

FLUIDOS DE TRABAJO APLICABLES EN LOS SISTEMAS GEOTÉRMICOS MEJORADOS (EGS)

Olasolo Alonso, Pablo⁽¹⁾; Juárez Castelló, Manuel C.^{(1)*}; Morales Ortiz, M^a Pilar⁽²⁾; Olasolo Alonso, Ana⁽³⁾; González Sierra, Sergio⁽¹⁾

*e-mail: paboolasoloalonso@gmail.com

⁽¹⁾ Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, Universidad de La Rioja, C/ Luis de Ulloa, 20; 26004-Logroño, La Rioja, España

⁽²⁾ Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Chile, Av. Pedro de Valdivia 641 Providencia, Santiago - Chile.

⁽³⁾ Chemical Product Department, Delft University of Technology, 2600 AA Delft, The Netherlands.

RESUMEN

La presente ponencia analiza diferentes fluidos de trabajo aplicables en sistemas geotérmicos mejorados (EGS), centrándose en la comparación de los dos fluidos más comúnmente usados ($\text{CO}_2 - \text{H}_2\text{O}$) y proponiendo una alternativa a los mismos. Se determina que el CO_2 realiza el intercambio de calor en la reserva geotérmica de una manera más eficiente que el H_2O , obteniéndose ratios de extracción de calor notablemente superiores en el uso del CO_2 respecto al H_2O . Los sistemas CO_2 -EGS producen mayor energía eléctrica en reservas limitadas de energía geotérmica, debido a un menor número de pérdidas térmicas irreversibles comparadas con ciclos ORC o flash con H_2O como fluido de trabajo. Adicionalmente, se demuestra una fuerte dependencia de la movilidad del CO_2 (densidad/viscosidad) sobre la temperatura y la presión que conduce, temporalmente, a un incremento de los ratios de extracción de calor en reservas geotérmicas que se encuentren en declinación térmica.

PALABRAS CLAVE

Enhanced Geothermal Systems; Hot Dry Rock; Fluido de trabajo; CO_2 ; H_2O .

1.- INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente, los sistemas geotérmicos mejorados (EGS), han trabajado con H_2O como fluido de trabajo con el objeto de extraer el calor almacenado en la reserva geotérmica de la manera más eficiente posible. Sin embargo, durante la última década se ha demostrado que la utilización de CO_2 como fluido de trabajo, reporta una gran cantidad de ventajas significativas respecto del uso del H_2O . En el siguiente estudio, se busca analizar las características de los dos fluidos, así como proponer en el 9CNIT la utilización de un fluido que nos permita trabajar de una manera más segura y productiva.

2.- Comparación de los fluidos de trabajo habituales (CO₂ y H₂O).

La idea de usar CO₂ en lugar de H₂O como fluido de trabajo a altas presiones, introduce un nuevo concepto en la operatividad de las plantas EGS. El CO₂ tiene propiedades químicas y termo-físicas que le hacen ser un atractivo medio de transferencia de calor. En las plantas EGS que usan H₂O como fluido de trabajo, las pérdidas de H₂O son un importante hándicap para su explotación comercial [1], mientras que en plantas operadas con CO₂, las pérdidas de fluido producen un almacenamiento geológico del CO₂, lo cual redundaría en un beneficio secundario. Adicionalmente, el beneficio más importante consiste en que el ratio de extracción de calor podría ser de hasta 5 veces más grande que el alcanzable usando un fluido tradicional [2]. Otro importante argumento a favor del uso de CO₂ como fluido de trabajo consiste en que las plantas EGS operadas con H₂O facilitan la disolución de minerales y ciertas reacciones químicas entre la roca y el fluido de trabajo a altas temperaturas [3]. Esto conlleva problemas de circulación del fluido a través de las grietas y caminos abiertos en la roca durante la estimulación hidráulica. Comparativamente, el CO₂ no genera disoluciones iónicas, por lo que no causa problemas de disolución-precipitación. La Tabla 3 muestra una completa comparación entre el CO₂ y H₂O como fluidos de trabajo en una planta EGS. Las propiedades consideradas como favorables son marcadas en verde.

Químicas	No genera disoluciones iónicas y, por lo tanto, no presenta problemas de disolución-precipitación. Además es un pobre disolvente de minerales y no tiene riesgo potencial de fuertes reacciones químicas.	Puede generar disoluciones iónicas y, por lo tanto, presenta problemas de disolución-precipitación. Además es un buen disolvente de minerales de roca y tiene riesgo potencial de fuertes reacciones químicas.
Circulación del fluido en los pozos	Alta compresibilidad y expansibilidad. Se requiere un mayor diámetro en el pozo para inyectar el CO ₂ (coste).	Baja compresibilidad y expansibilidad. Se requiere un menor diámetro en el pozo para inyectar el H₂O.
Facilidad de fluir en la reserva geotérmica	Baja viscosidad y densidad. Moderado incremento de la viscosidad al disminuir la temperatura. Debido a su baja viscosidad, posee una gran movilidad, una alta capacidad para fluir, unas altas velocidades de flujo para un determinado gradiente de presión dado (es decir, un alto flujo másico). La mayor expansibilidad térmica del CO ₂ generará grandes diferencias de densidad entre el CO ₂ frío en el pozo de inyección y el CO ₂ caliente en el pozo de producción, proporcionando unos límites que reducirán la potencia del consumo del sistema de circulación del fluido en la instalación geotérmica EGS.	Alta viscosidad y densidad. Considerable incremento de la viscosidad al disminuir la temperatura. Debido a su alta viscosidad, posee una menor movilidad, una menor capacidad para fluir, unas bajas velocidades de flujo para un determinado gradiente de presión dado (es decir, un bajo flujo másico). Esto provoca importantes problemas de circulación a través de las grietas y los caminos existentes.
Transmisión de calor	Bajo nivel de calor específico y, por lo tanto, menor capacidad de transmisión de calor. La temperatura de salida en el comienzo del pozo de producción es mucho menor que la del H ₂ O. El CO ₂ posee mucha más movilidad que el H ₂ O, y por lo tanto, para un gradiente de presión dado, poseerá un mayor flujo másico. Este efecto compensará el menor calor específico del CO ₂ y producirá finalmente unos mejores ratios de extracción.	Alto nivel de calor específico y, por lo tanto, mayor capacidad de transmisión de calor. La temperatura de salida en el comienzo del pozo de producción es mucho mayor que la del CO₂. El H ₂ O posee mucha menor movilidad que el CO ₂ , y por lo tanto, para un gradiente de presión dado, poseerá un menor flujo másico. Este efecto compensará el mayor calor específico del H ₂ O y producirá finalmente unos peores ratios de extracción.
Pérdidas de fluido	Resulta en un almacenamiento geológico beneficioso.	Resulta perjudicial para el desarrollo de la reserva geotérmica EGS.

Tabla 3. Comparación del CO₂ y del H₂O como fluidos de trabajo en una planta geotérmica EGS.

Pruess [4] desarrolla una exploración inicial cuantitativa de la extracción de calor de una planta EGS. Para la mayoría de situaciones de temperatura y presión, el CO₂ es considerablemente más móvil que el H₂O, de

forma que proporciona mayores ratios de flujo de masa que el H₂O. Minuciosas simulaciones numéricas han demostrado que este efecto no solo compensa el menor calor específico del CO₂ respecto al H₂O, sino que se llega a obtener mayores ratios de extracción de calor con el CO₂ como fluido de trabajo. Simulaciones realizadas en Soultz-sous-Forêts muestran un ratio de extracción de calor del 50% superior para el CO₂ respecto al H₂O, con la ventaja adicional de que el CO₂ es también más eficiente a bajas temperaturas [5-6]. La Figura 1 muestra la comparación de los ratios de flujo de masas entre el CO₂ y el H₂O. El flujo másico del CO₂ inicialmente es mayor y disminuye menos a lo largo del tiempo. El factor inicial es muy alto (3,7) considerando que el parámetro (ρ/μ) tiene un valor de 1,9 para las condiciones iniciales de la reserva. Sin embargo para bajas temperaturas, la viscosidad del H₂O se incrementa mucho más que la del CO₂, dando al CO₂ una ventaja adicional a la hora de fluir.

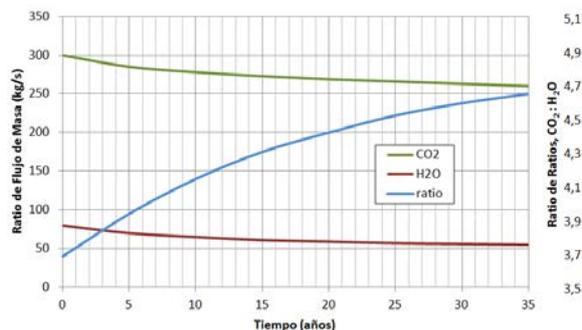


Figura 1. Ratio de ratios de flujos de masa. Los ratios de flujo de masas del CO₂ y H₂O también son mostrados [4].

En plantas EGS con H₂O como fluido de trabajo, la mayor parte de la diferencia de presión entre el pozo de inyección y el pozo de producción afecta a la movilidad del fluido (con su alta viscosidad) en las inmediaciones del pozo de inyección. Contrariamente, la viscosidad del CO₂ aumenta mucho menos a bajas temperaturas, de forma que la mayor parte de la presión está disponible para su uso en el pozo de producción. La Figura 2 muestra las presiones y temperaturas después de 25 años de circulación del fluido. Se comprueba que el perfil de presiones para el CO₂ es prácticamente simétrico entre el inyector y el productor, mientras que para el H₂O existe un gradiente mucho más inclinado cerca del pozo de inyección. La explicación se basa en el fuerte incremento en la viscosidad del H₂O al disminuir la temperatura, lo que provoca que la mayoría de la presión disponible para impulsar el fluido desde el pozo de inyección al pozo de producción sea usada en la zona fría cerca del inyector debido a la disminución de la movilidad del H₂O provocada por su gran aumento de viscosidad. Por el contrario, la viscosidad del CO₂ no cambia significativamente con la temperatura, lo cual provoca un claro beneficio.

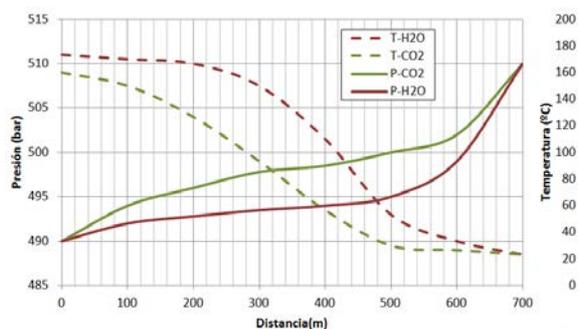


Figura2. Perfiles de presión y temperatura a lo largo de una línea de producción (distancia = 0m) al pozo de inyección (distancia = 707m) tras un tiempo simulado de funcionamiento de 25 años [4].

1.- 3.- uso del CO_2 como fluido de trabajo.

Estudio del Comportamiento de la Reserva Geotérmica.

Al realizar una simulación se debe de valorar el tamaño de la discretización del modelo, pudiendo utilizar más puntos de medida, discretización alta o fina, o un número de puntos de medida más modesto, discretización baja o basta. Pruess, en sus estudios [7], en donde realizaron un análisis basto con 180 puntos y un análisis fino con 720 puntos, demostraron que las diferencias entre una discretización baja o basta y una discretización alta o fina son sorprendentemente pequeñas, concluyendo que existe una mínima sensibilidad de la simulación de reservas geotérmicas fracturadas respecto al tamaño de la discretización utilizada para su cálculo. De esta forma recomendaron el uso de un tamaño de cuadrícula, para la realización de los cálculos del modelo, razonable, no siendo necesario realizar una discretización fina para la obtención de buenos y fiables resultados. Un modelo bidimensional ignora el efecto del flujo vertical y no tiene en cuenta la posible dependencia del flujo horizontal respecto a la profundidad. Ésta sería una buena aproximación cuando los efectos gravitatorios en la reserva geotérmica sean débiles, como es en el caso de un fluido de trabajo cuya densidad varíe débilmente con la temperatura y la presión. Por ejemplo, para el H_2O , la densidad en el pozo de inyección y en pozo de producción con condiciones de $(T, P) = (20^\circ\text{C}, 210 \text{ bar})$ y $(T, P) = (200^\circ\text{C}, 190 \text{ bar})$ es de $1007,6$ y $877,5 \text{ kg/m}^3$ respectivamente [2], lo cual supone una diferencia del 14,8%, que es considerado como una variación pequeña. Sin embargo, en el caso de utilizar como fluido de trabajo el CO_2 , las densidades en estas condiciones fluctúan de $943,2$ a $245,0 \text{ kg/m}^3$ respectivamente, lo cual supone una diferencia del 385%. Por lo tanto, en el caso de CO_2 , se podría esperar efectos en el flujo muy significativos al aplicar un modelo tridimensional al fluir el líquido denso en la zona de inyección, no solamente horizontalmente hacia la zona de producción, sino que también fluye verticalmente.

Se realizó una discretización del espesor de la reserva geotérmica EGS de 305 metros en cinco capas de 5×50 metros y una capa en la parte inferior de 55 metros. Se demuestra que debido a la gran densidad del fluido en las condiciones de inyección, las presiones aumentan con la profundidad de una manera mucho más acusada en la zona de inyección de lo que lo hacen en la zona de producción donde la densidad es claramente inferior. Exactamente se produce un diferencial de presión entre la inyección y la producción en la capa más alta que representa a la reserva geotérmica de $(210-190) = 20 \text{ bar}$ mientras que en la capa más baja profunda que representa a la reserva geotérmica existen un diferencial de presión entre la inyección y la producción de $(233,5-192,2) = 37,3 \text{ bar}$. De esta forma un sistema de inyección producción con ambos pozos abiertos durante el completo espesor de la reserva geotérmica EGS, generará ratios de flujo de masa que sustancialmente se incrementarán con la profundidad. El decrecimiento térmico de la reserva geotérmica EGS será entonces más rápido a grandes profundidades y por lo tanto es posible que el fluido de trabajo CO_2 que fluye por la zona de mayor profundidad de la reserva consiga un menor ratio de extracción de calor que el fluido que fluye por la parte menos profunda de la reserva.

La Figura 3 muestra los ratios de flujo de masa para las diferentes capas en la zona del pozo de producción y la Figura 4 muestra las temperaturas a las que se produce el CO_2 resultante. La capa 6, la que se encuentra en la parte inferior de la reserva geotérmica, tiene los mayores ratios de flujo de masa, lo cual muestra un substancial incremento sobre el tiempo del enfriamiento de la reserva geotérmica en esta zona y, por lo tanto, de la disminución del ratio de extracción de calor del fluido de trabajo en la zona más profunda. El aumento del flujo de fluido hacia la zona más profunda de la reserva ocasiona un deterioro térmico temprano con un considerable decrecimiento de la temperatura de producción después de solamente 5 años. Frontalmente se sitúa el flujo que atraviesa la capa 1 (la que se encuentra en la parte superior de la reserva geotérmica) y que tiene los menores ratios de flujo de masa, los cuales además disminuyen con el tiempo y provocan que el decrecimiento térmico no llegue nunca antes de los 25 años de funcionamiento.

El fuerte incremento en los ratios de flujos de masas sobre el tiempo en la capa 6 se produce, en parte, debido a la propia auto-regulación de la instalación. De hecho, a medida que la reserva geotérmica se enfría, la movilidad del fluido aumenta proporcionando la respuesta adecuada para poder mantener unos ratios de producción de energía similares a los que inicialmente se generaban. Por lo tanto, cuanto mayor potencial geotérmico, es decir de temperatura, tiene la reserva, mayor es la dificultad de aumentar los ratios de flujo de masa en la producción, mientras que a medida que la reserva geotérmica se va enfriando, por contrapartida, más sencillo es poder hacer fluir mayor cantidad de CO_2 por la instalación e intentar compensar por un tiempo esta

caída térmica que se acentúa de manera progresiva. Esto puede observarse en la Figura 5 en donde se muestra la extracción total de calor y los ratios de flujo de masa con los que se puede trabajar en una instalación geotérmica EGS que trabaje con CO₂ a lo largo del tiempo.

La temprana declinación térmica de la reserva geotérmica que se produce en las capas más bajas de la reserva geotérmica que hemos visto y discutido anteriormente sugiere, que sería beneficioso plantearse alternativas en la forma de trabajar. En el caso anterior, tanto el pozo de inyección como el pozo de producción estaban abiertos en la reserva geotérmica a todas las alturas, es decir, en todas sus capas. La sugerencia que Pruess [7] propone, consiste en que el pozo de producción solo fuera abierto en la reserva geotérmica en sus capas más altas para obligar de esta forma a aumentar el ratio de flujo de masa por las capas superiores. La Figura 6 muestra el ratio de extracción de calor de la reserva geotérmica y el ratio de flujo de masa de una manera global (para las seis capas planteadas), considerando que el pozo de producción solo se encuentra abierto a la reserva geotérmica en su capa 1 (la menos profunda de todas ellas). Se comprueba que este factor evita la aparición temprana de declinaciones térmicas en la reserva geotérmica manteniendo un ratio constante de extracción de calor durante los primeros 25 años de vida, seguida de un pequeño decrecimiento térmico de la reserva geotérmica, fruto del uso de la instalación y evitando de esta forma las declinaciones térmicas prematuras de la reserva geotérmica.

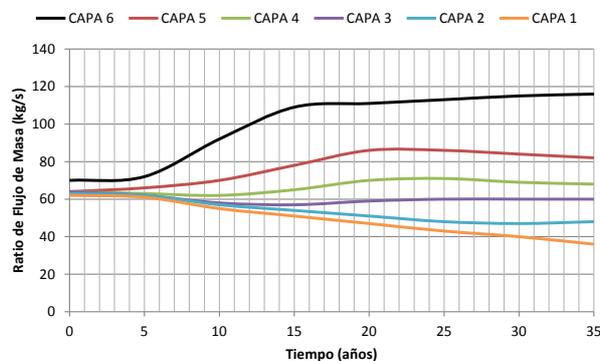


Figura3. Ratios de flujo de masa de producción en las diferentes capas (Capa 1 = menor profundidad, Capa 6 = mayor profundidad), simulando la utilización de CO₂ como fluido de trabajo en una reserva geotérmica EGS [7].

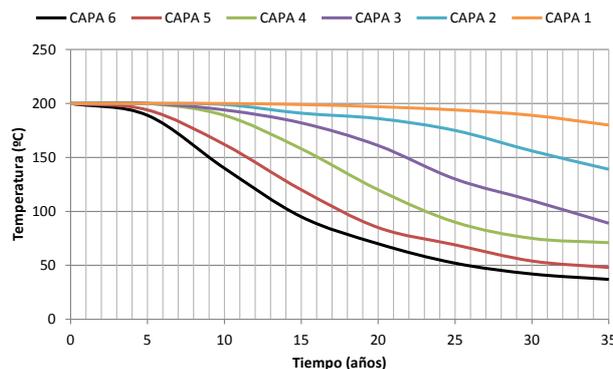


Figura4. Temperaturas de producción en las diferentes capas (Capa 1 = menor profundidad, Capa 6 = mayor profundidad), simulando la utilización de CO₂ como fluido de trabajo en una reserva geotérmica EGS [7].

También hay que señalar, que las propiedades del CO₂ pueden estar afectadas por procesos de transferencia de calor entre los pozos y zonas próximas que las rodeen al fluir el CO₂ a través de los pozos. Los procesos de transferencia de calor son muy complejos y están relacionados con las condiciones locales, el flujo másico, el diámetro y el material del pozo, así como por las propiedades termo-físicas de la tierra. Las soluciones se basan en el desarrollo del cálculo de la transferencia de calor en los pozos de manera exacta y precisa [8].

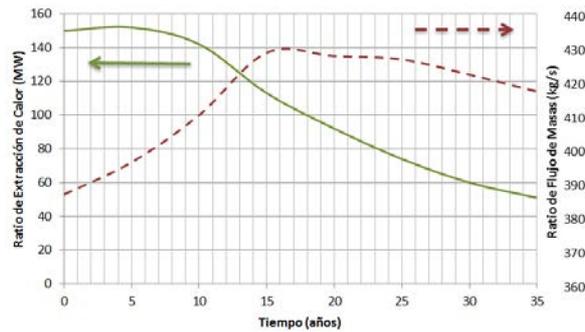


Figura 5. Ratios de extracción de calor y de flujo de masas en el pozo de producción de una planta geotérmica EGS operada con CO₂ a una temperatura de 200°C [7].

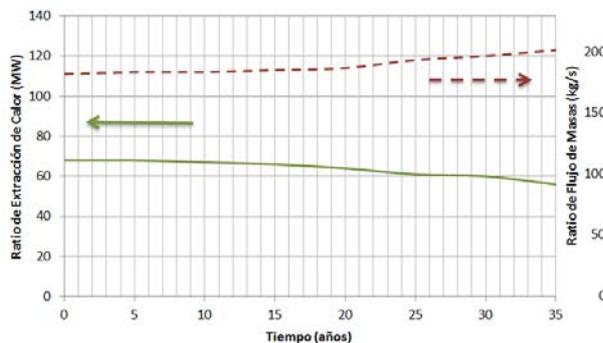


Figura 6. Ratios de extracción de calor y de flujo de masas en el pozo de producción cuando el pozo se encuentra abierto solamente en su capa 1 (menor profundidad), de una planta geotérmica EGS operada con CO₂ a una temperatura de 200°C [7].

El éxito y la sostenibilidad de una planta EGS dependen de la capacidad del geo-fluido para absorber y transmitir el calor de la roca caliente y seca. Finsterle et al [9] desarrolla una simulación numérica para examinar si las micro aberturas abiertas en la roca tienen el potencial de incrementar la eficiencia y sostenibilidad de extracción de calor en una planta EGS. La transferencia de calor entre la roca caliente y seca (HDR) y el geo-fluido es fundamental durante la primera etapa de implementación del proyecto EGS. La simulación de calor debe de ser simulada para seleccionar el lugar más propicio para la implantación del proyecto EGS y decidir la forma óptima de estimular la fracturación de la reserva. Existen otras investigaciones reseñables que se centran en la mejor transferencia de calor a través de la utilización de CO₂ como fluido de trabajo en lugar de H₂O [10-13]

Almacenamiento del CO₂.

Teses de larga duración de circulación de H₂O han demostrado que las pérdidas del fluido de trabajo pueden rondar aproximadamente el 5% de la inyección [14]. Aplicando factores de corrección apropiados, se estima que un flujo de masas de 22 kg/s de CO₂ es requerido para obtener 1 MW de potencia eléctrica [4]. Por lo tanto, un 5% de pérdidas de fluido de CO₂ son aproximadamente 1 kg/s para cada MWe, o 1 tonelada/s para cada 1000 MWe. Para poner este número en perspectiva, se señala que una planta de carbón de 1000 MWe, genera aproximadamente 1/3 toneladas/s de CO₂ [15]. Estos datos sugieren que 1000 MWe obtenidos a través de una planta EGS-CO₂ podría alcanzar un almacenaje geológico del mismo volumen que puede emitir una planta de carbón de 3000 MWe. Aunque estas estimaciones son muy bastas, sugieren un gran potencial de almacenamiento de CO₂ en las plantas EGS.

Las estimaciones presentadas asumen que las pérdidas de CO₂ son almacenadas completamente. Esta hipótesis requiere un estudio más exhaustivo con anterioridad a una implementación práctica. Aunque la hipótesis puede parecer muy optimista, lo cierto es que es bastante realista debido a que el CO₂ que pudiera escaparse reaccionaría mineralógicamente en medios acuosos a altas temperaturas en los alrededores de la reserva EGS [16].

Composición del Fluido de Producción.

Si una planta EGS va a ser operada con CO₂, será necesaria una simulación seguida de un proceso de desarrollo de la reserva, en el cual el CO₂ sea inyectado durante un periodo de tiempo para desplazar y finalmente eliminar el H₂O residual existente en la zona central de la reserva. La eliminación del H₂O ocurrirá a través del (1) desplazamiento de la fase acuosa por la fase CO₂ supercrítica y (2) de la disolución del H₂O dentro del fluido CO₂. La fase inicial de la reserva EGS-CO₂ desarrollada producirá probablemente reactividad química debido a la presencia de un torrente donde el CO₂ y el H₂O se encuentran mezclados [16-17].

La inyección de CO₂ y la presurización de la reserva generarían una corriente de fluido de producción que inicialmente sería una única fase acuosa. Posteriormente se convertiría en un fluido de dos fases compuesto por una mezcla de H₂O y CO₂. Finalmente, el fluido se secaría para producir una única fase supercrítica de CO₂. Esta fase contendría una pequeña cantidad de H₂O disuelta que podría generar reactividad química. Cabe destacar que el H₂O producida en la planta no debe de ser reinyectada con el objeto de conseguir un fluido final de trabajo lo más cercano posible a una fase supercrítica de CO₂.

La producción de fluido inicial en respuesta a las primeras inyecciones de CO₂ es una única fase de H₂O. Después de 46 días inyectando CO₂ aparece en la producción una doble fase de CO₂ y H₂O. A medida que avanza el tiempo el ratio de producción de gas aumenta, mientras que la producción de fase acuosa disminuye con un aumento de la saturación de gas debido a las continuas inyecciones de CO₂. Después de 3,9 años de inyección de CO₂, la producción de la fase acuosa cesa y, de esta forma, una única fase supercrítica de CO₂ es producida. En este momento, cuando la producción de fase acuosa cesa, la producción de CO₂ incluye, de manera aproximada, un 6,4 % de H₂O (Figura 7). El contenido de H₂O en la producción disminuye rápidamente después de esto, debido al secado parcial de la reserva en las zonas fracturadas, cayendo por debajo del 1% después de 7,4 años y por debajo de un 0,1% después de 17,1 años, mientras que al final de la simulación, después de 36,5 años, el contenido de H₂O producido es de tan solo el 0,012%. Sin embargo, en este punto casi la mitad del H₂O que inicialmente existía en la reserva permanece en la misma, en lugares de baja permeabilidad. Este dato sugiere que aunque el H₂O ha sido desplazada relativamente rápido por el CO₂, notables cantidades de H₂O podrían permanecer disueltas en la fase de producción de CO₂ durante largos periodos. La presencia del H₂O en el CO₂, tendría implicaciones no solo para el diseño de los sistemas de extracción, sino también marcaría la reactividad del CO₂ en la planta EGS.

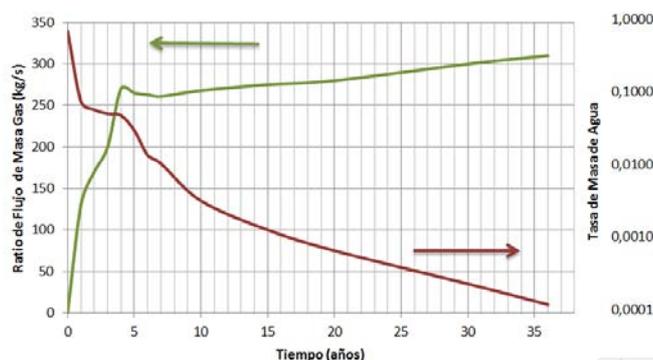


Figura7. Ratio simulado y composición del fluido producido [18].

3.- Conclusiones

Los estudios realizados hasta la fecha sugieren que la utilización del CO₂ como fluido de trabajo en plantas EGS tiene notables beneficios respecto a la utilización del H₂O, incluyendo mejores ratios de extracción de calor y condiciones hidráulicas más favorables en los pozos. Además las interacciones entre el fluido y la roca en la reserva se consideran menos problemáticas, reduciéndose enormemente el riesgo de problemas de disolución-precipitación. Si a esto se le añade la gran movilidad del CO₂ y el pequeño incremento de la viscosidad con la disminución de temperatura, nos

encontramos ante unas bases sólidas que confirman la idoneidad de este fluido respecto al H₂O. Sin embargo, no son todas ventajas lo que aporta el CO₂ respecto del H₂O, véase el menor calor específico y la menor densidad del primero respecto al segundo. Esto nos hace pensar de la posible existencia de un nuevo fluido de trabajo con el que se pueda trabajar de forma más segura y eficiente.

4. REFERENCIAS

- [1] ZHANG, F.Z., JIANG, P.X., XU, R.N. *System thermodynamic performance comparison of CO₂-EGS and water-EGS systems*. Applied Thermal Engineering 61, 2 (2013): 236-244; <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.08.007>
- [2] RANDOLPH, J.B., SAAR, M.O. *Combining geothermal energy capture with geologic dioxide sequestration*. Geophysical Research Letters 38 (2011): L10401; <http://dx.doi.org/10.1029/2011GL047265>
- [3] ANDRE, L., RABEMANANA, V., VUATAZ, F.D. *Influence of water-rock interactions on fracture permeability of the deep reservoir at Soultz-sous-Forêts, France*. Geothermics 35 (2006): 507-531; <http://dx.doi.org/10.1016/j.geothermics.2006.09.006>
- [4] PRUESS, K. *Enhanced geothermal systems (EGS) using CO₂ as working fluid – a novel approach for generating renewable energy with simultaneous sequestration of carbon*. Geothermics 35 (2006): 351–67; <http://dx.doi.org/10.1016/j.geothermics.2006.08.002>
- [5] ZHANG, F.Z., JIANG, P.X., *Thermodynamic analysis of a binary power cycle for different EGS geofluid temperatures*. Applied Thermal Engineering 48 (2012): 476-485; <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2012.04.028>
- [6] MOHAN, A.R., TURAGA, U., SHEMBEKAR, V., ELSWORTH, D., PISUPATI, S.V., *Utilization of carbon dioxide from coal-based power plants as a heat transfer fluid for electricity generation in Enhanced Geothermal Systems (EGS)*. Energy 57 (2013): 505-512; <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.05.047>
- [7] PRUESS, K. *On production behaviour of enhanced geothermal systems with CO₂ as working fluid*. Energy Conversion and Management 49 (2008): 1446-1454; <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2007.12.029>
- [8] ZHANG, Y., PAN, L., PRUESS, K., FINSTERLE, S. *A time-convolution approach for modeling heat exchange between a wellbore and surrounding formation*. Geothermics 40 (2011): 251-266. <http://dx.doi.org/10.1016/j.geothermics.2011.08.003>
- [9] FINSTERLE, S., ZHANG, Y., PAN, L., DOBSON, P., OGLESBY, K. *Microhole arrays for improved heat mining from Enhanced Geothermal Systems*. Geothermics 47 (2013): 104-115; <http://dx.doi.org/10.1016/j.geothermics.2013.03.001>
- [10] LUO, F., XU, R.N., JIANG, P.X. *Numerical investigation of fluid flow and heat transfer in a doublet Enhanced Geothermal System with CO₂ as the working fluid (CO₂-EGS)*. Energy 64 (2014): 307–322; <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.048>
- [11] BORGIA, A., PRUESS, K., KNEAFSEY, T.J., OLDENBURG, C.M., PAN, L. *Simulation of CO₂-EGS in a fractured reservoir with salt precipitation*. Energy Procedia 37 (2013): 6617-6624; <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.594>
- [12] ATRENS, A.D., GURGENCI, H., RUDOLPH, V. *Electricity generation using a carbon-dioxide thermosiphon*. Geothermics 39 (2010): 161-169; <http://dx.doi.org/10.1016/j.geothermics.2010.03.001>
- [13] ATRENS, A.D., GURGENCI, H., RUDOLPH, V. *Water condensation in carbon-dioxide-based engineered geothermal power generation*. Geothermics 51 (2014): 397-405; <http://dx.doi.org/10.1016/j.geothermics.2014.03.008>
- [14] DUCHANE, D. *Hot Dry Rock Flow Testing – What has it Told us? What Questions Remain?* Transactions, Geothermal Resources Council, Vol. 17, pp. 325–330, 1993.
- [15] HITCHON, B. (Ed.), 1996. *Aquifer Disposal of Carbon Dioxide*. Geoscience Publishing, Ltd., Sherwood Park, Alberta, Canada, p. 165.
- [16] FOUILLAC, C., B. SANJUAN, S. GENTIER AND I. CZERNICHOWSKI-LAURIOL. *Could Sequestration of CO₂ be Combined with the Development of Enhanced Geothermal Systems?*, paper presented at Third Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration, Alexandria, VA, May 3-6, 2004.
- [17] XU, T. AND PRUESS, K. *Reactive Transport Modeling to Study Fluid-Rock Interactions in Enhanced Geothermal Systems (EGS) with CO₂ as Working Fluid*, Proceedings, World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, April 2010.
- [18] SPYCHER, N. AND PRUESS, K. *A Phase-Partitioning Model for CO₂-Brine Mixtures at Elevated Temperatures and Pressures: Application to CO₂-Enhanced Geothermal Systems*.