



INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS

CAPTURA DE CO₂ EN POSTCOMBUSTIÓN. UNA OPCIÓN PARA MITIGAR EL CAMBIO CLIMÁTICO

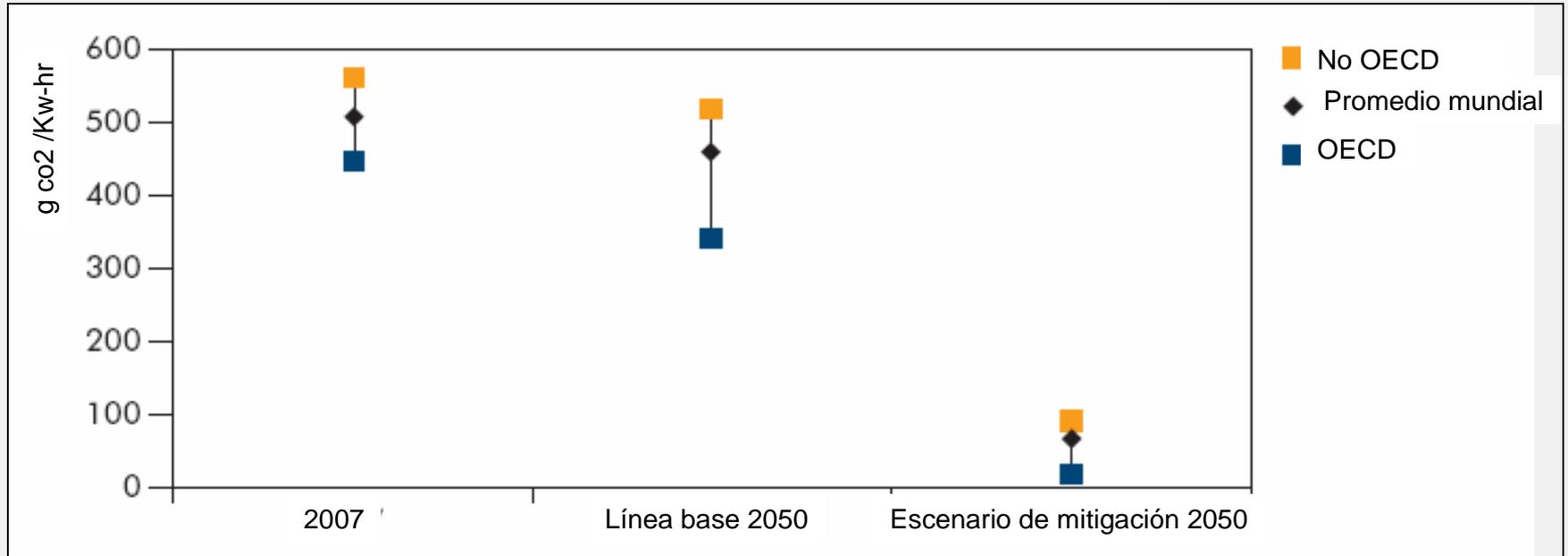
**Abigail González Díaz
Carlos Alberto Mariño López
Jose Miguel González Santaló**

Noviembre, 2010

Contenido

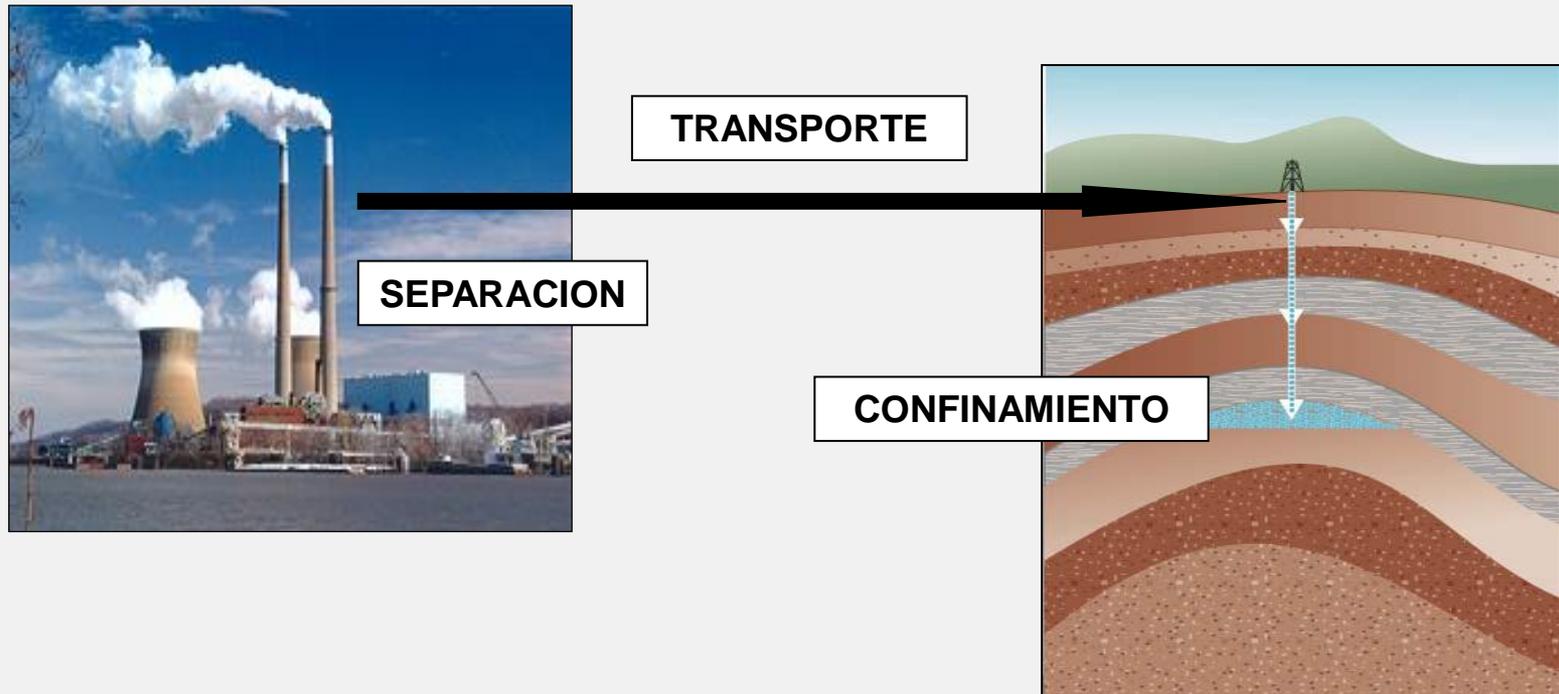
1. La necesidad de hacer captura de CO₂
2. Tecnología de postcombustión y descripción detallada del proceso de separación de CO₂.
3. Resultado de la modelación de proceso aplicado a una unidad de 385 MW
4. La evaluación de tres tecnologías en la unidad generadora y resultados de costos para cada una

Intensidad de emisiones de CO₂ en generación eléctrica



Fuente: Agencia Internacional de energía. Prospectiva 2010

Diagrama esquemático del proceso de CCS



Características

- Se ha aplicado en la industria petrolera durante años
- No se requiere realizar grandes modificaciones a una central termoeléctrica, su aplicación en centrales existentes, como “retrofit” es viable.
- Alto consumo de energía térmica para regenerar el solvente, que afecta directamente a la eficiencia de generación

Simulación del proceso de captura de CO₂

El estudio se llevó a cabo para una unidad de 385 MW, que emite aproximadamente 1,400 ton/h de gases a una temperatura de 147 °C

Composición de los gases

CO ₂ % vol	14.54
H ₂ O % vol	7.57
O ₂ % vol	3.29
N ₂ % vol	70.98
Ar % vol	0.89
SO ₂ ppmv	10
NO ₂ ppmv	10
Total (% vol)	100.00

Capacidad de un tren

Flujo de gases [ton/h]	Flujo de CO ₂ [ton/h]	Eficiencia %
280	60.29	91

Se requirieron en total 7 trenes para tratar los gases

Simulation del proceso de captura de CO₂

Los parámetros analizados fueron:

- Tipos de empaques para el absorbedor y el stripper
- Concentración de MEA
- Número de etapas para las columnas
- Relación CO₂/MEA en el flujo de circulación



Mínimo
consumo
de energía
térmica

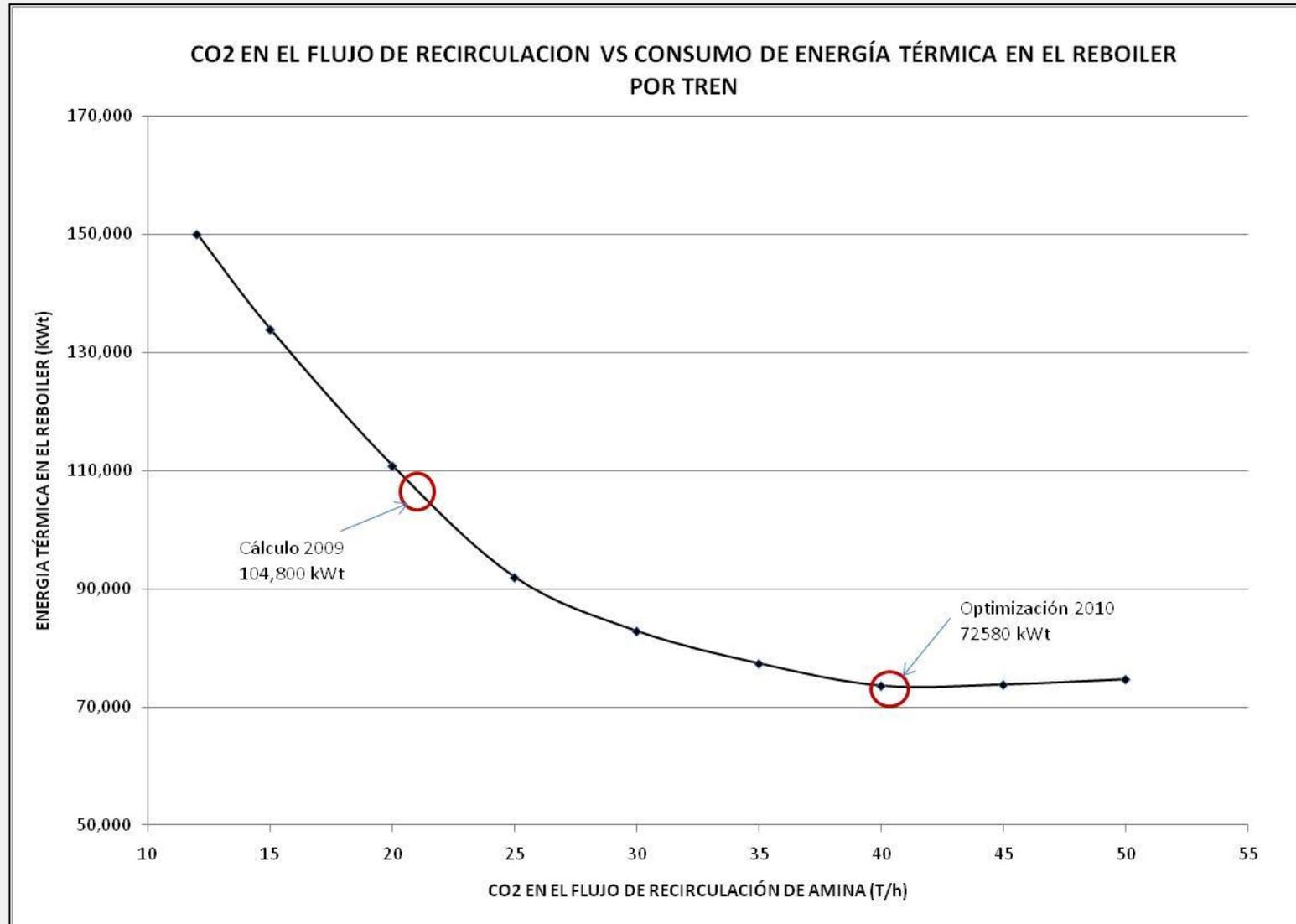
➤ Los empaques utilizados fueron los recomendados por el fabricante: Mellapac metal estructurado 250. Este parámetro no afecta al consumo de energía

➤ Concentración de MEA 30 % peso, la concentración máxima definidos en la literatura

➤ Número de etapas

Stripper	18
Absorbedor	14

Análisis de sensibilidad relación CO₂/MEA en el flujo de circulación



Resultados para una unidad de 385 MW de lecho fluidizado con el sistema de captura de CO₂

Gases de combustión sin captura [ton/h]	Gases de combustión con captura [ton/h]	Número de trenes	CO ₂ capturado [ton/h]	Energía en el reboiler [MWt]	Vapor de la unidad [ton/h]
1400	1972	7	384	504	721

Eficiencia térmica neta planta sin captura [%]	Eficiencia térmica neta con captura de CO ₂ [%]
40	29.5

Costo de inversión, operación y mantenimiento, combustible del proceso de captura de CO₂.

	Subcrítico de lecho fluidizado de 385 MW		Carbón pulverizado			
			Subcrítica de 385 MW		Supercrítica de 385 MW	
	Base	con captura de CO ₂	Base	con captura de CO ₂	Base	con captura de CO ₂
Inversión (USD/MWh)	30.2	71.3*	30.6	67.6*	36.8	69.2*
O & M (USD/MWh)	9.9	20.4**	5	15.9**	5.5	14.3**
Combustible (USD/MWh)	40.1	62.2***	40	60.3**	36.8	55.2***
Costo Nivelado (USD/MWh)	80.2	153.99	75.6	143.8	79.1	138.6

* Incluye el incremento de las inversiones adicionales en caldera, turbina y servicios auxiliares para integrar la planta de captura de CO₂ respecto a la conversión

** Incluye el incremento de costo de O. & M. para integrar la planta de captura de CO₂ respecto a la conversión de carbón y la compresión del CO₂

*** Incluye el incremento en el consumo de combustible en la caldera para integrar la planta de captura de CO₂ respecto a la conversión a carbón

Conclusiones

- Tiene altos requerimientos de energía, que representa el 40% de los costos totales y representan un incremento en el costo nivelado de generación del 90%
- Los costos podrán ser reducidos al encontrar un solvente adecuado. Los estudios determinaron un ahorro de 28% utilizando una mezcla de solventes de MEA y MDEA.
- De las 3 tecnologías que se analizaron se concluye que el costo más bajo por MWh generado se lograría con una planta de Carbón Pulverizado supercrítica