas de componentes como  $H_2$ ,  $NH_3$  se denitrifica y desulfuriza por un equipo de disposición de gas para luego ser descargado en una chimenea a la atmósfera. Simultáneamente con la remoción de trazas de los componentes ya mencionados, a altas temperaturas, esta planta alcanza tanto una eficiencia global alta de calor para la planta de gasificación en ciclo combinado como la reducción de óxidos de azufre y nitrógeno en el gas de combustión residual de la turbina de gas.

Otras modificaciones hacen posible una mejora en la eficiencia haciendo pasar el gas por un expansor de precalentamiento en donde se reduce la temperatura del gas y luego se pasa a la unidad de remoción de gas para luego hacerlo pasar por el expansor y generar energía para después ser enviado a un resaturador e incrementar el contenido de vapor en la corriente y hacerla pasar por un precalentador y finalmente por las turbinas de gas y de vapor.

#### *Equipos dentro de una planta IGCC*

Dependiendo del tecnólogo este sistema puede tener gran cantidad de variantes en pequeñas partes como la de control de emisiones al ambiente, variaciones en cuanto al tipo de sustancias adsorbentes para los compuestos no deseados en el gas, mejoras en cuanto a la eficiencia de expansión del gas antes de ser enviado a las turbinas de gas y vapor, etc.

A continuación se mencionarán los que generalmente se encuentran en el sistema IGCC.

- Un gasificador para oxidación parcial del combustible con gas que contiene oxígeno a alta temperatura y alta presión.
- Una turbina de gas manejada por combustión del gas combustible a alta temperatura generado en el gasificador. Una caldera agotadora de recuperación de calor para recuperar el calor del gas a alta temperatura localizado a la salida de la turbina de gas.
- Una turbina de vapor manejada por el vapor producido por el calor recuperado del gasificador y del cambiador agotador de recuperación de calor.

Un equipo para limpiar el gas generado por el gasificador y purificarlo a alta temperatura. Así mismo se localiza un colector de cenizas para la remoción de restos de carbón y las cenizas contenidas en el gas combustible.

- Equipo de separación de gas. Está localizado después del colector de cenizas para remover substancialmente todas las trazas de componentes del gas al mismo tiempo que se lleva a cabo la adsorción física (por medio del incremento de la presión en las condiciones de gasificación y de la desorción y remoción de las trazas de componentes del adsorbente por medio de la reducción de presión). Este equipo de separación de gas, comprende una serie de torres adsorbentes que, por medio de la reducción de presión, el adsorbente es capaz de adsorber de manera selectiva las trazas de componentes del gas combustible para así proceder a enviar el gas ya libre de estas trazas al combustor de la turbina, mientras que las trazas de componentes removidos serán enviados a un equipo de disposición de gas.
- Este equipo de disposición de gas contiene altas concentraciones de hidrógeno, compuestos de azufre, amoníaco y otros para posteriormente ser sometidos a los equipos de denitrificación y desulfurización. Estas últimas dos pueden realizarse eficientemente por la oxidación separada de gas rico en altas concentraciones de sulfuros de hidrógeno, amoníaco utilizando métodos convencionales con resultados probados.

*Emisiones*

En cuanto a emisiones al ambiente, el NO<sub>x</sub> es reducido por arriba del 90% y el CO<sub>2</sub> por 35%. En un futuro, la combinación del sistema IGCC y las celdas combustibles, permitirá la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

*Subproductos*

En cuanto a subproductos se refiere, en este tipo de procesos se genera un mínimo de desechos y más bien, se podría decir que algunos de ellos, son considerados no como desechos pues tienen demanda en el mercado como en el caso del azufre elemental y el ácido sulfúrico. Las trazas y cenizas son fundidas convirtiéndose en un slag glass-like que es agradable al ambiente siendo útil en la industria de la construcción y del cemento.

Como ya se ha mencionado, además de generar energía eléctrica, vapor e Hidrógeno, este proceso genera varios subproductos como amoníaco, metanol, gasolina, metal caliente para la fabricación de acero y algunos otros químicos.

*Ventajas adicionales*

- Es más fácilmente operable debido al uso alterno de combustible.
- El desacoplamiento de la sección de preparación del gas combustible tratado y de la sección de generación de energía de la planta hace posible el diseño de cada sección y ser más fácilmente optimizada comercialmente. Las dos secciones pueden ser fácilmente suministradas (y probadas) por dos compañías diferentes.
- Los componentes del sistema IGCC son "modulares" lo que permite al usuario integrar esta tecnología dentro de un sistema existente. La instalación puede efectuarse en bloques de rangos entre 100 y 400Megawatts.
- Tiene la flexibilidad de utilizar gas natural, carbón (sistemas adaptados a diferentes tipos de carbón) o petróleo como combustible en lugar del coque, en caso de que no se cuente con éste.

*Costos*

Los costos actuales para la construcción de las plantas de generación IGCC son menores a 1,500USD/kW, aunque si se obtienen mejoras en cuanto a la remoción de partículas del gas caliente así como la desulfurización, se podría disminuir el costo hasta 1,200USD/kW o 1000\$USDkW; que, comparados con la instalación del ciclo combinado que usa gas natural como combustible cuyos montos son de entre 550 y 750USD\$/kW siguen siendo poco competitivos. Pero, a pesar de ello, los expertos predicen que el carbón permanecerá siendo la alternativa de combustible a largo plazo para la generación de energía eléctrica alrededor del mundo. Pues como ya se ha visto, el precio del gas natural ha seguido aumentando y hace necesario recurrir a otras opciones de combustibles.

Algunos ejemplos de plantas actuales de IGCC para efectos de proporcionar una idea en cuanto a capacidades y costos unitarios, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.8 Costos de capital para algunos proyectos IGCC [2]

Planta	Capacidad	Costo de la planta	Costo unitario \$US'95.
Polk Power Station	250 MW	510 MM\$US'96	1940 \$US/kW
Piñon pine	99 MW	230 MM\$US'97	2125 \$US/kW

La instalación incluye en una primera parte, solo una turbina de gas operando como un ciclo simple la cual rendirá cerca de las dos terceras partes de la capacidad de la planta, la turbina de vapor formará el ciclo combinado con una capacidad total y en una tercera fase la componen la integración del gasificador y los sistemas de limpieza de gases.

#### *Experiencia en aplicación de la tecnología*

Actualmente se encuentran varias plantas de demostración operando. Entre las que se pueden mencionar, Shell Oil Deer Park localizado en Texas, USA procesando 250t/d con un gasificador\* de shell y utilizando carbón, coque de petróleo y lignita como combustible.

Entre algunos proyectos en construcción están: AGIP Petroll, Italia con una capacidad de 250MW utilizando residuos de refineries como combustible; Exxon, Baytown, USA con una capacidad de 40MW la cual utiliza un gasificador de Texaco y coque de petróleo como combustible; Kawasaki, Japón con una capacidad de 540MW usando también un gasificador de Texaco y gasóleo pesado como combustible.

\* Existen alrededor de 15 tecnologías de gasificadores (ver tabla 4.13a).

## Calderas de Lecho Fluidizado

(CFB *Combustión Fluidised Bed*) [2,13 y14]

Esta tecnología se puede considerar benigna para el medio ambiente. El proceso emplea un combustor de cama de lecho fluidizado circulante que opera a temperaturas de alrededor de 800 a 900°C. El combustible (carbón triturado) junto con el sorbente (caliza) son alimentados al horno donde es quemado. El sorbente es alimentado para facilitar la captura del azufre contenido en el carbón en la cama para así reducir las emisiones de azufre. El aire de combustión es alimentado en dos etapas, la primera el aire directamente a través del combustor y la segunda, por encima del punto de alimentación del combustible.

Debido a altas velocidades del gas, las cenizas de combustible y el combustible no quemado son arrastrados hacia el combustor con el flujo de gases. Estos son colectados por un separador de partículas sólidas (ciclón) reciclando las partículas al horno. Estas altas velocidades en la recirculación interna de gases con partículas sólidas provocan problemas en el horno lo cual causa problemas de mantenimiento en la CFB.

Las superficies de transferencia de calor están integradas a la cama fluidizada y el vapor generado, se pasa a través del ciclo convencional de vapor (ciclo Rankine). Alternativamente, sin el intercambiador de calor de la cama fluidizada, la superficie de transferencia de calor puede ser distribuida pro encima del combustor y del paso convectivo.

El proceso CFB ha sido integrado con el sistema de combustión de cama fluidizada presurizada. En ambos sistemas tanto burbujeante\* como presurizado, el combustible y el sorbente son alimentados de la misma manera. La combustión se auxilia por el aire comprimido a una presión de 10-14bares a 871°C. Esta tecnología es disponible para combustibles de valores de calentamiento de 5 a 35MJ/Kg.

Igualmente en este tipo de sistema se utiliza un ciclón para separar las partículas de la corriente de gas presurizado y regresarlos a la cama. En este tipo de sistemas se tiene un mejor control de emisiones de NO<sub>x</sub> y las unidades son de menor tamaño para la misma capacidad. Debido a las altas velocidades de transferencia de calor disponible, se permite un diseño más compacto en este tipo de sistemas.

### *Ventajas*

Este proceso puede llevarse a cabo tanto atmosféricamente como a presiones elevadas. Cuando se trabaja a presiones entre 5-15bars y esto se combina con las características físicas de la dolomita (o alguna otra sustancia que capture el

---

\* Se recomienda el uso de la tecnología de cama burbujeante fluidizada (BFB) para combustibles con alto contenido de humedad y un valor bajo de calor. Tales como la biomasa, desechos municipales, desperdicios de la industria de la pulpa y el papel, a pequeñas capacidades. Este tipo de tecnología BFB, trabaja a velocidades lo suficientemente altas para soportar el peso de la cama pero más bajas que la velocidad de asentamiento de las partículas de la cama.



azufre) resulta una captura más eficiente de azufre y la posibilidad de operar a más altas temperaturas.

Flexibilidad de combustible, pues el diseño del horno es independiente de las características de las cenizas lo le permite manejar una amplia variedad de combustibles como carbones de alto grado, desechos de la ceniza altos, carbones con alto contenido de azufre, biomasa, desechos entre otros combustibles difíciles pueden ser quemados fácilmente en la caldera de CFB.

Mejora en la eficiencia de combustión. El tiempo de residencia en el horno es resultado de la colección y recirculación de las partículas sólidas por medio del ciclón además del contacto vigoroso en el horno entre sólidos y gases causado por la fluidización del flujo de aire, hace que la eficiencia de combustión incremente aún con combustibles difíciles de quemar, consiguiendo quemar hasta el 98-99% de carbón. La recirculación tanto interna como externa de sólido hace que las temperaturas dentro del combustor sean uniformes.

Control y reducción de emisiones in-situ. La desulfurización se lleva a cabo en la zona de combustión por sí sola con la adición de la caliza (triturada a alrededor de 3mm) en la cama (esta alimentación puede ser continua o intermitente). La eficiencia de remoción del  $\text{SO}_2$  es del 95% y si se desea una mayor remoción se puede lograr con el uso de un buen sorbente. Las temperaturas bajas del horno mas la alimentación de aire por etapas producen muy bajas emisiones de  $\text{NO}_x$ . Dentro de las cenizas se retienen tanto el cloro como el flúor.

Flexibilidad de operación. Esta tecnología puede ser diseñada como operación cíclica o por lotes o cargas. En cuanto al tipo de alimentación no es necesario pulverizar el carbón su trituración es suficiente. El sistema óptimo depende del contenido de cenizas y azufre en el carbón. El tamaño del combustible de alimentación es menor a 0.75 pulgadas. En sí, la mayor de sus ventajas es la habilidad para ser operada en ciclo combinado.

Se considera para este tipo de tecnologías, un tiempo de vida útil: 30 a 40 años y el tiempo de construcción varía entre 5 a 7 años dependiendo del tamaño de la unidad y localización de la planta.

#### *Desventajas*

El mayor obstáculo ha sido la vida esperada y la durabilidad de la turbina de gas, es necesaria la limpieza de partículas de la corriente de gas caliente a la entrada de la turbina siendo necesarias eficiencias más altas que las que hasta ahora se han tenido mejorando los sistemas de limpieza de gases.

El uso de un gran número de personal operativo, alrededor de 50 personas para operar una planta de 100,000kg/h de vapor, así como un gran número de personal para el mantenimiento del gran número de componentes de la instalación de esta caldera de lecho fluidizado.

*Experiencia en aplicación de la tecnología*

Foster Wheeler tiene más de 150 generadores CFB en operación. Su disponibilidad comercial pasa el 98%. Actualmente hay más de 310 operando con calderas CFB alrededor del mundo (ver tabla 4.13a). Existen algunas plantas en reciente instalación como la de cogeneración en Warren Pennsylvania con capacidad de 100 MWe entrando a operación a fines del 2001, y otra de cogeneración de Philipines Petroleum Corp. con capacidad de 365MWe en el 2003.

Costos de inversión de 1,300-1,400 hasta 2,000 \$USD/kW; aunque ha habido algunos casos en donde ha llegado a ser del orden de 950 USD/kW.

Esta inversión puede variar dependiendo del tipo de combustible. Para dar un ejemplo, para una planta de capacidad de 200MWe la inversión sería alrededor de entre 1,500 y 2,000USD\$/kW [2].

**Evaluación***Comparación de tecnologías*

En la sección anterior se mencionaron varias metodologías de entre las cuales para este caso, se llevará a cabo debido a la información disponible, la metodología ilustrada en la figura 4.1 y así poder comparar tanto la tecnología de CFB como IGCC.

Para comenzar esa evaluación, hay que seleccionar entre una lista de aspectos, los que tengan una mayor relevancia o sean aspectos críticos para elegir entre una tecnología u otra. En la tabla siguiente se mencionan los aspectos a ser evaluados y se decidirá si cada uno de estos factores será o no evaluado, y la razón de tal decisión.

**Tabla 4.9a Selección de aspectos a considerar en la evaluación.**

ASPECTO	FACTOR A CONSIDERAR Si/No	JUSTIFICACIÓN
Evaluación técnica del proceso	Si	Contribuye considerablemente
Evaluación de aspectos técnicos complementarios	Si	Contribuye
Evaluación Económico-Financiera	Si	Contribuye considerablemente
Evaluación contractual	No	N/A para esta etapa preliminar de evaluación
Evaluación de aspectos plausibles	Si	Contribuye
Evaluación de aspectos estratégico-tácticos	No	N/A para esta etapa preliminar de evaluación
Evaluación de aspectos normativos	Si	Contribuye considerablemente

No se tomarán en cuenta para la evaluación tanto los aspectos contractuales como los estratégico tácticos, pues no aplican para esta etapa de evaluación de alternativas tecnológicas pues esta es solo una propuesta para la incorporación de la tecnología de gasificación a una refinería para aprovechar los residuos (coque de petróleo) que la misma genera para de esta manera resolver los problemas de disposición del coque de petróleo y el suministro de energía eléctrica además de ciertos beneficios en cuanto a generación de otros productos valiosos que en dado caso pueden ser aprovechados para la parte de refinación o

en petroquímica y no hay en esta etapa un interés real por parte de una empresa a invertir como en la mayoría de los casos; en donde por supuesto, al existir un interés por parte de una empresa en invertir o resolver un problema, es ya indispensable analizar a profundidad muchos aspectos como los contractuales pues en un caso de inversión la empresa requiere de verificar si es conveniente realizar o no tal inversión, verificar lo que los tecnólogos ofrecen en cuanto a asistencia técnica al adquirir la tecnología, etc.

Así mismo, la empresa debe analizar si este tipo de adquisición o asimilación de tecnología es congruente con los planes y estrategias que a un mediano plazo o largo tomará la empresa en general. Debido a todos estos factores mencionados, por el momento esta evaluación esta en una etapa en donde se considera como propuesta para resolver ciertas necesidades detectadas.

Después de haber decidido si se evaluarán o no los aspectos y la razón de esto, a los seleccionados, se les asignará un peso, es decir, conforme si el aspecto es o no relevante en el proceso de selección de la tecnología o por ser considerado un factor crítico para decidir entre una u otra tecnología, tendrá o no mayor importancia y por lo tanto un mayor o menor peso.

De los cinco aspectos a ser evaluados, el que tiene mayor peso de todos es *la evaluación de aspectos plausibles* pues dentro de esta clasificación, entran varios subaspectos que afectan de manera significativa al proceso, como el que se sustituirán importaciones de amoníaco al usar la tecnología IGCC, o por ejemplo, las características intrínsecas de la tecnología como la asimilación de la misma, etc.; además del manejo o no de desechos dentro del proceso o su posible reutilización y el beneficio que trae consigo el integrar una de estas tecnologías a ser evaluadas al esquema de Refinación en donde se requiere de asimilar la tecnología para generar productos que pueden ser usados como materia prima dentro de la misma refinería sin la necesidad de transportar el coque a otro sitio para ser procesado y solo obtener de éste energía eléctrica y vapor.

Otro aspecto relevante es la *evaluación técnica del proceso* pues en ella radicarán las diferencias más relevantes del proceso que pueden o no hacerla más factible debido a la flexibilidad del proceso, de materia prima usada, condiciones de operación, productos, ventajas y desventajas que puedan presentar, impacto ecológico en cuanto al control de emisiones atmosféricas pues es una parte muy importante a ser controlada en procesos que manejan carbón ya que esta propuesta al ser incorporada a una refinería es indispensable que se cumpla con los rangos de emisiones permitidos por la norma respectiva, ya que la refinería por sí misma tiene ciertas emisiones y se verán incrementadas con esta nueva tecnología aunque sea de manera baja, por lo que es indispensable considerarla, entre otros subaspectos.

Los aspectos normativos son otro punto relevante a tomar en cuenta pues es indispensable cumplir con las normas que actualmente rigen los parámetros permitidos de emisiones al ambiente, así como el evitar usar una tecnología que genere grandes cantidades de residuos.

Otro factor a ser tomado en cuenta en esta evaluación son tanto los aspectos *económico - financieros* como los aspectos *técnicos complementarios*; particularmente se pretende resolver uno de tantos problemas que genera la no adecuada disposición del coque generado en refinerías, por lo que para evitar que su costo aumente por efectos de transportación, se pretende que esta propuesta evite transportarlo y englobe su uso en el sitio de generación, de esta manera evitar su transporte, para ser procesado y no tan solo generar energía eléctrica y vapor sino otros productos que eviten importaciones que actualmente se lleven a cabo dentro de la refinería y de esta manera hacer más atractiva la propuesta. De la misma manera es importante el evaluar la madurez de cada tecnología pues aunado a los proyectos en operación y las plantas piloto puede proporcionar una mayor confianza en la tecnología a elegir.

A continuación en la Tabla 4.9.b se muestran los porcentajes asignados a cada aspecto a ser evaluado.

Los porcentajes utilizados son totalmente a criterio del evaluador, es decir, se le dará un mayor o menor peso a cada uno de los criterios así como un valor porcentual, es por ello que esta evaluación se considera un tanto subjetiva pues depende de criterio de la persona que evalúa.

Tabla 4.9b Asignación de pesos a los aspectos a considerar en la evaluación.

ASPECTO	PESO [%]
Evaluación técnica del proceso	25
Evaluación de aspectos técnicos complementarios	10
Evaluación Económico-Financiera	10
Evaluación de aspectos plausibles	35
Evaluación de aspectos normativos	20

Tabla 4.10a Evaluación técnica del proceso

ASPECTOS	IGCC	CFB
Concordancia del proceso con las bases de diseño		
Especificaciones de materias primas	Carbón, residuos de petróleo, coque de petróleo, biomasa, orimulsión, desechos, gas natural, combustóleo (esta tecnología IGCC tiene otras modificaciones), petróleo o carbón. Consumo de combustible de entre 2100Kcal/kWh (mientras que las plantas convencionales están entre los 2500 Kcal/kWh)	Biomasa, desperdicios municipales, desechos de industria de pulpa y papel, carbón, coque de petróleo.
Productos	En la gasificación, se puede llegar a manejar un coque con niveles de azufre relativamente altos. H <sub>2</sub> , Amoniaco, Metanol, vapor, gas de síntesis, electricidad.	Vapor, electricidad.

Tabla 4.10a Evaluación técnica del proceso (Continuación)

ASPECTOS	IGCC	CFB																
Flexibilidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flexibilidad alta en cuanto al uso de combustible</li> <li>- Flexibilidad en operación pues la tecnología de turbina de gas de ciclo combinado se ha probado para ser usada tanto con gas natural como con gas de síntesis.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flexibilidad de combustible en cuanto al manejo de carbones de variadas proporciones de azufre y</li> <li>- Flexibilidad de operación cíclica o por lotes.</li> <li>- Habilidad para ser operada en ciclo combinado.</li> </ul>																
<i>Características relevantes del proceso</i> Esquema de proceso	Ver esquema IGCC Figuras 3.4, 3.5, 3.9	Ver esquema CFB Figura 3.8																
Equipo	<p>Triturador de Carbón (no necesariamente), Gasificador, Turbina de combustión(turbina de gas), Turbina de vapor, caldera de recuperación de calor y sistemas de limpieza de gases aunque en general se dice que no se requiere de equipo adicional para obtener los standards ambientales requeridos.</p> <p>Tipo de gasificadores: Entrained flow "EF"(el mas usado de los tres tipos ) Fluidized bed "FB" (frec. usado) Moving-Bed "MB"</p>	<p>Combustor de cama fluidizada así como sistemas asociados, cambiador de calor de cama fluida, sistema de separación de sólidos (ciclón para reciclaje y separadores de partículas del gas así como distribuidores), sistemas convencionales de turbinas, sistemas de preparación de combustible y alimentación y un sistema de remoción de cenizas.</p>																
Condiciones de operación	<p>Temperatura del gas a la salida del gasificador: desde 420 hasta 1200°C</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th style="text-align: center;">MB</th> <th style="text-align: center;">EB</th> <th style="text-align: center;">FB</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tgas salida, °C</td> <td style="text-align: center;">1200</td> <td style="text-align: center;">920-1050</td> <td style="text-align: center;">420-650</td> </tr> <tr> <td>Tamaño carbón</td> <td style="text-align: center;">&lt;100 mm</td> <td style="text-align: center;">&lt;6mm</td> <td style="text-align: center;">&lt;50mm</td> </tr> <tr> <td>Ceniza</td> <td style="text-align: center;">slagg.</td> <td style="text-align: center;">seco/aglom.</td> <td style="text-align: center;">seco/slagg.</td> </tr> </tbody> </table>		MB	EB	FB	Tgas salida, °C	1200	920-1050	420-650	Tamaño carbón	<100 mm	<6mm	<50mm	Ceniza	slagg.	seco/aglom.	seco/slagg.	<p>El combustor CFB (circulating fluidised bed) opera en rangos de temperatura de 800-900°C</p>
	MB	EB	FB															
Tgas salida, °C	1200	920-1050	420-650															
Tamaño carbón	<100 mm	<6mm	<50mm															
Ceniza	slagg.	seco/aglom.	seco/slagg.															
Características especiales de los productos	Electricidad, vapor y gas de síntesis principalmente	Electricidad y vapor principalmente																
Subproductos	<p>A partir de la gasificación: oxígeno, nitrógeno, argón, CO<sub>2</sub>, azufre o ácido sulfúrico, vapor.</p> <p>Azufre, escoria, cenizas y sulfato de calcio para el caso de la gasificación de cama fluidizada</p> <p>El ácido sulfúrico y el azufre son dos principales subproductos que tienen demanda en mercado</p> <p>Cenizas y elementos de trazas se pueden combinar y fundirse produciendo un slag glass-like que se usa en la industria del cemento y la construcción.</p> <p>A partir del ciclo combinado: agua caliente y energía eléctrica</p> <p>Producción química: H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, Fertilizantes (urea, nitrato de amonio), químicos industriales, metanol/etanol, ácido acético, gasolina.</p> <p>Síntesis Fischer-Tropsch: Nafta, diesel, cera, combustible de avión. [3, 15]</p>	Sólidos, escoria																

Tabla 4.10a Evaluación técnica del proceso (Continuación)

ASPECTOS	IGCC	CFB
<p><i>Flexibilidad del proceso</i> Materia prima</p>	<p>La gasificación es muy flexible pues puede utilizar diversos tipos de combustible como: biomasa, carbón, residuos de petróleo, coque de petróleo, orimulsión, desechos, gas natural, combustóleo (es la tecnología IGCC pero con otras modificaciones), petróleo o carbón.</p>	<p>Flexibilidad de combustible en cuanto al manejo de carbones de variadas proporciones de azufre, Biomasa, desperdicios municipales, desechos de industria de pulpa y papel, carbón, coque de petróleo.</p>
<p><i>Consumo de materias primas</i></p>	<p>5,000 ton/d de coque para generar 690 MW.</p>	<p>Consumo de 2480ton/d de piedra caliza por 3000 ton/d de coque para generar alrededor de 300MW.</p>
<p><i>Consumo de servicios auxiliares</i></p>	<p>Agua requerida es el 50 o 70% de la requerida para una planta de pulverización de carbón con sistema de desulfurización.</p>	
<p><i>Consumo de químicos y catalizadores</i></p>	<p>Sorbente Limestone</p>	<p>Requiere de un material sorbente (limestone) para facilitar la captura del azufre contenido en el carbón para reducir las emisiones de éste.</p>
<p><i>Mantenimiento</i></p>	<p>No requiere de mantenimiento excesivo</p>	<p>Problemas de mantenimiento en el horno debido a la erosión provocada por las altas velocidades de los gases con sólidos en la recirculación interna del CFB (IR-CFB)</p> <p>El mayor obstáculo ha sido la vida esperada y la durabilidad de la turbina de gas, es necesaria la limpieza de partículas de la corriente de gas caliente a la entrada de la turbina siendo necesarias eficiencias más altas que las que hasta ahora se han tenido mejorando los sistemas de limpieza de gases.</p>
<p><i>Normas</i> <i>Impacto ecológico de la tecnología</i></p>	<p>NOM-085 ECOL 1994 Emisiones al ambiente</p>	
	<p>Emisiones al aire bajas (NOx, SOx y CO<sub>2</sub>, CO) así como de residuos sólidos como escoria y cenizas. Elimina el 99% de azufre del carbón, los NOx son reducidos en un 90% (alrededor de 15ppm emitidos) el CO<sub>2</sub> 35%. [4] Actualmente existen mejoras en la tecnología para la remoción del CO<sub>2</sub> y producción de H<sub>2</sub>, lo cual hace de esta tecnología una muy atractiva propuesta pues además de generar hidrógeno se reducen los niveles de emisiones de CO<sub>2</sub> y así se evitan impuestos por emisiones.[5]</p>	<p>Emisiones al aire bajas (NOx, SOx ) teniendo eficiencias en la remoción de SO<sub>2</sub> del 95%</p>

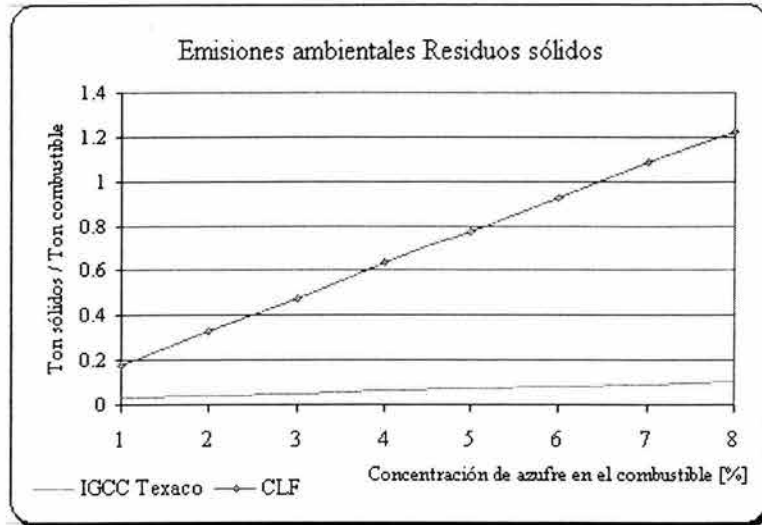
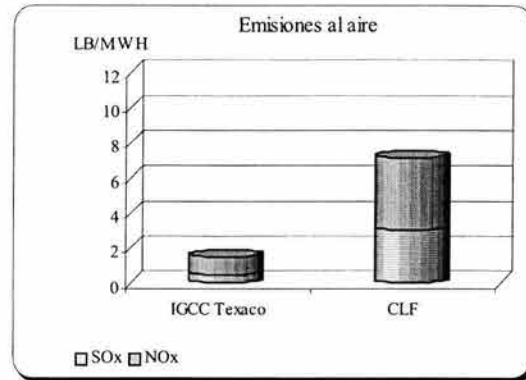
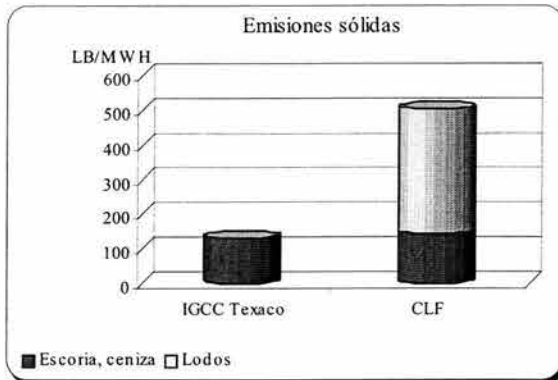


Figura 4.2 Emisiones ambientales en residuos sólidos, comparación tecnologías Gasificación integrada a ciclo combinado y Camas de lecho fluidizado [6].



Figuras 4.3 y 4.4 Emisiones sólidas y al aire. Comparación de tecnologías IGCC y CFB. [6]

Como se puede verificar en las tres figuras anteriores (4.2, 4.3 y 4.4), la tecnología CFB tiene mayores emisiones tanto sólidas (escoria, cenizas) como al aire (SO<sub>x</sub> y NO<sub>x</sub>) que las generadas por IGCC (tomando en este caso especial datos reportados por Texaco [6]). Este factor a un plazo no muy largo puede ser limitante al elegir entre una tecnología u otra, pues a pesar de que se llegue a instalar la tecnología CLF en un sitio donde no haya grandes emisiones al ambiente (como en el caso de las termoeléctricas Peñoles y del Golfo) a un futuro, esto podría ser un factor limitante para su operación o el invertir más en equipo de control de emisiones.

Tabla 4.11a Evaluación de aspectos técnicos complementarios

ASPECTOS	IGCC	CFB
<i>Madurez de la Tecnología</i> Número, capacidad y fecha de plantas diseñadas, en operación y en construcción.	En operación 9 basadas en carbón, oil y desechos, 7 en operación basadas en residuos de refineries, 7 en construcción y 8 como plantas piloto de demostración. [7]	Foster Wheeler, USA (150 Plantas operando) y es el tecnólogo que en 1992 tuvo el mayor CFB de coque de petróleo con capacidad de 2x125MWe [13]

Tabla 4.12a Evaluación Económica-Financiera

ASPECTOS	IGCC	CFB
<i>Inversión en terreno, edificios, materiales y equipo</i>	Alrededor de 300,000m <sup>2</sup>	Requiere de grandes espacios par los ciclones debido a su gran tamaño.
<i>Economía del proceso</i> Materias primas	Entre 1 y 2 USD/MMBTU constantes de 1999 (coque de petróleo)	Entre 1 y 2 USD/MMBTU constantes de 1999 (coque de petróleo)
<i>Sensibilidad de la rentabilidad del proyecto a</i> Materia prima	Combustible usado es muy barato siendo su precio poco volátil.	Combustible usado es muy barato siendo su precio poco volátil.
Precio del producto	Energía eléctrica USD/kW-h 0.043 Amoniaco Vapor AP USD/Ton 7.585 MP USD/Ton 6.982 BP USD/Ton 2.898 H <sub>2</sub> USD/ft <sup>3</sup> 2.60x10 <sup>-2</sup> Metanol cts USD/gal 76 <sup>*</sup> NH <sub>3</sub> USD/Ton 110 [16]	Energía eléctrica USD/kW-h 0.043 Vapor AP USD/Ton 7.585 MP USD/Ton 6.982 BP USD/Ton 2.898
<i>Inversión</i>	Costos para la construcción de 1,150 a 1,500USD/kW. Actualmente, con los avances recientes en esta tecnología se han reducido los costos hasta los 1,000 USD\$/kW o menos. [2]	Costos de inversión de 1,300-1,400\$USD/kW hasta de alrededor de 2,000USD\$/kW aunque ha habido algunos casos en donde llega a ser del orden de 950USD/kW. Esta inversión puede variar dependiendo del tipo de combustible. Para dar un ejemplo, para una planta de capacidad de 200MWe la inversión sería alrededor de entre 1,500 a 2,000USD\$/Kw. [2]

\* Precio más alto del periodo de 1997-2002, siendo el mas bajo de este periodo de 1.25x10<sup>-2</sup> USD/ ft<sup>3</sup>.



Tabla 4.13a Evaluación de aspectos plausibles

ASPECTOS	IGCC	CFB
<i>Criterios de mercado</i> Substitución de importaciones	Usando el coque de petróleo para la generación de energía eléctrica se disminuyen las importaciones de gas natural para tal fin.	Usando el coque de petróleo para la generación de energía eléctrica se disminuyen las importaciones de gas natural para tal fin.
Demanda nueva	Demanda nueva de coque de petróleo	Demanda nueva de coque de petróleo
<i>Criterios Macro-económicos y sociales</i> Beneficios regionales (descentralización, distribución del ingreso, uso de materia primas regionales, etc.)	Uso de subproducto generado por las refinerías evitando su transportación a otro sitio.	Uso de subproducto generado por las refinerías evitando su transportación a otro sitio.
<i>Criterios tecnológicos</i> Disponibilidad de la tecnología (nacional o extranjera, número de tecnólogos, alternativas existentes, antigüedad de las patentes, etc.)	Extranjera Núm. de tecnólogos gasificador: 15 Texaco, Shell, KRW, Lurgi, British Gas, Prenflo-Krupp Uhde/Deutsche-Babcock, IGT U-Gas/Carbona/IBIL, Rheinbraun HTW, RWE Energie, MHI/IGC, ABB-CE, VEW/Steinmuller, Hitachi, Noell/GSP, Ahlstrom [7].	Extranjera Número de tecnólogos: 9 Foster Wheeler, Lentjes Energietechnik, Babcock & Wilcox, ABB, Bhel, GEC Alstom Stein Industrie, Austrian Energy & Environment, Kvaerner Pulping Oy, Deutche Babcock [13].
Características intrínsecas de la tecnología (potencial de adaptación, de asimilación, dependencia futura, grado de sofisticación, etc.)	De fácil adaptación pues es una modificación al ciclo combinado que usa gas natural como combustible. Por ser una tecnología en módulos es de mayor adaptación a procesos ya existentes.	Un poco más difícil pues dependerá en un futuro de los avances que se realicen en las turbinas y en control de emisiones al ambiente.
Impacto ecológico de la tecnología (contaminación, manejo de materiales tóxicos, carcinogénicos o peligrosos, aspectos eco-sociales, etc.)	Solo emisiones que cumplen con la normatividad de emisiones ambientales. No genera residuos peligrosos y los que genera pueden ser reutilizados.	Solo emisiones que cumplen con la normatividad de emisiones ambientales pero mayores a las de IGCC. Por cada ton/d de coque procesado requiere de 0.8t/d de piedra caliza y genera 0.65t/d de desechos sólidos.[2]

Tabla 4.14a Evaluación de aspectos Normativos.

ASPECTOS	IGCC	CFB
<i>Normas ecológicas</i>	NOM-085 ECOL 1994 Emisiones al ambiente (límites permisibles de emisiones contaminantes para equipos de combustión) Ver tabla de la norma en el Anexo IVB de este capítulo (Tabla 4.19).	

*Escala de calificación de aspectos*

Ya habiendo descrito ambas tecnologías, seleccionado los aspectos a evaluar, habiendo propuesto un peso a cada aspecto de la evaluación así como la selección de los subaspectos involucrados (de acuerdo a la información disponible) y comparado por medio de las tablas presentadas con anterioridad en donde directamente estos subaspectos se presentan para cada tecnología haciendo más fácil su posterior asignación de puntajes, se procederá a dar una escala de calificación para poder generar una matriz con los resultados y dar la recomendación final de la tecnología más adecuada.

La escala de calificación ira de 0 a 5 dependiendo si la expectativa del aspecto a evaluar cumple más de lo esperado, totalmente, medianamente, casi no cumple o no cumple en nada las expectativas del aspecto a evaluar, es decir, por ejemplo si se va a evaluar el subaspecto de flexibilidad del proceso, habrá alguna tecnologías de las dos que sea mucho más flexible que la otra por lo que tendrá un puntaje mayor que no exceda de 5. En el caso de consumo de materias primas, pro ejemplo, si hay un consumo excesivo por parte de una tecnología, ésta se verá afectada con un puntaje menor a la que consuma menor cantidad para generar la misma energía, y así sucesivamente en los demás subaspectos.

Cabe aclarar que a cada subaspecto se le ha dado un peso por lo que para realizar la suma de puntajes estos deberán estar de acuerdo al peso dado y ya de manera global en una matriz de resultados cada evaluación tendrá un total de puntos y a su vez estos deberán ser proporcionales al peso otorgado con anterioridad para que finalmente se proceda a realizar la suma, selección y recomendación de la tecnología.

Tabla 4.10b Evaluación técnica del proceso

ASPECTOS	Peso[%]	IGCC		CFB	
		Escala 1-5	% individual	Escala 1-5	% indiv.
<i>Concordancia del proceso con las bases de diseño</i>	25				
Especificaciones de materias primas	5	5	0.25	5	0.25
Productos	5	5	0.25	3	0.15
Flexibilidad	15	5	0.75	5	0.75
<i>Características relevantes del proceso</i>	25				
Esquema de proceso	5	5	0.25	5	0.25
Equipo	5	5	0.25	3	0.15
Condiciones de operación	5	5	0.25	3	0.15
Características especiales de los productos	5	5	0.25	2	0.1
Subproductos	5	5	0.25	2	0.1
<i>Flexibilidad del proceso</i>	30				
Materia prima	5	5	0.25	5	0.25
Consumo de materias primas	5	4	0.2	5	0.25
Consumo de servicios auxiliares	5	5	0.25	5	0.25
Consumo de químicos y catalizadores	5	5	0.25	5	0.25
Mantenimiento	10	4	0.40	3	0.20
<i>Impacto ecológico de la tecnología</i>	20				
Normas	20	4	0.8	2	0.4
<i>Total</i>	<b>100</b>		4.65		3.5
<i>Peso aspecto</i>	<b>25</b>				
<i>Puntaje total aspecto</i>			1.1625		0.875

Tabla 4.11b Evaluación de aspectos técnicos complementarios

ASPECTOS	Peso[%]	IGCC		CFB	
		Escala 1-5	% individual	Escala 1-5	% indiv.
<i>Madurez de la Tecnología</i>	100				
operación y en construcción.	100	4	4	5	5
<i>Total</i>	100		4		5
<i>Peso aspecto</i>	<b>10</b>				
<i>Puntaje total aspecto</i>			0.4		0.5

Tabla 4.12b Evaluación Económica-Financiera

ASPECTOS	Peso[%]	IGCC		CFB	
		Escala 1-5	% individual	Escala 1-5	% indiv.
<i>Inversión en terreno, edificios, materiales y equipo</i>	15	4	0.6	2	0.3
<i>Economía del proceso</i>	14				
Materias primas	14	3	0.42	3	0.6
<i>Parámetros de rentabilidad del proyecto</i>					
Tasa interna de retorno (TIR)					
Valor presente neto					
Periodo de retorno de la inversión					
<i>Sensibilidad de la rentabilidad del proyecto a</i>	50				
Materia prima	15	5	0.75	5	0.75
Precio del producto	35	5	1.75	3	01.05
<i>Inversión</i>	15	3	0.45	3	0.45
<i>Total</i>	100		4.15		3.15
<i>Peso aspecto</i>	10				
<i>Puntaje total aspecto</i>			0.415		0.315

Tabla 4.13b Evaluación de aspectos plausibles

ASPECTOS	Peso[%]	IGCC		CFB	
		Escala 1-5	% individual	Escala 1-5	% indiv.
<i>Criterios de mercado</i>	30				
Substitución de importaciones	15	5	1.25	3	0.75
Demanda nueva	15	5	0.25	5	0.25
<i>Criterios Macro-económicos y sociales</i>	30				
Beneficios regionales (descentralización, distribución del ingreso, uso de materia primas regionales, etc.)	30	5	1.5	5	1.5
<i>Criterios tecnológicos</i>	40				
Disponibilidad de la tecnología (nacional o extranjera, número de tecnólogos, alternativas existentes, antigüedad de las patentes, etc.)	10	4	0.4	4	0.4
Características intrínsecas de la tecnología (potencial de adaptación, de asimilación, dependencia futura, grado de sofisticación, etc.)	15	5	0.75	3	0.45
Impacto ecológico de la tecnología (contaminación, manejo de materiales tóxicos, carcinogénicos o peligrosos, aspectos eco-sociales, etc.)	15	4	0.6	2	0.3
<i>Total</i>	100		4.75		3.65
<i>Peso aspecto</i>	35				
<i>Puntaje total aspecto</i>			1.6625		1.2775

Tabla 4.14b Evaluación de aspectos Normativos.

ASPECTOS	Peso[%]	IGCC		CFB	
		Escala 1-5	% individual	Escala 1-5	% indiv.
<i>Normas ecológicas</i>	100				
Cumplimiento con emisiones tabla 5 norma NOM-085 ECOL 1994	100	5	5	4	4
<i>Total</i>	100		5		4
<i>Peso aspecto</i>	20				
<i>Puntaje total aspecto</i>			1		0.8

### Tecnología seleccionada y recomendada

Basándose en el análisis anteriormente desarrollado, se obtuvieron distintos puntajes los cuales proporcionan información sobre la propuesta tecnológica seleccionada.

Los Puntajes totales son para IGCC 4.6 y para CFB 3.8 siendo el máximo de 5. Es así que la alternativa seleccionada y recomendada es la tecnología IGCC.

En general ambas tecnologías requieren de inversiones similares, que, comparadas con las tecnologías tradicionales como la de ciclo combinado que usa gas natural como combustible, no son aun demasiado competitivas pero, por el problema actual del precio volátil de este combustible, se han buscado alternativas en cuanto al uso de otros combustibles, como lo es el caso del coque de petróleo; algunas empresas como Cemex y Peñoles ya se han aventurado en proyectos de este tipo.

De manera más particular, se puede visualizar que dentro de los aspectos que no favorecieron a la tecnología CFB están algunos propiamente del proceso debido a que esta tecnología necesita de gran mantenimiento<sup>7</sup>[2] lo cual aumenta costos en operación y mantenimiento, requiere de un gran número de personal en ésta área así como en el área operativa; tiene un número mayor en cuanto a emisiones comparado con las de la tecnología IGCC (ver Figuras 4.2, 4.3 y 4.4 ). Esto, a largo plazo, requerirá de inversiones en cuanto a equipos o tecnología de control de emisiones para continuar utilizando este tipo de tecnologías sin rebasar los límites permitidos por las normas ambientales (Ver siguiente tabla).

Tabla 4.15 Comparación de emisiones y otros aspectos en CC, IGCC y CFB.

ASPECTOS	CICLO COMBINADO CON GAS NATURAL	IGCC (CARBÓN )	CFB (CARBÓN )
NOx	3 ppm	< 9ppm	150 ppm
CO2 (lb/kWh)	0.81	1.95	2.26
Recuperación de azufre	-	> del 98%	95%
Tiempo de vida proyecto	40		20-25
Disponibilidad de combustible	Incierto	Disponible	Disponible

Fuente: "Environmental Enterprise: Carbon Sequestration using Texaco Gasification Process". First National Conference on carbon sequestration May 16, 2001. **Jeff Seabright**. Texaco Inc.

La tecnología IGCC genera además del vapor y energía eléctrica subproductos valiosos (como el gas de síntesis o hidrógeno) los cuales se pueden aprovechar dentro de la propia refinería de donde proviene el coque de petróleo o para procesos petroquímicos. Es por ello que la tecnología IGCC es la más adecuada para su adaptación en la refinería que genera el coque de petróleo.

La tecnología CFB no es de tan fácil asimilación o adaptación como el IGCC que debido a su estructura "modular" es fácilmente adaptada a procesos ya existentes; es decir que esta seccionada y se puede adaptar a procesos de ciclo combinado ya existentes.

Aunado al resultado obtenido de la evaluación matricial ello, se puede decir que esta tecnología de Gasificación en Ciclo Combinado es la más adecuada puesto que es más fácilmente adaptable como ya se ha mencionado y cabe la posibilidad de no solo adaptarla a la refinería sino que en un futuro las centrales basadas en ciclo combinado que usan gas natural se adapten para que puedan procesar este tipo de combustibles sólidos.

<sup>7</sup> Para una planta de 200MWe el mantenimiento es de alrededor de 17-27 milésimas de US\$/kWh.

Actualmente se están realizando estudios sobre este proceso para poder aprovechar al máximo los subproductos obtenidos en la tecnología IGCC ya que ello puede agregar valor a esta opción tecnológica, dichos subproductos pueden ser aprovechados como ya se mencionó, en los procesos de la refinería o en Petroquímica<sup>1</sup>.

En conclusión, la gasificación es una tecnología que usa varios combustibles como el coque de petróleo o carbón (además de otros combustibles) y que es considerada como una tecnología limpia e inofensivo al ambiente, además de que este proceso genera varios subproductos comercialmente viables como azufre de alta pureza o ácido sulfúrico, entre muchos otros como el gas de síntesis el cual puede ser una fuente de valor químico en lugar de solo considerarlo en base a su valor combustible para la generación de energía eléctrica. Una de las ventajas principales de esta tecnología es que no genera casi desechos y los que llega a generar son típicamente inertes y reutilizables. La gasificación también destruye de manera eficiente materiales peligrosos.

Aunado a esto, esta tecnología llega a ser más viable en cuanto a costos pues con las regulaciones medioambientales más severas las tecnologías que generan más emisiones al ambiente se ven más afectadas, mientras que la de IGCC al ser más limpia no tiene problema alguno. Un ejemplo es que esta tecnología captura el CO<sub>2</sub> a un menor costo que otras tecnologías basadas en combustibles fósiles. [17]

También ya ha sido probado que esta tecnología es flexible y extremadamente adaptable. Tiene el potencial de aceptar una gran variedad de materiales que contengan carbón para convertirlo en gas de síntesis y actualmente es muy relevante que se tengan alimentaciones alternativas sin estar sujetos a un solo tipo de material. Su flexibilidad también radica en la posibilidad de generar energía eléctrica, vapor, hidrógeno, químicos o combustibles o una combinación de estos, según sean las necesidades del proyecto o proceso.

Es por todo ello que esta tecnología es considerada como la alternativa para esta propuesta, la cual se verá formalmente en el siguiente capítulo.

Como es de vital importancia para Pemex Refinación darle una disposición adecuada al coque de petróleo, pues como ya se ha mencionado con anterioridad, debido a las reconfiguraciones realizadas en las refinерías se tendrá que manejar este subproducto para evitar su acumulación y lograr una adecuada disposición, se ha pensado en una propuesta para integrar al proceso de refinación esta tecnologías (IGCC) que utiliza el coque de petróleo para generar energía eléctrica así como otros subproductos valiosos y de esta manera, darle una disposición adecuada a este subproducto de refinación, evitando además que aumente su precio debido a su transportación al lugar de procesamiento. En el siguiente capítulo se muestra esta propuesta más a detalle.

---

<sup>1</sup> Esta propuesta se analizará a lo largo del siguiente capítulo.

# Bibliografía

## Capítulo IV

## Bibliografía Capítulo IV

1. Evaluación de Tecnologías en la Industria de Refinación de Petróleo. Enrique Aguilar Rodríguez et. al. Instituto Mexicano del Petróleo – Pemex Refinación. Edición interna de PEMEX Refinación, Septiembre 1998.
2. Tecnologías de aprovechamiento del coque de petróleo: Gasificación y Calderas de Lecho Fluidizado. VII Foro de avances de la Industria de la Refinación. Septiembre 2001. Dr. Miguel Angel Rodríguez Toral. Instituto Mexicano del Petróleo.
3. Global Energy. Gasification Technologies Conference. October 28<sup>th</sup>, 2002. Sn. Fco. California, USA.
4. <http://www.siu.edu/~coalctr/intergascc.htm> Integrated Gasification Combined Cycle Systems.
5. FLUOR. Ravi Ravikumar & Georgio Sabbadini. Gasification Technologies Conference. October 28<sup>th</sup>, 2002. Sn. Fco. California, USA.
6. Utilización del coque de petróleo para la generación de electricidad. VII Foro de avances de la Industria de la Refinación. Septiembre 2001. Dra. Alma Rosa Rodarte. Unidad de desarrollo de proyectos. Texaco Power & Gasification.
7. Technology Scan on integrated gasification combined cycle (IGCC). 28/11/02, 05:11pm.
8. US 4,946,477 IGCC process with combined methanol synthesis/water gas shift for methanol and electrical power production. Aug. 7, 1990.
9. US 5,117,623 Operating flexibility in IGCC stations. Jun. 2, 1992.
10. US 5,440,873 Gasification – combined power plant. Aug. 15, 1995.
11. US 5,715,671. Clean power generation using IGCC process. Feb. 10, 1998.
12. US 5,901,547 for integrated gasification combined cycle power generation system. May 11, 1999.
13. Circulating Fluidized bed Combustion (CFB) technology for power generation. *Technology Status*. 28/11/02, 05:38p.m.
14. US 5,064,621 Circulating fluid bed combustion apparatus. Nov. 12, 1991.
15. US 6,380,268 B1. Plasma reforming/Fischer-Tropsch synthesis. Apr. 30, 2002.
16. Chemical Week. June 11, 2003. Pág. 31

17. Gasification: The future of Power Generation. Brian Ferguson. Eastman Chemical Company. Oct 28<sup>th</sup>, 2002. Artículos técnicos de la Conferencia de Tecnologías de Gasificación 1998-2002. (<http://www.gasification.org>).



# Anexos

## Capítulo IV

### Anexo IVA Metodologías

#### Metodologías para la evaluación de proyectos.

Las metodologías para la evaluación de proyectos, tiene como objetivo fundamental determinar desde el punto de vista económico las ventajas y desventajas de un proyecto. Se puede realizar como si fuese un inversionista privado en donde se busca la maximización de rentabilidad sobre el capital o desde el punto de vista gubernamental, en donde se podría buscar el tomar en cuenta la parte social y ecológica.

#### Metodologías para la evaluación de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico.

La mayoría de las metodologías de evaluación de proyectos de desarrollo tecnológico tienen en común la utilización de la técnica matricial de evaluación (por puntos), lo cual es justificado por que no es posible obtener información suficiente que permita una cuantificación rigurosa de la rentabilidad futura para este tipo de proyectos.

#### Metodologías para la evaluación de alternativas tecnológicas en proyectos de inversión.

Dentro de esta clasificación existen tres tipos de evaluaciones las cuales son la propuesta por Castellanos y Cano (1979), la de Sharif y Sundarajan (1983) y la de Rodríguez y Solleiro (1991).

#### **CASTELLANOS Y CANO (1979)**

Este tipo de evaluación, considera criterios para evaluación de licenciadores oferentes de la Ingeniería Básica sobretodo en proyectos de tecnología de proceso. Para realizar una evaluación adecuada establecen que se deben realizar las evaluaciones técnica, contractual y económica. En este anexo del capítulo se puede ver en la tabla correspondiente los aspectos que este tipo de evaluación contempla.

Dentro de la primera evaluación que consideran Castellanos y Cano(1979), la evaluación técnica, se requiere analizar aspectos como al análisis del proceso y la documentación técnica para realizar la segunda evaluación (contractual) se necesita analizar los aspectos de licencia y tecnología, las garantías de la información técnica, el alcance de los servicios técnicos profesionales, las garantías, los criterios y procedimientos para pruebas de comportamiento de la planta diseñada, la responsabilidad del licenciador en la supervisión del diseño de detalle del equipo y su construcción, los compromisos en programas de trabajos así como verificar las penalidades por incumplimientos.

Tabla 4.16 Aspectos tecnológicos de evaluación de alternativas tecnológicas propuestas por Castellanos y Cano (1979).

<p><b>EVALUACIÓN TÉCNICA</b>  <b>ANÁLISIS DEL PROCESO</b>  <i>Concordancia del proceso con las bases de diseño</i>                  Capacidad y factor de servicio                  Especificaciones de materias primas                  Especificaciones de productos                  Condiciones en límites de batería  <i>Características relevantes del proceso</i>                  Equipo                  Condiciones de Operación  <i>Actualización del proceso</i>  <i>Condiciones de operación</i>  <i>Flexibilidad del proceso</i>                  Materia prima                  Capacidad de operación (caso crítico)                  Número de equipos de relevo                  Independencia                  Automatización  <i>Requerimientos de mantenimiento</i>  <i>Consumo de materias primas y servicios auxiliares</i>  <i>Tratamiento de efluentes</i>                  Normas                  Sistemas de tratamiento  <i>Experiencia del licenciador</i>                  Diseños previos                  Equipos particulares  <b>DOCUMENTACIÓN TÉCNICA</b>  <b>SERVICIOS ADICIONALES</b>  <i>Inspección de procura en el extranjero</i>  <i>Supervisión de la expedición y embarque</i>  <i>Supervisión técnica durante la construcción</i>  <i>Supervisión de la ingeniería de detalle</i>  <i>Capacitación del personal</i>  <b>EXPERIENCIA TÉCNICA</b>  <b>ADMINISTRATIVA</b>  <i>Experiencia en el proceso</i>  <i>Experiencia general del licenciador en ingeniería, construcción, operación y en coordinación de proyectos.</i>  <i>Características organizacionales generales</i></p>	<p><b>EVALUACIÓN CONTRACTUAL</b>  <b>LICENCIA Y TECNOLOGÍA</b>  <b>GARANTÍAS DE INFORMACIÓN TÉCNICA</b>  <b>ALCANCE DE LOS SERVICIOS TÉCNICOS Y PROFESIONALES</b>  <b>GARANTÍAS</b>  <i>Capacidad de la planta</i>  <i>Consumo de materias primas</i>  <i>Consumo de servicios auxiliares</i>  <i>Consumo de agentes químicos</i>  <i>Especificaciones de los productos</i>  <i>Características de los efluentes</i>  <b>CRITERIOS Y PROCEDIMIENTOS PARA PRUEBAS DE COMPTAMIENTO DE LA PLANTA DISEÑADA.</b>    <b>RESPONSABILIDAD DEL LICENCIADOR EN LA SUPERVISIÓN DEL DISEÑO DE DETALLE DE EQUIPO Y SU CONSTRUCCIÓN.</b>  <b>COMPROMISOS DE PROGRAMAS DE TRABAJO</b>    <b>PENALIDADES POR INCUMPLIMIENTOS</b>  <b>EVALUACIÓN ECONÓMICA</b>  <b>INVERSIÓN EN EQUIPO Y MATERIALES</b>  <b>CAPITAL DE TRABAJO</b>  <b>ECONOMÍA INTRÍNSECA DEL PROCESO</b>  <i>Materias primas</i>  <i>Servicios auxiliares</i>  <i>Catalizadores</i>  <i>Reactivos químicos</i>  <i>Mantenimiento</i>  <i>Depreciación</i>  <b>COSTO DE INGENIERÍA Y LICENCIAMIENTO</b></p>
---	---

- ✓ Esta metodología no establece la forma de ponderar cada uno de los aspectos involucrados en la evaluación ni se expone una escala de calificación por criterio.
- ✓ Se establece que las evaluaciones son subjetivas hasta cierto punto, en donde la importancia relativa depende del criterio del evaluador.
- ✓ Este tipo de evaluación corresponde a la técnica matricial de evaluación.

**SHARIF Y SUNDARAJAN (1983)**

Este segundo tipo de evaluación, propone que los criterios que determinan las ventajas de una tecnología, son agrupados en las siguientes categorías:

1. Ambientales
2. Institucional / Político
3. Sociales
4. Tecnológicos
5. Económicos

Estos factores que afectan en la evaluación de alternativas tecnológicas son clasificados en tres tipos:

1. Factores Dominantes
2. Factores Objetivos
3. Factores Subjetivos

Y utilizan técnicas tanto cuantitativas como cualitativas para que finalmente se determine una calificación a la alternativa tecnológica a ser medida.

Tabla 4.17 Clasificación de Factores (criterios) propuestos por Sharif y Sundarajan (1983).

CATEGORIA	FACTORES O CRITERIOS
1. AMBIENTALES	Contaminación Biosistemas Ecosistemas Uso de la tierra Otros
2. INSTITUCIONAL/POLÍTICO	Leyes Control administrativo Política nacional Otros
3. SOCIALES	Hábitos de trabajo Sistema Educativo Cuidado médico Servicios de emergencia Otros
4. TECNOLÓGICOS	Capacidad Complementarios Avances Otros
5. ECONÓMICOS	Producto Interno Bruto Eficiencia Exportación Ingreso Personal Empleo Costo de la vida Balanza comercial Otros

La integración de los tres factores (Dominantes, Objetivo y subjetivos) que afectan la evaluación de alternativas tecnológicas se relacionan mediante la ecuación que sigue.

$$TM_i = DFM_i \left( \sum_{j=1}^m \xi_j OFM_{ij} + \xi_0 SFM_i \right)$$

Donde:

$TMi$  = Medida total de la alternativa tecnológica  $i$  (calificación total para la alternativa  $i$ )

$DFMi$  = Factor dominante medido para la alternativa tecnológica  $i$ , ( $DFMi=0$  o  $1$ )

$OFMij$  = Factor Objetivo medido para la alternativa tecnológica  $i$ , ( $0 \leq OFMij \leq 1$ )

$SFMi$  = Factor Subjetivo medido para la alternativa tecnológica  $i$

$i$  = Número de alternativa tecnológica en evaluación

$j = 1, m$  = Número de factores objetivos (cuantitativos)

$\xi_0$  y  $\xi_i$  = Factores de peso, evaluados de tal forma que,  $\sum_{j=1}^m \xi_j = 1$

Para determinar la calificación total de la alternativa tecnológica que se está midiendo ( $TMi$ ), es importante tomar en cuenta que el factor dominante para cada alternativa debe ser determinado de la siguiente forma:

$$DFMi = \prod_{k=1}^{k=i} DFMik$$

Donde:

$DFMik$  = Índice del factor dominante medido para la alternativa tecnológica  $i$ , con respecto al factor dominante  $k$ .  $DFMik$  solo puede tomar valores de 0 o 1.

$I$  = Número total de factores dominantes para la alternativa tecnológica  $i$ .

De este grupo de ecuaciones si algún factor dominante  $DFMik$  para la alternativa  $i$  es igual a 0,  $DFMi$  y  $TMi$  para la alternativa  $i$  serán 0, indicando de esta manera que la alternativa tecnológica  $i$  deberá ser excluida (rechazada). Esto hace que no se requiera evaluar los factores objetivos ni los subjetivos para dicha alternativa.

Para determinar los pesos  $\xi_0$  y  $\xi_j$ , los citados autores recomiendan una adecuación a la técnica de "análisis de factores" donde se pondera un grupo de factores y su normalización para que la suma dé uno.

Los factores objetivos se miden en unidades cuantitativas, sin embargo, para poder obtener congruencia con los factores restantes, estos valores cualitativos son transformados en índices adimensionales de la siguiente forma:

$$OFMij = \frac{OFij}{\sum_{i=1}^n OFij}$$

En donde  $OFij$  es el valor del factor objetivo  $j$  para la alternativa tecnológica  $i$ . En esta ecuación la condición falta se impone para asegurar que los factores objetivos sean compatibles con los otros factores.

Para cuantificar los valores Sharif y Sundarajan proponen una técnica donde primero se define una jerarquización de los diferentes factores y después se determina mediante comparación un "peso" relativo (importancia) a cada uno de ellos. En esta cuantificación de los factores subjetivos se impone también la restricción de que la suma de su contribución debe ser uno.

### RODRÍGUEZ Y SOLLEIRO (1991)

Este tercer tipo de evaluación, se basa en cuatro aspectos principalmente:

Tecnológicos  
 Financieros  
 Contractuales  
 Sociales-Políticos

- ✓ Estos autores no proponen criterios de ponderación para cada aspecto ni escala de calificación pues esto será definido por el evaluador en función de cada caso específico.

Tabla 4.18 Aspectos y criterios de evaluación de alternativas tecnológicas propuestos por Rodríguez y Solleiro (1991)

<b>ASPECTOS TÉCNOLÓGICOS</b>	<b>ASPECTOS FINANCIEROS</b>
Dimensiones tecnológicas	Rentabilidad
Versatilidad	Activos fijos requeridos
Adaptabilidad	Costos
Complejidad	Capital de trabajo
Grado de Innovación	Efectos sobre la liquidez
Cambios organizacionales requeridos	Sensibilidad
<b>ASPECTOS CONTRACTUALES</b>	<b>ASPECTOS SOCIALES – POLÍTICOS</b>
Alcance de la licencia	Impacto en el empleo
Precio y forma de pago	Impacto ecológico
Exclusividad	Cumplimiento de regulaciones gubernamentales
Garantías	Impacto en la generación de divisas
Acceso a mejoras	Seguridad interna y externa
Asistencia técnica y capacitación	
Territorialidad	
Vigencia	

Metodologías para la valuación de tecnologías.

La valuación de las tecnologías significa determinar su precio. Algunos modelos matemáticos desarrollados requieren demasiada información para ser aplicados, aunque existen algunas otras que ligan el precio de la tecnología a las ganancias netas obtenidas por su explotación, lo cual también requiere de un análisis a fondo de todos los factores relacionados con el proyecto tanto cualitativa como cuantitativamente.

Entre estas metodologías para determinar el precio de una tecnología se encuentran las siguientes:

- Metodologías que consideran los costos de generación

- Metodologías que consideran los beneficios económicos que genera la tecnología transferida
- Recomendaciones prácticas (criterios generales a ser tomados en cuenta en la fijación del precio de la tecnología, o recomendaciones estadísticas obtenidas en diferentes países del precio de la tecnología definida como un % de las ventas).

#### Metodologías para la evaluación de tecnologías.

La evaluación de tecnologías es entendida como la evaluación del impacto de la tecnología en la sociedad, en donde se trata de determinar las dimensiones tecnológicas más importantes de la tecnología, curvas de desarrollo (madurez), etc, así como el establecimiento de criterios (por ejemplo: utilidad, equidad, trascendencia y reverencia) para evaluar el impacto de la tecnología en la sociedad.

En general, este tipo de análisis se realiza para una planeación estratégica-tecnológica en la determinación de la cartera de proyectos de desarrollo tecnológico, o forma parte de las evaluaciones tecnológicas que pueden ser incluidas en la evaluación de proyectos de inversión.

Existen aspectos comunes para las metodologías anteriormente presentadas los cuales son el técnico, económico y el financiero. Para efectos de este análisis se podría tomar no solo la comparación de tecnologías sino ya como un proyecto de inversión para lo que es más recomendable utilizar la metodología propuesta por Castellanos y Cano (1979) aunque con algunas modificaciones por motivos de información disponible.

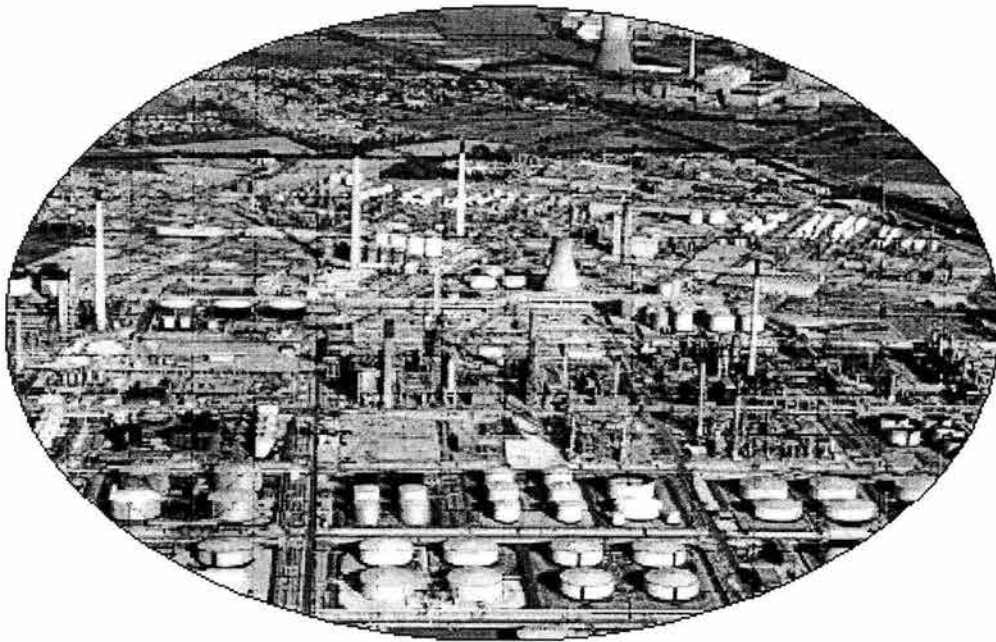
## Anexo IVB Tablas

4.19 Tabla de emisiones Norma NOM-085-ECOL-1994.

Capacidad del equipo de combustión MJ/h	Tipo de combustible empleado	Densidad del humo Número de mancha u opacidad	Partículas (PST) mg/m <sup>3</sup> (Kg/10 <sup>4</sup> kcal) (1) (2)			Bióxido de azufre ppm V (Kg/10 <sup>4</sup> kcal) (1) (2)			Óxidos de nitrógeno ppm V (Kg/10 <sup>4</sup> kcal) (1)			Exceso de aire de combustión %volumen (5)
			ZMCM	ZC(3)	RP	ZMCM	ZC(3)	RP	ZMCM	ZC(3)	RP	
Hasta 5,250	Combustible sólido o gasóleo	3	NA	NA	NA	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	NA	NA	NA	50
	Otros líquidos	2	NA	NA	NA	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	NA	NA	NA	
	Gaseosos	0	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
De 5,250 a 43,000	Líquidos	NA	75 (0.106)	350 (0.426)	450 (0.568)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	130 (0.507)	130 (0.507)	375 (1.0)	40
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	130 (0.486)	130 (0.486)	375 (0.959)	
De 43,000 a 110,000	Líquidos	NA	60 (0.805)	300 (0.426)	400 (0.568)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	110 (0.294)	110 (0.294)	375 (1.0)	30
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	110 (0.281)	375 (0.959)	
Mayor de 110,000	Sólidos	NA	60 (0.090)	250 (0.375)	350 (0.525)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	110 (0.309)	110 (0.309)	375 (1.052)	25
	Líquidos	NA	60 (0.085)	250 (0.355)	350 (0.497)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	110 (0.294)	110 (0.294)	375 (1.0)	
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	110 (0.281)	375 (0.959)	



## CAPÍTULO V



## INGENIERÍA CONCEPTUAL

En base a los resultados obtenidos en el capítulo anterior se considera como mejor opción emplear el proceso IGCC para procesar el coque generado en las refinerías. Este proceso ofrece dos ventajas pues el gas de síntesis obtenido al gasificar el coque puede ser empleado tanto en la generación de energía eléctrica por ciclo combinado como en la producción de amoníaco, metanol e hidrógeno. Ambas aplicaciones están enfocadas en los problemas más críticos por los que atraviesa la industria química en la actualidad, el primero es el de la disponibilidad de energía eléctrica y el segundo es el de abastecimiento de materias primas básicas para la petroquímica particularmente en las cadenas que dependen del gas natural como la del metanol, el cual es utilizado dentro de las mismas refinerías para producir oxigenantes para las gasolinas.

A continuación se presenta una descripción del proceso de IGCC y posteriormente su integración en un esquema típico de refinación, lo cual constituye la Ingeniería Conceptual de la implementación de esta tecnología para solucionar el problema de aprovechamiento del coque generado en las refinerías.

#### DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA SELECCIONADA. Generalidades.

El proceso tiene por objetivo generar energía eléctrica a partir de combustibles sólidos como lo es el coque de petróleo. Para ello se cuentan con cuatro secciones principales:

- Sección de gasificación y apagado.
- Sección de recuperación de calor.
- Sección de desulfuración.
- Sección de generación de electricidad.
- Opción de generación de otros productos.

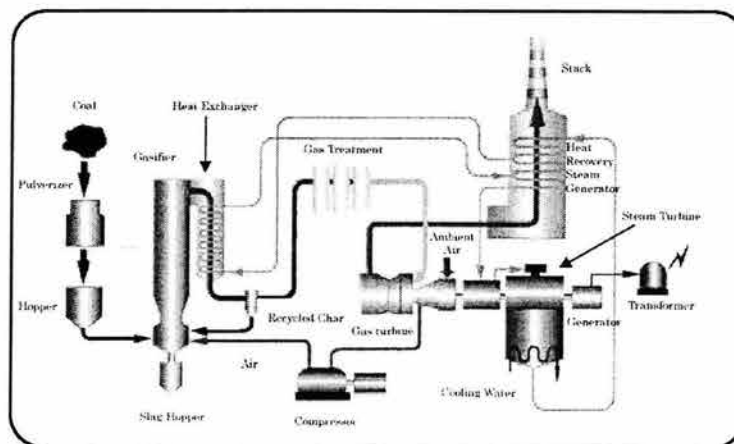
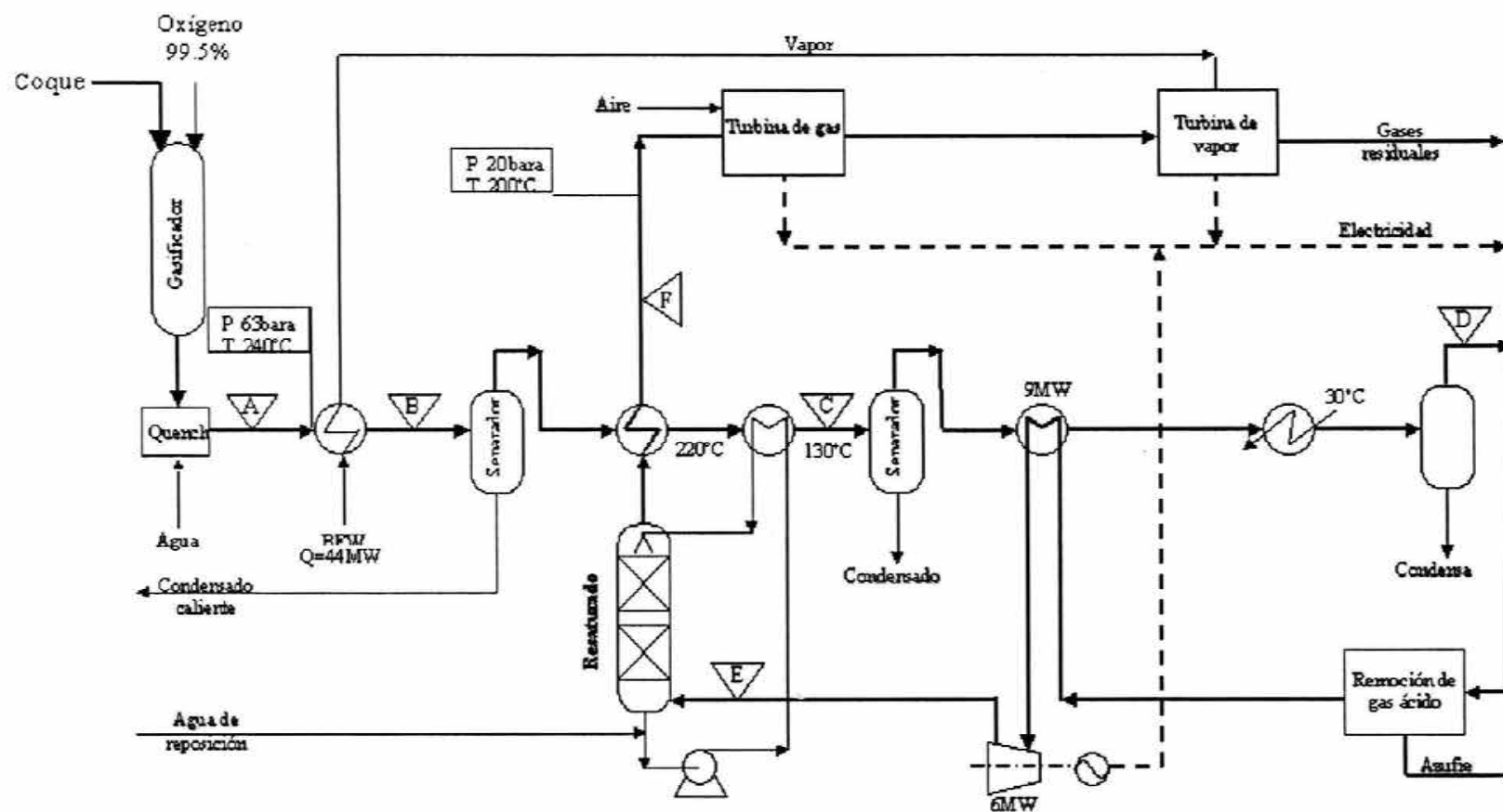


Figura 5.1 Esquema IGCC , Fuente CCPower Co. Japan.

Tomando como referencia una generación de 300MW, a continuación se presentan las diversas secciones del proceso de IGCC (Ver Figura 5.1b).

Figura 5.1b Diagrama de la Tecnología Ciclo Combinado Integrado [3]

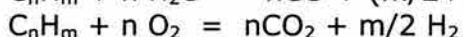
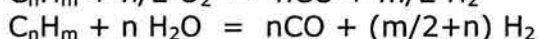


*Sección de gasificación y apagado.*

Esta sección esta compuesta esencialmente por el gasificador donde se alimenta el coque junto con una corriente de oxígeno con una pureza del 99.5% a 70 bara\* para llevar a cabo una oxidación parcial del material sólido.

La oxidación parcial es en principio, la reacción que se lleva a cabo con hidrocarburos y una cantidad de oxígeno insuficiente para una combustión completa a temperaturas entre 1600 y 1350° C y presiones mayores a 15Mpa.

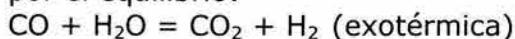
Esta oxidación opera como un proceso continuo y las reacciones básicas son:



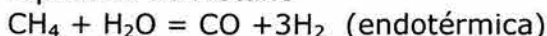
La cantidad mínima de oxígeno que se requiere para una conversión completa es la que indica la primera de estas tres ecuaciones. Es decir, se requieren 0.5 kmol por cada kmol de carbón. El monóxido de carbono y el hidrógeno son los principales productos hasta que los hidrocarburos se han convertido completamente, solo entonces se formarán el dióxido de carbono y el agua.

Para prevenir el incremento excesivo de temperatura, generalmente se adiciona vapor, el cual reacciona endotérmicamente con los hidrocarburos de acuerdo a la segunda ecuación de las tres mostradas anteriormente.

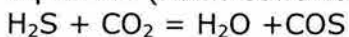
Las proporciones de varios componentes en la mezcla de gas están determinados por el equilibrio:



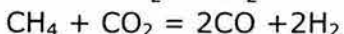
Equilibrio de Metano



Equilibrio (ácido sulfúrico - sulfuro de carbonilo)



y



Este equilibrio se tiene en el reactor de gasificación a temperaturas entre 1350 y hasta 1500°C y tiene la composición indicada en la Tabla 5.1.

\* Un bara es la presión de 1bar absoluto la cual es igual a 14.50 psia, por ejemplo 30 bara = 435 psia.

Tabla 5.1 Composición de la corriente de gas %mol (base seca)[2]

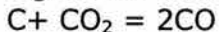
Compuesto	%mol	Compuesto	%mol
Metano	0.4	CO <sub>2</sub>	9.0
Hidrógeno	43.7	N + Ar	0.4
CO	45.6	H <sub>2</sub> S + COS	0.9

Se puede llegar a alcanzar equilibrio a temperaturas de 900°C pero con tiempos de residencia más altos o por medio del uso de catalizadores lo cual no puede ser comercial.

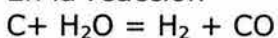
Esta corriente entra a una torre de apagado donde se enfría de manera rápida saturándola con agua a contacto directo o se puede enfriar por medio de transferencia directa con agua hirviendo pero a una temperatura que en comparación con esta corriente es más baja; adicionalmente al enfriamiento, el gas es prelavado dentro de dicha torre.

Como es de esperarse, el incremento de presión promueve la formación de metano, a 1400°C y 3MPa, el contenido de metano del gas es aproximadamente 0.3% vol.; este contenido es también influenciado por los cambios en la temperatura de reacción y por la adición de pequeñas cantidades de vapor.

Bajo condiciones prevalecientes en la zona de reacción, no debe existir cantidad alguna de carbón libre de acuerdo al siguiente equilibrio.



En la reacción



Por otro lado, los componentes de azufre dentro de la mezcla de gas son hidrogenados en gran proporción de acuerdo a la ecuación  $H_2S + CO_2 = H_2O + COS$  que bajo condiciones normales de reacción cerca del 95% es convertido a ácido sulfúrico y el 5% restante a COS (sulfuro de carbonilo).

#### *Sección de recuperación de calor.*

Esta corriente de gas tiene 9,152 kgmol/h de gas seco conteniendo 12107 Kgmol/h a 240°C y 63 bara de vapor el cual es alimentado al recuperador de calor, en donde son intercambiados 44 MW elevando el vapor a la sección de generación de energía. Después del cambiador, la cantidad de vapor en el gas se ve reducida a 7,600Kgmol/h y el vapor remanente se condensa y se separa.

A continuación la corriente fluye a través del cambiador de gas combustible y ahora a través de un cambiador con circuito de agua resaturador en donde la temperatura de la corriente de gas es reducida de los 220°C hasta 130°C siendo transferidos 87MW de calor. Después de esto, el agua es nuevamente separada en un equipo separador y en esta etapa, el flujo de vapor ha sido reducido a 200Kgmol/h.

---

Posteriormente, el gas fluye a través de un expansor de precalentamiento dando mas de 9MW de calor. El gas es reducido a la temperatura (de 30°C) que se necesita a la entrada de la unidad de remoción de gas para después ser enfriada en cambiadores de agua. Al mismo tiempo, la corriente de vapor baja a 15Kmol/h.

*Sección de desulfuración.*

En la unidad de remoción de gas ácido, los compuestos de azufre son eliminados y convertidos en 85Kmol/h de azufre.

Después de la unidad de remoción de gas ácido, la corriente de gas ácido es alrededor de 9069Kmol/h y 7Kmol/h de vapor; la cantidad de Hidrógeno y CO (gas de síntesis) generados es 3997.3 y 4178.8 Kmol/h respectivamente [3].

*Sección de generación de electricidad.*

Esta corriente fluye a través de un expansor de precalentamiento (antes mencionado) después de haber sido expandido en un expansor en donde proporciona 6MW de energía. En este expansor, la corriente es expandida de 58 hasta 21 bara. De este expansor, la corriente fluye a los fondos del resaturador en donde se eleva la temperatura por contacto directo con agua y el contenido de vapor de la corriente se incrementa a 6275Kgmol/h.

La bomba circula aproximadamente 1 millón de Kgmol/h de agua alrededor del circuito resaturador agregando a este circuito agua de reposición a un flujo de 6268Kmol/h.

La corriente de gas que sale del resaturador, pasa a través de precalentador de gas combustible y posteriormente es alimentado a la turbina de gas a 200°C y 20 bara para posteriormente hacia el sistema generador de vapor para la recuperación de calor y a la turbina de vapor. Esta última turbina de vapor es también alimentada por la corriente del recuperador de calor. Los gases ya limpios emergen del recuperador de calor - generador de vapor.

*Opción de generación de otros productos: hidrógeno y metanol [1,2].*

Un esquema similar es el que involucra el gas derivado de la conversión de carbón en hidrocarburos líquidos vía síntesis Fischer-Tropsch, separando los hidrocarburos del gas no reaccionado, alimentando el gas a la turbina de gas para generar energía eléctrica y usando al menos un aparte de los hidrocarburos como combustible para periodos críticos. Hay dentro de este tipo de proceso IGCC la posibilidad de producir metanol y algunos otros productos (Ver figura 5.2).

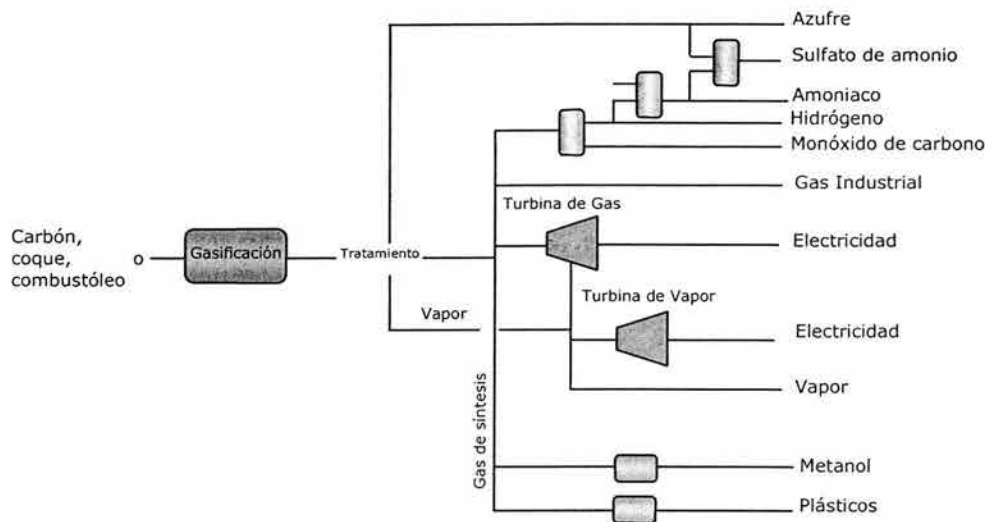


Figura 5.2 Esquema de generación de productos a partir de la Gasificación Integrada a Ciclos Combinados.

Fuente: *Gasificación Integrada a Ciclos Combinados*. Manuel F. Fernández y Agustín M. Alcaraz C. Boletín IIE Nov-Dic 2001.

El metanol se genera a partir del gas de síntesis, el cual contiene monóxido de carbono e hidrógeno, el proceso puede llevarse a cabo mediante el uso de una tecnología de reacción de fase líquida o tres fases. Esta tecnología consiste en la adición de agua a un reactor de fase líquida en pequeñas cantidades, permitiendo de este modo el uso del gas de síntesis rico en CO en presencia de un catalizador de síntesis de metanol\* para la producción de metanol en el mismo reactor por medio de las reacciones de síntesis y agua - gas. Una parte de la corriente de gas de síntesis sin reaccionar de la fase líquida del reactor es separada en hidrógeno y CO. El hidrógeno es combinado con una parte de la corriente de gas de síntesis del reactor de fase líquida que quedó sin reaccionar para formar una corriente de alimentación de metanol fase gas para el reactor y poder producir metanol; por otro lado, el monóxido de carbono es combinado con el efluente que no reaccionó en la producción de metanol y de esta manera se forma una corriente para combustión en la turbina de gas.

Como ya se mencionó, el metanol es producido del gas de síntesis que es una mezcla de hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono. La composición molar deseada para la alimentación del reactor es la siguiente:

$$R = (H_2 - CO_2) / (CO + CO_2) = 2.0$$

\* La concentración de catalizador en el reactor de metanol en fase líquida puede estar en el rango entre 5 y 50 % peso el cual puede ser cualquier catalizador apropiado para la síntesis de metanol

La composición típica del gas es de:

Tabla 5.2. Composición del Gas de síntesis producido por formación de metanol y gas de síntesis balanceado [2].

Componente	(1) %	(2) %
CO	15	19
CO <sub>2</sub>	8	5
H <sub>2</sub>	73	55
CH <sub>4</sub> -N <sub>2</sub>	4	21
R=	2.8	2.0-2.1

(1) Gas de síntesis producido por reformación de metanol

(2) Gas de síntesis balanceado (composición de acuerdo a R=2.0)

Dicho gas de síntesis es formado generalmente por la reformación del metano u otros hidrocarburos, lo cual da un gas rico en hidrógeno adecuado para la síntesis de metanol.

Actualmente el 70-75% del metanol producido a nivel mundial proviene de la reformación del gas natural, pero debido a la inestabilidad en el mercado del petróleo, los hidrocarburos líquidos y el gas natural no están siempre disponibles o su precio no lo hace disponible para este tipo de fines. Una alternativa es el carbón (o coque de petróleo) el cual puede ser convertido en gas de síntesis en un gasificador de los tantos desarrollados por Texaco, Dow, Shell y British gas/Lurgi.

Desafortunadamente, el gas de síntesis derivado del carbón o coque de gasificadores avanzados como los de Texaco, es rico en CO y no en H<sub>2</sub> teniendo composiciones de:

Tabla 5.3. Composición del Gas de Síntesis derivado del carbón o coque [2].

Componente	%
CO	51
CO <sub>2</sub>	13
H <sub>2</sub>	35
CH <sub>4</sub> -N <sub>2</sub>	1
R=	0.34

Como se puede observar, la composición al no ser rica en hidrógeno como el gas de síntesis proveniente de la reformación de hidrocarburos, resulta caro y complicado debido a los múltiples pasos de pre-tratamiento que se requieren para "balancear" el gas antes de la síntesis de metanol al tratar de convertirlo en metanol por métodos convencionales.

Algunas plantas IGCC con producción de metanol además de generar energía eléctrica, han sido diseñadas con reactores en fase gas y líquida. Con el reactor

\* (El término "balanceado" quiere decir que el gas de síntesis tiene la composición especificada en la Tabla 5.3, gas rico en H<sub>2</sub> con la relación  $R = (H_2 - CO_2) / (CO + CO_2)$  donde R debe estar entre 2.0 y 2.1.)



en *fase gas*, la corriente principal de gas de síntesis proveniente del gasificador es dividida en dos partes: aproximadamente el 75% se envía a la turbina de gas y el 25% restante, hacia la sección de síntesis de metanol. Ésta última corriente es posteriormente dividida, aproximadamente 67% se mezcla con vapor y se envía al convertidor (HTS High Temperature Shift Reactor).

Después de la conversión en dicho reactor, el  $\text{CO}_2$  se elimina y ésta corriente se remezcla con la corriente no convertida y con el gas reciclado en el ciclo de metanol para dar un gas balanceado, el cual será usado para la síntesis de metanol.

El gas de purga reciclado y el  $\text{CO}_2$  rechazado de la sección de remoción de  $\text{CO}_2$ , son enviados a la turbina de gas. La sección de conversión y la sección de remoción de  $\text{CO}_2$  son necesarias para conseguir una composición en la alimentación con un valor de R mayor a 2.0.

Cuando se tienen valores de R entre 0.3 y 0.4, es más ventajoso el uso del proceso en *fase líquida* en lugar de la síntesis de metanol en fase gas debido a la habilidad de procesar directamente el gas rico en CO. La corriente de gas rica en CO, del gasificador es enviada a través del reactor de fase líquida (Debido a que el reactor de fase líquida de metanol opera isotérmicamente, no hay un incremento de temperatura de catalizador, ni las limitantes que acompañan a la conversión del metanol, las cuales son características de los procesos de síntesis de metanol en fase líquida) en un simple paso, alcanzando un 10-20% de conversión de CO a metanol.

Mientras que en un diseño típico de fase líquida aproximadamente el 14% del CO (gas alimentado  $R=0.34$ ) es convertido a metanol dando un efluente del reactor conteniendo aproximadamente un 9% de metanol, en la conversión por paso en un reactor de fase gas generalmente resulta un efluente con 5% de metanol, aún a pesar de que el gas de alimentación tenga una relación R mayor a 2.0.

Otra opción que nos presenta esta tecnología de gasificación, es el generar hidrógeno lo cual es de gran importancia pues actualmente se requiere una gran cantidad de éste para llevar a cabo una gran parte de los procesos de Refinación como el hidrotratamiento y el hidrocrqueo<sup>2</sup>, aunque cabe aclarar que una gran parte, alrededor del 83% de la producción total es generado a partir del gas natural, un 14% de naftas y solo el 3% por gasificación de residuos pesados.

---

<sup>2</sup> Una especificación típica del hidrocrqueo es de un  $\geq 98\%$  de Hidrógeno menos de 10-50ppm de CO y  $\text{CO}_2$  y menos o hasta las 100ppm de oxígeno, así como algunos inertes ( $\text{N}_2$ , Ar,  $\text{CH}_4$ )

INTEGRACIÓN DE LA TECNOLOGÍA IGCC DENTRO DE LA REFINERÍA.

Con el objetivo de aprovechar de una manera más integral el coque generado en las refinерías se propone que el gas de síntesis generado a partir de su gasificación se aproveche para generar además de electricidad productos de gran valor dentro de las mismas refinерías uno de ellos es el metanol, el cual puede ser empleado en la generación de oxigenantes para las gasolinas; de esta manera se produce dentro de la misma refinерía eliminando su importación a la misma. Así mismo una parte del hidrógeno contenido en el gas de síntesis puede ser purificado dentro de la refinерía para utilizarse en las plantas hidrodesulfuradoras de diferentes combustibles. El esquema de integración propuesto se muestra en la figura 5.2.

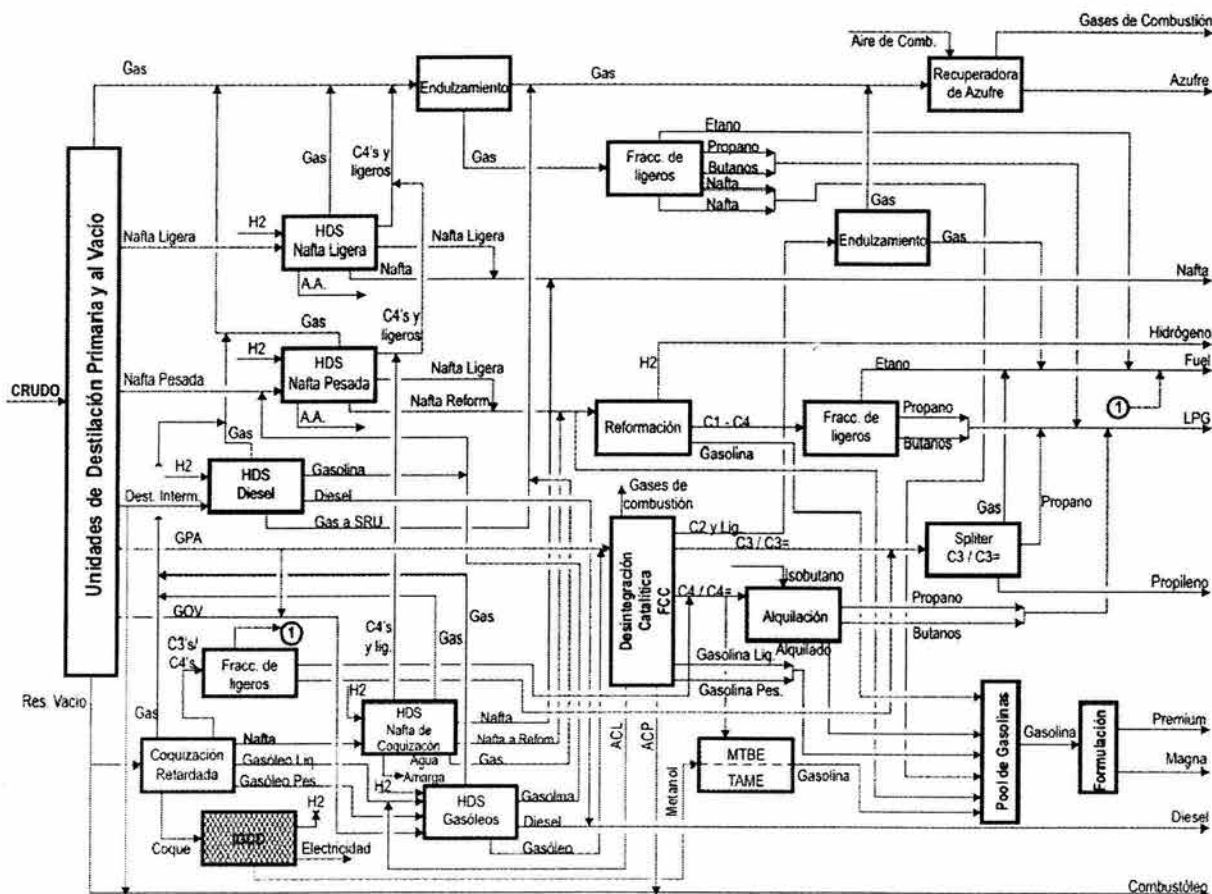


Figura 5.3. Integración de IGCC en la refinерía Elaboración a partir del esquema del SNR.

# Bibliografía

## Capítulo V

## Bibliografía Capítulo V

1. US 3,986,349 Method of power generation via coal gasification and liquid hydrocarbon synthesis. Oct. 19, 1976.
2. US 4,946,477 IGCC process with combined methanol synthesis/water gas shift for methanol and electrical power production. Aug. 7, 1990.
3. US 5,117,623 Operating flexibility in IGCC stations. Jun. 2, 1992.

**CONCLUSIONES  
Y  
RECOMENDACIONES**

Se logró el objetivo de encontrar soluciones al manejo y disposición del coque generado en las refinerías al realizar un análisis del aprovechamiento de éste por medio de tecnologías que pueden emplearlo como combustible y de esta manera asegurar su no acumulación dentro de la refinería.

Ambas tecnologías analizadas, tanto la de lechos fluidizados como la de Gasificación Integrada en Ciclos Combinados sugieren aprovecharlo como energético, aunque ésta última resultó como la más viable al proporcionar un valor agregado al uso de este combustible, no sólo para obtener electricidad sino también para generar productos útiles para la refinería tales como Hidrógeno, amoníaco, metanol, productos comercialmente viables como azufre de alta pureza o ácido sulfúrico y gas de síntesis con alto valor químico; factores que hacen flexible a esta tecnología adicionalmente a la posibilidad del uso de combustibles alternos al coque de petróleo como alimentación.

Aunado a esta clara ventaja en la tecnología de Gasificación Integrada a Ciclos Combinados, está la propuesta de generación *in situ*, evitando gastos de transportación, mismos que pueden llegar a hacer que este combustible tan económico, incremente su costo de manera considerable.

Entre otras ventajas se encuentra el que esta tecnología casi no genera desechos\*, aproximadamente 100 lb/MWh de escoria, ceniza y no genera lodos, lo cual comparado con la tecnología de lechos fluidizados que genera aproximadamente 400 lb/MWh de lodos, además de escoria y ceniza; resulta ser una cifra relativamente baja.

Tiene emisiones bajas de NO<sub>x</sub> (con 15 ppm), SO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> y CO; eliminando alrededor del 99% del azufre del carbón, reduciendo los NO<sub>x</sub> en un 90% y un 35% el CO<sub>2</sub>. Estas cifras nos indican que esta puede ser una alternativa más viable que aquellas que utilizan carbón o coque puesto que no requiere de tanta inversión en el control de emisiones.

Todas estas características hacen de esta opción la más adecuada para satisfacer las necesidades de las refinerías pues asegura un aprovechamiento de las grandes cantidades del coque que hoy en día debido a las reestructuraciones realizadas en éstas, se han venido generando; además, proporciona la opción de ocupar el coque en el sitio de generación y obtener productos estratégicos para las refinerías o hasta inclusive para la petroquímica. Finalmente, se invita a la realización de estudios posteriores que profundicen en la aplicación de tecnologías tales como la de Fischer Tropsch dentro de la IGCC para la obtención de más productos de valor agregado.

---

\* Estos desechos no son considerados como peligrosos. Los que llega a generar son típicamente inertes y reutilizables principalmente en la industria del cemento.