

SIMULATION OF REINJECTION AT CERRO PRIETO USING AN IDEALIZED TWO-RESERVOIR MODEL

C. F. Tsang, D. C. Mangold, and M. J. Lippmann
Lawrence Berkeley Laboratory
University of California
Berkeley, California 94720

INTRODUCTION

Most of the papers published on the hydrodynamic and thermal effects of reinjection in geothermal fields assume a single reservoir with uniform transmissivity and storativity. However, there is evidence that the Cerro Prieto geothermal field is a two-reservoir system and that each reservoir has different hydraulic properties (Abril and Noble, 1979). Because two-reservoir fields have not been adequately studied, we will analyze the thermohydrological response of this kind of geothermal system to various alternative schemes of reinjection. We use parameters relevant to the Cerro Prieto system so that the results will be useful in planning future reinjection operations at this field.

In our present analysis, we use the LBL integrated finite-difference computer program CCC (Lippmann et al., 1977), which is capable of modeling the complex geological and boundary conditions of a geothermal system. CCC also simulates the major physical factors involved in the movement of the injected waters: 1) forced convective flow between the production and injection areas; 2) heat exchange among injected water, rock matrix, and native waters; 3) density-buoyancy effects; and 4) influence of temperature-dependent viscosity on fluid flow. The problems associated with the chemistry of the fluids and the porous media—such as injectibility of the wells, injected/native groundwater compatibility, and water-rock interactions—will not be covered here. These matters are addressed in a number of other papers at this symposium.

Instead, we show the results of computations for the response of a two-reservoir geothermal system to injection at various depths and positions within the field. The influence of differences in thermal, hydraulic, and geometric properties between the reservoirs are discussed. The results indicate that it is possible to stabilize or increase reservoir pressures and maintain production temperature in a two-reservoir geothermal field by using an appropriate fluid reinjection scheme.

REINJECTION MODELING

In any type of modeling study, we may distinguish two broad categories: special studies and detailed simulations. In the case of reinjection, special studies include optimal injection well patterns and the effects of temperature-dependent properties on the reservoir (Tsang et al., 1979). On the other hand, detailed simulation studies are appropriate only after developing a realistic geologic model of the system including its geometry, physical properties, and boundary and initial conditions.

In this general framework, we address a special study of reinjection operations in a geothermal field. We are concerned with the peculiarities of carrying out this type of operation in a system consisting of two separate reservoirs. Efforts are being made to develop a realistic geologic model for the Cerro Prieto field, as shown by a number of papers in this volume. In the future, this model will be useful for simulating the behavior of the field and for exploring different reinjection scenarios. By employing a simpler, idealized model in this paper, we can begin to determine the best strategies for reinjection so that they can be tested later in more realistic simulations.

TWO-RESERVOIR SYSTEMS

MODEL WITHOUT INTERVENING LAYER

When there is no intervening layer and no difference in properties between the two reservoirs, the injection of cold water corresponds to the case of a well partially penetrating the geothermal reservoir. Figure 1 shows three cases taken from an earlier study (Lippmann et al., 1977): (A) injecting 100°C water into a 250°C aquifer in the upper part; (B) injecting 100°C water in the lower part of the reservoir; and (C) injecting beneath a relatively less permeable lens. In all three cases the effect of the lower density of the warmer waters (buoyancy) can be seen; there is a noticeable dispersion of the cold temperature fronts, even when the injected water is restricted for some

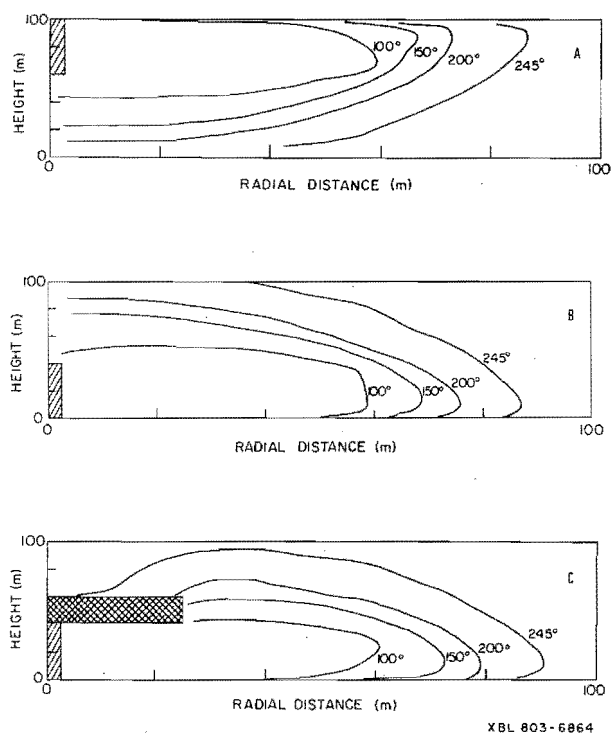


Figure 1. Temperature distribution in the reservoir for the partial penetration case: A, injection at the top; B, injection at the bottom; and C, injection below a lens of low permeability material.

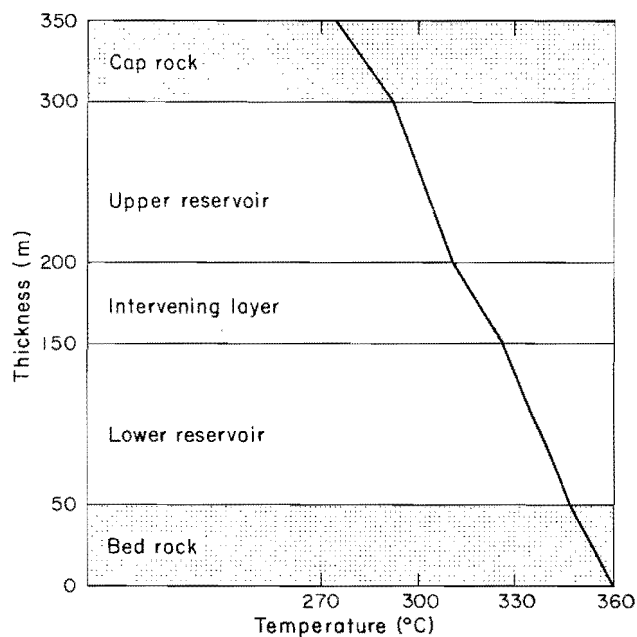


Figure 2. Cross section of the two-reservoir model used and its initial temperature profile.

TABLE 1. MATERIAL PROPERTIES USED IN THE SINGLE-WELL AND DOUBLET SIMULATIONS

Property	Lower reservoir	Intervening layer	Upper reservoir	Bedrock/ Caprock
Intrinsic permeability (md)	80	0.5	50	0.005
Porosity	0.22	0.40	0.20	0.40
Specific storage (m^{-1})	10^{-4}	1.6×10^{-3}	10^{-4}	1.6×10^{-3}
Thermal conductivity (cal/sec \cdot cm $^{\circ}$ C)	10×10^{-3}	7.5×10^{-3}	10×10^{-3}	6.0×10^{-3}
Heat capacity (cal/g $^{\circ}$ C)	0.250	0.230	0.250	0.230

distance by a lens in the aquifer (case C). These results will be useful later when considering the behavior of the system in which a continuous layer separates these reservoirs.

SINGLE WELL MODEL

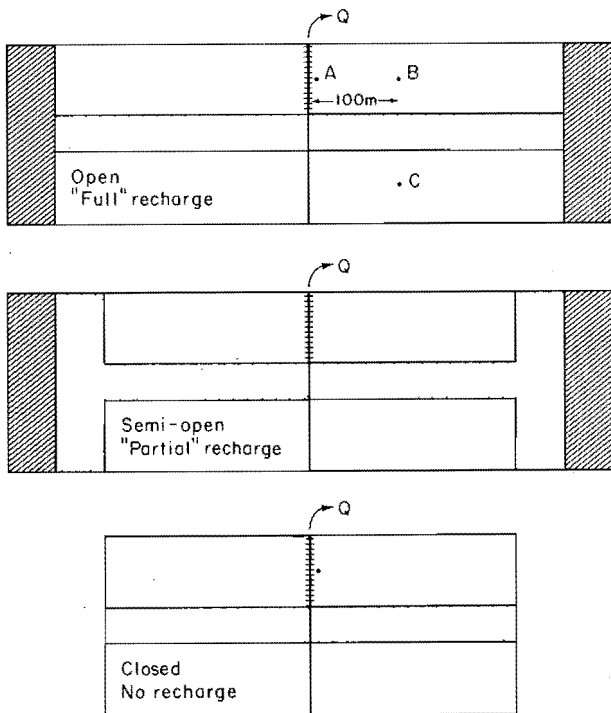
Figure 2 shows a simplified radially symmetric two-reservoir model used for this case, with its initial temperature distribution. The reservoir hydraulic and thermal properties are displayed in Table 1. These data are all taken from an earlier simulation study of Cerro Prieto (Lippman et al., 1979). Note from the table that the permeability in the lower aquifer is 80 md while in the upper aquifer it is 50 md. The intervening layer has a permeability of 0.5 md, which is two orders of magnitude smaller than in the upper reservoir, but still not negligible. For simplicity, we assume the aquifers are uniformly 100 m thick and the intervening layer is 50 m thick. In the mesh there are 38 radial steps from the well to the boundary 2.3 km away; for seven layers (including caprock and bedrock) this means there are 278 elements employed.

PRESSURE EFFECTS (PRODUCTION ONLY)

In this series of simulations, a constant production rate of 1,000 m³/hr is assumed (approximately 40% of the 1978

TABLE 2. PRESSURE DRAWDOWNS FOR THE SINGLE WELL PRODUCTION SIMULATIONS

Case	Pressure drawdowns (psi)	
	1 to 5 yrs	1 to 10 yrs
<u>At Point A</u>		
Open	36	40
Semi-open	38	61
Closed	39	64
<u>At Point B</u>		
Open	36	40
Semi-open	38	61
Closed	39	64
<u>At Point C</u>		
Open	32	36
Semi-open	33	58
Closed	35	61



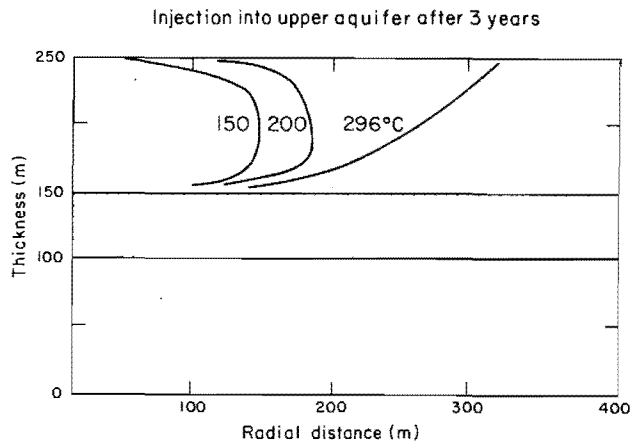
XBL 803-6830

Figure 3. Sketch of the open, semi-open, and closed systems used in the simulation of production from a single well. Darkest areas are the constant pressure and temperature boundaries.

production rate at Cerro Prieto). The injection rate is at 500 m³/hr, one-half of the production rate. The three different boundary conditions employed to study pressure effects during production are shown in Figure 3.

The open boundary case corresponds to an aquifer of large radial extent, with a constant potential boundary simulating "full" recharge conditions 2.3 km away from the well. The semi-open boundary case had a leaky flow barrier at the same distance to simulate "partial" recharge. The closed boundary case was used as a limiting case, with no recharge through the barrier. The letters A, B and C on the open boundary case are the points where temperature and pressure were determined as the upper aquifer was produced. A is near the well in the upper aquifer and B and C are 100 m away from the well in the upper and lower aquifers, respectively.

Table 2 gives the results of the simulations for 5 and 10 years of production. In comparing pressure reductions for the upper and lower aquifers at either 5 or 10 years, the results show maximum differences of only 13% after 5 years, and 10% after 10 years. This demonstrates considerable hydraulic communication through the intervening layer. The results also show the effect of boundary conditions: the open boundary case always has significantly less drawdown after 10 years due to the "full" recharge condition. There is a slightly smaller drawdown due to the "partial" recharge condition for the semi-open boundary case compared with the closed boundary case. The differences among the boundary conditions are not so apparent at 5 years as at 10 years, however.

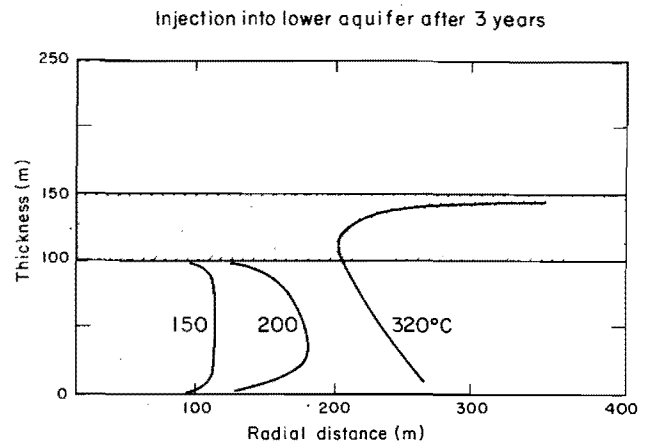


Pressure increase (psi) measured at

Aquifer	500m	1000m
Upper	42	10
Lower	22	14

XBL 803-6831

Figure 4. Isotherms and pressure changes simulated for 3 years of single-well injection into the upper reservoir.

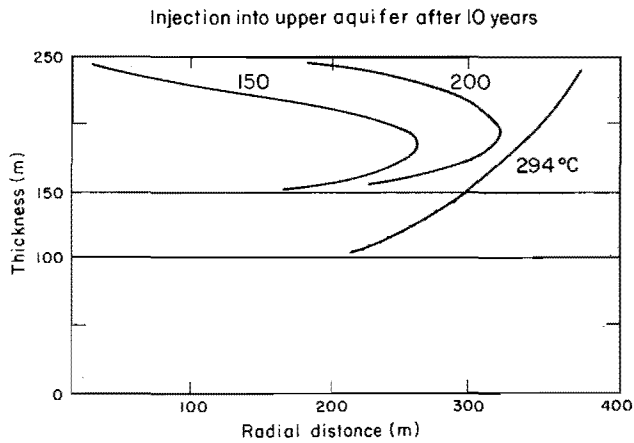


Pressure increase (psi) measured at

Aquifer	500m	1000m
Upper	7	1
Lower	45	22

XBL 803-6834

Figure 6. Isotherms and pressure changes simulated for 3 years of single-well injection into the lower reservoir.

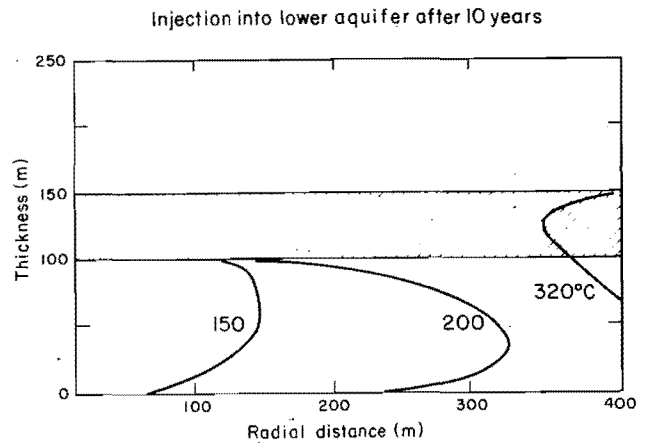


Pressure increase (psi) measured at

Aquifer	500m	1000m
Upper	54	19
Lower	33	22

XBL 803-6833

Figure 5. Isotherms and pressure changes simulated for 10 years of single-well injection into the upper reservoir.



Pressure increase (psi) measured at

Aquifer	500m	1000m
Upper	16	9
Lower	54	28

XBL 803-6835

Figure 7. Isotherms and pressure changes simulated for 10 years of single-well injection into the lower reservoir.

TEMPERATURE EFFECTS (INJECTION)

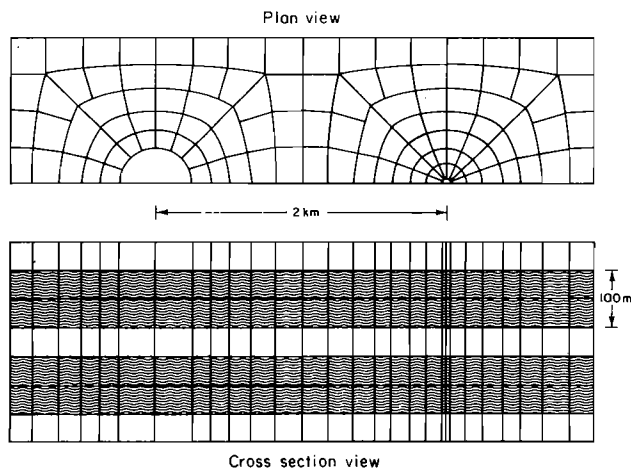
Figures 4 and 5 show the temperature fronts after injection of 150°C water into the upper aquifer for 3 and 10 years, respectively. Here we assumed an open boundary or "full" recharge condition. After 3 years there is some dispersion of the thermal front at the top of the upper aquifer, but little effect in the intervening layer. However, after 10 years the thermal fronts begin to penetrate through the intervening layer into the lower aquifer. This is partly due to the downward flow of the higher density injected cold water.

Figures 6 and 7 show the temperature fronts in the lower aquifer after 3 and 10 years of injection, respectively. Again, there is some dispersion of the thermal front within the aquifer, but little effect on the intervening layer. This is encouraging, because it shows that thermal fronts do not easily migrate through the intervening layer.

The boxes below the thermal front diagrams in Figures 4 through 7 indicate pressure changes in the upper and lower aquifers, respectively, at radial distances of 500 m and 1,000 m. These pressures agree with the results of the production tests mentioned above. Despite the much lower permeability of the intervening layer, pressures are readily transmitted through it from the injected reservoir to the other reservoir over the 3- to 10- year time span. This indicates that reinjection may be useful for maintaining overall reservoir pressures, even through an intervening layer that inhibits thermal fronts, thereby prolonging the useful life of a geothermal field.

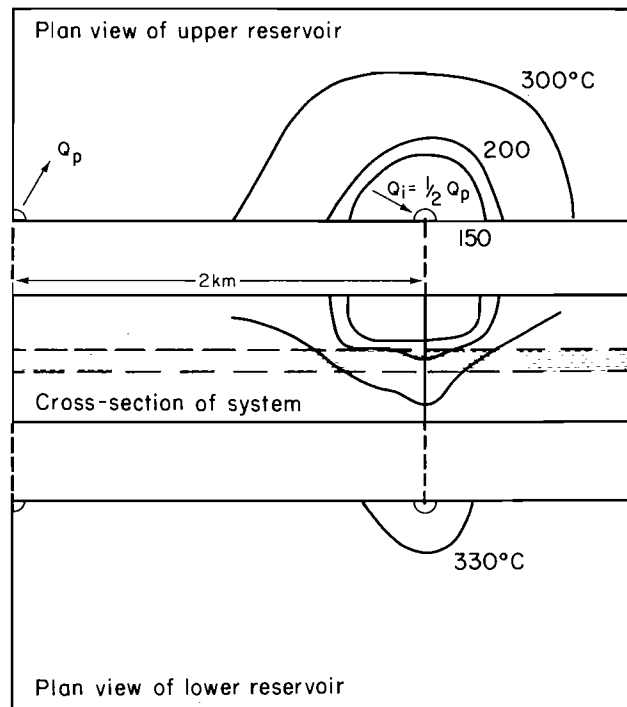
DOUBLET MODEL

As a further development in modeling reinjection, we simulated the slightly more realistic case of a simultaneous system of production and injection. Figure 8 illustrates



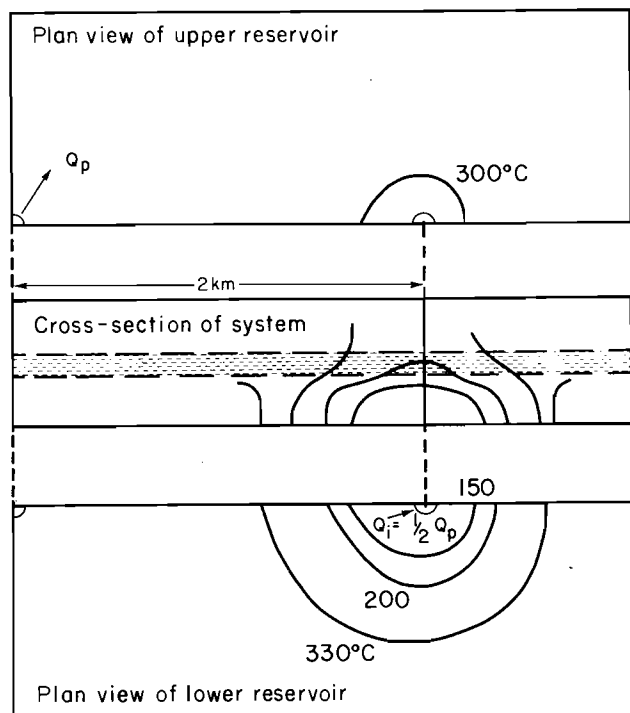
XBL 803-6844

Figure 8. Plan and cross section views of the doublet mesh.



XBL 803-6826

Figure 9. Isotherms simulated for 10 years of doublet injection into the upper reservoir.



XBL 803-6828

Figure 10. Isotherms simulated for 10 years of doublet injection into the lower reservoir.

the mesh for a two-layer doublet system, which is produced from the upper reservoir at the rate of 2,000 m³/hr and is injected into either the upper or lower reservoir with 150°C water at the rate of 1,000 m³/hr. The three-dimensional mesh makes use of symmetry along the line connecting the production and injection wells; but otherwise it is similar to the single-well model, with the same seven layers, thickness and reservoir properties. The simulated area is 4 km long by 1 km wide at the surface, with a 2 km spacing between production and injection wells, surrounded by a closed boundary. There are 828 elements in the mesh.

The outcome of the simulation at 10 years is displayed in Figures 9 and 10 for injection into the upper and lower reservoirs, respectively. The upper panel shows the temperature fronts for the upper reservoir, the middle one is a cross-section view with the intervening layer shaded, and the lower panel shows the temperature fronts for the lower reservoir. (Recall that the upper and lower reservoirs are at different temperatures initially.) The results are similar to the single-well case. Due to its greater density, the colder water, which has been injected into the upper reservoir, penetrates the intervening layer and cools the lower reservoir as before. Injection into the lower reservoir has almost no effect on the upper reservoir, even after 10 years, although the thermal front has penetrated

into the intervening layer. These results confirm that injection into the lower reservoir localizes thermal effects to that reservoir for a long time.

A further case of injection into the lower reservoir was run with the permeability of the intervening layer increased by one order of magnitude to 5 md. The results are shown in Figure 11 for a 10-year simulation. The thermal fronts have spread into the upper aquifer more than in the previous case (Fig. 10), but the effects are still limited to a region that is within 0.37 km of the injection well in the upper aquifer, compared with 0.30 km for the same case with the lower permeability.

The pressure response is given in Table 3. Pressures are shown there as the differences between the pressure changes resulting from simultaneous production and injection ($\Delta P_{i,p}$), and those due to production only (ΔP_p). The results indicate that the overall increase in pressure from injection is on the order of 100 psi at 1 km from the production well. Again, as in the single-well model, there appears to be very good pressure communication through the intervening layer, because the reservoirs without injection have pressures that are within 10 to 15% of those of reservoirs with injection. The lower pressure at the producing well for the upper injection case appears to be caused by the thermal effects described below.

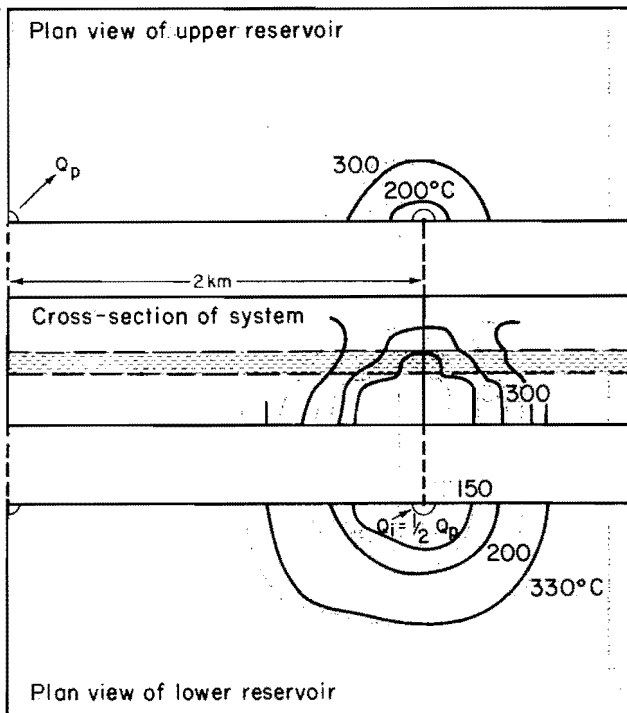
The pressures for the higher permeability case for the intervening layer are much higher near the production well. If the same "production only" pressures are used for the pressure differences in this case, the results show an increase of 145 psi in the production area (Table 3, last line).

The pressure response for the upper injection case

TABLE 3. PRESSURE CHANGES FOR DOUBLET INJECTION SIMULATIONS AFTER 10 YEARS*

	At production well		1 km from prod. well	
	Upper Reservoir	Lower Reservoir	Upper Reservoir	Lower Reservoir
Upper injection	78	80	132	120
Lower injection	81	88	120	138
Lower injection (intervening layer permeability = 5 md)	226	-3	148	116

* $\Delta P_{i,p} = \Delta P_p$ (psi), where $\Delta P_{i,p}$ = change in pressure in the case of simultaneous injection and production; and ΔP_p = change in pressure in the case of production only.



XBL 803-6827

Figure 11. Isotherms simulated for 10 years of doublet injection into the lower reservoir (permeability of intervening layer is 5 md).

over the 10 year period is shown in Figure 12 (with the usual 0.5 md for the permeability of the intervening layer). The pressure profile between the production area and the injection well displays a transition region between the injected 150°C water and the surrounding 302°C water. In this region, the viscosity changes significantly due to fluid temperature differences (a ratio of nearly 2:1), producing a moving thermal barrier which can be responsible for larger-than-usual pressure declines in well test analysis (Mangold et al., 1979). Figure 13 suggests the influence of this effect on pressure response in a comparison between the cases of upper and lower injection. After 10 years of upper injection, the production well area actually has a lower pressure than the lower injection case, probably due to the thermally produced viscosity barrier in the upper aquifer. For the lower injection case, the pressures in the upper aquifer are not as affected by such a barrier since it is restricted to the lower aquifer. Such results indicate that a combination of viscosity and buoyancy effects are needed in order to adequately describe the physical processes of reinjection, especially in a two-reservoir system. These matters will be the subject of a further investigation.

Thus the doublet model further confirms that in a more realistic model of a two-reservoir system, reinjection will be useful in maintaining reservoir pressure while restricting the thermal front to the neighborhood of the injection area.

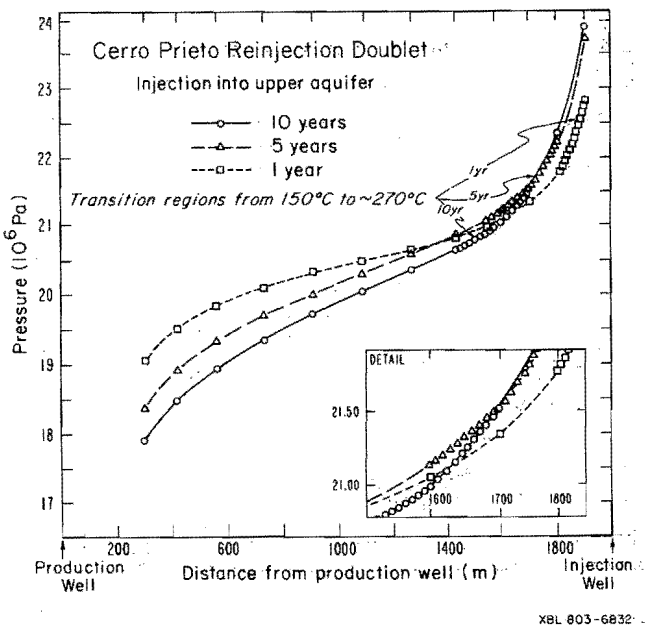


Figure 12. Radial pressure distribution simulated for 1, 5, and 10 years of doublet injection into the upper reservoir, showing the transition region between hot and cold waters.

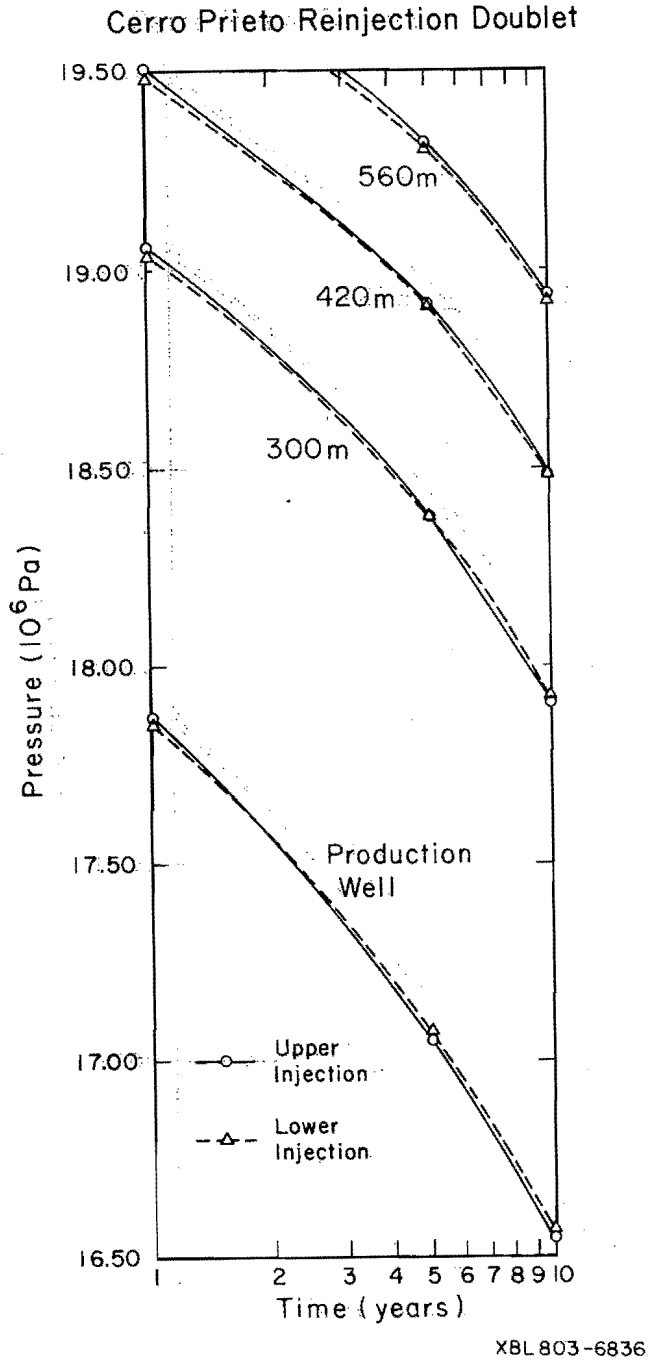


Figure 13. Pressure changes near the production area simulated for 1, 5, and 10 years of doublet injection into the upper and lower reservoirs.

CONCLUSION

In this paper we have introduced an idealized two-reservoir model to explore some of the effects of reinjection in a geothermal field. For both the single-well model and the doublet model, the results indicate that reservoir pressures will be adequately maintained even when an intervening layer of low permeability is present. The same intervening

layer may nevertheless be an effective barrier to the movement of cold fronts, due to the effect of gravity and viscosity on the flow of denser colder waters. This shows promise for developing reinjection strategies that can be tested on more detailed simulation models for specific sites such as the Cerro Prieto field.

In further research we hope to conduct a sensitivity analysis on some of the main parameters used in this study, especially permeability. Clearly, there is also a need to study the flow of the colder water toward the production well for a longer period of time than 10 years. Simulations of permeability anisotropy and optimum well spacing for injection may have to wait until detailed geological models become available. Idealized models like the ones employed in this study, however, are useful for suggesting practical reinjection operation strategies for optimizing the development of geothermal energy resources.

ACKNOWLEDGMENTS

Work performed for the U. S. Department of Energy, Division of Geothermal Energy, under contract W-7405-ENG-48.

REFERENCES CITED

- Abril, G. A., and Noble, J. E., 1979, Geophysical well-log correlations along various cross sections of the Cerro Prieto geothermal field, in Proceedings, First Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, Mexico, September 1978: Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-7098, p. 41-48.
- Lippmann, M. J., Bodvarsson, G. S., Witherspoon, P. A., and Rivera R. J., 1979, Preliminary simulation studies related to the Cerro Prieto field, in Proceedings, First Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, Mexico, September 1978: Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-7098, p. 375-387.
- Lippmann, M. J., Tsang, C. F., and Witherspoon, P. A., 1977, Analysis of the response of geothermal reservoirs under injection and production procedures: Dallas, Society of Petroleum Engineers, SPE-6537.
- Mangold, D. C., Tsang, C. F., Lippmann, M. J., and Witherspoon, P. A., 1979, A study of thermal effects in well test analysis: Dallas, Society of Petroleum Engineers, SPE-8232.
- Tsang, C. F., Bodvarsson, G. S., Lippmann, M. J., and Rivera R., J., 1979, Some aspects of the response of geothermal reservoirs to brine reinjection with application to the Cerro Prieto field, in Proceedings, First Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, Mexico, September 1978: Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-7098, p. 396-403.

SIMULACION DE LA REINYECCION EN CERRO PRIETO, UTILIZANDO UN MODELO GEOLOGICO IDEALIZADO DE DOS CAPAS

INTRODUCCION

La mayoría de los trabajos publicados sobre los efectos hidrodinámicos y térmicos de la reinyección en campos geotérmicos suponen un solo yacimiento con transmisividad y almacenabilidad uniformes. Sin embargo, hay evidencia de que el campo geotérmico de Cerro Prieto es un sistema de dos yacimientos, y que cada uno de ellos tiene diferentes propiedades hidráulicas (Abril y Noble, 1979). Debido a que campos con dos yacimientos aún no han sido estudiados adecuadamente, aquí se analizará la reacción de este tipo de sistema geotérmico a varios esquemas de reinyección diferentes. Para que los resultados puedan ser útiles en el diseño de futuras operaciones de reinyección en Cerro Prieto, en este trabajo se usan parámetros pertinentes a dicho sistema.

En este análisis se utiliza el programa de computación CCC de LBL, basado en el método integrado de diferencias finitas, con el cual es posible modelar las complejas condiciones geológicas y de contorno de un sistema geotérmico. El programa CCC también simula los principales factores físicos involucrados en el movimiento de aguas inyectadas: 1) el flujo convectivo forzado entre las áreas de producción e inyección; 2) el intercambio de calor entre el agua inyectada, la matriz rocosa y las aguas nativas; 3) los efectos de flotación debidos a contrastes en densidades, y 4) la influencia de la viscosidad, que depende de la temperatura sobre el movimiento de los fluidos. No se consideran aquí los problemas asociados con las características químicas de los fluidos y de los medios porosos, tales

como la inyectabilidad de los pozos, la compatibilidad entre las aguas nativas e inyectadas, y las interacciones entre las aguas y las rocas. Estos temas se tratan en otros trabajos presentados en este texto.

Por otro lado, se muestran los resultados de los cálculos de la reacción de un sistema geotérmico con dos yacimientos a la inyección en diferentes puntos y profundidades del campo. Se analiza la influencia de las diferencias en propiedades térmicas, hidráulicas y geométricas entre los dos yacimientos. Los resultados indican que en un campo geotérmico con dos yacimientos es posible estabilizar o aumentar las presiones de los yacimientos y mantener la temperatura de producción si se emplea un apropiado programa de inyección de fluidos.

MODELADO DE REINYECCION

En todo tipo de estudio de modelado se pueden distinguir dos amplias categorías: estudios especiales y simulaciones de detalle. En el caso de reinyección, los estudios especiales incluyen la distribución óptima de los pozos de inyección y los efectos sobre el yacimiento de las propiedades dependientes de la temperatura (Tsang *et al.*, 1979). Por otro lado, los estudios de simulación de detalle son solamente apropiados una vez que se haya desarrollado un modelo realista del sistema geológico, incluyendo su geometría, propiedades físicas y condiciones iniciales y de contorno.

En dicho esquema general se realiza un estudio especial de las operaciones de reinyección en un campo geotérmico. El interés recae en las peculiaridades de dicho tipo de operaciones cuando son realizadas en un sistema que presenta dos yacimientos separados. Como lo indican varios trabajos en este texto, se están realizando estudios encaminados a elaborar un modelo realista del campo de Cerro Prieto. En el futuro este modelo será útil para simular el comportamiento del campo y para analizar diferentes proyectos de reinyección. Al emplear en este trabajo un modelo simple e ideal del campo, se puede comenzar a determinar las mejores estrategias de reinyección, de modo que en el futuro puedan ser ensayadas bajo situaciones más reales.

SISTEMAS CON DOS YACIMIENTOS

MODELO SIN UN ESTRATO INTERCALADO

Si no hay un estrato intercalado y no existen diferencias entre las propiedades de los dos yacimientos, la inyección de agua fría corresponde al caso de un pozo que penetra parcialmente el yacimiento geotérmico. La figura 1 ilustra tres casos tomados de un estudio previo (Lippmann *et al.*, 1977): A) inyectando agua de 100°C en la parte superior del acuífero a 250°C; B) inyectando agua de 100°C en la parte inferior del yacimiento, y C) inyectan-

do debajo de una lente relativamente menos permeable. En todos los casos se puede observar el efecto de la menor densidad de las aguas más calientes (flotación). Se nota una dispersión de los frentes fríos, aun cuando el agua inyectada está restringida a cierta distancia por una lente en el acuífero (caso C). Estos resultados serán útiles más adelante, cuando se considere el comportamiento de un sistema en el cual estos yacimientos están separados por un estrato continuo.

MODELO DE UN POZO AISLADO

En la figura 2 se muestra un modelo simétrico radial simplificado con dos yacimientos, con su distribución inicial de temperatura. Las propiedades hidráulicas y térmicas de los yacimientos están dadas en la tabla 1. Estos datos fueron tomados de un anterior estudio de simulación de Cerro Prieto (Lippmann *et al.*, 1979). Nótese en la tabla que la permeabilidad en el acuífero inferior es de 80 md, mientras que en el acuífero superior es de 50 md. La permeabilidad del estrato intercalado es de 0.5 md, dos órdenes de magnitud menor que la del yacimiento superior, pero aun así no es insignificante. Para simplificar, se supuso que los acuíferos tenían un espesor uniforme de 100 m y el estrato intercalado un espesor de 50 m. En la malla hay 38 elementos radiales entre el pozo y el contorno, localizado a 2.3 km de distancia. Para siete capas (incluyendo la capa sello y el basamento), esto significa que en la malla se emplearon 278 elementos.

Efectos de presión (producción únicamente). En esta serie de simulaciones se supuso un gasto constante de producción de 1000 m³/h (aproximadamente un 40% del gasto de producción en Cerro Prieto en 1978). El gasto de inyección se supuso de 500 m³/h, la mitad del gasto de producción. En la figura 3 se muestran las tres diferentes condiciones de contorno utilizadas para estudiar los efectos de presión durante la producción.

El caso de contorno abierto corresponde a un acuífero de gran dimensión radial con un contorno a potencial constante, simulando una condición de recarga "total" a 2.3 km del pozo. El caso de contorno semiabierto tiene una barrera parcial al flujo, con el fin de simular una recarga "parcial". El caso de contorno cerrado se usó como caso extremo, sin recarga a través de la barrera. En el caso de contorno abierto, las letras A, B y C corresponden a los puntos donde se determinaron la temperatura y la presión a medida que se extraía fluido del acuífero superior. El punto A está en el acuífero superior cerca del pozo; B y C están a 100 m del pozo en los acuíferos superior e inferior, respectivamente.

En la tabla 2 se dan los resultados de las simulaciones para 5 y 10 años de producción. Al comparar las disminuciones de presión en los acuíferos superior e inferior a los 5 o 10 años, se observan sólo diferencias máximas

del 13% después de 5 años, y 10% después de 10 años. Esto indica que existe una considerable comunicación hidráulica a través del estrato intercalado. Los resultados también muestran los efectos de las condiciones de contorno: el caso de contorno abierto tiene después de 10 años una disminución de presión significativamente menor debido a la condición de recarga "total". El caso de contorno semiabierto presenta una disminución de presión levemente menor que en el caso de contorno cerrado, debido a la condición de recarga "parcial". Sin embargo, a los 5 años las diferencias entre los diferentes casos no son tan evidentes como a los 10 años.

Efectos de temperatura (inyección). En las figuras 4 y 5 se indican los frentes térmicos después de que en el acuífero superior se inyectara agua a 150°C por 3 y 10 años, respectivamente. En este caso se supuso una condición de contorno abierto o de recarga "total". Después de 3 años, en la parte superior del acuífero superior se encuentra cierta dispersión del frente térmico, y se observa poco efecto en el estrato intercalado. Sin embargo, después de 10 años los frentes térmicos comienzan a penetrar en el acuífero inferior a través del estrato intercalado. Esto se debe, en parte, al flujo descendente de agua fría inyectada de mayor densidad.

En las figuras 6 y 7 se presentan los frentes térmicos en el acuífero inferior después de 3 y 10 años de inyección, respectivamente. Nuevamente, en el acuífero hay cierta dispersión del frente térmico y poco efecto en el estrato intercalado. Esto es alentador ya que indica que los frentes térmicos no migran fácilmente a través del estrato intercalado.

En las figuras 4 a 7, los cuadros debajo de los diagramas de los frentes térmicos indican los cambios de presión en los acuíferos superior e inferior, a distancias radiales de 500 m y 1000 m, respectivamente. Estas presiones concuerdan con los resultados de las pruebas de presión mencionadas con anterioridad. A pesar de la permeabilidad mucho menor del estrato intercalado, en el periodo de 3 a 10 años las presiones son fácilmente transmitidas de un yacimiento al otro a través del mismo. Esto indica que la reinyección puede ser útil para mantener las presiones en todas las partes de los yacimientos, aun a través de un estrato intercalado que inhibe los frentes térmicos, prolongando de esta forma la vida útil de un campo geotérmico.

MODELO DE DOBLETE

Como un desarrollo adicional en el modelado de reinyección, se simuló un caso algo más realista de un sistema de producción e inyección simultánea. En la figura 8 se ilustra la malla para un sistema de doblete de dos capas en el cual se producen 2000 m³/h de fluido del yaci-

miento superior, y se inyectan 1000 m³/h de agua a 150°C en el yacimiento superior o en el inferior. En la malla tridimensional se aprovecha la simetría existente a lo largo de la línea que une los pozos de inyección y producción. Pero, aparte de eso, la malla es similar a la del modelo de un pozo aislado, con las mismas siete capas, espesores y propiedades de los yacimientos. El área simulada tiene 4 km de largo por 1 km de ancho, con una distancia de 2 km entre los pozos de inyección y producción, y está rodeada por un contorno cerrado. En la malla hay 828 elementos.

En las figuras 9 y 10 se indican los resultados de simular 10 años de inyección en los yacimientos superior e inferior, respectivamente. Las partes superiores de las figuras muestran los frentes térmicos en el yacimiento superior, las partes intermedias son vistas transversales con el estrato intercalado sombreado, y las partes inferiores ilustran los frentes térmicos en el yacimiento inferior. (Hay que recordar que inicialmente los dos yacimientos estaban a diferentes temperaturas.) Los resultados son similares a los del caso de un pozo aislado. Como antes, debido a su mayor densidad, las aguas frías inyectadas en el yacimiento superior penetran el estrato intercalado y enfrían el yacimiento inferior. Aun después de 10 años la inyección en el yacimiento inferior casi no afecta al yacimiento superior, aunque el frente térmico ya ha penetrado en el estrato intercalado. Estos resultados confirman que la inyección en el yacimiento inferior localiza en dicho yacimiento los efectos térmicos por un largo tiempo.

Se estudió otro caso de inyección al yacimiento inferior, en el cual la permeabilidad del estrato intercalado fue aumentada en un orden de magnitud a 5 md. En la figura 11 se muestran los resultados correspondientes a 10 años de simulación. Los frentes térmicos se han extendido dentro del acuífero superior más que en el caso anterior (Fig. 10). Sin embargo, los efectos en el acuífero superior están limitados a una región a 0.37 km del pozo inyector, comparado con 0.30 km para el caso similar con un estrato intercalado menos permeable.

Los cambios de presión están dados en la tabla 3, donde las presiones se indican como diferencias entre los cambios de presión resultantes de la producción e inyección simultánea ($\Delta P_{i,p}$) y aquellos debidos a la producción únicamente (ΔP_p). Estos resultados indican que a 1 km del pozo de producción los aumentos generales de presión, debidos a la reinyección, son del orden de 100 psi. Tal como en el caso de un pozo aislado, nuevamente parece existir una muy buena comunicación de presión a través del estrato intercalado, ya que los yacimientos sin inyección tienen presiones que están dentro del 10 al 15% de las presiones de los yacimientos con inyección. Para el caso de inyección en el yacimiento superior, la menor presión en el pozo productor parece deberse a los efectos térmicos descritos posteriormente.

Para el caso de mayor permeabilidad en el estrato intercalado, las presiones cerca del pozo productor son mucho mayores. Si en este caso se utilizan para las diferencias de presión las mismas presiones que en el caso de "producción únicamente", los resultados indican un aumento de 145 psi en el área de producción (tabla 3, última línea).

En la figura 12 se muestran los cambios de presión para un periodo de 10 años de inyección en el yacimiento superior (con la permeabilidad usual de 0.5 md para el estrato intercalado). El perfil de presión entre el área de producción y el pozo de inyección presenta una región de transición entre el agua inyectada a 150°C y las aguas circundantes a 302°C. En esta región la viscosidad varía significativamente debido a las diferencias de temperatura (en una razón de cerca de 2:1). Esto crea una barrera térmica móvil que podría causar las disminuciones de presión excepcionalmente grandes observadas en los análisis de pruebas de pozos (Mangold *et al.*, 1979). La influencia de este efecto sobre los cambios de presión, comparando la inyección en los yacimientos superior e inferior, se muestra en la figura 13. Después de 10 años de inyectar en el yacimiento superior, la zona de los pozos de producción tiene, en efecto, una menor presión que en el caso de inyectar en el yacimiento inferior. Probablemente es el resultado de la barrera de viscosidad que aparece en el acuífero superior por efectos de temperatura. Para el caso de inyección en el yacimiento inferior, las presiones en el acuífero superior no son tan afectadas por dicha barrera ya que ésta se encuentra restringida al acuífero inferior. Estos resultados indican que una combinación de efectos de viscosidad y de flotación son necesarios para poder describir adecuadamente los procesos físicos de reinyección, especialmente en un sistema con dos yacimientos. Estos temas serán objeto de estudios adicionales.

De esta manera, el modelo de doblete confirma aún más que, con un modelo más realista de un sistema con dos yacimientos, la reinyección es útil para mantener las presiones de los yacimientos a la vez que restringe el frente térmico a los alrededores de la zona de inyección.

CONCLUSION

En este trabajo se ha presentado un modelo ideal con dos yacimientos, con el objeto de analizar algunos de los efectos de la reinyección en campos geotérmicos. En ambos modelos, el de un pozo aislado y el de un doblete, los resultados indican que las presiones de los yacimientos serán mantenidas adecuadamente uniformes cuando exista un estrato intercalado de baja permeabilidad. Sin embargo, este mismo estrato puede ser una efectiva barrera para el movimiento de los frentes fríos, debido a los efectos de gravedad y viscosidad sobre el flujo de aguas frías y densas. Esto muestra que existen posibilidades de desarrollar estrategias de reinyección que pueden ser probadas en modelos más detallados de simulación de ciertas áreas tales como el campo de Cerro Prieto.

En investigaciones futuras se tratará de realizar un análisis de sensibilidad de algunos de los principales parámetros utilizados en este estudio, en especial de la permeabilidad. Evidentemente, también se necesitará estudiar el flujo de aguas frías hacia el pozo de producción por periodos mayores de 10 años. Las simulaciones de inyección, usando permeabilidades anisotrópicas y el espaciado óptimo entre pozos, tendrán que esperar hasta que se disponga de modelos geológicos detallados. Sin embargo, los modelos ideales, como los empleados en este estudio, son útiles para sugerir estrategias prácticas en las operaciones de reinyección que permitan optimizar el desarrollo de los recursos geotérmicos.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue realizado para el Departamento de Energía de los Estados Unidos, División de Energía Geotérmica, bajo contrato W-7405-ENG-48.

TITULOS DE FIGURAS Y TABLAS

- Figura 1. Distribución de temperaturas en el yacimiento para el caso de penetración parcial: A, inyección en la parte superior; B, inyección en la parte inferior, y C, inyección debajo de una lente de material de baja permeabilidad.
- Figura 2. Corte transversal del modelo con dos yacimientos, y su perfil inicial de temperatura.
- Figura 3. Esquema de los sistemas abierto, semiabierto y cerrado utilizados en la simulación de un pozo productor aislado. Las áreas más oscuras corresponden a los contornos de temperatura y presión constantes.
- Figura 4. Isotermas y cambios de presión calculados para 3 años de inyección en el yacimiento superior, utilizando un pozo aislado.
- Figura 5. Isotermas y cambios de presión calculados para 10 años de inyección en el yacimiento superior, utilizando un pozo aislado.
- Figura 6. Isotermas y cambios de presión calculados para 3 años de inyección en el yacimiento inferior, utilizando un pozo aislado.
- Figura 7. Isotermas y cambios de presión calculados para 10 años de inyección en el yacimiento inferior, utilizando un pozo aislado.
- Figura 8. Vista en planta y en corte de la malla de doblete.
- Figura 9. Isotermas calculadas para 10 años de inyección en el yacimiento superior, utilizando un doblete.
- Figura 10. Isotermas calculadas para 10 años de inyección en el yacimiento inferior, utilizando un doblete.
- Figura 11. Isotermas calculadas para 10 años de inyección en el yacimiento inferior, utilizando un doblete (la permeabilidad del estrato intercalado es 5 md).
- Figura 12. Distribución radial de presiones calculadas para 1, 5 y 10 años de inyección en el yacimiento superior, utilizando un doblete. Se muestra la región de transición entre las aguas frías y calientes.
- Figura 13. Cambios de presión cerca del área de producción calculados para 1, 5 y 10 años de inyección en los yacimientos superior e inferior, utilizando un doblete.
- Tabla 1. Propiedades de los materiales utilizados en las simulaciones de un pozo aislado y de un doblete.
- Tabla 2. Disminuciones de presión en las simulaciones de un pozo productor aislado.
- Tabla 3. Cambios de presión después de 10 años en las simulaciones de un doblete de inyección.