“Estudio de la Recuperación de Metano en Capas de Carbón del Sinclinal de Barruelo”

César Iván Pinoargote Rovello, Ricardo Gallegos Orta2
Ramón Rodríguez Pons Esparver3
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km. 30.5 Vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador
pinrovnew@hotmail.com,
ramón.rodripons@upm.es

[1]Egresado de Ingeniería de Petróleo, 2010

[2]Decano de la Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra, Ingeniero de Petróleo, Profesor de Recuperación Secundaria de Hidrocarburos.

[3] Director de Proyecto de Graduación, Ingeniero de Minas, Profesor de Simulación Numérica, ETSIM

Resumen

El objetivo de este proyecto es realizar un estudio de la producción de metano de una capa de carbón del sinclinal de Barruelo. Para ello mediante el programa PETREL re realizó un modelo geológico de la capa con las propiedades petrofísicas, características de los fluidos y condiciones iniciales presentes en el sinclinal de Barruelo. Empleando el programa ECLIPSE 300 se simuló el comportamiento de la producción de metano, presión de yacimiento, desplazamiento de los fluidos luego de inyectar diversos ratios de CO_2, *empleando diferentes distancias de separación entre pozos inyectores. Sé llegó a la conclusión que una separación de 400 metros es la más indicada dadas las mejoras considerables en la producción de metano y un mejor almacenamiento del dióxido de carbono inyectado. Finalmente se realizó un estudio económico de la producción de metano empleando la separación de pozos indicada, obteniéndose la mayor rentabilidad (TIR) para un ratio de inyección de 10000* m^3 *por pozo en un tiempo de producción de 7 años.*

Palabras claves: *Recuperación mejorada de metano en capas de carbón, simulación numérica de yacimientos, modelo composicional, simulador eclipse.*

Abstract

The aim of this project is making a study of the coal bed methane production at the Barruelo Synclinal. To achieve that aim, we used PETREL program to create a geological model of the coal layer with the petrophysic properties, fluid characteristics and initial conditions at the Barruelo Synclinal. With ECLIPSE 300 reservoir simulator, we made a forecast of the methane and water production for different separation distance between injection wells, getting those 400 meters separation, according to the methane production and CO2 injected storage, is the indicated option. Finally, we perform a methane production economic study, using the most indicated separation between wells, getting the best profitability for a 10000 m^3 *of CO2 injection in 7 years of production.*

Keyboards: *Enhanced coal bed methane, reservoir numerical simulation, compositional model, Eclipse simulator.*

1. Introducción

En las próximas décadas el mundo afrontará dos asuntos energéticos vitales: la necesidad de contar con más electricidad y de disponer de energía para alimentar los motores de combustión interna. Estas necesidades surgen a partir de un crecimiento de la población mundial y de la creciente demanda de energía en los países en desarrollo. El gas natural desempeña un papel importante para satisfacer dichas necesidades. Cuando la producción petrolera convencional alcance su punto máximo el mundo recurrirá al gas natural y al petróleo pesado para cubrir la demanda creciente de combustibles líquidos. El gas es cada vez más visto como una fuente de energía alternativa vital porque es abundante y más limpio cuando se quema que otros combustibles fósiles. En mercados maduros, con gran demanda, la industria se encuentra en búsqueda de fuentes de gas no convencionales, tales como gas contenido en lutitas, areniscas de baja permeabilidad y metano contenido en capas de carbón, siendo éste último caso el relevante para nuestro proyecto. Estas acumulaciones de gas no convencionales no pueden ser explotadas de la misma forma que los yacimientos típicos, planteando así grandes desafíos para la ciencia e industria. Los yacimientos de metano en capas de carbón denominados yacimientos de CBM (por sus siglas en inglés provenientes de *Coal Bed Methane*) poseen características que los hacen diferentes de los yacimientos de gas clásticos y carbonatados tradicionales. Estas características serán detalladas en un capítulo posterior. A medida que los operadores perforaban y explotaban más yacimientos de CBM, se evidenció que el comportamiento de los yacimientos de carbón varía entre una cuenca y otra e incluso dentro de una misma cuenca. Este comportamiento nos guía en gran medida a la aplicación de diferentes tecnologías dentro de una cuenca o campo petrolero. Debido al comportamiento variable que se presenta al momento de extraer metano de capas de carbón, se origina la necesidad de emplear técnicas de simulación numérica de yacimiento para predecir el comportamiento tanto del fluido que se desea recuperar (metano) como del fluido a inyectar para realizar una recuperación mejorada.

2. Cuenca de Barruelo de Santullán

La cuenca hullera de Barruelo de Santullán se ubica al NE de la provincia de Palencia en España y constituye una estrecha franja de rumbo NO - SE que se prolonga bajo el Triásico, penetrando en su extremo sur - occidental en la provincia de Santander.

La zona estudiada se ubica en la mitad occidental de la hoja No. 107 de Barruelo de Santullán a escala 1:50000, estando limitada al N por el Sestil, la Braña y Mata de la Hoz; al E por Reinosilla, La Cuadra, Hemestosa de las Quintanas y Bercedo; al S por Cuena, Orbó, Peña Cildá y Pamporquero; y al O por Pamporquero y el Sestil, según una línea cuyas cotas oscilan entre 1700 y 2000 metros de altitud. La anchura media del sector cartografiado es de unos 6 km, con una longitud de 15 km.

Descripción de las capas de carbón

La serie carbonífera se encuentra invertida. Existen dos paquetes productivos fundamentales, el paquete Calero y el paquete Peñacorba.

En el paquete Calero se distinguen hasta nueve capas principales, denominadas en este informe de la I a la IX, siendo las más importantes las V, VI, VII y VIII, siguiendo la III y IV, habiendo sido motivo de explotación tan solo en el extremo oeste.

El paquete Peñacorba contiene cinco capas principales: 9, 10, 11, 12 y 13, siendo la más importante y explotada con mayor intensidad la 10, el resto se explotaron de forma discontinua con mucha menor intensidad.

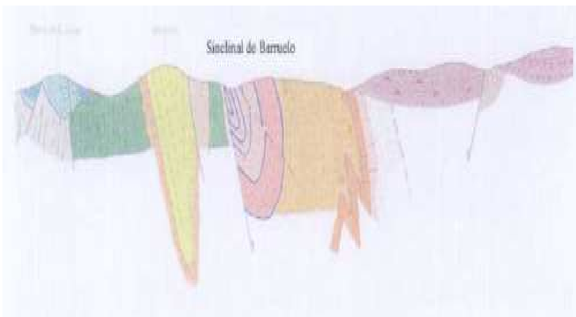

Figura 1. Corte geológico del sinclinal de Barruelo

3. 3. Empleo del CO_2 para la recuperación mejorada de CH4 (ECBM)

Al contar con fuentes de CO_2 como fábricas e industrias cercanas a un campo de producción, este gas contaminante puede ser empleado para mejorar la producción del metano extraíble de las capas carbón, denominándose este proceso ¨recuperación mejorada en capas de carbón o ECBM (siglas en inglés de *Enhanced Coal Bed Methane).* Al mismo tiempo el dióxido de carbono inyectado queda almacenado en la capa productora de metano. En la figura 2 se muestra un esquema de la inyección de dióxido de carbono para la recuperación mejorada de metano de capas de carbón.

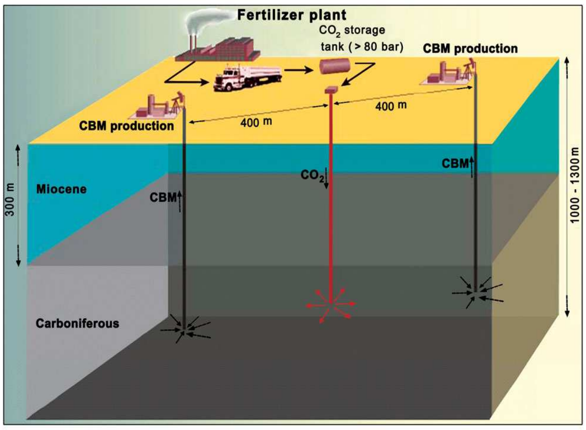

Figura 2. Esquema de inyección de CO_2 para la recuperación mejorada de CH_4

Proyectos comerciales como los desarrollados en las cuencas de Black Warrior (Alabama), Powder River y San Juan (New México), donde se produce metano de capas de carbón con almacenamiento de CO_2 desde hace más de 20 años, avalan el interés de esta opción.

Experiencias en anteriores proyectos nos permiten mencionar las siguientes ventajas de la explotación ECBM:

- El CO_2 tiene tendencia a ser absorbido por el carbón.

- Entre dos y tres moléculas de carbono se absorben cuando se libera una molécula de metano.

- Existe una recuperación mejorada de gas natural atrapado en dichas estructuras.

- Es económicamente viable gracias a las ventas del metano.

En la figura 3 se observa como el frente de CO2 inyectado empieza a avanzar empujado al metano hacia el pozo productor.

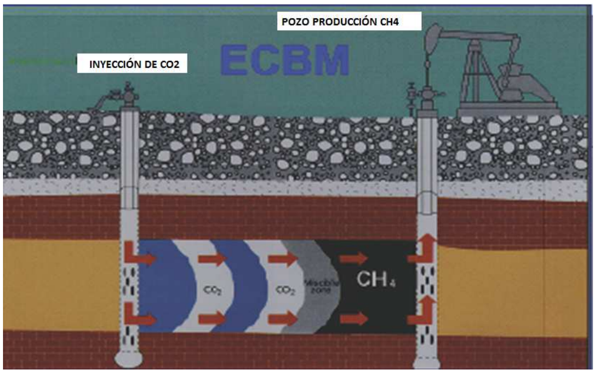

Figura 3. Acción del frente de CO_2 sobre el CH4 en un yacimiento de carbón

4. Herramientas empleadas

Para realizar el estudio de la viabilidad de producir metano de una capa de carbón del sinclinal de Barruelo empleamos simulación numérica de yacimientos. El objetivo principal de la simulación es ayudarnos a comprender el comportamiento de la presión y producción de fluidos, obteniéndose así las diversas curvas de producción en función del tiempo. Para estimar las reservas es necesario construir un modelo del yacimiento o capa de carbón a partir de la información disponible. Este modelo denominado ¨modelo estático¨, agrupa las propiedades petrofísicas del yacimiento y las propiedades de los fluidos que en él se encuentran. Una vez dado el modelo estático, el simulador es capaz de calcular los flujos a través de todo el yacimiento, obteniéndose el ¨modelo dinámico¨ de explotación del campo. Para el caso de este proyecto empleamos un simulador composicional por poseer una fase gaseosa con dos componentes principales que son el metano y el dióxido de carbono. Con este tipo de simulador se pueden describir fluidos complejos como condensados y fluidos volátiles o procesos tales como programas de inyección de gas y estudios de recuperación secundaria, yacimientos delgados (de poco espesor) en los cuales se presenten gradientes en la composición debido a la gravedad, yacimientos con fluidos cercanos al punto de burbuja entre otros. Se empleó el simulador Eclipse y la herramienta Petrel para desarrollar el modelo geológico, realizar las predicciones de producción y observar los resultados.

5. Diferencias entre los yacimientos de carbón y los yacimientos convencionales

Desde el momento de la sedimentación, el carbón es diferente de otros tipos de roca yacimiento. Se compone de material vegetal alterado, macerales, que funciona a la vez como fuente generadora y como yacimiento de hidrocarburos.

Los yacimientos de carbón poseen un sistema de doble porosidad que posteriormente será incluido en el proceso de simulación. La porosidad primaria constituida por los microporos es donde se almacena la mayor cantidad de gas in situ. Este sistema posee una permeabilidad muy baja por lo que el desplazamiento de las moléculas de gas se realiza por medio de difusión gracias a un gradiente de concentración que se origina en el sistem, a diferencia de los yacimientos de petróleo convencional donde el flujo esta dominado por las ecuaciones de Darcy que dependen de un gradiente o diferencial de presión.

La porosidad secundaria está constituida por el sistema de fracturas que servirá como conducto para transportar el gas hacia las paredes del pozo. En este sistema el flujo de gas está regulado por las leyes de flujo darcy y depende tanto de la permeabilidad como de la caída o gradiente de presión en el yacimiento.

Los yacimientos CBM se encuentran inherentemente fracturados como consecuencia del proceso de carbonización, que forma fracturas verticales o diaclasas. En la figura 4 se presenta la peculiaridad de los carbones como almacenes, diferenciándolos de otros depósitos de gas más conocidos

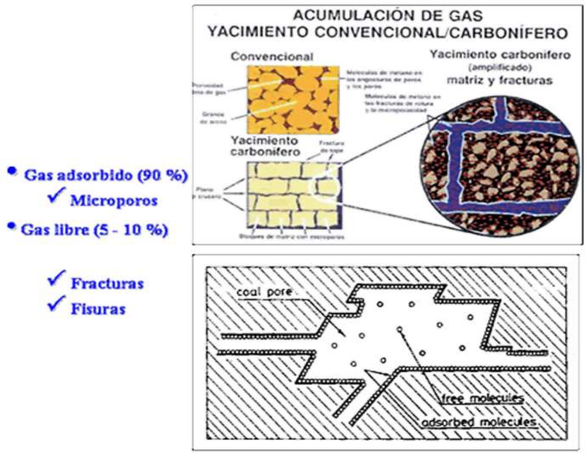

Figura 4. *Sistema de doble porosidad*

6. Escenarios analizados

Se empleó un esquema básico de cuatro pozos inyectores con un pozo productor en el centro para realizar la simulación de una capa del sinclinal de Barruelo. Para realizar el modelo geológico se asignaron 40 celdas en la dimensión X y 40 celdas en Y con una medida de 10 metros por lado cada celda. Para este proyecto se analizaron dos escenarios. En el primer escenario los pozos inyectores son colocados en forma cuadrangular separados 200 metros entre sí, mientras que en el segundo escenario los pozos inyectores se ubican a una distancia de 400 metros. En ambos escenarios se realizaron simulaciones variando los ratios de inyección de dióxido de carbono a 0,2000, 4000, 5000, 6000, 8000, 10000 metros cúbicos diarios por cada pozo.

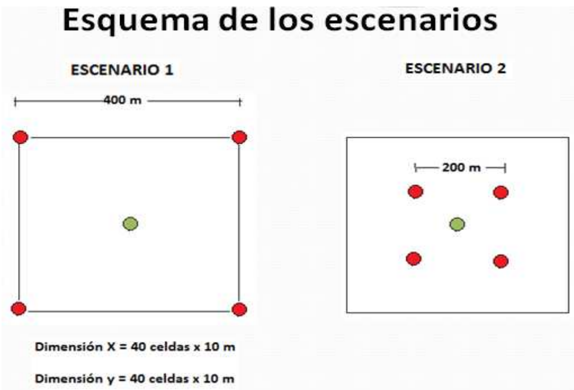

Figura 5. Escenarios analizados

Para cada escenario y ratio de inyección se elaboraron tablas con los respectivos valores de producción de metano, dióxido de carbono y agua. En la figura 5 se muestra un esquema de los dos escenarios o casos analizados. En la tabla 1 aparece un resumen de los escenarios analizados.

Tabla 1. Resumen de los escenarios analizados

ESCENARIOS A ANALIZAR

PERIODO DE PRODUCCIÓN : 2011- 2021 (10 AÑOS)

ESCENARIO 1 →	**200 m entre pozos inyectores**
Ratios inyección de CO2	0, 2000, 4000, 5000, 6000,8000 10000 m^3 / día / pozo
ESCENARIO 2 →	**400 m entre pozos inyectores**
Ratios inyección de CO2	0, 2000, 4000, 5000, 6000,8000 10000 m^3 / día / pozo

7. Modelo geológico

En la figura 6 se muestra una aproximación del modelo obtenido de una capa perteneciente a uno de los flancos del sinclinal de Barruelos. Los datos ingresados correspondientes al rango seleccionado de permeabilidades, porosidades, espesor y techo de capas pueden ser observados en los archivos que se encuentran en el anexo denominado ¨Desarrollo de simulación ECBM¨.

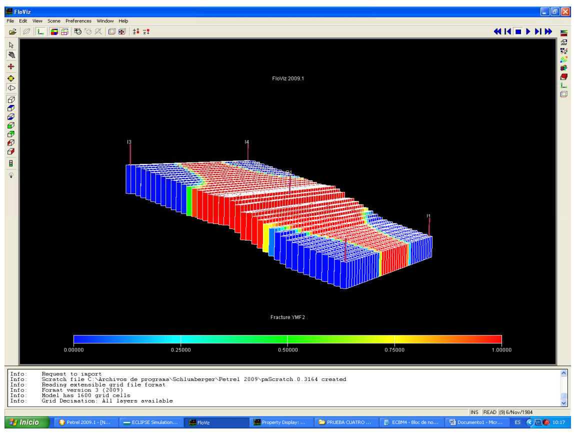

Figura 6. Modelo geológico de una capa

Ya que no se contaba con mapas de porosidad y de permeabilidad en los distintos puntos de la capa de carbón del sinclinal de Barruelo, se procedió a asignar al modelo un rango de permeabilidades escogido por comparación con otros yacimientos de carbón de características similares. Los valores de permeabilidad asignados se encuentran dentro de un rango de 5,3 y 7 milidarcys. De esta formar se intentó simular la gran variación que suelen tener las propiedades petrofísicas del carbón inclusive dentro de una misma capa o cuenca.

La figura 6 nos muestra una distribución de 4 pozos inyectores separados 400 metros en sí. El color azul en las celdas representa el avance del CO_2 inyectado en el yacimiento luego de 650 días de producción. Luego del tiempo antes mencionado las zonas en azul poseen una saturación nula de metano, mientras que las celdas de color rojo poseen una saturación de metano del 100 %. La escala de colores en la parte inferior nos muestra los distintos niveles de saturación de metano en las diferentes zonas de la capa de carbón. Con forme se incremente el tiempo de producción el frente de CO_2 seguirá avanzando hacia el pozo de producción situado en el centro.

8. Resultados

Los resultados de la predicción de producción de metano, agua y dióxido de carbono son expuestos en este proyecto mediante tablas para cada uno de los casos y escenarios antes mencionados. Las tablas de producción de fluidos posteriormente nos permiten calcular un valor aproximado de los ingresos que podríamos obtener mediante la venta de metano y almacenamiento de dióxido de carbono, así como los egresos debido al tratamiento del agua de formación producida. Las tablas de producción nos permiten determinar también cuál de los escenarios es el más conveniente y qué periodo de tiempo es más rentable para realizar la inyección de dióxido de carbono como almacenamiento y como método de recuperación mejorada de metano. Algunos de los resultados de las predicciones realizadas se muestran a continuación. La tabla 2 muestra los resultados obtenidos en la producción acumulada de metano, dióxido de carbono y agua a 900 días mediante un arreglo de 4 pozos inyectores separados 400 metros entre sí.

Tabla 2. *Producción de fluidos para 4 pozos inyectores a 400 m entre sí*

Rata de inyección de CO2 (m^3 /día/pozo)	Tiempo de inicio de producción CO2	Tiempo de inicio de producción CO2	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE CO2 a 900 DIAS m^3	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE CH4 a 900 DÍAS m^3	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA a 900 DÍAS m^3
0	--	--	0	5200000	1240
2000	--	--	0	6300000	1560
4000	--	--	0	7800000	1960
5000	800	2	0	8600000	2200
6000	790	2	0	9600000	2400
8000	800	2	0	11600000	2900
10000	800	2	0	14000000	3400

La tabla 2 nos indica que una separación de los pozos inyectores superior, para este caso 400 metros, nos permiten obtener mejoras en la producción de metano muy similares a un arreglo con separaciones de 200 metros, pero trayendo la gran ventaja de una producción reducida de CO_2. Dado que los pozos se en encuentras más alejados entre sí, el frente de CO_2 tardará mayor tiempo en llegar al pozo productor, obteniéndose de esta forma una producción insignificante de CO_2 a los 900 días de producción. La producción acumulada de agua se mantiene dentro de rangos aceptables.

En las tablas 3 se muestran los valores de producción acumulada de metano, agua y CO_2 a diferentes intervalos de tiempo en un periodo comprendido entre los 2,78 y 9,72 años.

9. Conclusiones y líneas futuras

Dadas las características petrofísicas ingresadas para realizar el modelo de la capa de carbón del sinclinal de Barruelo (porosidad, permeabilidad), las condiciones iniciales del reservorio (presión inicial, temperatura inicial, saturación de fluidos), ratios de inyección de CO_2 y distancia entre pozos inyectores se obtienen las siguientes conclusiones:

- La producción máxima acumulada de metano que puede extraerse en la misma capa antes mencionada mediante un arreglo de 4 pozos inyectores separados 200 metros entre sí y un pozo productor en un periodo de 6,94 años mediante la inyección de 8000 metros cúbicos de CO_2 en cada pozo inyector es de 18 324 000 m^3. La producción de agua y dióxido de carbono acumulada que se obtiene en el tiempo mencionado es de 4 294 metros cúbicos y 29 639 600 metros cúbicos respectivamente.

- La producción máxima acumulada de metano que puede extraerse en la misma capa antes mencionada mediante un arreglo de 4 pozos inyectores separados 400 metros entre sí y un pozo productor en un periodo de 6,94 años mediante la inyección de 8000 metros cúbicos de CO2 en cada pozo inyector es de 29 000 000 m^3. La producción de agua y dióxido de carbono acumulada que se obtiene en el tiempo mencionado es de 6 700 metros cúbicos y 3 383 780 metros cúbicos respectivamente.

- Separar los pozos inyectores a 400 metros entre sí nos permite mejoras en la producción de metano de hasta un 61 % en comparación con los 200 metros para el caso de un tiempo de producción de 6,94 años y ratios de inyección de 8000 metros cúbicos de CO_2. Al provocar un mayor distanciamiento entre los pozos inyectores y productores se evita que el frente de CO_2 inyectado llegue a los pozos de producción durante tiempos considerables eliminando así la producción de CO_2 y almacenando este gas en el subsuelo con mayor eficiencia.

Este estudio queda abierto a futuras líneas de trabajo, ya que los resultados obtenidos se basaron en las siguientes hipótesis: -

- Al no contar con mapas de permeabilidad para la cuenca carbonífera presente en el sinclinal de Barruelo, se asignaron valores de permeabilidad a distintos puntos en un rango comprendido entre 5,4 y 7 milidarcy. Estos valores fueron obtenidos por medio de comparación con otras cuencas carboníferas con similares tipos de carbón. Debemos recordar que los valores de permeabilidad y porosidad varían mucho inclusive dentro de una misma cuenca.

- El proceso de simulación trabaja con ecuaciones que asumen condiciones isotérmicas, dejando a un lado el hecho de que el CO_2 inyectado podría no encontrarse a la misma temperatura que el yacimiento.

- El modelo composicional empleado en este proyecto no incluye la difusión y presencia de otros componentes en el gas. Se asume la presencia única de metano y dióxido de carbono.

Por lo tanto, entre las posibles líneas futuras se pueden considerar:

- Obtener testigos de la zona mediante sondeos para poder caracterizar mejor la cuenca carbonífera y tener datos petrofísicos más cercanos con los que se pueda construir mapas de permeabilidad y porosidad para poder ingresar en el modelo.

- Contar con mapas de isobatas del sinclinal de Barruelo para poder elaborar un modelo completo, no solo de una capa sino de toda la estructura.

- Realizar simulaciones futuras en otro tipo de programas que incluyan los diferentes componentes presentes en el gas, así como también las diferencias de temperatura entre el dióxido de carbono inyectado y yacimiento.

10. Estudio económico

Dado que los resultados de la simulación para una disposición de 4 pozos inyectores separados 400 metros entre sí nos reflejan los resultados más favorables en términos de producción de metano y almacenamiento de dióxido de carbono, basados en los datos de producción de fluidos obtenidos mediante simulación, se obtuvo la tasa interna de retorno para este caso a diferentes ratios de inyección de CO2. Es necesario señalar que los resultados obtenidos en este estudio económico son calculados antes del pago de impuestos.

Inversión

- **Coste de perforación**

El coste de perforación y estructuración de pozo (completación) se obtiene mediante la función y modelo de Heddle et al (2004) basada en los datos de costos de perforación de pozos en los Estados Unidos obtenidos del sumario de datos del API Joint Association Survey on Drilling Costs. La figura 1-1 tomada de Heddle et al (2004).

Aplicando la función indicada en la figura 1-1 para los pozos de inyección y producción podemos obtener el coste de perforación en dólares para el año 2004 dependiendo de la profundidad que tengan nuestros pozos. Según la página web de la Administración de la Información de la Energía de los Estados Unidos (U.S. Energy Information Administration) los costes de perforación y los equipos relacionados se incrementaron en un porcentaje del 10 % entre los periodos del 2004-2007 y 2007-2010 debido especialmente a un alza en el coste del hierro.

En el proyecto se muestra el coste de perforación en dólares para tres profundidades distintas a las que llegan los pozos inyectores y productor para este caso seleccionado. Los valores han sido corregidos con el incremento del 10 % para los dos periodos de tiempo antes mencionados. Ya que los datos provienen de estudios realizados en los Estados Unidos, éstos se encuentran expresados originalmente en dólares. Según la página web oficial del Banco Central Europeo el cambio promedio para el año 2010 hasta el momento es de 1 euro igual a 1,37 dólares, siendo este el factor de conversión a aplicar en este proyecto.

- **Coste de equipamiento**

En coste de equipamiento se incluyen las líneas de recolección de fluidos, cabezales de pozo, instalaciones eléctricas y sistema de bombeo de agua. Estos costes para el año 2004 fueron estimados para cada pozo como una función de la profundidad por Heddle et al (2004):

Coste de equipamamiento ($/pozo) = 9,277 + 48 × profunfidad (metros)

Los costes obtenidos para este caso dependiendo de la profundidad del pozo productor o inyector y corregidos para los periodos 2004-2007 y 2007-2010 fueron calculados en este proyecto.

Coste anual de operación y mantenimiento

El coste de operación y mantenimiento se encuentra asociado con el proceso de inyección de dióxido de carbono y extracción de metano e incluye gastos diarios como combustible, agua, químicos, energía, mano de obra, control y supervisión así como también gastos de reparación y mantenimiento incluyendo trabajos de reacondicionamiento de pozo (workovers). Basándose en estadísticas de la Administración de la Información de la Energía de los Estados Unidos (U.S. Energy Information Administration) , Heddle et al (2004) estimó el coste anual de operación y mantenimiento como una función de la profundidad para cada pozo en el año 2004.

Coste Operación y Mantenimiento ($ / pozo/ año) = 20,720 + 25.61 × profundidad (metros)

Para corregir este coste para el año 2010 se tomará en cuenta la información estadística del U.S. Energy Information Administration que manifiesta que el coste de operación y mantenimiento en la industria del gas se incrementó en un 13 % en el periodo 2004-2007 y en 8 % en el 2007-2010 especialmente por incrementos de coste de mano de obra y productos químicos. La EIA sugiere incrementar el coste de operación y mantenimiento en aproximadamente un 4 % anual. Este último incremento fue empleado a partir del año 2010.

Coste de tratamiento de agua de formación

Según la API Joint Association Survey on Drilling Costs el coste de tratamiento de agua de formación por métodos químicos para el año 2009 fue de 2,25 euros por metro cúbico, siendo este el valor empleado en este análisis económico.

Ingresos

- **Venta de gas a boca de pozo**

Según la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (Nations Conference on Trade and Development) en su informe de mercado sobre productos básicos disponible en su página web, el mercado internacional de gas natural se compone de diferentes mercados regionales por lo que no es posible hablar de un mercado mundial para este producto y por lo tanto no existe un precio de referencia internacional único como ocurre con el petróleo.

La U.S. Energy Information Administration en su Resumen Anual sobre la Energía (2010) (Annual Energy Outlook 2010) estima las predicciones para el precio del gas a boca de pozo en los Estados Unidos. Estos valores fueron empleadod para realizar el cálculo de ingresos debido a la venta de gas.

Asumiendo que los pozos sean puestos en producción a inicios del 2011, entonces el precio de venta del metano a boca de pozo es de 0,174 euros. Ya que no se cuenta con pronósticos hasta el 2015, empleamos el precio antes mencionado para los primeros cinco años de producción. Paro los cinco años restantes empleamos el precio pronosticado para el 2015 que es de 0,201 euros por metro cúbico.

- **Almacenamiento de CO_2**

Según la página web del Sistema Electrónico de Negociación de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (SENDECO), el precio promedio de CO2 durante el año 2009 fue de 15,10 € por tonelada en la Comunidad Europea. Dado que es un valor que depende de factores políticos, legales, económicos, no contamos aún con buenas predicciones mara los años venideros. Este valor se asumieron como constante para el tiempo durante el cual los pozo inyectores se encuentren en operación.

Dado que una tonelada de dióxido de carbono es igual a 510,20 metros cúbicos a condiciones normales de superficie, entonces el precio del metro cúbico de dióxido de carbono es de 0,030 euros en la Comunidad Europea.

Los datos de produccióndе dióxido de carbono nos sirven para confirmar el porcentaje de dióxido de carbono que se está realmente almacenando en la capa de carbón. En los periodos en que el CO2 empieza a producirse, es decir especialmente a 6000, 8000 , 10000 metros de dióxido de carbono inyectado, está cantidad de producción debe ser restada o disminuida a la cantidad almacenada.

Flujo neto y TIR

El flujo neto demuestra que para un ratio de inyección de 8 mil y 10 mil metros cúbicos de CO_2 por pozo es más conveniente inyectar y producir metano sólo hasta el séptimo año. Dado que a partir del octavo año la producción de metano es aproximadamente igual a cero y el frente de dióxido de carbono ha alcanzado el pozo productor, los ingresos se reducen considerablemente obteniéndose un saldo negativo.

Esto nos refleja que a partir del octavo año es más conveniente detener la inyección de dióxido de carbono y cerrar el pozo para este caso simulado.

En la tabla 3 se muestra la tasa interna de retorno obtenida para cada ratio de inyección de dióxido de carbono por pozo.

Tabla 3. *Tasa interna de retorno*

Ratio inyeccón (m^3 / día CO2/ pozo)	TIR (%)
0	87
2000	-17
4000	17
5000	25
6000	35
8000	50
10000	63

Dado que no contamos con la tasa mínima, de corte o llamada también tasa de descuento para este proyecto por el momento no podemos realizar la comparación con la TIR para aceptar o rechazar las diferentes opciones de inyección de dióxido de carbono. Dado lo antes mencionado podemos únicamente realizar un comparación entre la rentabilidad que generan los diversos ratios de inyección de CO_2..

La tasa interna de retorno para la primera opción, es decir producir metano por sistema de caída de presión natural sin inyección de dióxido de carbono, constituye el porcentaje de rentabilidad más elevado con un 87 %. Como segunda alternativa de inversión tenemos producir metano con ayuda de la inyección de 10000 metros cúbicos diarios por pozo, con una tasa interna de retorno del 63 %. La tabla 3 nos demuestra que por debajo de los 4000 metros cúbicos por pozo de inyección podría ser más conveniente no inyectar CO2.

11. Bibliografía

Referencias bibliográficas

EIA (U.S. Energy Information Administration) (pdf): Versión 2010. “Annual Energy Outlook”.

EIA COAL RESEARCH (pdf): Versión 1993. “Coal Bed Methane”.

HEDDLE, H. et al (2004): “ The Economics of CO2 Storage”. Massachusetts Institute of Technology. Massachusetts.

MANSILLA, H.; CANCELA, J. (2003): ¨Estudio del metano en las capas de carbón (CBM): Antecedentes y valoración en las cuencas de Barruelo de Santullán, Casavegas y Santa María de Redondo¨. Instituto Geológico Minero. Madrid.

SCHLUMBERGER (pdf). Versión 2009.1. “Eclipse Technical Description”.

SCHLUMBERGER (pdf). Versión 2003. “Oil field review”.

Bibliografía general

AIZPRUA, C. (2005): “Estudio de la capacidad del campo petrolífero Ayoluengo para el almacenamiento de CO_2 combinado con un proceso Eor”. Proyecto de fin de carrera. E.T.S. de Ingenieros de Minas. Madrid.

FUN-SANG, B. (2004): “Estudio del efecto histéresis en el almacén subterráneo de gas gaviota mediante la aplicación del código eclipse-100”. Proyecto de fin de carrea. E.T.S. de Ingenieros de Minas. Madrid.

KOVSCEK, A.; CACIKI, M. (2004): “Geological storage of carbon dioxide and enhanced oil recovery II: optimization of storage and recovery”. Department of Petroleum Engineering, Stanford University. Stanford, CA.

SCHLUMBERGER (pdf). Versión 2009.1. ¨Eclipse Reference Manual¨.

Referencias de internet

Las siguientes páginas fueron consultadas en mayo de 2010:

API Joint Association Survey on Drilling Costs http://www.api.org/statistics/accessapi/surveys/survey-description.cfm

Estadísticas sobre coste de perforación, tratamiento de agua, etc.

La Comunidad Petrolera

http://www.lacomunidadpetrolera.com/

Portal auspiciado por compañías petroleras y profesionales de la industria. Ofrece todo tipo de noticias sobres las prácticas más empleadas en la industria del gas y petróleo.

Sistema Electrónico de Negociación de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (SENDECO)

http://www.sendeco2.com/es/precio_co2.asp?ssidi=1

Noticias sobre el mercado de compra y venta de derechos de emisión de dióxido de carbono y datos históricos sobres los precios del CO2

U.S. Energy Information Administration

http://www.eia.doe.gov/

Proyección de los precios del metano a boca de pozo y estadísticas sobre todo tipo de fuentes de energía y materias prima.

United Nations Conference on Trade and Development:
http://www.unctad.org/Templates/StartPage.asp?intItemID=2068