

# ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES PARA LA CAPTURA, ALMACÉN Y USO DEL CO<sub>2</sub> (CCS O CCUS) PARA UNA TERMOELÉCTRICA NACIONAL

Pérez Romero Juventino (1), Serrano Cabarcas Gianmarco (2) Marmolejo correa Danahe (3)

1 [Ingeniería Química petrolera | Universidad popular dela chontalpa] | Dirección de correo electrónico: juve.84848@gmail.com

2 [Ingeniería en Energía | Universidad Autónoma de Bucaramanga] | Dirección de correo electrónico: gserrano47@unab.edu.com

3 [[Departamento de Ingeniería Física, División de Ciencias e Ingenierías, Campus León, Universidad de Guanajuato] | Dirección de correo electrónico: d.marmolejocorrea@ugto.mx

## Resumen

El presente trabajo pretende realizar un Análisis de oportunidades para la Captura, Almacén y Uso del CO<sub>2</sub> (CCS o CCUS) en una Termoeléctrica Nacional para después emplearlo en un sistema de inyección de CO<sub>2</sub> (Huff and puff), como método de recuperación mejorada en los yacimientos de México. Tomando en cuenta que el un sistema de inyección cerrada ayudara a la recuperación de un yacimiento el cual empieza a declinar en su producción.

## Abstract

This paper aims to make an analysis of opportunities for Capture, Storage and Use of CO<sub>2</sub> (CCS or CCUS) in a National Thermal Power then use it in a system of injection of CO<sub>2</sub> (Huff and puff), as a method of enhanced recovery in Mexico fields. Considering that the closed system injection help recovery from a reservoir which begins to decline in production.

## Palabras Clave

Método de recuperación mejorada con CO<sub>2</sub> 1; ASPEN HYSSYS ; método Huff and Puff 3;

## INTRODUCCIÓN

### Recuperación mejorada (terciaria)

*Métodos de recuperación mejorada (recuperación terciaria).*

- *Inyección de CO<sub>2</sub> (Huff and Puff), como método de recuperación mejorada*

Hoy en día el cambio climático representa un verdadero problema para la sociedad, ocasionado principalmente por el CO<sub>2</sub> (principal gas de efecto invernadero) emitido a la atmósfera, este es producido por diversas fuentes, a un que se puede clasificar en tres grandes grupos: la generación de energía eléctrica, el transporte y la industria. Como las emisiones debidas al transporte son muy dispersas y móviles, se descartan por ahora para realizar operaciones de captura y almacenamiento [1].

Para capturar el CO<sub>2</sub> generado por combustibles fósiles (gas natural, petróleo o carbón) en las centrales termoeléctricas. Existen tres métodos que son en pre-combustión, post-combustión, y en Óxi-combustión. La utilización de cualquiera de estos métodos dependerá en gran parte de la concentración de CO<sub>2</sub>, la presión del gas y el tipo de combustible que se utiliza.

El almacenamiento geológico es una de las opciones que podría presentar una gran demanda ya que al utilizarlo en la industria petrolera ayudaría a la recuperación mejorada de hidrocarburos y al mismo tiempo quedar encapsulado sin dejarlo llegar a la atmósfera ayudando así, a mitigar el cambio climático.

El CO<sub>2</sub>, es en la industria petrolera como ya se mencionó anteriormente una de sus aplicaciones es para la recuperación mejorada de hidrocarburos en yacimientos que con el paso del tiempo empiezan a declinar en su producción habiendo utilizado ya la recuperación primaria y secundaria, en donde se busca el desplazamiento miscible e inmiscibles, para ello es necesario contar con un flujo de considerable de CO<sub>2</sub> a alta presión y con la mayor pureza como posible, [2].

Dicho gas proveniente de una planta que elimine algunas de las principales impurezas de los gases

de combustión como lo son CO, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, y N<sub>2</sub>, dichas plantas por lo regular emplean monoetanolamina para poder concentrar el CO<sub>2</sub>. También es necesario contar con un sistema de compresión, enfriamiento almacenamiento y una unidad de inyección todo esto con el fin de facilitar la inyección cíclica [3].

La inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en yacimientos o inyección cerrada mejor conocida también "Huff and Puff", se compone de tres etapas: inyección, remojo y producción.

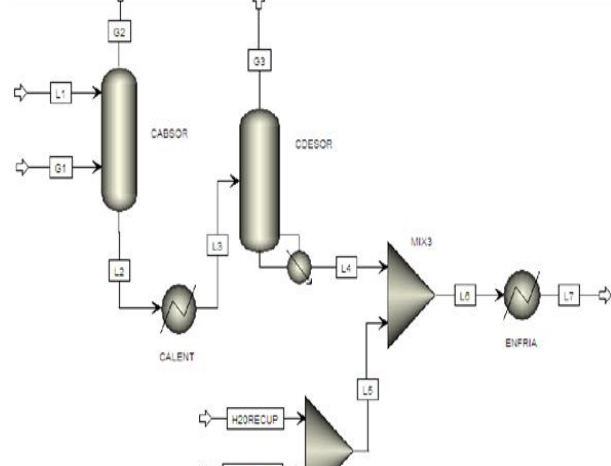
La primera etapa es cuando se introduce CO<sub>2</sub> tan rápido como sea posible, para posteriormente mantenerlo sellado entre 14 a 28 días (etapa de remojo) obteniendo como resultado que no exista una interface entre el dióxido de carbono y el aceite donde finalmente el yacimiento inicia la etapa de producción.

## MATERIALES Y MÉTODOS

Con ayuda del simulador Aspen hyssys se realizó la simulación para el sistema de compresión y enfriamiento del CO<sub>2</sub>.

Los gases a comprimir provienen de un sistema de captura de CO<sub>2</sub> (Ilustración 1) a base de monoetanolamina (MEA; NH<sub>2</sub>C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>OH) que produce 56.2 tn/h a una presión aproximada de 344.7 kpa y 87.4°C por cada tren tratado.

Primero que nada, es necesario reducir la temperatura del flujo de gas que ingresar al



**Ilustración 1** diagrama de captura de CO<sub>2</sub> (máxima captura de CO<sub>2</sub> en centrales termoeléctricas)

separador para que al momento de ser comprimido su temperatura no se eleve demasiado.

### Sistema de Compresión

El diseño del sistema de compresión (Ilustración 2) que se realizó cuenta principalmente con dos separadores: tres cooler y dos bombas. Donde la alimentación ingresa al primer cooler se adecua la temperatura, posteriormente entra al separador, para después los gases ser comprimidos con la ayuda de una bomba, y hacerlos pasar por otro cooler esto para descender su temperatura.

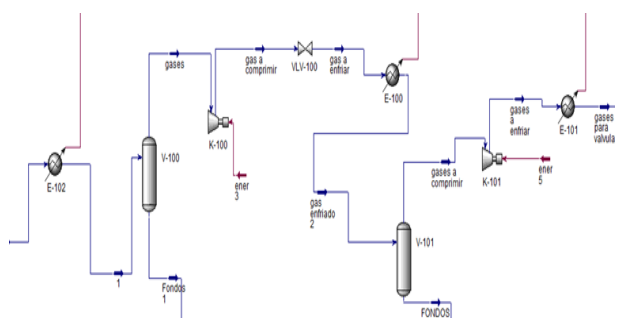


Ilustración 2 sistema de compresión

### Sistema de enfriamiento

Posteriormente se repite el proceso hasta tener las condiciones óptimas para que dicho gas pueda ser ingresado al sistema de enfriamiento.

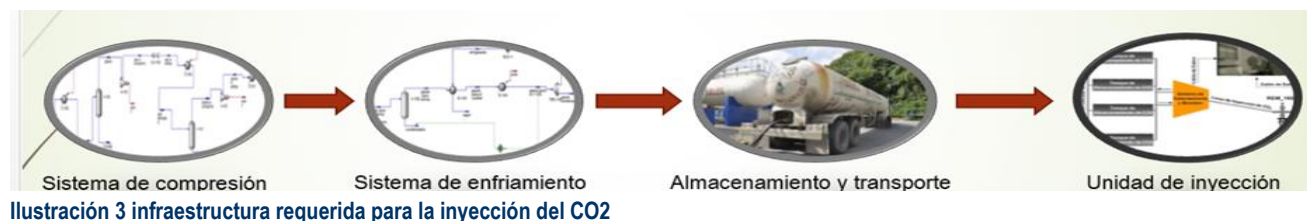
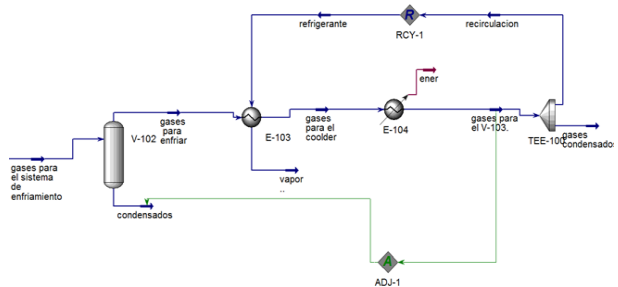


Ilustración 3 infraestructura requerida para la inyección del CO2

Este sistema cuenta con un separador, intercambiador de calor, cooler un Tee 100, recirculador y una función de ajuste.

Donde la alimentación proveniente del sistema de compresión entra al separador para posteriormente hacerlos pasar por el intercambiador de calor y el cooler para que la temperatura de los gases descienda hasta  $-12.22^{\circ}\text{C}$  y hacer recircular una

### Ilustración 4 sistema de enfriamiento

parte hacia el intercambiador y poder disminuir ahorrar energía ya que este sistema es el que consume la mayor parte de energía utilizada en el proceso [3],

### Almacenamiento y transporte

Para el almacenamiento del CO2 se pueden utilizar 4 cilindros de almacenamiento tipo salchicha, tres operables y uno de apoyo (back up), los cuales los cales permitirán almacenar 230 Ton (264+20% de sobre diseño) de CO2 en estado líquido [4].

Cada uno de estos equipos deberá tener una capacidad de 110 Ton, y deberá estar diseñado de tal manera que no se permita un incremento súbito de temperatura, ya que se ocasionaría perdidas de CO2.

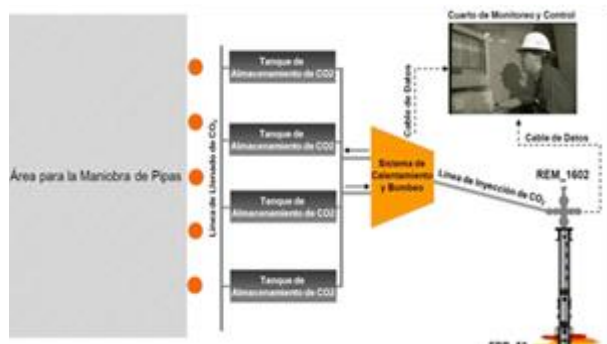
De igual manera debe de estar en un sistema de bombeo apto para el transporte de CO2 líquido. Se deberá analizar la necesidad de la instalación de un sistema de venteo de CO2 para el evento de incendio en la estación.

### Unidad de inyección de CO2

El CO2 utilizado es un producto líquido transportado hacia el lugar en tanqueros con capacidad de 20 toneladas [5].

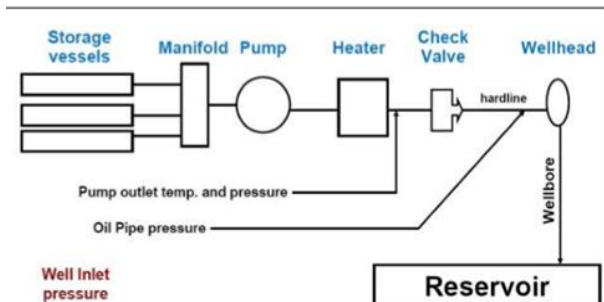
El CO2 se transporta aproximadamente a 220 psia y 0 °F. El tanquero generalmente se equipa de una

bomba de transferencia para descargar en un tanque de almacenamiento de CO<sub>2</sub>. (Ilustración 5)



**Ilustración 5 sistema de inyección de CO<sub>2</sub> (PEMEX)**

La inyección de CO<sub>2</sub> se la realiza por el espacio anular en condiciones críticas, a la temperatura de entrega, 50 °F, [7] ya que los pozos están entubados y cementados hasta la superficie. Este proceso minimiza la preparación del pozo y reduce los costos de inyección.



**Ilustración 6 diseño conceptual inyección de CO<sub>2</sub> (namburton)**

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Hoy en día en México la CFE cuenta con 177 plantas generadoras de electricidad, 23 de ellas son termoeléctricas [8], generando gases de combustión diariamente estas representa una gran oportunidad para poder capturar el CO<sub>2</sub>.

Apoyándonos del programa ASPEN HYSSYS se llevó a cabo la simulación de un sistema de compresión y enfriamiento para el CO<sub>2</sub> suponiendo que este provendrá de un sistema donde se empleara metanolamina para poder obtener el CO<sub>2</sub> con un alto grado de pureza.

Al iniciar la simulación se seleccionó el modelo termodinámico peng-robinson el cual lo podemos emplear para calcular la presión de un gas en diferentes temperaturas. Las propiedades que se especificaron en el simulador se encuentran en la tabla

**Tabla 1 especificaciones de operación**

Temperatura de los gases ricos en CO <sub>2</sub>	87.77°C
Presión de los gases ricos en CO <sub>2</sub>	344.7Kpa
Flujo másico de la entrada	180,600Tn/h
Composición del CO <sub>2</sub> flujo de entrada	93.87 %
Temperatura de operación del primer separados	48.88 °C
Volumen del 1 <sup>er</sup> absolvedor	25.25 m <sup>3</sup>
Presión de descarga (bomba 1)	1516.84 Kpa
Relación de temperatura (cooler 1)	48.88°C
Presión del gas entrante al sistema de enfriamiento	2757.90 Kpa
Temperatura del gas entrante al sistema de enfriamiento	48.88°C
Composición de co2 en el gas entrante al sistema de enfriamiento	97.83%
Temperatura de salida del gas	-12.22°C
Flujo molar de recirculación para el intercambiador	4033000 kgmol/h
Composición en co2 del gas saliente	98.86%

## CONCLUSIONES

Se realizó un análisis de la literatura existente para poder realizar un aporte a la industria petrolera sobre las ventajas que se tiene al optar por utilizar CO<sub>2</sub> como fluido para la estimulación de pozos mediante el método químico de recuperación terciaria: inyección de dióxido de carbono.

Se presentaron los diferentes tipos de tecnología con las que se cuenta actualmente para la captura del CO<sub>2</sub> entre las cuales destacan pre-combustión, post-combustión y Oxi-combustión, esto para poder ponderar las ventajas y desventajas que se tiene con los distintos métodos que emplea cada uno de las tecnologías mencionadas anteriormente[6], así como también se llevó a cabo la simulación de dos de los 4 principales sistemas que se requieren para llevar a cabo el recobro mejorado (recuperación terciaria) que son sistema de compresión y sistema de enfriamiento.

## AGRADECIMIENTOS

Primeramente quisiera agradecer a Dios por haberme dado las posibilidades para realizar el verano de investigación.

A mis padres Laura Romero Rodríguez y Silverio Pérez Pérez por haberme apoyado y no ponerme trabas para que yo pudiera vivir esta bonita experiencia de lo que es el verano de investigación.

A la Dra. Danahe Marmolejo Correa por avernos guiado en el trabajo pero sobre todo por la paciencia que nos demostró a pesar de nosotros tener deficiencia de conocimiento.

A la Dra. Gloria Iveth Bolio por apoyarnos siempre en nuestras actividades extracurriculares he incitarnos a participar en el verano así como también a ser mejores cada día.

## REFERENCIAS

[1].F.S, Palmer, R.W. Landry, and S. Sou-Mikael, "Design and implementation of Immiscible Carbon [2].Dioxide", Displacement Projects (CO<sub>2</sub> Huff-Puff) in South Louisiana, SPE 15497.

[3].G.C. Bank, D. Riestenberg, and G.J. Koperna, (2007), "CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery Potential of the Appalachian Basin", SPE 111282

[4].Carlos Aizprúa Luna, Ramón Rodríguez Pons, (2006), "Dióxido de Carbono: Almacenamiento y Utilización en Campos Petrolíferos", Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas de Madrid.

[5].J. A. Sáchica, J. E. Rivera, G. A. Maya, L. Pinzón, J. Duque. (2009). "Lecciones aprendidas del piloto de estimulación cíclica con CO<sub>2</sub> en el campo Llanito de Ecopetrol S.A."

[6].Jose Luis Sánchez Bujanos, Rodolfo G. Camacho Velázquez, J. Salvador Flores Mondragón, Edgar A. Meza Pérez, (2008), "Experiencia de Pemex en Reinyección de CO<sub>2</sub>".

[7].Mauricio Millacan, (2008), Factibilidad de la Inyección de CO<sub>2</sub> del Bloque 11, como Método de Recuperación Mejorada, en el campo GuantaDureno de la Cuenca Oriente Ecuatoriana, Tesis de Grado, FIGEMPA.

[8]Comision federal de electricidad, (2014).informe anual.