

SOME ASPECTS OF THE RESPONSE OF GEOTHERMAL RESERVOIRS TO BRINE REINJECTION WITH APPLICATION TO THE CERRO PRIETO FIELD

C. F. Tsang, G. S. Bodvarsson, and M. J. Lippmann
Lawrence Berkeley Laboratory, University of California
Berkeley, California, USA

J. Rivera R.
Comisión Federal de Electricidad, México, D.F., México

INTRODUCTION

Reinjection of spent geothermal fluids into the producing reservoir has been proposed by many investigators as an effective way to avoid or alleviate problems normally associated with geothermal energy production. Some of these problems are: (a) disposal of used geothermal waters, which adversely affect the environment; (b) reduction of the reservoir pressure created by fluid withdrawal, and the consequent decrease in the production flow rate; and (c) land subsidence caused by the reduced reservoir pressure.

Reinjection creates a zone of relatively cold water around each injection well. This zone grows with time and eventually reaches the production wells. When the breakthrough occurs, the temperature of the produced water drops and drastically reduces the efficiency of the whole operation. It is important, therefore, to design the system of injection wells to prevent cold-water breakthrough before a specified time. For a given production field, it is essential that both the locations and flow rates of the injection wells be optimized. This paper presents preliminary results of an investigation into several possible reinjection patterns for the Cerro Prieto geothermal field.

Another subject addressed in this paper is the calculation of the pressure increase expected when colder water is injected into a hot reservoir. Because of the great difference between the viscosity of cold and hot water, the conventional Theis (1935) solution is not applicable. Instead, calculations based on a numerical model for a single well in an idealized horizontal reservoir are discussed.

MATHEMATICAL MODELS USED

In studying alternative reinjection schemes for the Cerro Prieto geothermal field, a simple two-dimensional steady-state flow model, based on the work of Gringarten and Sauty (1975) was used. This model, which assumes constant fluid property parameters, is capable of simulating a system of many production and injection wells in a horizontal reservoir. In such a system, steady-state fluid flow is expected within a

relatively short time. Then the fluid velocity may be written explicitly as a sum of contributions from each well. Natural regional flow in the reservoir can also be included very simply.

Along each flow line thus constructed, the temperature is calculated by considering heat transfer with the bedrock and caprock and by assuming instantaneous local thermal equilibrium between fluid and rock matrix. More sophisticated three-dimensional numerical models are available, but due to their complexity, nearly all of them are limited to a study of a few wells arranged in a highly symmetrical pattern. The simple model adopted for the present work has the great advantage of being able to readily handle a system of many production and injection wells located throughout the field.

To calculate the pressure increase due to cold-water injection into a geothermal reservoir, we have used a numerical model developed at LBL, called Conduction, Convection and Compaction (CCC). It is based on the integrated finite-difference method. The model computes heat and mass flow in three-dimensional water-saturated porous systems. Concurrent with the mass and energy flow, the vertical deformation of the aquifer system is simulated using the one-dimensional consolidation theory of Terzaghi (1925). Thus, in the same calculations, we can include the effects of temperature on rock and fluid properties (such as heat capacity, viscosity and density); effects of heat convection and conduction in the aquifer caprock and bedrock; effects of gravity; and the inhomogeneity of aquifer properties. This numerical model has been validated against a number of analytical solutions and has been widely used in geothermal and energy-storage applications.

COMPARISON OF ALTERNATIVE REINJECTION SCHEMES

At Cerro Prieto, some 16 production wells direct steam to the power plant. The separated brine is disposed in a large evaporation pond. This study explores the effect of reinjecting part of the produced water into the reservoir. At present, about 2750 m³/hr of brine-steam mixture is being produced. In our calculation we assume that reinjection will be made using three or four wells.

Table 1. Constants used in the reinjection model.

Rock thermal conductivity = 0.006 cal/cm/sec/°C

Initial reservoir temperature = 300 °C

Injected water temperature = 100 °C

Rock volumetric heat capacity = 0.5 cal/cm³/°C

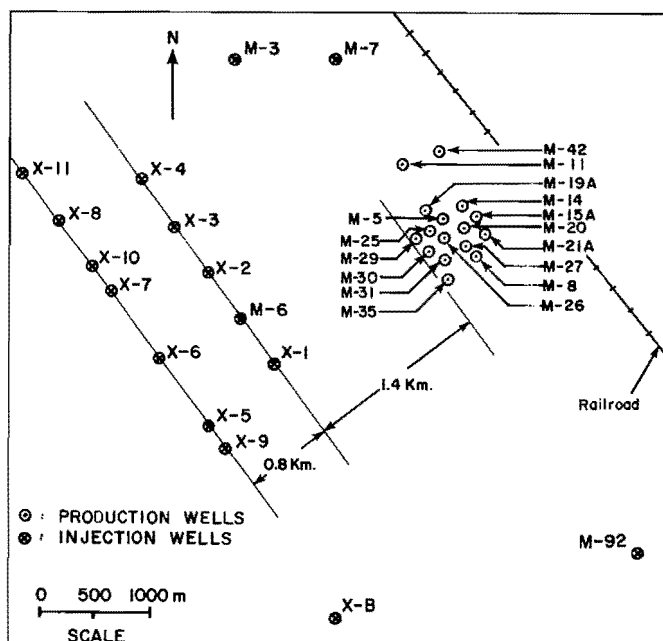
Density of brine = 1 g/cm³

TOTAL PRODUCTION FLOW RATE = 2750 m³/hr

	<u>Case A</u>	<u>Case B</u>
Aquifer thickness	250m	500m
Aquifer porosity	19%	15%
TOTAL INJECTION FLOW RATE	= 1375 m ³ /hr	2000 m ³ /hr.

The thickness of the actual aquifer varies from place to place. We do not have sufficient data to obtain an average thickness. Calculations were carried out based on two different sets of parameters: Case A and Case B, which are listed in Table 1. Further field tests are now being performed at Cerro Prieto to establish the characteristics of this geothermal system. As more data come in and the geological model of the field is improved, a more detailed analysis will be made.

Figure 1 shows the position of all wells used in the study. A well label beginning



XBL 783-482

Figure 1. Relative locations of the production and injection wells used.

with "M" represents a currently existing well. A well label beginning with "X" represents a hypothetical reinjection well yet to be drilled and tested for injection. Only three or four of the wells are used for injection at any given case. Thus, not all the wells indicated are used at the same time. The production wells shown in Figure 1 are those currently used to supply steam to the Cerro Prieto power plant. Note that the wells M-11 and M-42 are somewhat separated from the rest of the producing wells and are relatively close to wells M-3 and M-7. This will have certain implications if wells M-3 and M-7 are used for injection.

A number of injection schemes have been studied. The results of some of these calculations are summarized in Tables 2 and 3 for parameter sets Case A and Case B, respectively. The first and second breakthrough times shown in these tables are the arrival times of the cold water at the two closest production wells. The well numbers are indicated in brackets. A brief description of each run is given below.

Run No. 1. Water is injected into the existing wells M-3, M-6, M-7, and M-92 (see Figure 2). The 16 production wells operating at the same rate produce a total of 2750 m³/hr of mixture. The results indicate that the first breakthrough of cold water will occur from well M-7 to well M-11 after about 32 years for Case A and 56 years for Case B. Note that the second breakthrough does not occur until quite a number of years later.

Run No. 2. From the first run we found that injection well M-7 was the critical well with respect to the breakthrough times. Therefore, in this run, M-7 is omitted and the total injection rate is maintained by doubling the injection rate at M-92 (see Figure 3). The result obtained shows considerable improvement, as breakthrough occurs at well M-29 after 56 years for Case A and 99 years for Case B.

Run No. 3. For this run, a fourth injection well X-B is added to the three employed in Run No. 2 (see Figure 4). The injection rates are unequally distributed but the total injection rate is unchanged. Again, the first breakthrough occurs at M-29 as the brine injected in M-6 arrives 62 years after injection begins for Case A and 113 years for Case B.

Run No. 4. In this run, well M-6 is not used. The brine is injected into wells M-3, X-B and M-92 at the rates indicated in the tables. The first breakthrough occurs at well M-11 after more than 70 years. Both the first and second breakthroughs are due to the injection at well M-3.

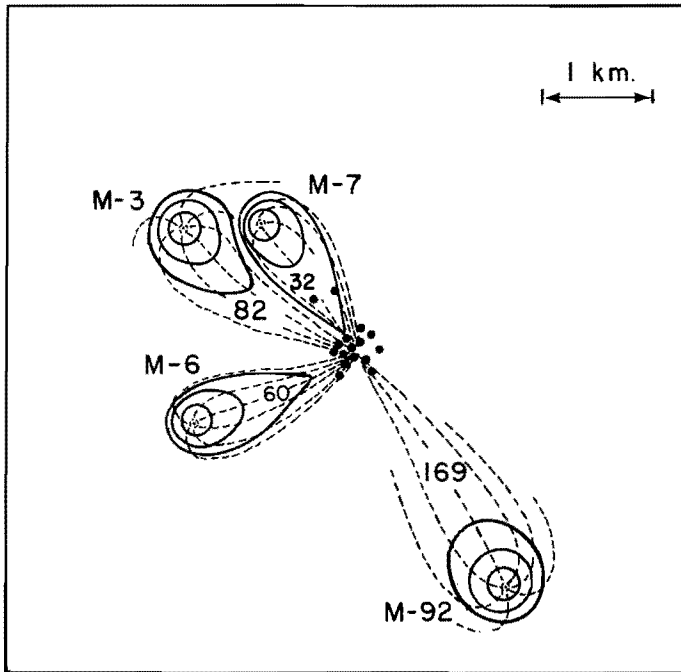
Run No. 5. In this run, only 14 production wells are used. Because wells M-11 and M-42 are closer to well M-7 than the other 14 production wells, they were omitted in this run to avoid early breakthrough times. However, the total production rate remains unchanged. In all other aspects, this run is identical to Run No. 1. In the comparison between the two

Table 2. Calculations of breakthrough times for Case A.

Run #	Injection wells	Injection rate		Production wells	Production rate		Breakthrough time		Comments
		Each (m ³ /hr)	Total (m ³ /hr)		Each (m ³ /hr)	Total (m ³ /hr)	1st well	2nd well	
1	M-3 M-6 M-7 M-92	343.75 343.75 343.75 343.75	1375.	16	171.9	2750.	82 (M-19A) 60 (M-30) 32 (M-11) 169 (M-25)	107 (M-5) 61 (M-29) 50 (M-42) 170 (M-8)	
2	M-3 M-6 M-92	343.75 343.75 687.50	1375.	16	171.9	2750.	73 (M-11) 56 (M-29) 131 (M-8)	92 (M-19A) 60 (M-25) 133 (M-27)	
3	M-3 M-6 X-B M-92	250.00 187.50 375.0 562.50	1375.	16	171.9	2750.	80 (M-11) 62 (M-29) 143 (M-31) 137 (M-8)	101 (M-19A) 69 (M-25) 146 (M-35) 138 (M-27)	X-B, a new injection well introduced
4	M-3 X-B M-92	343.75 468.75 562.50	1375.	16	171.9	2750.	74 (M-11) 134 (M-31) 133 (M-8)	89 (M-19A) 143 (M-35) 136 (M-27)	
5	M-3 M-6 M-7 M-92	343.75 343.75 343.75 343.75	1375.	14	196.4	2750.	85 (M-19A) 56 (M-30) 47 (M-19A) 163 (M-8)	89 (M-25) 61 (M-26) 48 (M-5) 164 (M-27)	M-11 and M-42 not used for production
6	X-1 M-6 X-2 X-3	343.75 343.75 343.75 343.75	1375.	16	171.9	2750.	45 (M-30) 45 (M-29) 55 (M-25) 81 (M-19A)	47 (M-25) 51 (M-26) 56 (M-29) >200 (-)	New injection wells introduced X-1, X-2, X-3

Table 3. Calculations of breakthrough times for Case B.

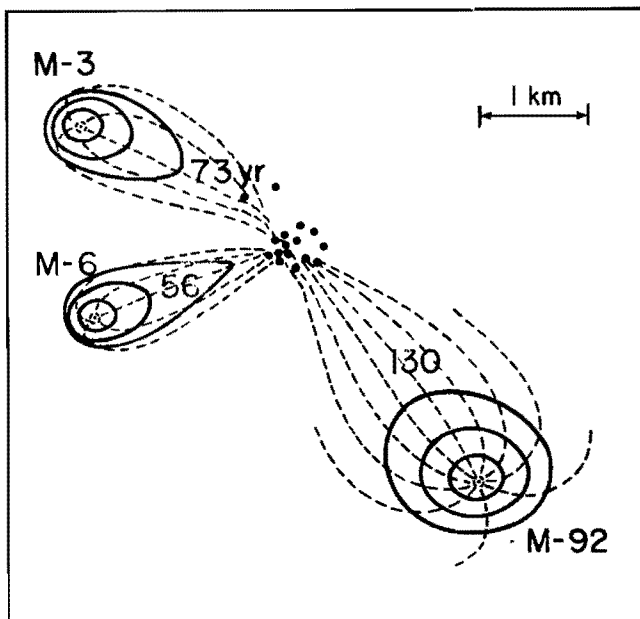
Run #	Injection wells	Injection rate		Production wells	Production rate		Breakthrough time		Comments
		Each (m ³ /hr)	Total (m ³ /hr)		Each (m ³ /hr)	Total (m ³ /hr)	1st well	2nd well	
1	M-3 M-6 M-7 M-92	500. 500. 500. 500.	2000.	16	171.9	2750.	146 (M-19A) 104 (M-30) 56 (M-11) >200 (-)	>200 (-) 112 (M-29) 75 (M-42) >200 (-)	
2	M-3 M-6 M-92	500. 500. 1000.	2000.	16	171.9	2750.	130 (M-11) 99 (M-29) >200 (-)	174 (M-19A) 105 (M-25) >200 (-)	
3	M-3 M-6 X-B M-92	300. 250. 700. 750.	2000.	16	171.9	2750.	152 (M-11) 113 (M-29) >200 (-) >200 (-)	>200 (-) 142 (M-25) >200 (-) >200 (-)	
4	M-3 X-B M-92	500. 700. 800.	2000.	16	171.9	2750.	131 (M-11) >200 (-) >200 (-)	163 (M-19A) >200 (-) >200 (-)	
5	M-3 M-6 M-7 M-92	500. 500. 500. 500.	2000.	14	196.4	2750.	153 (M-19A) 99 (M-30) 84 (M-5) >200 (-)	157 (M-25) 111 (M-26) 84 (M-19A) >200 (-)	M-11 & M-42 not used for production
6	X-1 M-6 X-2 X-3	500. 500. 500. 500.	2000.	16	171.9	2750.	79 (M-30) 74 (M-29) 94 (M-25) 153 (M-11)	83 (M-31) 78 (M-30) 102 (M-29) 154 (M-19A)	



XBL 791-7361

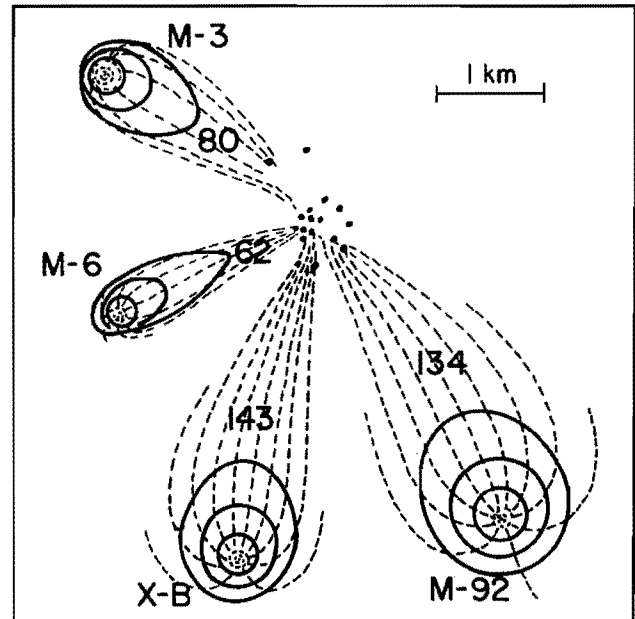
Figure 2. Brine flow characteristics for Run No. 1. The dotted lines are streamlines and the solid lines are the thermal fronts, after 5, 20, and 50 years of injection. The numbers indicate the first breakthrough time (years).

runs, the earliest breakthrough time is increased from 32 to 47 years in Case A and from 56 to 84 years in Case B.



XBL 783-485

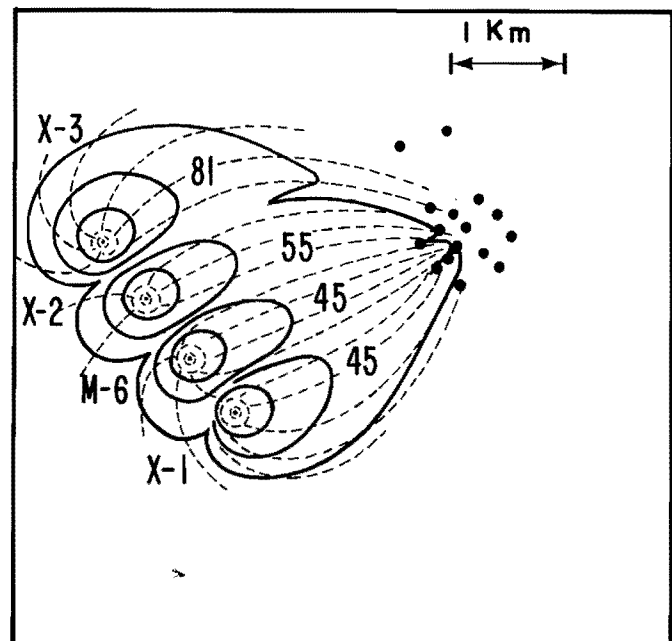
Figure 3. Brine flow characteristics for Run No. 2.



XBL 783-486

Figure 4. Brine flow characteristics for Run No. 3.

Run No. 6. Here we assume that injection is made along a line of wells southwest of the present production area (see Figure 5). In this run, wells X-1, M-6, X-2 and X-3 are used for reinjection at equal rates. The 16 production wells operate, again, at a total rate of 2750 m³/hr. Breakthrough occurs after 45 years of injection for Case A and 74 years for Case B, as brine from wells X-1 and M-6 arrives at wells M-29 and M-30.



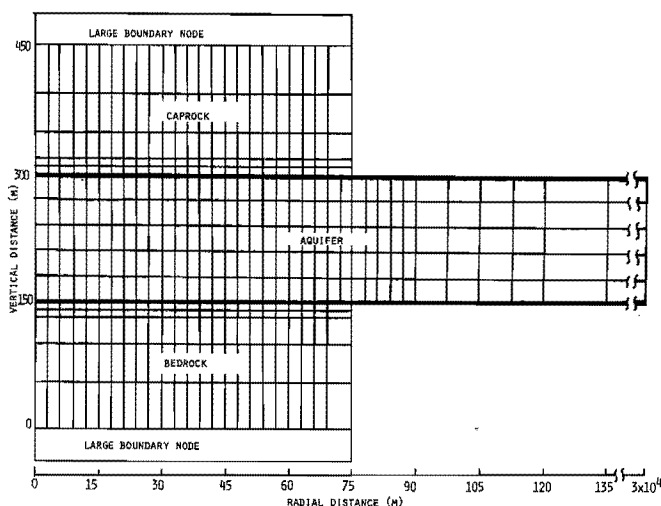
XBL 791-7362

Figure 5. Brine flow characteristics for Run No. 6.

Under the assumptions adopted in these studies, our preliminary results suggest that reinjection of cold brine into Cerro Prieto reservoir may be safely accomplished without a premature reduction in the temperature of produced fluids. If the presently available wells M-3, M-6, M-7, and M-92 are used for injection, the productive life of the field will be strongly dependent upon well M-7. The use of M-7 would probably limit undisturbed production to 30 years. In general, cold-water breakthrough time is strongly dependent on the distance of the producing wells from the closest injection well. On the other hand, varying the relative flow rates among the injection wells does not change the breakthrough time by more than a few years. The results presented here should be regarded as rough estimates since many simplifying assumptions were made. They will be updated as a better understanding of the geothermal system is achieved. The problems of actual injection and the chemical compatibility of injected and native waters at Cerro Prieto will be analyzed in the future.

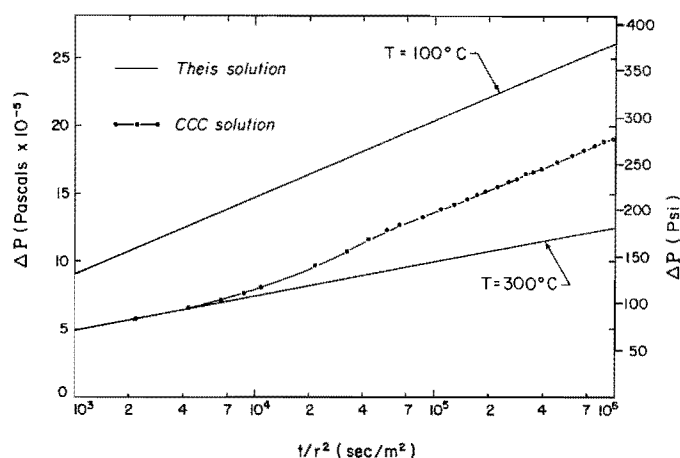
Calculation of Reinjection Pressures

The pressure for an isothermal system is given by a typical Theis (1935) solution. In the case of injecting cold water into a hot reservoir, there is a cold-water front near the injection well moving away from it into the reservoir. The viscosity of the water in cold and hot regions may differ by as much as a factor of 3 or more and the density may differ by 10 to 20%. This will, of course, have significant effects on the pressure response. In this calculation we used the program CCC, which models a three-dimensional water-saturated porous system. The temperature dependence of fluid heat capacity, viscosity, and density have been taken into account. Figure 6 shows the mesh design used in this calculation. The aquifer is assumed to be horizontal and uniform with infinite extent, with the single



XBL 792-8541

Figure 6. Mesh used to calculate injection pressure.



XBL 789-2077

Figure 7. Pressure changes near the injection well.

well located at the center of this radially symmetric mesh. The pressure changes observed near the injection well are plotted versus t/r^2 on semilog paper in Figure 7. The numerical result is represented by dots and the Theis solution for 100° and 300°C-water are shown as two straight lines. The graph shows that at early times the pressure changes follow the Theis curve corresponding to the reservoir temperature. Later, a transition occurs and the pressure plot follows a straight line parallel to the Theis solution corresponding to the injection temperature. Therefore, the cold-water injection pressure is given neither by Theis solution based on the cold-water temperature, nor by the Theis curve corresponding to the hot reservoir temperature. Rather its value is in between the two. This may have implications in the pumping requirements for injection.

CONCLUSION

Two aspects of the response of geothermal reservoirs to brine reinjection have been investigated. Preliminary results were obtained with respect to the Cerro Prieto field. A number of reinjection patterns have been studied to provide useful input in the design of the injection-well system so that cold-water breakthrough will not occur before a specified time. Furthermore, we have shown that the isothermal Theis solution cannot be used to evaluate the injection pressure increase of cold water into a hot reservoir. The numerical model CCC is capable of evaluating such injection pressures. In addition, semi-analytic methods are being developed to enable us to calculate the values of injection pressure. All the results in this paper will be updated as a better understanding of the field is achieved through current field studies, and as an improved geological model is constructed.

REFERENCES CITED

- Gringarten, A. C., and Sauty, J. P., 1975.
A theoretical study of heat extraction from
aquifers with uniform regional flow.
Jour. Geophys. Res. v. 80, pp. 4956-4962.
- Terzaghi, K., 1925. Settlement and consolidation
of clay. Engineering News Record, Nov. 26,
1925, pp. 874-878.
- Theis, C.V., 1935. The relation between the
lowering of the piezometric surface and the
rate and duration of discharge of a well
using groundwater storage. Trans. Am.
Geophys. Union, v. 16, pp. 519-524.

ALGUNOS ASPECTOS DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS GEOTERMICOS A LA REINYECCION DE SALMUERA CON APLICACION AL CAMPO DE CERRO PRIETO

INTRODUCCION

Muchas investigadores han propuesto la reinyección de los fluidos geotérmicos ya utilizados en el yacimiento productor como un modo efectivo de evitar o atenuar los problemas normalmente asociados con la producción de energía geotérmica. Algunos de estos problemas son: (a) eliminación de las aguas geotérmicas utilizadas que perjudican al medio ambiente; (b) reducción de la presión del yacimiento debido a la extracción de fluidos, y la consecuente disminución en la tasa de producción; y (c) asentamiento del terreno causado por reducción de la presión en el yacimiento.

La reinyección crea alrededor de cada pozo de inyección una zona de agua relativamente fría. Dicha zona crece con el tiempo, alcanzando eventualmente los pozos de producción. Cuando se produce el arribo del frente térmico, la temperatura del agua extraída disminuye reduciéndose drásticamente la eficiencia de toda la operación. Por lo tanto, es importante diseñar el sistema de pozos de inyección de modo de prevenir el arribo del frente térmico antes de un tiempo prescrito. Para un campo de producción determinado, es esencial que se optimicen tanto las ubicaciones como los gastos de los pozos de inyección. Este trabajo presenta los resultados preliminares de una investigación en la cual se analizan para el campo geotérmico de Cerro Prieto varias configuraciones posibles de reinyección.

Otro punto analizado en este trabajo es el cálculo del aumento de presión esperado cuando se inyecta agua fría en un yacimiento caliente. Debido a la gran diferencia de viscosidad entre el agua fría y el agua caliente, no es posible aplicar la solución convencional de Theis (1935). En su lugar se presentan cálculos basados en un modelo numérico para un pozo único en un yacimiento horizontal idealizado.

MODELOS MATEMATICOS UTILIZADOS

Para estudiar esquemas alternativos de reinyección para el campo geotérmico de Cerro Prieto, se utilizó un sencillo modelo bidimensional esta-

cionario basado en el trabajo de Gringarten y Sauty (1975). Dicho modelo, que supone constantes las propiedades de los fluidos, es capaz de simular un gran número de pozos de producción e inyección en un yacimiento horizontal. En un sistema como el descrito, el estado estacionario se establecerá en un lapso relativamente corto. A partir de entonces, la velocidad del fluido puede escribirse explícitamente como la suma de las contribuciones de cada pozo por separado. El flujo regional natural del yacimiento también puede incluirse en forma muy sencilla. La temperatura a lo largo de cada línea de flujo así construida se calcula considerando la transferencia de calor con la roca basal y de cubierta, suponiendo equilibrio térmico local instantáneo entre el fluido y la roca matriz. Existen modelos tridimensionales numéricos más sofisticados, pero debido a su complejidad, casi todos ellos se limitan al estudio de unos pocos pozos dispuestos en una configuración altamente simétrica. El sencillo modelo usado en este trabajo tiene la gran ventaja de permitir trabajar fácilmente con un sistema de muchos pozos de producción e inyección.

Para calcular el aumento de presión debido a la inyección de agua fría en un yacimiento geotérmico, hemos utilizado un modelo numérico desarrollado en LBL, llamado "Conducción, Convección y Compactación" (CCC). Este modelo está basado en el método de diferencias finitas integradas. El modelo computa flujos de masa y calor en sistemas porosos tridimensionales saturados con agua. Simultáneamente con los flujos de masa y energía, se calcula la deformación vertical del sistema de acuíferos aplicando la teoría de consolidación unidimensional de Terzaghi (1925). De este modo podemos incluir en el cálculo los efectos de la temperatura sobre las propiedades del fluido y de la roca (tales como capacidad térmica, viscosidad y densidad); los efectos de la convección y conducción de calor en la roca basal y de cubierta del acuífero; los efectos de la gravedad; y las diferencias de las propiedades del acuífero. Este modelo numérico fue validado contra diversas soluciones analíticas y se ha utilizado ampliamente en aplicaciones geotérmicas y de almacenamiento de energía.

COMPARACION DE ESQUEMAS DE REINYECCION ALTERNATIVOS

Aproximadamente 16 pozos de producción envían vapor a la planta geotermoeléctrica de Cerro Prieto. La salmuera separada se desecha a una gran laguna de evaporación. Este estudio analiza el efecto de la reinyección al yacimiento de parte del agua producida. A la fecha se están extrayendo alrededor de 2750 m³/hr de mezcla de vapor y salmuera. En nuestros cálculos suponemos que la reinyección se llevará a cabo mediante tres o cuatro pozos.

El espesor real del acuífero varía de un lugar a otro. No contamos con suficientes datos para obtener el espesor promedio. Se hicieron los cálculos en base a dos diferentes grupos de parámetros: el Caso A y el Caso B, mostrados en la Tabla 1. Actualmente se están llevando a cabo en Cerro Prieto pruebas de campo adicionales para establecer las características de dicho sistema geotérmico. Cuando se cuente con más datos y se haya mejorado el modelo geológico del campo, se hará un análisis más detallado.

La Figura 1 indica la posición de todos los pozos utilizados en el estudio. Los pozos cuya denominación comienza con "M" existen actualmente. Las denominaciones que empiezan con "X" representan pozos de reinyección hipotéticos, aún por perforarse y ensayarse para la inyección. En todos los casos estudiados se utilizaron solamente tres o cuatro pozos para la inyección. Por lo tanto, no todos los pozos indicados se utilizaron simultáneamente. Los pozos de producción que aparecen en la Figura 1 son los que se utilizan actualmente para proporcionar vapor a la planta de Cerro Prieto. Nótese que los pozos M-11 y M-42 están algo separados del resto de los pozos de producción y relativamente cerca de los pozos M-3 y M-7. Esto tendrá ciertas implicaciones si se utilizan como inyectores los pozos M-3 y M-7.

Se estudiaron diversos esquemas de reinyección. Los resultados de algunos de estos cálculos se resumen en las Tablas 2 y 3 para los grupos de parámetros correspondientes a los Casos A y B, respectivamente. El primero y el segundo tiempo de arribo del frente térmico ("breakthrough") que aparecen en estas tablas corresponden a la llegada del agua fría a los dos pozos de producción más cercanos. Los números de los pozos se indican entre corchetes. A continuación se presenta una breve descripción de cada corrida.

Corrida No. 1

Se inyecta el agua en los pozos M-3, M-6, M-7 y M-92 ya existentes (ver Figura 2). Los 16 pozos de producción operando con iguales gastos producen un total de 2750 m³/hr de mezcla. Los resultados indican que el primer arribo de agua fría ocurrirá desde el pozo M-7 hacia el pozo M-11 después de aproximadamente 32 años, para el Caso A, y 56 años, para el Caso B. Nótese que el segundo arribo ocurre varios años más tarde.

Corrida No. 2

En la primera corrida encontramos que el pozo de inyección M-7 fue el pozo crítico con respecto

a los tiempos de arribo. Por lo tanto, en esta corrida se omite el M-7 y se mantiene el gasto total de inyección duplicando el gasto de inyección en el M-92 (ver Figura 3). El resultado obtenido muestra una mejoría considerable, y que el frente térmico arriba al pozo M-29 después de 56 años, para el Caso A, y de 99 años, para el Caso B.

Corrida No. 3

Para esta corrida se agrega un cuarto pozo inyector, el X-B, a los tres utilizados en la Corrida No. 2 (ver Figura 4). Los gastos de inyección se distribuyen desigualmente, pero el gasto total no varía. Nuevamente, el primer arribo ocurre en el M-29, ya que para el Caso A, la salmuera inyectada en el M-6 llega 62 años después de iniciada la inyección y para el Caso B, 113 años después.

Corrida No. 4

En esta corrida no se usa el pozo M-6. La salmuera se inyecta en los pozos M-3, X-B y M-92 con los gastos indicados en las tablas. El primer arribo ocurre en el pozo M-11 después de más de 70 años. Tanto el primero como el segundo arribo se deben a la inyección en el pozo M-3.

Corrida No. 5

En esta corrida se utilizan solamente 14 pozos de producción. Para evitar tiempos de arribo tempranos se eliminaron de esta corrida los pozos M-11 y M-42, por estar más cercanos al pozo M-7 que cualquiera de los otros 14 pozos productores. Sin embargo, el gasto de producción total no fue cambiado. En todos los demás aspectos, esta corrida es idéntica a la No. 1. Al comparar las dos corridas el tiempo de arribo más temprano aumenta de 32 a 47 años, para el Caso A, y de 56 a 84 años, para el Caso B.

Corrida No. 6

Aquí suponemos que la inyección se hace a lo largo de una línea de pozos situados al sudoeste del área de producción actual (ver Figura 5). En esta corrida, se utilizan para reinyección los pozos X-1, M-6, X-2 y X-3 con gastos idénticos. Nuevamente los 16 pozos de producción operan con un gasto total de 2750 m³/hr. Para el Caso A el primer arribo ocurre después de 45 años de inyección; para el Caso B después de 74 años, al llegar la salmuera de los pozos X-1 y M-6 a los pozos M-29 y M-30.

Con las suposiciones adoptadas en estos estudios, nuestros resultados preliminares sugieren que la reinyección de salmuera fría al yacimiento de Cerro Prieto puede realizarse sin que se produzca una reducción prematura en la temperatura de los fluidos extraídos. Si se utilizan para la inyección los pozos M-3, M-6, M-7 y M-92 actualmente disponibles, la vida productiva del campo dependerá en mucho del pozo M-7. El uso del M-7 probablemente limitaría a 30 años la producción inalterada del campo. En general, el tiempo de arribo del agua fría depende en gran parte de la distancia de los pozos productores al pozo de inyección más cercano. Por otro lado, la variación de los gastos relativos de flujo entre los pozos de inyec-

ción, sólo modifica unos pocos años el tiempo de arribo. Los resultados que se presentan aquí deben considerarse como estimaciones aproximadas, ya que para obtenerlos se adoptaron varias hipótesis simplificadoras. Serán actualizados cuando se logre una mejor comprensión del sistema geotérmico. Los problemas de la inyección en sí y la compatibilidad química de las aguas inyectadas y nativas, en Cerro Prieto serán estudiados en el futuro.

CALCULO DE PRESIONES DE REINYECCION

Para un sistema isotérmico la presión de inyección está dada por una solución típica de Theis, (1935). En el caso de inyección de agua fría a un yacimiento caliente, existe en el mismo un frente de agua fría cerca que se aleja del pozo de inyección. Las viscosidades del agua en las regiones frías y calientes pueden diferir hasta por un factor de 3 o más, y las densidades pueden diferir del 10 al 20%. Desde luego esto tendrá efectos importantes sobre las variaciones de presión. En este cálculo utilizamos el programa CCC, que simula un sistema poroso tridimensional saturado de agua. La dependencia de la capacidad térmica, viscosidad y densidad del fluido con la temperatura ha sido tomada en cuenta. La Figura 6 muestra el diseño de la retícula utilizada en este estudio. Se supone que el acuífero es horizontal, uniforme, y de extensión infinita, con el único pozo ubicado en el centro de esta malla de simetría radial. En la Figura 7 se grafican los cambios de presión observados cerca del pozo de inyección versus el logaritmo de t/r^2 . El resultado numérico está indicado con puntos, y la solución de Theis, para aguas de 100 y 300°C aparece como dos líneas rectas. La gráfica muestra que al principio los cambios de presión siguen la curva de Theis correspondiente a la temperatura del yacimiento. Más tarde, ocurre una transición, y la gráfica de presión sigue una línea recta paralela a la solución de Theis correspondiente a la temperatura de inyección. Por lo tanto, la presión de inyección de agua fría no la da ni la solución de Theis basada en la temperatura del agua fría, ni la correspondiente a la temperatura del yacimiento caliente. El valor está más bien entre ambas. Esto puede tener implicaciones para los requisitos de bombeo necesarios para la reinyección.

CONCLUSIONES

Se investigaron dos aspectos de la respuesta de los yacimientos geotérmicos a la reinyección de salmuera. Se obtuvieron resultados preliminares para el campo de Cerro Prieto. Se estudiaron diversas configuraciones de reinyección que podrán ser útiles en el diseño del sistema de pozos inyectoros para evitar el arribo del agua fría antes de un tiempo determinado. Además, hemos demostra-

do que la solución isotérmica de Theis no puede utilizarse para evaluar el aumento de la presión para la inyección de agua fría a un yacimiento caliente. El modelo numérico CCC puede evaluar dichas presiones de inyección. Además, se están desarrollando métodos semianalíticos que nos permitan calcular los valores de la presión de inyección. Todos los resultados en este trabajo serán actualizados cuando se logre una mejor comprensión del campo a través de estudios que se están llevando a cabo, y cuando se construya un mejor modelo geológico del mismo.

Títulos de Figuras

Figura 1. Localización relativa de los pozos de producción e inyección utilizados.

Figura 2. Características del flujo de salmuera para la Corrida No. 1. Las líneas punteadas indican líneas de flujo y las líneas llenas los frentes térmicos, después de 5, 20 y 50 años de empezar la inyección. Los números indican los primeros tiempos de arribo (en años).

Figura 3. Características del flujo de salmuera para la Corrida No. 2, Caso A.

Figura 4. Características del flujo de salmuera para la Corrida No. 3, Caso A.

Figura 5. Características del flujo de salmuera para la Corrida No. 6, Caso A.

Figura 6. Retícula utilizada en el cálculo de presiones de reinyección.

Figura 7. Cambios de presión en las inmediaciones del pozo inyector.

Títulos de Tablas

Tabla 1. Constantes utilizadas en el modelo de reinyección.

Tabla 2. Cálculo del tiempo de arribo del frente de agua fría ("breakthrough") para el Caso A.

Tabla 3. Cálculo del tiempo de arribo del frente de agua fría ("breakthrough") para el Caso B.