DIÓXIDO DE CARBONO: ALMACENAMIENTO Y UTILIZACIÓN EN CAMPOS PETROLÍFEROS

Carlos Aizprúa Luna[1], Ramón Rodríguez Pons[2]

[1]Ingeniero en Geología 2006; e-mail: caizprua@spemail.org
[2]Director de Proyecto Fin de Carrera. Ingeniero de Minas, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas de Madrid.

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es simular numéricamente, a partir del programa VIP, el comportamiento del CO_2 en el subsuelo y el posible incremento potencial de la recuperación de petróleo al inyectar dicho gas en yacimientos ya explotados. Para ello se consideran diferentes escenarios de inyección a ciertas condiciones de presión y temperatura. La inyección de CO_2 dentro de yacimientos agotados de petróleo ha sido una técnica eficaz en la recuperación secundaria de petróleo, que junto con la problemática actual en la Unión Europea, respecto a los límites impuestos en la tasa de contaminación, hacen que estudios de la capacidad para un posible almacenamiento de dicho gas dentro de campos petrolíferos como el de Ayoluengo ubicado en la provincia de Burgos – España, sean de importancia para cuantificar el volumen de CO_2 antropogénico que se puede almacenar y así mitigar en parte dicha situación.

The aim of this work will be to simulate numerically, using the VIP program, the CO_2 performance into subsurface, that under certain injection scenarios and certain pressure and temperature conditions will also determine the potential for incremental oil recovery. CO_2 injection into depleted oil reservoirs has been an effective technique for enhanced oil recovery (EOR) that along with the actual problematic in the European Union, due the limits imposed in the contamination rates, makes CO_2 capacity storage studies within oil fields like Ayoluengo in the Burgos's province of Spain, being important for quantified the anthropogenic CO_2 volume that could be storage.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se referirá al campo petrolífero "Ayoluengo" como referencia; el cual está situado al noroeste de la provincia de Burgos - España, en el extremo sur occidental de la cuenca Cantábrica. Se trata de un anticlinal de dirección noreste – suroeste, limitado en superficie por el anticlinal de Polientes al oeste, por la estructura fallada de Zamanzas al noreste, y al este y sur por la sub – cuenca de Sedano y por la banda plegada, respectivamente.

El campo de Ayoluengo con una extensión inferior a los 10 km^2, necesitó cincuenta y dos (52) sondeos para preceder a una extracción que apenas llegó a superar, en sus mejores momentos, los 5 000 barriles/día, con un factor de recuperación inferior al 20 %.

Su complejidad como almacén de hidrocarburos, viene derivada de ser una trampa combinada, estratigráfico – estructural. El entrampamiento estratigráfico lo definen las arenas lenticulares, pertenecientes al complejo Purbeck – Weald; el estructural, la posición favorable de las mismas al localizarse sobre un domo salino del Keuper. El sello lo forman las arcillas intercalando con las arenas (ver figura 1).

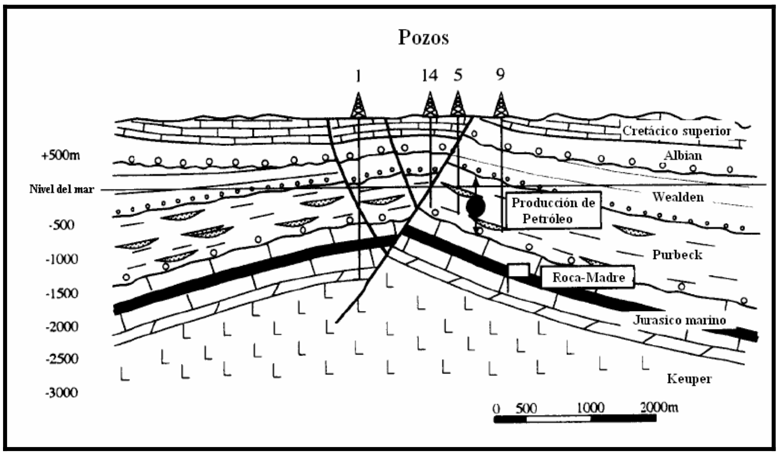

Fig. 1: Sección geológica simplificada de la estructura de Ayoluengo

CONTENIDO

En Europa los niveles atmosféricos de CO_2 se han incrementado de alrededor de 280 ppm inmediatamente después de la revolución industrial a cerca de 370 ppm, hoy en día, debido a las grandes combustiones de combustibles fósiles. Las actuales emisiones causadas por el hombre llegan a las veintitrés (23) giga toneladas (Gt) de CO_2 por año. Esta situación podría requerir la reducción del consumo de combustibles fósiles y proveer fuentes de energía alternativa en suficiente cantidad para estabilizar los niveles de CO_2 en la atmósfera.

La opción más simple de evitar aquel incremento de los niveles atmosféricos de CO_2, sería inyectar dicho CO_2 en estructuras aisladas. Campos agotados de petróleo y gas, ofrecen a priori beneficios de tener capas de rocas de eficaz sello. Además, en general presentan formaciones de presión bajas, lo cual hace que sean subsecuentes de re-inyección. Adicionalmente, el CO_2 actúa como un solvente para los hidrocarburos, llegando a ser un agente efectivo para la recuperación mejorada de petróleo (EOR), cuyos beneficios pueden suplir los costes de captura e inyección.

Descripción del Simulador VIP

Para estudiar la capacidad de almacenamiento que tendría el campo petrolífero de Ayoluengo se va a hacer uso de un simulador de yacimientos, que se llama ***EXECUTIVE-VIP***, o simplemente ***VIP***, *software* que pertenece a LANDMARK, compañía de HALLIBURTON. EL VIP es una poderosa herramienta de simulación que puede ayudar en la toma de decisiones de una compañía.

El simulador VIP incluye dos módulos separados: uno para inicializar el modelo en el que se define la estructura del yacimiento y las propiedades de la roca y fluidos, y el otro para desarrollar los estudios en el tiempo.

Como todo código de simulación comercial, VIP trabaja con un algoritmo, que resuelve un sistema de ecuaciones discretizadas previamente. Para el modelización de las diferentes fases de hidrocarburos se ha elegido el modelo Black-oil con una serie de modificaciones respecto a la miscibilidad del CO_2 con el petróleo [16]. Todo ello para simular el flujo de CO_2 en el subsuelo.

Capacidad de Almacenamiento de CO_2

La capacidad es definida como la fracción de volumen del subsuelo donde un intervalo estratigráfico definido está disponible para el secuestro del CO_2 (Doughty et al. 2001). Es función de la geometría de las rocas y de la inyección, y no se basa en el periodo de tiempo el cual va a estar dentro del intervalo estratigráfico, en el que fue ubicado, sino en el máximo volumen que se pueda inyectar son seguridad, los factores que se consideran a continuación son bajo una eficiencia en el secuestro. Consideraremos C como el producto de cuatro factores:

$$C = C_i C_g C_h \phi$$

Donde:

C_i: es la capacidad intrínseca, la cual es controlada por el flujo multifásico y el fenómeno del transporte.
C_g: es el factor geométrico de capacidad, el cual es controlado por la geometría de la formación y de la inyección.
C_h: es el factor de capacidad heterogénea, que es controlado por la variabilidad geológica.
ϕ: es la porosidad.

La simulación de yacimientos puede proveer valores estimados para el factor de capacidad C, pero generalmente no es posible identificar los varios factores dados en la ecuación anterior.

Escenarios de Inyección

El principal objetivo de esta etapa será simular el rendimiento que tendría la inyección de CO_2 como agente para la recuperación mejorada de petróleo, acompañado de un almacenamiento de dicho agente (CO_2). Para esto se realizaron dos escenarios de inyección.

Para poder realizar el estudio de los escenarios de inyección, se llevó a cabo la siguiente metódica.

- Diseño del modelo del yacimiento
- Caracterización de las propiedades de la roca almacén y de los fluidos
- Atribución de propiedades PVT (presión, volumen y temperatura)
- Diseño y control de los parámetros de producción

Para poder validar los escenarios se procedió a simular desde el año 1995 y en el año 2006 se activaron los pozos inyectores de CO_2. Los pozos productores que se consideraron estuvieron activos desde el año 1995, de los cuales algunos se han abandonado en los actuales momentos.

No obstante los pozos que continúan produciendo en el campo fueron ingresados en el modelo, para así analizar resultados en cuanto al aumento de presión y producción.

Dichos pozos productores están distribuidos de tal forma de conseguir la máxima producción, siempre y cuando existan arenas que estén comunicadas en la región. En esta fase se hicieron todas las consideraciones antes expuestas concernientes a la miscibilidad del CO_2 con el petróleo.

Resultados

Los ensayos realizados con los escenarios de inyección demostraron que a partir de que se empieza la inyección de CO_2 dentro del campo, hay un aumento de la producción tanto de gas como de petróleo (ver figura 2). Esto es un resultado interesante, ya que muestra la conectividad que existe entre pozos.

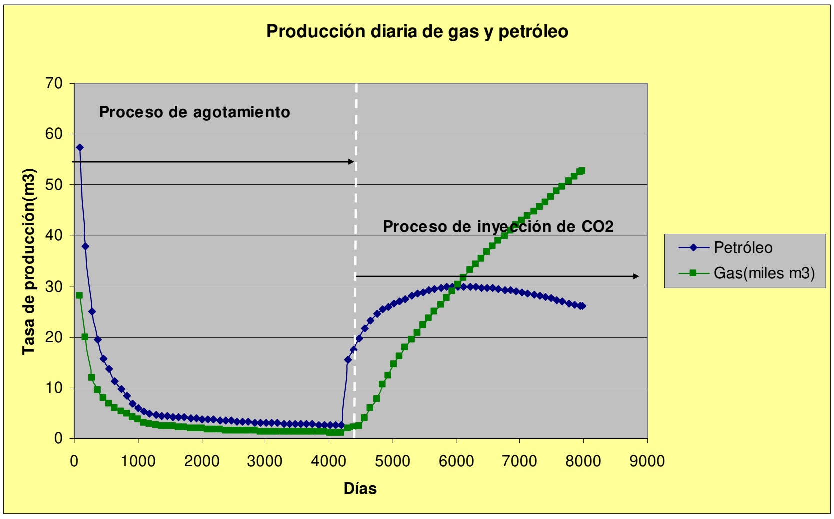

Fig 2: Producción diaria de gas y petróleo (1995 – 2016)

Otro resultado importante es el aumento en la producción diaria de petróleo aunque no muy considerable, probablemente debido a la poca continuidad de las arenas productoras (ver figura 3).

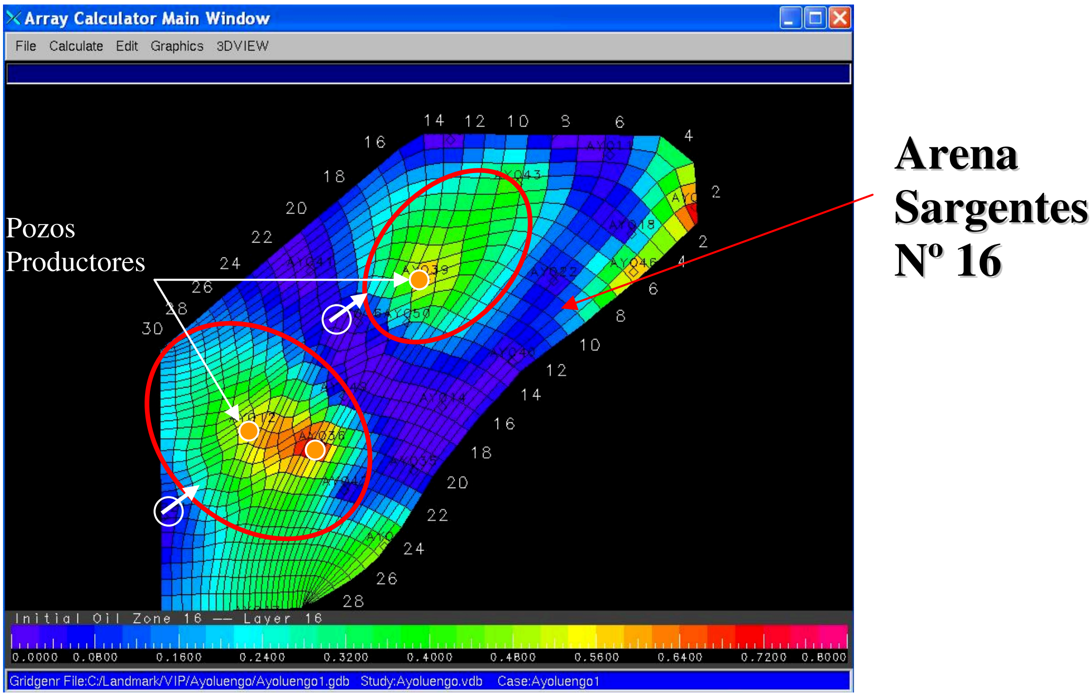

Fig 3: Arenas de la unidad B, muestra la presencia de arenas lenticulares

CONCLUSIONES

Con este estudio se han establecido las bases del estudio de inyección de flujo de CO_2 en el campo petrolífero de Ayoluengo, obteniendo las siguientes conclusiones:

- La capacidad del campo petrolífero "Ayoluengo" como posible almacén subterráneo de CO_2, se refleja en los dos escenarios de inyección propuestos. En el primero de ellos, se alcanza una capacidad de almacenamiento de quince millones de metros cúbicos al considerar un grupo de los pozos seleccionados en el estudio de CHEVRON. En dicho estudio y a partir del mismo conjunto de pozos, se alcanzaba una capacidad de almacenamiento de metano de aproximadamente cinco millones de metros cúbicos, que se corresponderían con los quince millones de metros cúbicos de CO_2 si se tiene en cuenta la diferencia de densidades de estos gases.

- En el segundo escenario propuesto se combina la inyección de CO_2 con la producción activa de petróleo, lo que conlleva que el porcentaje de CO_2 retenido sea del 52 %. Evidentemente, se produjo un aumento en la producción de petróleo que genera en el yacimiento un volumen que puede ser ocupado por el solvente (CO_2), con lo cual la capacidad de almacenamiento de CO_2 aumentó en un 600 % con respecto al primer escenario propuesto.

- Las arenas más favorables para una posible inyección de CO_2 en ambos escenarios resultaron ser las arenas 16, 17, 18 y 24 de la unidad B del campo Ayoluengo.

- La inyección del solvente (CO_2) incrementó la presión del yacimiento en casi 350 kPa. Esta ganancia de energía, junto con la miscibilidad del CO_2 y el petróleo, contribuyeron al aumento de la producción de petróleo.

REFERENCIAS

1. Aizprua, C (2006): Estudio de la capacidad del campo petrolífero "Ayoluengo" para el almacenamiento de CO_2 combinado con un proceso EOR (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral)

2. Alvarez de Buergo, E. y GARCÍA, A. (1996): Calculo de reservas remanentes de hidrocarburos en zonas estructuralmente complejas: aplicación al campo de "Ayoluengo", Geogaceta, 20 (1), Madrid.

3. Baines, S.J. y Worden, R.H (2004): Geological storage of carbon dioxide, Geological Society, London.

4. Bonifacio, G. (1979): Interpretación de detalle del ambiente de sedimentación de la formación productiva del yacimiento petrolífero de Ayoluengo, ETSI minas, Madrid.

5. Brosse, E. et al (2005): Gas-Water-Rock interactions induced by reservoir explotation, CO_2 sequestration, and other geological storage, IFP No. 60, pp. 9-18.

6. Caers, J. (2005): Petroleum geostatistics, Society of Petroleum Engineers, Stanford, California.

7. Chase, C.A. y Todd, M.R. (1984): Numerical simulation of CO_2 flood performance, Society of Petroleum Engineer Journal (SPEJ), 10514-PE, pp. 597-605.

8. Fanchi, R. (2001): Principles of applied reservoir simulation (2ª ed.), Gula Professional Publishing, Houston (Texas).

9. Fun-Sang, B. (2004): Estudio del efecto histéresis en el almacén subterráneo de gas gaviota mediante la aplicación del código eclipse-100, ETSI minas-ESPOL (Ecuador), Madrid.

10. Gozalpour, F.; REN, S.R. y TOHIDI, B. (2005): CO_2 EOR and storage in oil reservoirs, Oil & gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 60, No. 3, pp. 537-546.

11. Halliburton (2002), Desktop VIP (volumen 1), Landmark, Houston (Texas).

12. Halliburton (2002), Desktop VIP (volumen 2), Landmark, Houston (Texas).

13. Jarrell, P.; FOX, E.; STEIN, M. y WEBB, S. (2002): Practical aspects of CO_2 flooding, Society of Petroleum Engineers, Texas.

14. Kleppe, H. (2005): Página Web: http://www.ipt.ntnu.no/~kleppe/TPG4160/

15. Kovscek, A.R. y CACIKI, M.D. (2004): Geological storage of carbon dioxide and enhanced oil recovery II: cooptimization of storage and recovery, Department of Petroleum Engineering, Stanford University, Stanford, CA.

16. Mattax, C. y Dalton, R. (1990): Reservoir simulation, Society of Petroleum Engineers, Texas.

17. Peaceman, D.W. (1977): Fundamentals of numerical reservoir simulation, Developments in Petroleum Science, 6, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam.

18. Quesada, S et al. (1997): Geochemical correlation of oil from the Ayoluengo field to liassic black shale in the southwestern Basque- Cantabrian basin (northern Sapin), Org. Geochem. Vol. 27, pp. 25-40.

19. Sanz, R. (1967): Ayoluengo field, southwest Cantabrian basin north-central Sapin, Seventh World petroleum congress, volumen 2, Elsevier,

20. Schlumberger (1972): Interpretación de perfiles (volumen 1), New York, USA.