HIGH - TEMPERATURE GEOTHERMAL RESERVOIR ENGINEERING

R. C. Schroeder, S. M. Benson, and C. B. Goranson
Lawrence Berkeley Laboratory, University of California
Berkeley, California 94720

ABSTRACT

A review of high-temperature geothermal reservoir engineering is presented. High-temperature downhole conditions encountered during field activities are reviewed with data from Cerro Prieto as the primary example. The types of measurements required for estimation of formation parameter values and how they depend on other geoscience data are reviewed. The analysis techniques that are currently used to evaluate field data are discussed and their limitations, applicability, and associated difficulties are described using data from Cerro Prieto as an example. Downhole tools that are needed for high-temperature measurements are discussed with a review of the current state of the art. The use of measured data in reservoir engineering simulation calculations is summarized, and different numerical models are reviewed. Data from Cerro Prieto are used as an example to show how reserves and reservoir depletion calculations can be used to aid the field developer in choosing operational field strategies.

INTRODUCTION

We have reached a point in the Cerro Prieto cooperative research project where we have a large amount of resource data and a relatively refined interpretation of that data. For that reason it is now appropriate to review the purpose and current status of high-temperature geothermal (HTG) reservoir engineering, keeping in mind that one of the reasons for the research at Cerro Prieto is to produce techniques and tools that can be applied to other geothermal fields. Using Cerro Prieto as an example, we will review briefly the type of work that is important in HTG reservoir engineering. We will discuss how we go about it and what the data requirements are from geologists, geophysicists, and others. We will also review the measurements and tools that are needed, discuss their availability, and relate these items to the determination of the reservoir reserves and depletion.

Reservoir engineering activities include coordinating and supervising drilling and completion operations, obtaining well test measurements, and performing analyses and computer modeling. These activities begin during exploration and continue through the field development stage, at which time improved estimates of reserves and depletion are determined. All of these detailed activities relate to the three major aims associated with the evaluation of a subsurface resource, which are as follows:

1. Estimation of reservoir reserves
2. Estimation of reservoir depletion
3. Optimization of reservoir utilization

The first two estimates are made initially during exploratory drilling operations. During the development phase of an HTG resource, the well locations and production strategy are chosen to optimize the resource use. Finally, all of these activities continue during the production phase to ensure that the field management is consistent with use optimization, and to improve continually the estimates of reserves and lifetime.

Traditionally *petroleum* engineers have coordinated activities from the exploration phase to the production phase of hydrocarbon resources. Petroleum engineers often specialize in some particular aspect of hydrocarbon production, whereas reservoir engineering deals mainly with the transfer of fluids (oil, gas, and water) to, from, or within the reservoir and wellbore.

There is no counterpart to the petroleum engineer in the high temperature geothermal industry. There are no educational programs that turn out a geothermal equivalent of a petroleum engineer. There are also no formal programs for geothermal reservoir engineering, although the Stanford Petroleum Engineering Department includes geothermal course work in their program. For this reason it has become the task of geothermal reservoir engineers to assume the responsibility for resource development in HTG projects. In addition to coordinating field projects from the exploratory drilling phase through the production phase, it is also the specific responsibility of the HTG reservoir engineer to deal

TABLE 1. HTG RESERVOIR FUNDAMENTALS

1.	Each reservoir is unique.
2.	The well system is considered to be part of the reservoir.
3.	The underground (in situ) state of the rock and fluid is different from its state after being transported to the wellhead.
4.	Brine, gas, and (at times) steam coexist in most reservoirs.
5.	Heat and fluid cannot be produced from the containing rock without the presence of some displacing energy.
6.	HTG reservoirs are generally heterogeneous in their rock, fluid, and energy displacing properties.
7.	Reservoir management is accomplished by controlling the transfer of heat and fluid from, to, or within the reservoir.

with the transfer of heat and fluids (brine, steam, and gases) to, from, and within the reservoir.

Before proceeding with a review of the methodology and tools available to the HTG reservoir engineer, a brief review of the fundamentals of HTG reservoirs will be presented. These fundamentals are paraphrased in Table 1 from the petroleum engineering text on Reservoir Engineering by Calhoun (1976).

We would like to review these fundamental ideas of reservoir engineering in more detail. One of the major important items is that each geothermal reservoir is unique. For example, in the Salton Trough and the Mexicali-Imperial Valley we notice that Cerro Prieto is a high-temperature, relatively low-salinity silica system, East Mesa is a moderate-temperature high-carbonate system, Niland or Salton Sea is a high-temperature high-silica system. Even within this relatively contiguous region, each of these geothermal systems is unique in its major characteristics. The second important point is that the well is part of the reservoir system. This is particularly important when there is flashing in the wellbore, and eventually flashing in the formation. The behavior of the system must always include the wells as part of the system to be analyzed. Another obvious consideration is that the underground state is different from the wellhead state. This is particularly true when there is flashing in the reservoir. In the latter case there is gas and sometimes steam coexisting at the reservoir conditions. The heat and fluid in the reservoir cannot be produced without some displacing energy, and in the case of geothermal (as in the oil industry) that displacing energy takes the form of a pressure gradient. We understand that we cannot produce geothermal energy using temperature gradients because of the low conductivity of the rock. It is necessary to move fluid through fractures or interconnected pores, i. e. the displacing energy has to be a pressure gradient. High-temperature reservoirs are almost always heterogeneous both vertically and areally.

The reservoir management is dependent upon the properties of the reservoir, the mode of injection and production, and the economics associated with the project. Each of these factors must be considered in determining how many wells are used and how many are kept as back up, what flow rates are optimum, and so on.

Taking note of these seven fundamental HTG reservoir engineering concepts in Table 1, it becomes clear why HTG resource development projects should be coordinated by reservoir engineers. No other discipline has the responsibility for evaluating and applying all of these resource related items.

METHODOLOGY

To evaluate a subsurface system, data must be collected and interpreted. These include geology, mineralogy, geochemical, and geophysical data. The first and most important step in accomplishing the three major goals of HTG reservoir evaluation is to gather (synthesize) all of the available data for the subsurface system of interest. Since, in general, these HTG subsurface systems are related to the sub-regional and regional hydrology and to the thermal features, data must be gathered on a regional scale, although the emphasis will be on the localized (subregional) thermal anomaly of interest. Clearly this requires close working relationships between the HTG reservoir engineer and the specialists (experts) who gather and interpret the data. Some of the data are acquired by the HTG reservoir engineer during well tests and static well profile measurements. In general, the approach taken in accomplishing the goals is:

1. Review all geological, geophysical, geochemical and mineralogical data and interpretations.
2. Review the regional hydrology.
3. Review all existing well completions and all drilling data.
4. Review the well logging correlations and well test interpretations.
5. Plan and coordinate drilling and well testing, as needed.
6. From a synthesis of these data, choose a consensus geological model. From the synthesis of thermal and hydrological data construct a representative subsurface hydrothermal model. From the well logs, core and drill cutting data, and the well test data, construct a distribution of material parameters in the reservoir.
7. Use these models with available production

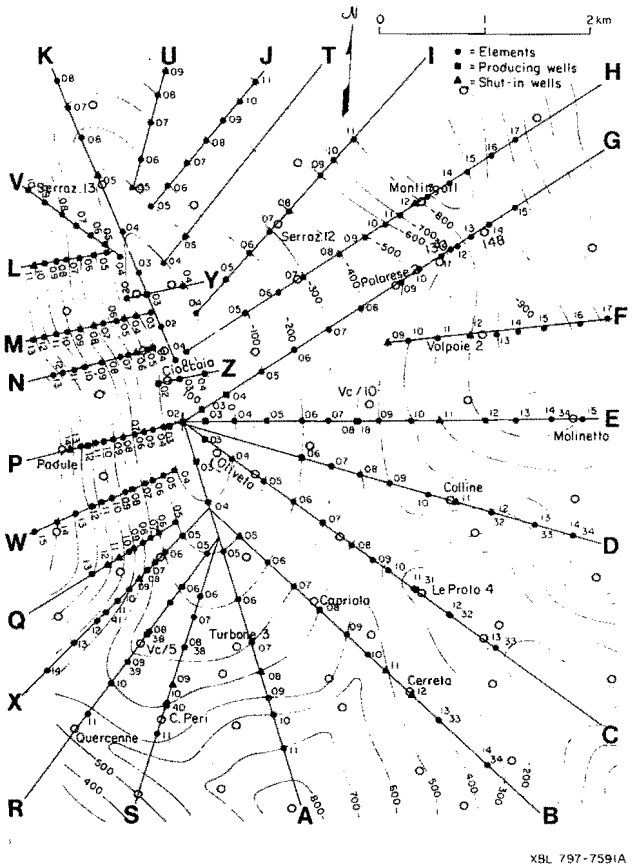


Figure 1. Caprock elevations and geologic cross sections for Serrazzano.

data to make zero-order estimates of the energy in situ (reserves).

8. Use the geological and hydrothermal models with the material property distributions as the basis for a numerically computed match of the available, measured production data.

9. Use the detailed history match as a basis to study future reservoir production behavior, effects of injection, well patterns, etc.

Clearly, tasks 1 through 4 above can be accomplished with sufficient help from the specialists. It is equally clear that to accomplish tasks 5 through 9, specialized reservoir engineering "tools" are required. These include downhole physical models and computer programs for the analysis of hydrothermal well tests, models for the computations of hydrothermal production and injection, and so on.

The first step in this procedure is to synthesize all these data and to construct a consensus model. Currently at Cerro Prieto there are detailed geological models, but we do not have a *consensus* model that can be used as the basis for our reservoir simulation. As an example consider an approach that was taken a couple of years ago for the Serrazzano zone of the Larderello field in Italy (Marconcini et al., 1977). Figure 1 shows contours of the altitude of the basement rock. Figure 2 shows typical cross sections from that reservoir model. A computational grid was generated from these cross sections, and formed the basis for the history match and depletion studies. A similar simplified reservoir model is needed for Cerro Prieto in the region of the production. Then a computational grid can be generated that will accurately represent the significant geological features relative to the flow of fluids in the reservoir.

Reservoir engineering "tools" have been extensively developed in the oil and gas and groundwater industries for isothermal systems. The development of the reservoir engineering hardware and methodology for deep wells was accomplished through research and development in the oil and gas industry over a period of more than 50 years. Recently, the development of tertiary methods of oil recovery, the deep hot gas well technology, and the initial development of hydrothermal resources has helped to provide a few basic "tools" for use in HTG reservoir engineering activities.

Most of the major problems of measurements and analysis of hydrocarbon resources have been solved, and gas and oil production is accomplished by well-trained engineering personnel. This is not the case in HTG resource utilization. In general, the personnel associated with hydrothermal development are experts from related oil and gas disciplines. Most of the major problems of measurements and analysis of hydrothermal resources have *not* been solved. Although HTG resources are being developed in several areas around the world, the HTG situation is absolutely analogous to the oil industry 75 years ago. The technology at that time was in its infancy, but there were places where oil was bubbling out of the earth. No high technology was needed to discover or capture the resource. During those 75 years the need for energy resources has grown so fast that the new alternate energy sources —such as geothermal— must be developed on a much more compressed time scale. The only way to do this is to ensure that the major problems are solved quickly. To solve the major problems that still

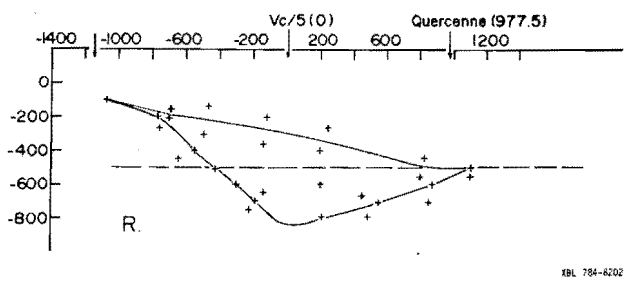


Figure 2. Cross section R from the Serrazzano field.

confront the HTG industry an emphasis on basic research and development is needed. In the remaining sections the requirements and availability of HTG measurements and calculations are reviewed.

THE HTG ENVIRONMENT

The first and most important concept associated with HTG resources is stated in the list of reservoir engineering fundamentals above, i.e., each HTG reservoir is unique. Although this is true, it is the task of earth scientists to categorize and generalize to the greatest extent possible. Through this process the "tools" will be developed that will make possible routine evaluation and development of HTG resources. The HTG environment is variable, but we can describe the bounds of our experience and we can define certain categories of mutually agreed upon resource properties.

The first thing to define is "high temperature." For most reservoir engineering and related disciplines, a resource that has temperatures below 150°C can be considered to be moderate or low temperature. Below 150°C very accurate and reliable measurement equipment is currently available, and when making calculations and analyses the thermal considerations are much less important. Therefore, we define HTG systems to be those resources with temperatures exceeding 150°C. The highest temperatures known in *hydrothermal* systems do not exceed the critical point of the brine. The critical temperature of water is ≈ 366°C, and brines having large amounts of dissolved solids have critical points that are a few degrees higher. Dry rock and magma, of course, have been found with higher temperatures.

The pressures in hydrothermal systems are approximately hydrostatic, but the pressures in certain geopressured zones increase with almost a lithostatic gradient below the depths at which the geopressure zones are found. The hydrostatic pressures are usually related to the density of the brine, but the subsurface pressures in steam zones are also related to the boiling conditions at depth.

In all HTG systems the fluids interact with the rock, and the resulting brine is an equilibrate solution of hot water and minerals. The total dissolved solids are determined by the temperature, pressure, and rock types that the fluid has been exposed to during its existence. The temperature at which the maximum solubility of amorphous silica occurs is a few degrees below the critical point of water, but in HTG systems there are always alkali earths and metals present in various dissolved forms. These compounds have interesting effects in the development and evaluation of HTG resources. The major chemical effects associated with the mineralogy are the solution of certain low-temperature stable minerals and subsequent precipitation of different stable minerals at other characteristic temperatures. These chemical and mineralogical reactions can have a profound influence on both the subsurface reservoir behavior and the phenomena that occur in the wellbores and pipelines.

REQUIRED HTG MEASUREMENTS

In the previous section the fluid and rock properties were summarized. Those fluid properties depend on pressure, temperature, flow-rate, and chemical concentrations of dissolved minerals. Hence these properties must be measured in order to understand and evaluate the size and performance of an HTG reservoir. In Table 1 the second fundamental concept of HTG reservoir engineering was: the well system must be considered to be part of the reservoir.

In order to determine true reservoir properties from *wellhead* measurements, appropriate corrections must be made for the fluid dependence on temperature, pressure, flow rate, and chemical composition. If the appropriate models were available the wellhead data could be used to estimate downhole conditions. Even so, downhole measurements would still be needed, especially during the exploratory phase of development. One reason is that the wellhead measurements cannot indicate where the fluid is being produced from within the well. In addition, complications such as fractures, and multiple production zones cannot be analyzed without transient downhole data.

Before making downhole transient measurements, data on the condition of the well and the static reservoir conditions are needed for subsequent transient analyses. The measurements that provide this information are:

Wellbore conditions
1. Caliper (for open hole or damaged casing)
2. Cement bond logs

Initial Conditions
1. Static reservoir pressure, temperature, and fluid samples
2. Static wellhead conditions

Static wellbore profiles
1. Pressure
2. Temperature

The wellbore profiles are required to provide information on the subsurface heat distribution, and to aid in the application of the wellbore models. Clearly, these static conditions should be as nearly equilibrated as possible.

After the static wellbore properties are known, transient (flowing) data must be obtained to provide estimates for the formation parameters (porosity, and permeabil-

ity), the location of production zones, fluid state (single-phase, two-phase, etc.), and flow characteristics. These data are subsequently used in conjunction with all other available data in calculations aimed at satisfying the three goals that were stated above.

INSTRUMENTATION AVAILABILITY

The static well condition is often measured while a rig is in place and drilling mud is still in the hole. The types of reservoir engineering measurements that can be made at that time are:

Caliper
Cement bond log
Casing collar locator

Currently caliper and cement bond logs cannot be made at temperatures over about 175°C. Temperature measurements can be made to any temperature using commercial downhole recording equipment. But accurate temperature logs require logging cable with surface readout. The latter is currently limited to no more than a few hours exposure to temperatures of about 260°C. In general, all accurate downhole measurements are limited currently by this cable requirement. The temperature transducers used for these electrical measurements include:

RTD transducer
Thermister
Thermocouple

The first is the most reliable and can survive temperatures to the cable limits. The second is very accurate but is limited to less than $\approx$ 250°C. Thermocouples have poor accuracy, but are cheap, and are usually restricted to wellhead measurements where short electrical connections can be used. Currently, the equipment with the highest temperature capability uses a manometer and scribe to record the temperature on a metallic plate wrapped around a clock-driven cylinder.

Pressures can be measured very accurately to the limiting temperature of the downhole electronics, $\approx$ 200°C. Moderate accuracy is possible using strain gauge pressure transducers to the temperature limitations of the cable. The clock-driven equipment using a low-resolution manometer also allows pressure measurements to essentially any required hydrothermal temperature.

The flow-rate is needed to analyze transient data, but in addition, the *relative* downhole flow velocity is often very valuable for providing indications of casing damage, and evaluating the production intervals (zones) in a well. Without question these flow related measurements are the most difficult and have the least accuracy and resolution of all HTG measurements for any hydrothermal condition.

TRANSIENT FLOW ANALYSIS

The measurements and analyses for the isothermal hydrocarbon and groundwater data are well-developed, and the methods used in HTG reservoir engineering are based on these techniques. The information that can be obtained from the classical isothermal methods includes:

1. The well condition (quantitative appraisal of how the drilling has damaged the near wellbore formation)
2. Productivity or injectivity (steady-state production/injection characteristics)
3. Average formation parameters
4. Leakage (or recharge) from adjacent formations
5. The extent and flow characteristics of fractures

Recent studies (Miller, 1979a, b) have shown that some of the traditional methods that were derived for isothermal systems are not applicable, or are usable only in special HTG circumstances. In the case of two-phase flow in the wellbore or in the reservoir no satisfactory analysis methods are currently available to the well test analyst. Since all HTG reservoirs eventually flash to steam in the formation after prolonged production, and since almost all deep HTG production is from fractured rock, it is safe to say that the two major unsolved problems in HTG reservoir engineering are the analysis of transient hydrothermal data from natural fractures, and two-phase flow phenomena. These complications cannot be easily analyzed using analytical approximations because both fractures and two-phase phenomena introduce additional degrees of freedom (non-linearities) that cannot be removed by any satisfactory approximation. In the case of fractures the new degrees of freedom arise from the anisotropy, and in the case of two-phase phenomena, the new degrees of freedom are associated with the propagation of separate phases (i.e., a saturation front). The latter phenomenon is subtly influenced by gravity, which again results in a directionality that requires two- or three-dimensional models for satisfactory analysis. This leads us to review the final set of "tools" that are used by reservoir engineers to make the estimates needed for reserves, depletion, and optimization of recovery.

NUMERICAL MODELING

Every HTG resource is evaluated in a series of increasingly accurate estimates for reserves and depletion. The simplest approach is to use zero-order lumped models for estimation. This can only provide estimates that are obtained by using broad averages for the formation

properties and hydrothermal characteristics. The quality of such a result is very dependent upon both the resource being analyzed and the skill and experience of the analyst. Models have been developed for single and two-phase reservoirs, and for dual permeability and dual porosity reservoirs. The results from these models are primarily heuristic, since quantitative results, in general, are only available for cases which satisfy the restrictive assumptions that are inherent in zero-dimensional models.

During the past few years several distributed models have been developed for use with large computers. These models are based on the conservation laws with detailed initial and boundary conditions required as input. Computer programs are now available for use in the following types of calculations:

Single-phase reservoir flow
Two-phase reservoir flow
Two-phase multicomponent reservoir flow
Wellbore transients for two phase and two components.

Currently, research is under way at LBL to link the two-phase transient wellbore and reservoir models to allow detailed study of complications associated with heterogenieties, two-phase flow, and noncondensable gases.

The distributed models (reservoir and wellbore simulators) allow the multidimensional phenomena to be computed. The lumped models cannot provide these capabilities due to their zero dimensional nature.

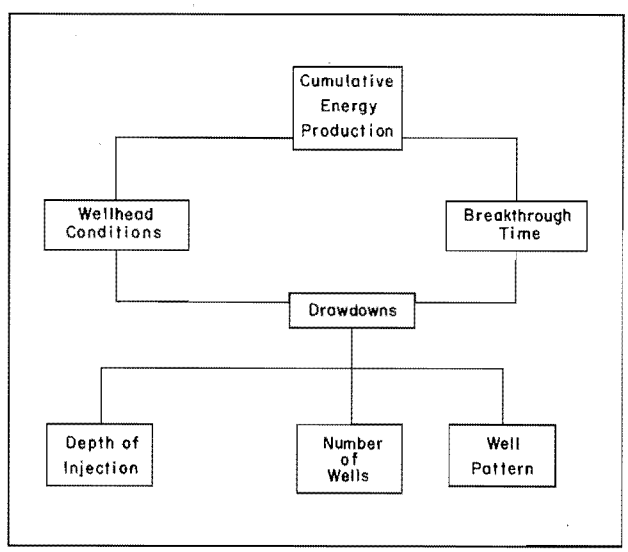
RESERVES AND DEPLETION

In hydrocarbon reservoirs the reserves are related to the amounts of mass of fluid in place. Since the resources are produced using the energy stored in the compressed fluid and rock, the depletion is dependent only on the fluid density. (The matrix is usually assumed to be approximately rigid, but the pore volumes are assumed to be compressible.)

The HTG reservoir reserves are determined by the amounts of both mass *and* energy in place. Whereas single-phase depletion is dependent upon average reservoir pressure decline, the two-phase depletion is dependent upon average reservoir temperature decline. In general, the pressure decline is dependent upon both the average density and average temperature. But the two-phase depletion (average temperature) is almost solely dependent upon the rate of boiling in the reservoir. At large mass extraction rates, the depletion (pressure vs. time) occurs at the same rate as at low extraction rates. When the reservoir liquid is approximately exhausted, the rate of boiling declines rapidly and the depletion becomes primarily dependent upon the average reservoir density.

In all cases the initial depletion is strongly dependent upon the presence of dissolved gas, and is less dependent upon reservoir gas content as the average reservoir pressure declines.

To use an HTG resource optimally a compromise is required between the number of wells that are drilled and the maximum allowable reservoir drawdowns. To determine what the drawdowns will be, well testing is necessary. Production tests provide estimates for long-term productivity. Interference tests provide estimates for the average reservoir properties, and for hydrologic barrier locations. These estimates obtained from well tests provide the basis for drawdown calculations. For optimal HTG resource utilization, injection of fluids is required. However, a second compromise is necessary between the amount of heat swept out of the hot reservoir rock by the injected fluid and the breakthrough time of the cool fluid at the production well. The most efficient and economical production and injection strategy is much more difficult to estimate for the HTG reservoirs than it is for isothermal hydrocarbon resources. Figure 3 illustrates the interrelated picture of the reservoir management considerations. The strategy chosen for field management is also dependent upon the available reservoir data. If the latter data are relatively incomplete, a more conservative field management strategy is necessary. That is, lower reservoir power output will be chosen to prevent premature resouce depletion. A change in the



XBL 801-6704

Figure 3. Interrelationships among important field management variables.

production fluid characteristics that would adversely impact the power generating equipment could result in a change from an economically produceable resource to one that is submarginal, or uneconomical. For example, if the field changes from predominantly liquid in the reservoir to predominantly steam, the wellhead pressures may fall below the existing turbine inlet requirements.

SUMMARY AND CONCLUSIONS

During the first two years of the cooperative research at Cerro Prieto, we have been primarily involved with gathering data and developing the methodology needed to interpret the data. In order to focus on the purpose for these activities, we have reviewed the general approach that is taken by HTG reservoir engineers during the exploration and development phases of geothermal field development. More importantly, the role of reservoir engineers in HTG resource development has been delineated.

The three major aims of the reservoir engineering activities were defined to be:

1. Estimation of reservoir reserves
2. Estimation of reservoir depletion
3. Optimization of resources (i.e., field management optimization).

These activities, we have pointed out, begin during the exploratory phase of HTG resource development, and continue through the final production phases.

We have reviewed the comparison between petroleum engineering (reservoir engineering) and HTG reservoir engineering, and noted that with the exception of the Stanford Educational Program in petroleum engineering there is no formal geothermal curriculum at major universities that culminates in a degree in geothermal reservoir engineering. The result of this lack of a formal degree program in HTG reservoir engineering is that the required expertise is obtained from petroleum engineers who have developed a sufficient background in the additional disciplines of thermodynamics and hydrology that are prerequisite in HTG engineering.

A review of reservoir fundamentals was presented, and was summarized in Table 1, and the general methodology used in HTG reservoir engineering was outlined. The importance of synthesizing all of the geological, geophysical, geochemical, reservoir engineering and mineralogical data to construct a consensus model of the geology and hydrology of an HTG reservoir was emphasized. The improvement of such models begins with zero-order estimates for reserves, lifetime, and optimal field management strategy. These initial estimates are improved by continuously collecting, and evaluating resource data during the exploration, development, and mature production phases of the HTG project.

The importance of making certain types of measurements during the development of the HTG system was reviewed and the relationship of those measurements to the chemistry of the brine, and subsequent phenomena that occur in the reservoir, boreholes, and surface equipment was discussed. A summary of the available instrumentation to make HTG measurements was presented and remaining requirements for HTG reservoir engineering needs were reviewed. The primary limitation in making these measurements was identified as logging cable survival above 160°C. Although higher temperatures can be endured for a few hours, the HTG reservoir engineering measurements often require days, weeks, and even months of continuous measurement. These are currently not possible at high temperatures ($> 250°C$).

The primary analysis and interpretation problem is associated with two-phase wellbore measurements. Recent studies have shown that we have no satisfactory analysis techniques for two-phase well tests—including drawdown tests, step-rate tests, or buildup tests. The current research at LBL is emphasizing the development of a linked wellbore-reservoir simulator. The latter will have both practical and heuristic value, and may point the way toward acceptable engineering approximations for interpretation of test data from flashed wells and two-phase reservoirs.

Finally, the important aspects of determining HTG reserves and estimating reservoir depletion were covered briefly. The compromise between economically feasible well patterns and satisfactory reservoir production characteristics was discussed, and the importance of making the field management decisions using adequate data from well tests was noted.

ACKNOWLEDGMENT

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

REFERENCES CITED

Calhoun, J. C., Jr., 1976. Fundamentals of reservoir engineering: Norman, Oklahoma, University of Oklahoma Press.

Marconcini, R., McEdwards, D., Neri, G., Ruffili, C., Schroeder, R., Weres, O., and Witherspoon, P. A., 1977, Modeling vapor-dominated geothermal reservoirs, *in* Proceedings of the ENEL-ERDA Workshop, Larderello, Italy: ENEL, p. 256-298.

Miller, C. W., 1979a, Wellbore storage effects in geothermal wells: Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-8844.

—, 1979b, Numerical model of transient two-phase flow in a wellbore: Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-9056.

INGENIERIA DE YACIMIENTOS GEOTERMICOS DE ALTA TEMPERATURA

RESUMEN

Se presenta una reseña acerca de la ingeniería de yacimientos geotérmicos de alta temperatura. Se revisan las condiciones de fondo de pozos de alta temperatura encontradas durante las actividades de campo y se usan datos de Cerro Prieto como principal ejemplo. Se reseñan los tipos de mediciones requeridos para la estimación de valores de parámetros de formación y su dependencia de otros datos geofísicos. Se discuten las técnicas de análisis que se utilizan comúnmente para evaluar datos de campo y se describen sus limitaciones, su aplicabilidad y sus dificultades asociadas; se usan datos de Cerro Prieto como ejemplo. Se estudian las herramientas de fondo de pozo que resultan necesarias para mediciones de alta temperatura y se reseña el estado actual de la tecnología correspondiente. Se resume el uso de datos medidos en cálculos de simulación en ingeniería de yacimientos y se revisan diferentes modelos numéricos. Se usan datos de Cerro Prieto como ejemplo para demostrar cómo pueden usarse los cálculos de reservas y del estado de agotamiento de yacimientos para ayudar a los responsables del desarrollo a elegir estrategias de operación de campo.

INTRODUCCION

En el proyecto de investigación cooperativa de Cerro Prieto se llegó a un punto en que se contó con gran cantidad de datos acerca del recurso y con una interpretación relativamente perfeccionada de los mismos. Por esta razón, es apropiado reseñar ahora el propósito y el estado corriente de la ingeniería de yacimientos geotérmicos de alta temperatura, sin olvidar que una de las razones para la investigación en Cerro Prieto es producir técnicas y herramientas que puedan aplicarse a otros campos geotérmicos. Al utilizar Cerro Prieto como un ejemplo, se describirá brevemente el tipo de trabajo que en yacimientos geotérmicos de alta temperatura, es importante en ingeniería; se estudiará cómo y cuáles son los datos requeridos por geólogos, geofísicos y otros. También se estudian las mediciones y herramientas necesarias, se analizará su disponibilidad y se relacionarán estos ítems con la determinación de las reservas del yacimiento y su agotamiento.

Las actividades de ingeniería de yacimiento incluyen la coordinación y supervisión de las operaciones de perforación y acabado, la obtención de mediciones de pruebas de pozo y la realización de análisis y computación de modelos. Dichas actividades empiezan en la exploración y se continúan a lo largo de las diferentes etapas de desarrollo del campo, en este periodo es cuando se prueban las estimaciones de las reservas y se determina cuándo se agotará el yacimiento. Todas estas actividades detalladas se relacionan con los tres objetivos principales que se asocian con la evaluación de un recurso subterráneo, listadas a continuación:

1. Estimación de las reservas del yacimiento
2. Estimación del agotamiento del yacimiento
3. Optimización de la utilización del yacimiento.

Las primeras dos estimaciones se hacen al principio; es decir, durante las operaciones exploratorias de perforación. En la fase de desarrollo de un recurso geotérmico de alta temperatura se eligen las localizaciones de los pozos y la estrategia de producción para optimizar la utilización del mismo. Finalmente, todas estas actividades continúan durante la fase de producción para asegurar que el manejo del campo sea compatible con la optimización utilizada y para mejorar continuamente las estimaciones de reserva y tiempo de vida.

Tradicionalmente, los ingenieros *petroleros* coordinan las actividades desde la fase de exploración a la de producción de fuentes de hidrocarburos. A menudo, estos ingenieros se especializan en algún aspecto particular de la producción de hidrocarburos, en tanto que la ingeniería de yacimiento se ocupa principalmente de la transferencia de fluidos (petróleo, gas y agua) hacia, desde y dentro del pozo y del yacimiento.

No existe contraparte del ingeniero petrolero en la industria geotérmica de alta temperatura. No existen programas formales para la ingeniería de yacimientos geotérmicos a pesar de que el Departamento de Ingeniería de Petróleo de Stanford incluye cursos de geotermia en su programa. Por esta razón, los ingenieros de yacimientos geotérmicos han asumido la responsabilidad del desarrollo del recurso en proyectos geotérmicos de alta temperatura. Es también responsabilidad específica del ingeniero de yacimientos geotérmicos de alta temperatura, además de coordinar los proyectos de campo desde la fase de perforación exploratoria hasta la fase de producción, encargarse de la transferencia de calor y fluidos (salmueras, vapor y gases) hacia, desde y dentro del yacimiento.

Antes de comenzar con el estudio de la metodología

y de las herramientas disponibles para el ingeniero de yacimientos geotérmicos de alta temperatura se presentará una breve descripción de los fundamentos de los yacimientos geotérmicos de alta temperatura. Dichos fundamentos aparecen en la tabla 1 y fueron parafraseados del texto de ingeniería de petróleo en Ingeniería de Yacimientos de Calhoun (1976).

Es importante reseñar con más detalle estas ideas fundamentales de ingeniería de yacimiento. Uno de los principales ítems más importantes es que cada yacimiento geotermal es único; por ejemplo, en la Depresión de Salton y en Imperial Valley-Mexicali, es notorio que Cerro Prieto es un sistema silíceo de alta temperatura y relativa baja salinidad; East Mesa es un sistema de temperatura moderada y alto contenido de carbonato. Niland o Salton Sea es un sistema de alta temperatura y alto contenido de sílice. Aun dentro de la misma región, más o menos cercanos, cada uno de estos sistemas geotérmicos es único en sus características principales.

TABLA 1. YACIMIENTOS GEOTERMICOS DE ALTA TEMPERATURA, CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1. Cada yacimiento es único
2. El sistema de pozos se considera parte del yacimiento
3. Los estados de la roca y del fluido son diferentes *in situ* y en el cabezal del pozo
4. Salmueras, vapor y (a veces) gas, coexisten en la mayoría de los yacimientos
5. No puede extraerse calor y fluido de la roca que los contiene sin la presencia de una energía de desplazamiento
6. Los yacimientos geotérmicos de alta temperatura son generalmente heterogéneos en cuanto a las propiedades de sus rocas, fluidos y energías de desplazamiento
7. El manejo de un yacimiento se efectúa al controlar la transferencia de calor y fluido desde, hacia o dentro del yacimiento.

El segundo punto importante es que el pozo forma parte del sistema del yacimiento. Esto es particularmente importante cuando hay ebullición en el pozo y, eventualmente, también en la formación. El comportamiento del sistema siempre debe incluir los pozos como parte del sistema que analiza. Otra consideración obvia es que el estado subterráneo es distinto al del cabezal del pozo. Esto es particularmente cierto cuando hay ebullición en el yacimiento, en el último caso hay gas, y a veces vapor y coexisten dentro de las condiciones del yacimiento. El calor y fluido del yacimiento no pueden producirse sin alguna energía de desplazamiento que, en el caso geotermal (como en la industria del petróleo), toma la forma de un gradiente de presión. Se entiende que no puede producirse energía geotérmica si se usan gradientes de temperatura debido a la baja conductividad de la roca. Es necesario movilizar fluidos a través de fracturas o poros interconectados, por ejemplo, la energía de desplazamiento tiene que ser un gradiente de presión. Los yacimientos de alta temperatura son, casi siempre, heterogéneos vertical y superficialmente.

El manejo del yacimiento depende de las propiedades del mismo, del modo de inyección y de producción y de la economía asociada con el proyecto. Cada uno de estos factores debe tenerse en cuenta para determinar cuántos pozos se usan y cuántos se guardan como reserva, qué velocidades de flujo resultan óptimas y así sucesivamente.

Si se tienen en cuenta los siete conceptos fundamentales de ingeniería de yacimientos geotérmicos de alta temperatura de la tabla 1, resulta claro porqué ingenieros especialistas en yacimientos deberían coordinar los proyectos de desarrollo de recursos geotérmicos de alta temperatura. Ninguna otra disciplina tiene la responsabilidad de evaluar y aplicar todos estos ítems relacionados con el recurso.

METODOLOGIA

Los datos deben coleccionarse e interpretarse para evaluar un sistema subterráneo. Esto incluye datos de geología, mineralogía, geoquímica y geofísica. El primer paso, y el más importante para lograr los tres mayores objetivos de evaluación de yacimientos geotérmicos de alta temperatura, es reunir (sintetizar) todos los datos disponibles para el sistema subterráneo de interés. Dado que, en general, dichos sistemas subterráneos geotérmicos de alta temperatura se relacionan con la hidrología subregional y regional y con las características térmicas; los datos deben reunirse en una escala regional aunque se hará hincapié en la anomalía térmica de interés localizada (subregional). Claramente, esto requiere una estrecha relación de trabajo entre el ingeniero de yacimiento geotérmico de alta temperatura y los especialistas (expertos) que obtienen e interpretan los datos. Algunos de los datos los adquiere el ingeniero de yacimientos geotérmicos de alta temperatura durante pruebas de pozo y mediciones estáticas de perfiles de pozo. En general, el camino que se sigue para lograr los objetivos es el siguiente:

1. Revisión de todos los datos geológicos, geofísicos, geoquímicos y mineralógicos, y sus interpretaciones
2. Revisión de la hidrología regional
3. Revisión de todas las terminaciones de pozo existentes y de todos los datos de perforación
4. Revisión de las correlaciones de registro de pozo e interpretaciones de pruebas de pozo
5. Planear y coordinar, si es necesario, pruebas de pozo y perforación

6. A partir de una síntesis de estos datos elegir un modelo geológico de consenso. De la síntesis de datos térmicos e hidrológicos construir un modelo hidrotérmico subterráneo representativo. De los registros de pozo, datos de testigos y recortes, y datos de pruebas de pozo construir una distribución de los parámetros materiales del yacimiento

7. Usar estos modelos juntamente con los datos de producción disponibles para hacer estimaciones de orden cero de la energía *in situ* (reservas)

8. Usar los modelos geológicos e hidrotérmicos conjuntamente con la distribución de las propiedades materiales como base para la computación numérica de modelos que ajusten los datos medidos disponibles de producción

9. Usar el ajuste histórico detallado como base para estudiar el comportamiento futuro de la producción del yacimiento, efectos de inyección, distribución de los pozos, etcétera.

Claramente, los puntos del 1 al 4, mencionados arriba, pueden efectuarse con la suficiente ayuda de los especialistas. Es igualmente claro que para conseguir los puntos del 5 al 9 se requieren "herramientas" especializadas de ingeniería de yacimientos. Esto incluye dispositivos para mediciones de fondo y de cabezal de pozo para pruebas de pozo, modelos físicos y programas de computadora para el análisis de pruebas de pozos hidrotérmicos, modelos para la computación de producción e inyección hidrotérmica, etcétera.

El primer paso en este procedimiento es sintetizar todos estos datos y construir un modelo de consenso. En Cerro Prieto hay, corrientemente, modelos geológicos detallados pero no existe un modelo de *consenso* que pueda usarse como base para la simulación del yacimiento. Como ejemplo habría que considerar el camino tomado hace un par de años para la zona de Serrazano del campo Larderello en Italia (Marconcini *et al.*, 1977). La figura 1 muestra contornos de la altitud de la roca de basamento y la figura 2 secciones típicas de ese modelo del yacimiento. A partir de esas secciones se generó un enrejado computacional que formó la base para los estudios de ajuste histórico y descarga. Se necesita un modelo similar simplificado para la zona de producción de Cerro Prieto; entonces podrá generarse un enrejado computacional que represente con precisión las características geológicas significativas con respecto al flujo de fluidos en el yacimiento.

Las industrias del petróleo y gas y de aguas freáticas han desarrollado con amplitud las herramientas de ingeniería de yacimientos para sistemas isotérmicos. El desarrollo de dicho instrumental y de la metodología para pozos profundos se consiguió a través de investigación y desarrollo realizados por la industria del petróleo y del gas a lo largo de más de 50 años. Recientemente, el desarrollo de métodos de recuperación terciaria de petróleo, la tecnología de pozos profundos y calientes de gas y el desarrollo inicial de recursos hidrotérmicos proveen de pocas "herramientas" básicas apropiadas para actividades de ingeniería de yacimientos geotérmicos de alta temperatura.

La mayor parte de los problemas más importantes de medición y de análisis de recursos de hidrocarburos se han resuelto, y personal de ingeniería bien adiestrado realiza la producción de petróleo y gas. No es éste el caso en la utilización de recursos geotérmicos de alta temperatura. En general, expertos relacionados con las disciplinas de petróleo y gas constituyen el personal relacionado con el desarrollo hidrotérmico. La mayor parte de los problemas de medición y análisis de los recursos hidrotérmicos *no* se han resuelto. Aun cuando los recursos geotérmicos de alta temperatura se desarrollan en distintas áreas del mundo, la situación de los recursos geotérmicos de alta temperatura es absolutamente análoga a la de la industria del petróleo hace 75 años, cuando la tecnología relacionada estaba en sus comienzos pero había lugares donde el petróleo surgía de la tierra, por lo que no fue necesario contar con alta tecnología para descubrir y capturar el recurso. Durante esos 75 años la necesidad de recursos energéticos creció tan rápido que las fuentes alternativas de energía —como la geotérmica— deben desarrollarse en un periodo menor. El único modo de lograrlo es asegurándose de que los problemas más importantes se solucionen rápidamente. Se necesita hacer hincapié en la investigación básica y su desarrollo para solucionar los problemas mayores que aún confronta la industria geotérmica de alta temperatura. En las secciones restantes se revisan los requerimientos y la disponibilidad de mediciones y de cálculos geotérmicos de alta temperatura.

EL ENTORNO GEOTERMICO DE ALTA TEMPERATURA

El concepto más importante asociado con los recursos geotérmicos de alta temperatura ya se mencionó con anteriodidad, en la lista de conceptos fundamentales de ingeniería de yacimiento, por ejemplo, cada yacimiento geotérmico de alta temperatura es único. A pesar de que esto es verdad, la tarea de científicos dedicados a disciplinas de la tierra es categorizar y generalizar lo máximo posible. A través de este proceso se desarrollarán las "herramientas" que harán posible la evaluación rutinaria y el desarrollo de los recursos geotérmicos de alta temperatura. El entorno geotérmico de alta temperatura es variable pero pueden describirse los límites de la experiencia y definirse ciertas categorías de propiedades del recurso por acuerdo mutuo.

Lo primero que se define es "alta temperatura". Para la mayor parte de la ingeniería de yacimientos y disciplinas afines, un recurso cuyas temperaturas están por debajo de los 150°C puede considerarse de temperatura

moderada o baja. Se dispone de equipos de medición muy precisos y confiables para temperaturas menores que 150°C y en los correspondientes cálculos y análisis las consideraciones térmicas son mucho menos importantes. Por tanto se definen los sistemas geotérmicos de alta temperatura como aquellos cuyas temperaturas exceden los 150°C. Las más altas temperaturas que se conocen en sistemas *hidrotérmicos* no exceden el punto crítico de las salmueras. El punto crítico del agua es ≈ 366°C y las salmueras que tienen grandes cantidades de sólidos disueltos tienen puntos críticos de unos pocos grados más. Por supuesto se han encontrado roca seca y magma con temperaturas más altas.

Las presiones en los sistemas hidrotérmicos son aproximadamente hidrostáticos, pero las presiones en ciertas áreas geopresurizadas aumentan casi con un gradiente litostático por debajo de las profundidades en las que se encuentran dichas áreas. Las presiones hidrostáticas generalmente se relacionan con la densidad de la salmuera, pero las presiones subterráneas en zonas de vapor también se vinculan con las condiciones de ebullición en las profundidades.

En todos los sistemas geotérmicos de alta temperatura los fluidos interactúan con la roca y la salmuera resultante es una solución equilibrada de agua caliente y minerales. La temperatura, la presión y los tipos de roca a los que el fluido estuvo expuesto a lo largo de su existencia determinan el total de los sólidos disueltos. La temperatura a la que tiene lugar la máxima solubilidad de sílice amorfa es unos pocos grados menor que el punto crítico del agua, pero en sistemas geotérmicos de alta temperatura siempre hay tierras alcalinas y metales presentes disueltos en varias formas. Dichos compuestos tienen efectos interesantes en el desarrollo y la evaluación de los recursos geotérmicos de alta temperatura. Los mayores efectos químicos asociados con la mineralogía son la solución de ciertos minerales estables de baja temperatura y la precipitación subsiguiente de diferentes minerales estables a otras temperaturas características. Dichas reacciones químicas y mineralógicas pueden tener una profunda influencia en el comportamiento subterráneo del yacimiento y en los fenómenos que ocurren en pozos y tuberías.

MEDICIONES GEOTERMICAS DE ALTA TEMPERATURA REQUERIDAS

En las secciones anteriores se resumieron las propiedades del fluido y la roca. Las propiedades del fluido dependen de la presión, la temperatura, la velocidad de flujo y las concentraciones químicas de minerales disueltos. Por consiguiente, estas propiedades deben medirse para comprender y evaluar el tamaño y el comportamiento de un yacimiento geotérmico de alta temperatura. En la tabla 1, el segundo concepto fundamental de ingeniería de yacimientos geotérmicos de alta temperatura es: se debe considerar el sistema de pozos como parte del yacimiento.

Para determinar las verdaderas propiedades del yacimiento a partir de mediciones de cabezal deben efectuarse correcciones apropiadas para la dependencia de los fluidos respecto de la temperatura, la presión, la velocidad de flujo y la composición química. Si se contara con modelos apropiados podrían usarse los datos de cabezal para estimar las condiciones de fondo de pozo. Aun así, las mediciones de fondo de pozo serían todavía necesarias, especialmente durante la fase de exploración del desarrollo, debido a que las mediciones de cabezal no pueden indicar de qué zona del pozo proviene el fluido. Además, de que no pueden analizarse complicaciones tales como fracturas y zonas de producción múltiple sin los datos transitorios de fondo de pozo.

Antes de realizar mediciones transitorias de fondo de pozo se necesita contar con datos acerca de la condición del pozo y las condiciones estáticas del yacimiento para los análisis transitorios subsiguientes. Las mediciones que proveen esta información son:

Condiciones del pozo
1. Calibrador (para barreno abierto o anclaje dañado)
2. Registros de cementación.

Condiciones iniciales
1. Presión, temperatura y muestras de fluido del yacimiento estático
2. Condiciones estáticas del cabezal.

Perfiles estáticos de pozo
1. Presión
2. Temperatura.

Se requieren los perfiles de pozo para proveer información acerca de la distribución subterránea del calor y para ayudar en la aplicación de los modelos de pozo. Es deseable claramente que dichas condiciones estáticas sean lo más cercanas posible a las condiciones de equilibrio.

Después que se conocen las propiedades estáticas de pozo deben obtenerse datos transitorios para proveer estimaciones para los parámetros de formación (porosidad y permeabilidad), la ubicación de zonas de producción, estado de fluido (una fase, dos fases, etc.) y características del flujo. Dichos datos se usan junto con todos los otros datos disponibles en cálculos que pretenden satisfacer las tres metas mencionadas anteriormente.

DISPONIBILIDAD DE INSTRUMENTACION

A menudo se mide la condición estática de pozo mientras el aparejo se encuentra emplazado y el lodo de perforación está aún en el barreno. Los tipos de mediciones de ingeniería de yacimiento que pueden efectuarse en ese momento son:

Calibración

Registro de cementación
Localización del collar de anclaje.

Actualmente los registros de calibración y cementación no pueden realizarse a temperaturas mayores de 175°C. Las mediciones de temperatura pueden efectuarse a cualquier temperatura por medio de equipos registradores de fondo de pozo comerciales. Aunque los registros de temperatura precisos necesitan un cable de registro con lectura de superficie. Este se limita actualmente a no más que unas pocas horas de exposición a temperaturas de alrededor de 260°C. En general, este requerimiento de cable limita todas las mediciones precisas de fondo de pozo. Los transductores de temperatura que se usan en estas mediciones eléctricas incluyen:

Transductor RTD
Termistor
Termopar

El primero es el más confiable y soporta temperaturas hasta los límites del cable. El segundo es muy preciso pero se limita a menos de ≈ 250°C. Los termopares tienen poca precisión, pero tienen un bajo costo y generalmente se restringen a mediciones de cabezal donde pueden usarse correcciones eléctricas cortas. Actualmente, el equipo de más alta capacidad usa un manómetro y un punzón para grabar la temperatura sobre una placa metálica envuelta alrededor de un cilindro que se mueve por medio de un reloj.

Las presiones pueden medirse con mucha precisión hasta la temperatura límite de la electrónica de fondo de pozo: ≈ 200°C. Es posible obtener precisiones moderadas si se usan transductores de presión (*strain gauge*) hasta los límites de temperatura del cable. El equipo que usa un manómetro de baja resolución movido por medio de un reloj también puede efectuar mediciones de presión hasta esencialmente cualquier temperatura hidrotérmica que se requiera.

Para analizar los datos transitorios se necesita la velocidad de flujo, pero además, es a menudo muy valiosa la velocidad *relativa* de flujo de fondo de pozo para proveer indicaciones de daños en el anclaje y para evaluar los intervalos de producción (zonas) del pozo. Sin duda, las mediciones que se relacionan con el flujo son las que presentan mayor dificultad y tienen la menor exactitud y constancia en relación con las otras mediciones geotérmicas de alta temperatura en cualquier condición hidrotérmica.

ANALISIS DE FLUJO TRANSITORIO

Las mediciones y los análisis de datos isotérmicos de hidrocarburos y aguas freáticas están satisfactoriamente desarrollados y los métodos que se usan en ingeniería de yacimientos geotérmicos de alta temperatura se basan en dichas técnicas. La información que puede obtenerse de los métodos isotérmicos clásicos es:

1. La condición del pozo (valoración cuantitativa de los daños que se causan a la formación cercana al pozo por la perforación)
2. Productividad o inyectividad (características de producción/inyección de estado estacionario)
3. Parámetros promedio de la formación
4. Pérdidas (o recarga) desde las formaciones adyacentes
5. La extensión y características del flujo de fracturas.

Estudios recientes (Miller, 1979a,b) han demostrado que algunos de los métodos tradicionales que se demostraron para sistemas isotérmicos no pueden aplicarse a yacimientos geotérmicos de alta temperatura o solamente puede hacerse en circunstancias especiales.

Actualmente, el analista de pruebas de pozo no cuenta con métodos de análisis satisfactorios para el caso de flujo de dos fases en el pozo o en el yacimiento. Dado que todos los yacimientos geotérmicos de alta temperatura eventualmente hierven y producen vapor en la formación después de una producción prolongada, y dado que casi toda la producción geotérmica profunda de alta temperatura proviene de roca fracturada puede decirse con seguridad que los dos mayores problemas sin resolver en ingeniería de yacimientos geotérmicos de alta temperatura son: el análisis de datos hidrotérmicos transitorios provenientes de fracturas naturales y los fenómenos del flujo de dos fases. Dichas complicaciones no pueden analizarse fácilmente si se utilizan aproximaciones analíticas, porque las fracturas y los fenómenos de dos fases introducen grados adicionales de libertad (alinealidades) que ninguna aproximación satisfactoria puede erradicar. En el caso de las fracturas los nuevos grados de libertad provienen de la anisotropía y en el caso de los fenómenos de dos fases se asocian con la propagación de fases separadas (por ejemplo, un frente de saturación). La gravedad no influye sutilmente este último fenómeno, lo que resulta nuevamente en una direccionalidad que requiere modelos de dos o tres dimensiones para realizar análisis satisfactorios. Esto nos lleva a revisar el conjunto final de "herramientas" que usan los ingenieros de yacimiento para hacer las estimaciones necesarias para las reservas, el agotamiento y la optimización de la recuperación.

MODELOS NUMERICOS

Las reservas y el agotamiento de cada recurso geotérmico de alta temperatura se evalúan por medio de una serie de estimaciones de precisión creciente. El camino más simple para hacer dichas estimaciones es usar modelos de conjunto de orden cero. Esto solamente puede proveer estimaciones que se obtienen al utilizar promedios muy

burdos para las propiedades de la formación y las características hidrotérmicas. La calidad de tales resultados depende mucho del recurso que se analiza y de la habilidad y experiencia del analista. Se han desarrollado modelos para yacimientos de una y dos fases y para yacimientos de permeabilidad dual y de porosidad dual. Los resultados de dichos modelos son, en primer término, heurísticos, dado que, en general, sólo se dispone de resultados cuantitativos para los casos que satisfacen las hipótesis restrictivas inherentes a modelos de dimensión cero.

Durante los últimos años se han desarrollado varios modelos distribuidos para usarse en grandes computadoras. Dichos modelos se basan en leyes de conservación y requieren como entrada condiciones iniciales y de contorno detalladas. Actualmente, se cuenta con programas de computadora para usarse en los siguientes tipos de cálculos:

Flujo en yacimientos de fase única
Flujo en yacimientos de dos fases
Flujo en yacimientos de varios componentes y dos fases
Transitorios en pozos para dos fases y dos componentes.

Actualmente, se llevan a cabo en LBL investigaciones encaminadas a relacionar los modelos de dos fases de transitorios en pozos con los modelos de yacimiento para permitir el estudio detallado de las complicaciones asociadas con las heterogeneidades, el flujo de dos fases y los gases no condensables.

Los modelos distribuidos (simuladores de yacimientos y de pozo) permiten computar fenómenos multidimensionales. Los modelos de elementos concentrados no pueden proveer dicha capacidad debido a su naturaleza cero dimensional.

RESERVAS Y AGOTAMIENTO

En los yacimientos de hidrocarburos las reservas se relacionan con la masa de fluido existente. Dado que dichos recursos se producen al usar la energía almacenada en los fluidos y roca comprimidos el agotamiento depende solamente de la densidad del fluido. (Usualmente, se supone que la matriz es aproximadamente rígida pero que el volumen de poro es compresible.)

Las cantidades de masa y energía existentes determinan las reservas de los yacimientos geotérmicos de alta temperatura. En tanto que el agotamiento de fase-simple depende de la declinación promedio de la presión del yacimiento, el agotamiento de dos fases depende de la declinación promedio de la temperatura. En general, la declinación de la presión depende de la densidad promedio y de la temperatura promedio; pero el agotamiento de dos fases (temperatura promedio) depende casi únicamente de la tasa de ebullición en el yacimiento.

El agotamiento (presión *vs.* tiempo) ocurre a la misma velocidad, ya sea que se usen tasas de extracción grandes o pequeñas. Cuando el líquido del yacimiento casi se agota, la tasa de ebullición declina rápidamente y el agotamiento se vuelve dependiente, primordialmente, de la densidad promedio del yacimiento.

En todos los casos el agotamiento inicial depende grandemente de la presencia de gases disueltos y se hace menos dependiente del contenido de gas del yacimiento a medida que declina la presión promedio del mismo.

Para utilizar un recurso geotérmico de alta temperatura en forma óptima es necesario alcanzar un compromiso entre el número de pozos perforados y los máximos abatimientos de presión tolerables del yacimiento. Para determinar los abatimientos de presión se necesitan pruebas de pozo. Las pruebas de producción proveen estimaciones de productividad a largo plazo; las pruebas de interferencia proveen estimaciones de las propiedades promedio del yacimiento y de las ubicaciones de las barreras hidrológicas. Dichas estimaciones que se obtienen de las pruebas de pozo proveen la base para los cálculos de abatimiento de presión. La utilización óptima de los recursos geotérmicos de alta temperatura requiere la reinyección de fluidos. Sin embargo, es necesario un segundo compromiso entre la cantidad de calor que es extrae de la roca caliente del yacimiento por el fluido que se inyecta y el tiempo en que llega el fluido frío al pozo de producción.

La estrategia de inyección y de producción más eficiente y económica es mucho más difícil de estimar en los yacimientos geotérmicos de alta temperatura que en los recursos isotérmicos de hidrocarburos. La figura 3 muestra el cuadro interrelacionado de las consideraciones de administración de un yacimiento. La estrategia que se elige para el manejo del campo depende también de los datos disponibles para yacimiento. Si dichos datos son relativamente incompletos será necesaria una estrategia de manejo del campo más conservadora. Esto significa que se elegirá una potencia de salida más baja para prevenir el agotamiento prematuro del recurso.

Un cambio en las características de los fluidos de producción que podría impactar adversamente el equipo generador de energía, podría transformar un recurso capaz de producir beneficios económicos en uno submarginal o antieconómico. Por ejemplo, si el campo cambia de un yacimiento predominantemente líquido a otro de vapor las presiones de cabezal pueden descender por debajo de los requisitos de entrada de las turbinas existentes.

RESUMEN Y CONCLUSIONES

Durante los dos primeros años de investigación cooperativa en Cerro Prieto principalmente se han reunido datos y se ha desarrollado la metodología necesaria para interpretarlos. Para determinar el propósito de estas actividades se revisó la aproximación general que adoptaron los ingenieros de yacimientos geotérmicos de alta temperatura durante las fases de exploración y desarrollo en un campo geotérmico. Lo que es aún más importante, se delineó el papel que los ingenieros de yacimiento deben asumir en el desarrollo de recursos geotérmicos de alta temperatura.

Los tres objetivos máximos de las actividades de la ingeniería de yacimiento se definieron de la siguiente forma:

1. Estimación de las reservas del yacimiento
2. Estimación del agotamiento del yacimiento
3. Optimización de recursos (por ejemplo, optimización del manejo del campo).

Se señaló que estas actividades empiezan a partir de la fase exploración en un recurso geotérmico de alta temperatura y que continúa hasta las fases finales de producción.

Se hizo la comparación entre ingeniería petrolera (ingeniería de yacimientos) e ingeniería de yacimientos geotérmicos de alta temperatura y se concluyó que, con excepción del Programa Educacional de Stanford en ingeniería petrolera, no existe en las grandes universidades un curriculum formal geotérmico que culmine en un título en ingeniería de yacimientos geotérmicos. Como resultado de esta carencia, la pericia necesaria se obtiene de los ingenieros petroleros que han adquirido conocimientos suficientes en las disciplinas adicionales de termodinámica e hidrología y que son prerrequisitos en ingeniería geotérmica de alta temperatura.

Se presentó una revisión de los conceptos fundamentales relacionados con yacimientos, que se resumió en la tabla 1, se bosquejó la metodología general que se utiliza en ingeniería de yacimientos geotérmicos de alta temperatura. Se hizo hincapié en la importancia que tiene sintetizar todos los datos geológicos, geofísicos, geoquímicos, de ingeniería de yacimiento y mineralógicos para construir un modelo de consenso de geología e hidrología en un yacimiento geotérmico de alta temperatura. El perfeccionamiento de tales modelos comienza con estimaciones de orden cero de las reservas, tiempo de vida y estrategia de manejo óptimo del campo. Estas estimaciones iniciales se mejoran al reunir y evaluar continuamente los datos del recurso durante las fases de exploración, desarrollo y producción del proyecto geotérmico de alta temperatura.

Se examinó la importancia de realizar cierto tipo de mediciones durante el desarrollo del sistema geotérmico de alta temperatura y se analizó la relación que existe entre dichas mediciones y la química de la salmuera, y entre ellas los fenómenos subsiguientes que ocurren en el yacimiento, en los pozos y en el equipo de superficie. Se presentó un resumen de la instrumentación disponible para efectuar mediciones geotérmicas de alta temperatura y se revisaron los requerimientos restantes de las necesidades de ingeniería de yacimientos geotérmicos de alta temperatura. Se encontró que la limitación principal para efectuar estas mediciones es la supervivencia del cable de registros por encima de los 260°C. Aunque estos podrían soportar temperaturas mayores durante pocas horas, las mediciones de ingeniería de yacimientos geotérmicos de alta temperatura a menudo necesitan días, semanas y aun meses de mediciones continuas. Por lo que, actualmente no son factibles a altas temperaturas (> 250°C).

El problema más importante de análisis e interpretación se asocia con mediciones de pozo a dos fases. Estudios recientes demuestran que no se cuentan con técnicas suficientes de análisis para pruebas de pozo de dos-fases —pruebas de abatimiento de la presión, inclusive— pruebas de flujo por pasos (*step-rate*) o pruebas de incremento de presión. La investigación común en el LBL hace hincapié en el desarrollo de un simulador en el que pozo y yacimiento se encuentren conectados. Dicho simulador tendrá valores tanto práctivos como heurísticos y puede indicar el camino para aproximaciones de ingeniería aceptables en la interpretación de datos de pruebas de pozos con ebullición y de yacimientos bifásicos.

Finalmente se investigaron brevemente los aspectos más importantes en la determinación de reservas geotérmicas de alta temperatura y en la estimación del agotamiento del yacimiento. Se analizó el compromiso entre disposiciones espaciales de pozos económicamente factibles y las características de producción satisfactorias del yacimiento. Se remarcó la importancia de tomar decisiones de manejo de campo con base en datos idóneos de pruebas de pozo.

AGRADECIMIENTOS

Trabajo efectuado por el U. S. Department of Energy, Division of Geothermal Energy, bajo contrato W-7405-ENG-48.

TITULOS DE FIGURAS

Figura 1. Elevaciones de la roca de cubierta y secciones geológicas transversales para Serrazano.
Figura 2. Sección transversal R del Campo de Serrazano.
Figura 3. Interrelación de variables importantes de manejo de campo.