

ESTUDIOS PRELIMINARES DE LA REINYECCION DE LA SALMUERA PRODUCIDA EN EL CAMPO GEOTERMICO DE CERRO PRIETO

J. Rivera R.

Comisión Federal de Electricidad, México, D.F., México

S. Mercado G.

Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, Morelos, México

C. F. Tsang

Lawrence Berkeley Laboratory, University of California
Berkeley, California, USA

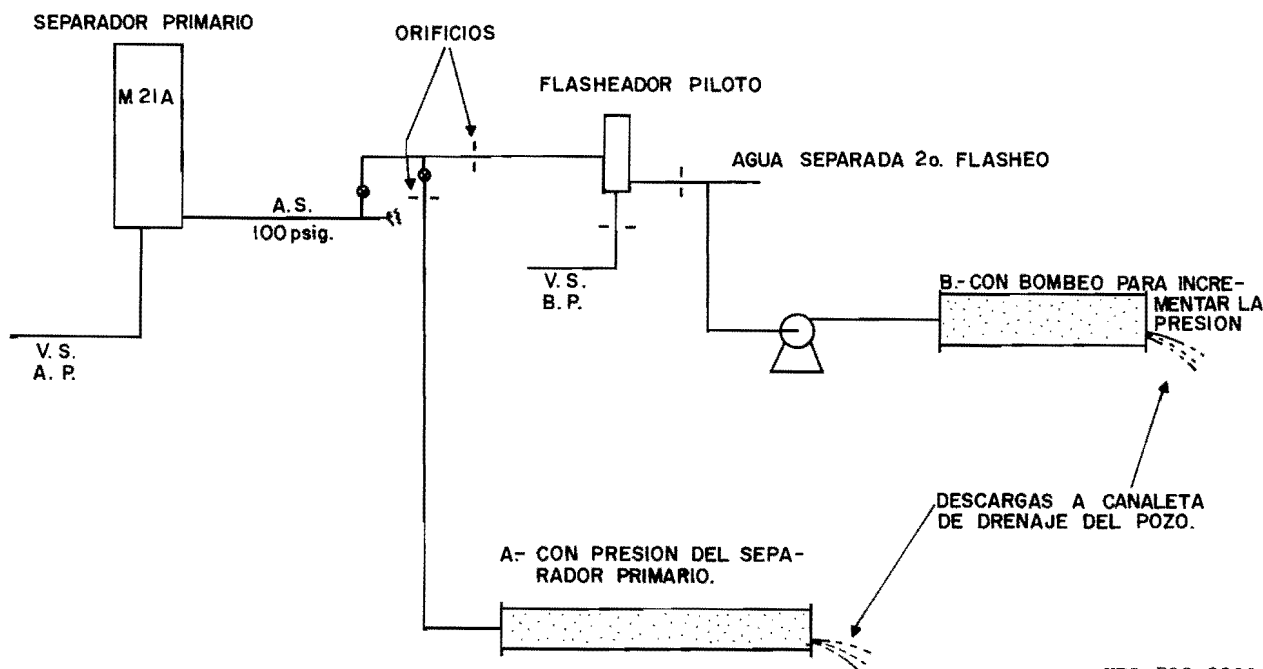
INTRODUCCION

En la actualidad la planta geotermoeléctrica de Cerro Prieto genera 75 MW en las unidades 1 y 2, con una extracción media de aproximadamente 2200 ton/hr de fluidos de los cuales 700 ton/hr corresponden a vapor y 1500 ton/hr están constituidas por salmuera que se desecha a una laguna de evaporación.

Se estima que la energía calorífica extraída es del orden de 723×10^9 cal/hr, desechándose a la atmósfera en el agua separada una cantidad del orden de 260×10^9 cal/hr. Se considera que si en vez de

de desear esta agua fuera posible recircularla, enviándola de nuevo al yacimiento, se devolvería al subsuelo gran parte de esta energía que actualmente se disipa, lo cual alargaría por necesidad la vida productiva del campo, ya que se le suministraría también una fuente adicional de recarga hidráulica.

Por otra parte, la reinyección del fluido de desecho resolvería el problema de la eliminación superficial del mismo, ya que si actualmente se envían a la laguna de evaporación aproximadamente 1500 ton/hr de salmuera, el problema se agudizará al entrar en operación las unidades 3 y 4



XBL 793-8800

Figura 1. Diagrama de flujo de pruebas de incrustaciones con agua caliente en "estratos arenosos artificiales" en pozo M-21A.

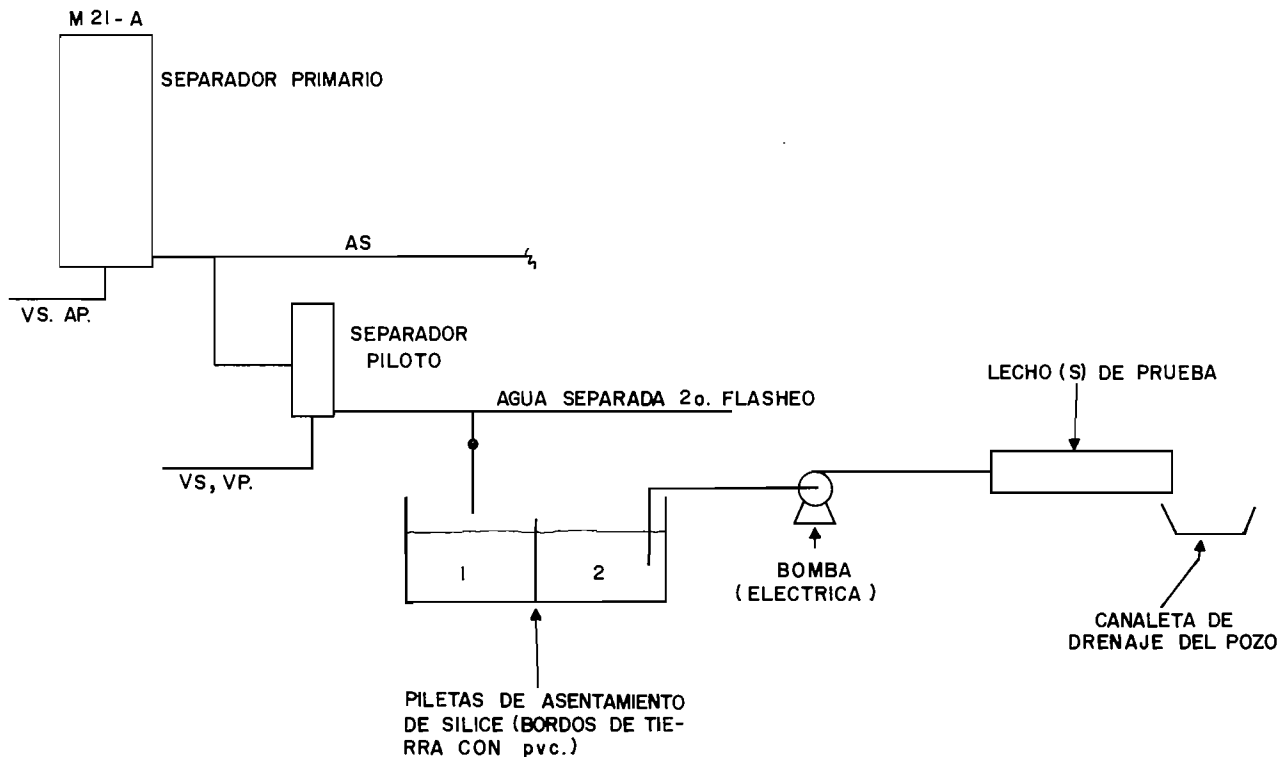


Figura 2. Diagrama flujo de prueba de incrustación en lechos arenosos con agua separada fría (sílice asentada).

con capacidad de generación de 37.5 MW cada una a mediados del año de 1979.

RESUMEN

Actualmente se están llevando a cabo una serie de estudios con objeto de evaluar diversas alternativas de sistemas de inyección, dentro de las que se contemplan las siguientes: inyección en caliente o en frío, contando con sistemas abiertos, cerrados o mixtos.

Para cada uno de estos sistemas se realizarán pruebas de laboratorio en columnas empacadas con arena proveniente de los abanicos aluviales de las montañas Cucapá con diversos arreglos granulométricos. Estas pruebas tienen como objeto investigar la tendencia incrustante del agua que será inyectada bajo diferentes condiciones (Figs. 1, 2 y 3). Posteriormente se tiene programado realizar este tipo de pruebas en patrones contruñidos con arenas naturales.

Dadas las características favorables que presenta el pozo M-6 (ver Fig. 1), se ha pensado en la posibilidad de utilizarlo como pozo piloto para llevar a cabo una prueba de campo. Se está evaluando la

factibilidad de reinyección a dos niveles diferentes, 300 m y en el intervalo comprendido entre los 527 y 741 m de profundidad. Otros posibles candidatos son los pozos M-3 y M-7.

GENERALIDADES

La inyección de la salmuera producida en un campo geotérmico presenta varios pro-

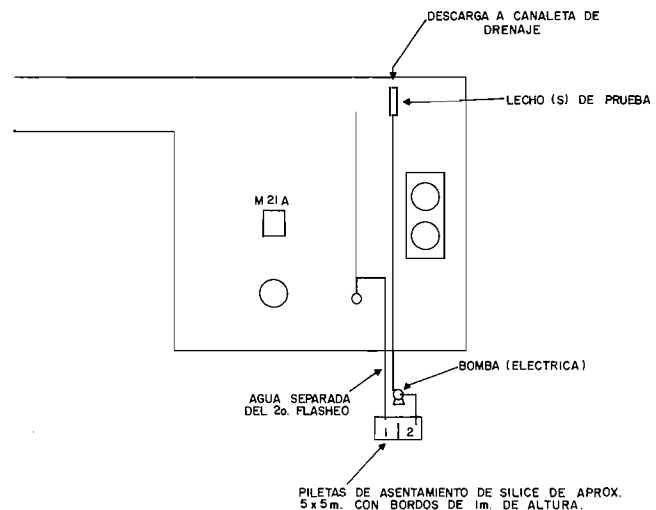


Figura 3. Arreglo general de pruebas de incrustación en lechos arenosos con agua separada fría (sílice asentada).

blemas que es necesario evaluar exhaustivamente antes de proceder a efectuar una prueba piloto en el campo mismo, ya que de no hacerlo así, se corre el grave riesgo de contaminar térmicamente el yacimiento, o bien, originar el taponamiento de ciertas porciones del mismo, debido a la precipitación de compuestos insolubles en la matriz rocosa, originado por reacciones químicas entre el agua inyectada y la que se encuentra en el yacimiento. Las Figs. 4, 5 y 6 muestran esquemas tentativos de los arreglos propuestos para efectuar las primeras pruebas.

El proceso de inyección de agua a un yacimiento no es en sí una técnica novedosa, ya que se ha venido llevando a cabo en la tecnología de la explotación petrolera durante varias décadas en el proceso conocido como recuperación secundaria de hidrocarburos mediante inyección del agua¹.

Resulta entonces posible identificar algunos problemas comunes tanto a la inyección de agua a yacimientos petroleros como a sistemas geotérmicos; siendo importante también reconocer algunas diferencias básicas entre ambos casos. Dentro de las diferencias podemos mencionar el desarrollo de los frentes térmico y químico que se tienen en el yacimiento geotérmico al inyectar la salmuera, así como también el hecho de que no es frecuente manejar en los campos petroleros salmueras con la concentración y temperatura de las producidas en los geotérmicos.

Para un sistema como el de Cerro Prieto que cuenta con porosidad y permeabilidad tanto intergranular como por fractura, los problemas básicos a resolver son los siguientes:

- 1.- Corrosión tanto en las instalaciones superficiales como en el pozo.²

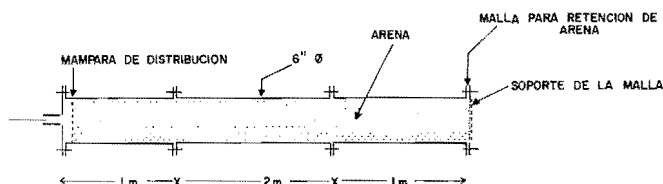


Figura 4. Detalle de arreglo de lecho arenoso para pruebas de incrustación, tipo carrete para examen transversal.

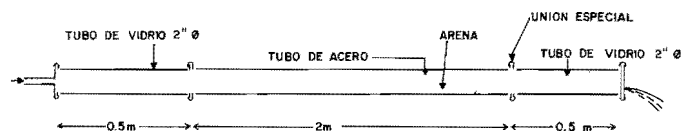


Figura 5. Detalle de lecho de prueba para observación continua.

- 2.- Si el sistema de inyección es abierto, se tiene la posible acción nociva de bacterias tales como las sulfato reductoras, las del fierro y las formadoras de cieno³.
- 3.- Precipitación de sustancias insolubles en líneas conductoras superficiales al mezclarse el efluente de varios pozos que producen de diferentes horizontes.
- 4.- Precipitación de compuestos insolubles en la estructura porosa del yacimiento debida a problemas de incompatibilidad entre el agua inyectada y la presente en el yacimiento.
- 5.- Posible disminución de permeabilidad de la roca del yacimiento debida al hinchamiento y/o dispersión de las arcillas presentes.^{4,5}

Trabajos más detallados estan siendo efectuados con objeto de poder determinar tantas variables como sea posible antes de llevar a cabo una prueba a escala de campo.

REFERENCIAS

- 1.- Rivera, R.J.: Notas del Curso Recuperación Secundaria de Hidrocarburos Mediante la Inyección de Agua, División de Estudios Superiores, Facultad de Ingeniería, - Universidad Nacional Autónoma de México. (1977).
- 2.- Uhlig, H.H.: Corrosión Handbook, John Wiley & Sons. Inc. New York (1948).
- 3.- Amstutz, R.W. & Reynolds, L.C.: -- "Engineering Aspects of Waterflood Bacteriology", Jour. Pet. Tech. -- (Oct. 1963) 1073.

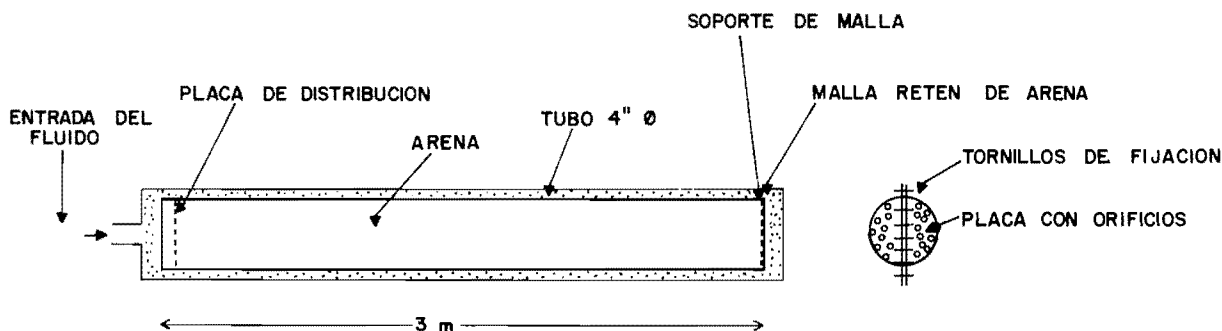


Figura 6. Detalle de lecho de prueba tipo media caña para observación longitudinal.

4.- Jones, F.O.: "Influence of Chemical Composition of Water on Clay - Blocking of Permeability", Jour. - Pet. Tech. (April 1964) 441.

5.- Hewitt, C.H.: "Analytical Technique for Recognizing Water Sensitive -- Reservoir Rocks", Jour. Pet. Tech. (August 1963). 813.

PRELIMINARY STUDIES OF BRINE REINJECTION AT THE CERRO PRIETO GEOTHERMAL FIELD

INTRODUCTION

At the present time, Units 1 and 2 of the Cerro Prieto power plant generate 75 MW of power. For this purpose about 2200 tons/hr of fluids are produced. Of this, 700 tons/hr of steam are sent to the plant and 1500 tons/hr of spent brine are discarded into an evaporation pond.

The thermal energy extracted is estimated to be on the order of 723×10^9 cal/hr, of which about 260×10^9 cal/hr is lost with the discarded water to the atmosphere. If, instead of disposing this water, it were possible to recirculate it by sending it back into the reservoir, most of the energy presently dissipated into the atmosphere could be returned underground. Reinjection would also lengthen the productive life of the reservoir because it would constitute an additional source of fluid recharge. Furthermore, reinjection of separated brines would solve the problem of surface disposal. About 1500 tons/hr of brines are presently sent to the evaporation pond, and the problems will become more acute when Units 3 and 4, each with 37.5-MW capacity, go on line in mid-1979. At present, a number of studies are being conducted to evaluate alternative methods of injection. The methods being considered are: cold or hot injection with open, closed, or mixed systems.

For each of these system, laboratory tests will be carried out using columns packed with different grain-sized sands. The sands used are from alluvial fans of the Cucapa range.

The purpose of these tests is to establish the scale-forming tendencies of the water when injected under different conditions (Figures 1, 2 and 3). Later, similar tests will be made on models built with natural sandstones.

Because of its favorable characteristics, well M-6 (see Figure 1) might be used in a pilot injection field test. The feasibility of reinjecting into two different levels, at 300 m and between 527 and 741 m depth, is being evaluated. Other possible wells for reinjection could be M-3 and M7.

PROGRAM DESCRIPTION

The injection of brine into a geothermal field presents several problems that must be thoroughly evaluated before proceeding with a pilot test. This is necessary to avoid either lowering the production temperature of the reservoir, or plugging certain parts of it due to the chemical precipitation in the rock matrix from reactions between the injected and the reservoir water. Figures 4, 5, and 6 show tentative sketches of the proposed apparatus for the first tests.

The process of injecting water into a reservoir is not new. For several decades the oil industry has used water injection in the secondary recovery of hydrocarbons.¹ It is therefore possible to identify some common problems of water injection in both oil fields

and geothermal systems. It is also important to recognize some basic differences between the two processes. Among the differences are: (a) the development of separate thermal and chemical fronts in the geothermal reservoir when brine is injected; and (b) the differences in the concentration and temperature of brines from oil fields and those produced in geothermal fields. For a system such as Cerro Prieto, which has both intragranular and fractured permeability and porosity, the basic problems are the following:

1. Corrosion of the surface installations and in the well²
2. Harmful effects of sulfur, iron, and sludge-forming bacteria, if the injection is an open one³
3. Chemical precipitation in the surface pipes, when the effluents of several wells producing from different horizons are mixed
4. Chemical precipitation in the porous structure of the reservoir due to incompatibility between the injected and the reservoir water
5. Possible reduction in the permeability of the rock in the reservoir due to

the swelling and/or dispersion of clays present^{4,5}

More detailed studies are being carried out in order to be able to determine as many variables as possible before undertaking a pilot field test.

FIGURE CAPTIONS

Figure 1. Flow diagram of scaling tests in "artificial sand layers" in well M-21A, using hot water.

Figure 2. Flow diagram of scaling tests in sand beds using cold separated water from which silica has been removed by settling.

Figure 3. General arrangement of scaling tests in sand layers in sand beds using water from which silica has been removed by settling.

Figure 4. Sand bed (spool type) for scaling tests and transversal examination.

Figure 5. Test bed for continuous observation.

Figure 6. Half-round type test bed for longitudinal observations.