

# PROYECTO DEMOSTRATIVO PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE COMBUSTIBLES FÓSILES LIBRE DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Centro Mario Molina

2009

## Resumen

---

Uno de los retos tecnológicos más grandes del sector energético es lograr una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por centrales eléctricas. El CO<sub>2</sub> es también un producto ampliamente usado en la industria petrolera para mejorar la extracción de aceite. Se plantea la ejecución de un proyecto demostrativo en la zona del Golfo de México entre las empresas nacionales PEMEX y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en donde se capturaría parte del CO<sub>2</sub> presente en las emisiones de una central eléctrica de la CFE, posteriormente, éste sería presurizado y trasladado a un campo agotado de PEMEX en donde se inyectaría para estimular la producción de petróleo (EOR por sus siglas en inglés). Se evaluaron desde el punto de vista técnico, económico y ambiental diferentes opciones de tecnología de generación de electricidad teniendo carbón y/o coque de petróleo como combustibles. La opción que tuvo un menor costo de generación de electricidad fue la opción la de carboeléctrica con Lecho Fluidizado circulante con coque de petróleo como combustible en donde el costo unitario de inversión es de 4,098 dólares/kW y con un costo nivelado de 135 dólares/MWh. Sin embargo, si se incorpora el beneficio económico de la venta de barriles de petróleo obtenidos por la inyección del CO<sub>2</sub>, así como el beneficio obtenido por las externalidades ambientales, se obtiene que el costo nivelado disminuye a 17 dólares/MWh.

---

## 1 INTRODUCCIÓN

La tecnología de captura y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> (CCS por sus siglas en inglés, Carbon Capture and Storage) ha sido propuesta como una opción para reducir las emisiones de GEI generadas en las centrales eléctricas. La Región del Golfo de México (RGM) presenta condiciones específicas que podrían facilitar la realización de un proyecto demostrativo de captura, utilización de CO<sub>2</sub> para estimular la producción de petróleo y almacenamiento geológico final de CO<sub>2</sub>. La RGM incluye la presencia de diferentes fuentes de CO<sub>2</sub> (GEI) y la presencia de campos agotados de petróleo. PEMEX ha expresado su interés en realizar prácticas de (EOR) y no descarta la posibilidad de utilizar CO<sub>2</sub> antropogénico producido en plantas industriales. La utilización de CO<sub>2</sub> industrial y su almacenamiento final en campos maduros representa una gran oportunidad para México debido a que obtendría dos beneficios directos: (I) incrementar la producción de extracción de barriles de petróleo y (II) reducción de las emisiones de GEI en el país.

## 2 OBJETIVO

El objetivo general de este proyecto consiste en evaluar la factibilidad de la realización de un proyecto demostrativo entre PEMEX y la CFE para la captura de CO<sub>2</sub> en una central eléctrica de la CFE y su uso posterior en campos agotados de PEMEX para estimular la producción de petróleo extraído.

## 3 METODOLOGÍA

Se evaluó la prefactibilidad económica de la generación de energía eléctrica incluyendo el sistema de captura de CO<sub>2</sub>, así como la utilización del mismo para prácticas EOR. La evaluación incluyó un enfoque integral del análisis de costos del proyecto, considerando los costos de cada una de sus etapas como son los costos de ingeniería, procura y construcción (EPC por sus siglas en inglés), costos nivelados de instalación, generación, transporte y almacenamiento. Las opciones tecnológicas de generación de electricidad evaluadas fueron: (i) Ciclo combinado con gasificación inte-

grada (IGCC) empleando como combustible carbón y coque de petróleo; (ii) Carboeléctricas con carbón pulverizado y de Lecho Fluidizado circulante quemando carbón y (iii) Carboeléctricas con Lecho Fluidizado circulante con coque de petróleo como combustible.

Los costos de capital y de financiamiento integran el costo total del proyecto. El costo de generación de electricidad incluye, además, el costo de producción (operación, mantenimiento y combustible). A partir de dichos costos, se obtienen los costos nivelados de combustible y de operación y mantenimiento (OyM). Para el caso del transporte, almacenamiento e inyección de CO<sub>2</sub> se obtienen los costos nivelados de inversión, y se adicionan los de OyM y de compresión/bombeo. Los costos nivelados totales de cada alternativa incorporan los costos nivelados de almacenamiento e inyección de CO<sub>2</sub> y se analiza la contribución económica de la recuperación mejorada de petróleo considerando un precio de 60 dólares por barril. Para el valor económico del beneficio de la venta de barriles de petróleo recuperados (beneficio EOR), se utilizó la relación de que por cada tonelada de CO<sub>2</sub> inyectada se pueden recuperar 2.5 barriles de petróleo.

## 4 RESULTADOS

Los costos nivelados de generación para las diferentes tecnologías de generación (dólares/MWh) demostraron que el menor costo nivelado de generación obtenido fue el de la opción de Lecho Fluidizado para una unidad de 300 MW con un valor de 134.60 dólares por MWh.

En relación con la utilización del flujo de CO<sub>2</sub> que sería producido en las alternativas de generación de electricidad propuestas para actividades EOR y el beneficio económico correspondiente. La unidad de Lecho Fluidizado representó el mayor beneficio económico obtenido de las actividades EOR con 115.20 dólares por MWh.

La Tabla 1 y la Figura 1 incluyen los costos nivelados por transporte/compresión, así como los costos nivelados de inyección y almacenamiento. El beneficio económico por la venta de los barriles de petróleo recuperados por la inyección de CO<sub>2</sub> en campos agotados y el valor monetario por el CO<sub>2</sub> capturado son enlistados. Nuevamente, la alternativa de Lecho Fluidizado obtuvo el menor costo nivelado con un valor de 16.81 dólares por MWh.

Tabla 1: Costos Nivelados Totales Caso o Base al incluir el beneficio económico de la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR)

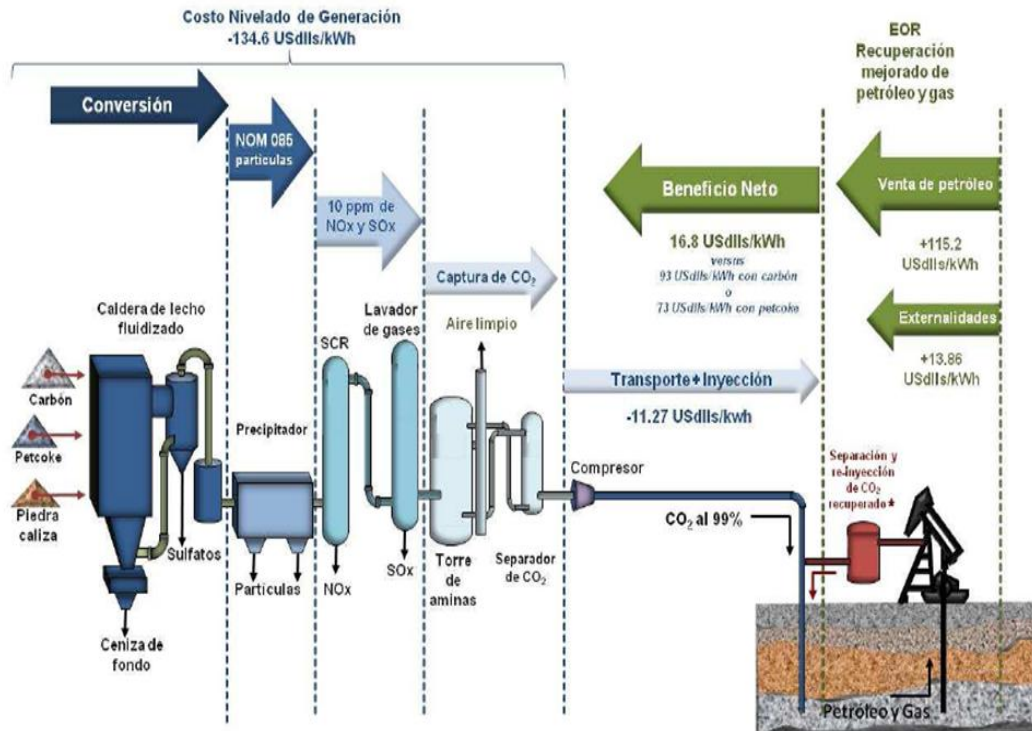
Tecnología	IGCC 150 MW	IGCC 300 MW	PCSC 300 MW	LECHO FLUIDIZADO 300 MW
Costo nivelado de generación	177.40	155.81	159.51	134.60
Costo nivelado de transporte/compresión	22.92	10.54	10.32	11.03
Costo nivelado de inyección/almacenamiento	0.60	0.31	0.24	0.24
Costo nivelado total	200.92	166.66	170.07	145.87
Recuperación mejorada de petróleo (EOR)	97.50	97.50	101.10	115.20
Costo total nivelado con EOR	103.42	69.16	68.97	30.67
Valor monetario de CO <sub>2</sub> capturado	11.73	11.73	12.17	13.86
Costo total nivelado con EOR y externalidades	91.69	57.43	56.80	16.81

## 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones obtenidas en este estudio son listadas a continuación.

- Es posible generar energía eléctrica con combustibles fósiles reduciendo considerablemente las emisiones de CO<sub>2</sub> de estos procesos a través de la adición de un sistema de captura de CO<sub>2</sub> en las centrales eléctricas.
- La opción evaluada que presentó los menores costos de generación de electricidad fue la de una central carboeléctrica con Lecho Fluidizado. Esta evaluación incluye captura, transporte e inyección de CO<sub>2</sub> para recuperación de petróleo y teniendo coque de petróleo como combustible.
- En relación con las tecnologías de captura, transporte e inyección de CO<sub>2</sub> en el subsuelo, existe suficiente experiencia a escala industrial en cada uno de estos tres procesos. Sin embargo, no existe todavía experiencia en un proyecto conjunto que incluya cada una de estas tres etapas. Se espera que la tecnología de captura de CO<sub>2</sub> de centrales eléctricas y su inyección al subsuelo esté disponible en el 2020 a una escala comercial. Adicionalmente, los costos económicos de los sistemas de captura se verán reducidos de acuerdo al avance en el desarrollo de la investigación en estos procesos.
- Para que un proyecto de captura de CO<sub>2</sub> proveniente de una central eléctrica en México sea rentable, es necesario e indispensable incorporar

Figura 1: Esquema general de operación con la estimación de costo nivelado de generación



los beneficios por la venta de petróleo recuperado en las actividades de estimulación en la producción del mismo.

- La mejor opción, en términos económicos y tecnológicos, es la generación de energía eléctrica a través de una central carboeléctrica de Lecho Fluidizado circulante. El costo unitario de inversión (incluyendo captura, transporte e inyección de CO<sub>2</sub>) es de 4,098 dólares/kW y tiene un costo nivelado de generación de 135 dólares/MWh. Si se incorporan los beneficios económicos por la venta de petróleo recuperado por la inyección de CO<sub>2</sub> y considerando el precio de 60 dólares por barril, los costos nivelados de generación se reducen sensiblemente a 32 dólares/MWh.
- Si el precio de barril de petróleo fuera de 69.86 dólares, se igualarían los beneficios contra todas las inversiones y costos de producción para la opción de Lecho Fluidizado.
- El riesgo más importante que se puede advertir en la ejecución de éste proyecto es la incertidumbre sobre la cantidad de petróleo a recuperar.

- Los costos preliminares obtenidos pueden variar en un rango del orden del 30% debido al estado de avance de la tecnología integral captura-transporte-inyección de CO<sub>2</sub>, además de la incertidumbre actual de la economía global.
- Se propone la ejecución de un Proyecto Demostrativo de una unidad generadora de Lecho Fluidizado con una capacidad de 300 MW, en un sitio cerca de la Refinería de PEMEX en Minatitlán, Veracruz. En esta opción se tendría la conveniencia de utilizar en el coque de petróleo producido en la Refinería Minatitlán como combustible en la central de la CFE.
- Es indispensable tener una sinergia entre PEMEX y la CFE para la realización de este proyecto. Una mayor recuperación de barriles producidos por PEMEX se obtendría a través de la inyección de CO<sub>2</sub> capturado de una central eléctrica de CFE. Adicionalmente, la central eléctrica podría suministrar energía eléctrica y el vapor necesario para los procesos de la Refinería de Minatitlán. En el escenario de operación en un esquema de cogeneración se elevaría notablemente la eficien-

cia energética tanto de la Refinería como de la central eléctrica.

- La central eléctrica contaría con un sistema en donde se capturarían 1.6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> de los gases de combustión emitidos durante la generación de energía eléctrica. Se recomienda que el CO<sub>2</sub> sea transportado e inyectado en el yacimiento Cinco Presidentes debido a la proximidad con la Refinería Minatitlán, se estima que se podrían recuperar más de 4 millones de barriles de petróleo anuales.