高温岩体抽熱システムの評価のための 現場試験とモデル化*

山口 勉¹ 佐藤 嘉晃² 厨 川 道雄³
松 永 烈⁴ 及 川 寧己² 光 永 祥子⁵
ジョージ ジボロスキー⁶

[UDC 624.121.31:556.836]

Heat Extraction Tests and Reservoir Modeling for Hot Dry Rock Development

by Tsutomu YAMAGUCHI¹, Yoshiteru SATO¹, Michio KURIYAGAWA¹, Isao MATSUNAGA²,
Yasuki OIKAWA¹, Yoshiko MITSUNAGA³ and George ZYVOLOSKI⁴

1. National Research Institute for Pollution and Resources, MITI, Onogawa, Tsukuba 305
2. New Energy and Industrial Technology Development Organization
3. Tokai University
4. Los Alamos National Laboratory

A 15-day flow test (Exp. 8805) was conducted at the hot dry rock reservoir created by hydraulic fracturing at the bottom of injection well, SKG-2 at Hijiori test field in Yamagata Prefecture. The depth of SKG-2 well was about 1,800m and the bottomhole temperature was about 250°C. Water was circulated at the flow rate of 0.5 t/min for first 10 days and then increased to 1.0 t/min. During the circulation test, fluid pressure, temperature and flow rate were measured at the wellheads of injection well, SKG-2 and production well, HDR-1. Production well temperature increased throughout the test and reached a maximum of 175°C, while the water recovery was about 40%.

To evaluate the reservoir performance during Exp. 8805, two models were introduced: one is applied above 1,500m depth and the other below 1,500m depth, because we can analyze the performance above 1,500m as two wells model and must introduce three-dimensional model for the reservoir created in hot dry rock. First, we calculate water temperature in SKG-2 well at the depth of 1,500m using WBHT (Wellbore Heat Transfer Code). Then, the reservoir performance was simulated by placing two wellbores, SKG-2 and HDR-1 in the finite element mesh of FEHM (Finite Element Heat and Mass Transfer Code) at their relative positions. After the data match to this circulation test, one year simulation was conducted to predict the reservoir performance. Finally, the temperature of production fluid at the wellhead of HDR-1 well was calculated by the WBHT. The results showed that the wellhead temperature of production well reached 180°C and kept almost constant at the flow rate of 0.5 t/min and the recovery of 40%, while it reached 202°C and decreased to 185°C when the flow rate was 1.0 t/min and recovery was 38%.

KEY WORDS: Hot Dry Rock, Geothermal Reservoir, Simulation

1. はじめに

山形県大蔵村の肘折カルデラでは、これまで地熱貯留層の調査のために、数本の調査井が掘削された。しかし、経済的に有望な熱水や蒸気の地熱貯留層は発見されていない。このカルデラの南端に深さ1,800mまで掘削されたSKG-2井(1図)の坑底温度は、254℃に達している。1,500m以深には比較的堅固な花崗岩が賦存し、岩盤の温度も高いことから、高温岩体の開発のための現場試験が、サンシャイン計画のもとで1984年から開始され、1985年には、新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)が現場試験

の実施主体となった。公害資源研究所は、従来より貯留層の評価を中心とした現場実験の解析、評価を担当している。1988年には、深さ1,800mの岩盤に2本の坑井と人工貯留層で構成される高温岩体システムをつくり上げ、15日間にわたる貯留層評価のための循環試験を行った。この循環試験の際、注入井と生産井の坑口において、循環流体の温度、圧力、流量を測定した。

ここでは、肘折の循環試験で得られた温度、圧力、流量等の測定結果をもとに、肘折の人工貯留層をモデル化し、シミュレーションにより水の循環に伴う岩盤や循環水の温度変化等を予測したので、その結果について報告する。

2. 注水試験の経過

肘折地区では、1988年までに表1に示すような目的でSKG-2坑井への注水試験が実施されてきた。以下では、この表の順番に従って、それぞれの実験内容について簡単に説明する。まず1985年に、肘折フィールドで人工貯留層となるフラクチャを高温

* 1989年12月28日受付 1990年10月16日受理

1. 正会員 工博 公害資源研究所資源開発部

2. 正会員 公害資源研究所資源開発部

3. 正会員 工博 公害資源研究所 首席研究官

4. 正会員 新エネルギー・産業技術総合開発機構地熱技術開発室

5. 東海大学学生 海洋学部

6. 工博 ロスアラモス国立研究所地球環境科学部

キーワード: 高温岩体, 地熱貯留層, シミュレーション

Fig. 1 Location of the injection well SKG-2, production well HDR-1 and surface seismic stations from ST-1 to ST-8 at Hijiori HDR test site in 1988.

岩体につくるための水圧破碎を行うに当たり、図2に示すようにSKG-2井の坑底部の約10mを裸坑部として残し、坑口まで7インチのケーシングパイプを設置した。1986年10月には、流量2~6 t/min、圧力12~16 MPaで、1,080 tの水を注入し、SKG-2井の裸坑部周辺の岩盤にフラクチャを造成した。その際、カルデラのほぼ中央部に位置するSKG-1井の深さ800 mに3軸ジオフォンを、さらに深さ30~50 mの8本の坑井(ST-1井~ST-8井)にAEセンサーを設置し、フラクチャのマッピングを行った。その結果、水圧破碎によるフラクチャは、主としてSKG-2井の坑底部から南側かつ上方に進展しているものと推定された。

1987年には、このフラクチャを利用して岩盤から熱を抽出するためのシステムをつくることを目的に、フラクチャを貫くような軌跡で新たな坑井(HDR-1井)の掘削を計画した。AEによるフラクチャマッピング結果をもとに、SKG-2井の南方約40 mに、HDR-1井を深さ1,800 mまで掘削した。SKG-2井に流量0.7~1.5 t/minで水を注入してHDR-1井から回収することにより、2坑井間でフラクチャを通してどの程度の導通があるかを調べた。その結果、HDR-1井からの水の回収率が非常に低く、ほとんど導通は認められなかった。そこで、この2坑井間の導通を改良

Fig. 2 Schematic configuration of the SKG-2 well.

する目的で、1988年に再びSKG-2井に流量2~6 t/minで、1,960 tの水を注入した(表1中でExp. 8802として示した)。これによって、2坑井間の導通を大幅に改良することができた。

3. 循環試験(Exp. 8805)の概要

SKG-2井の坑底からHDR-1井の裸坑部に達している人工貯留層を評価することを目的に、図3に示すように、SKG-2井に水を注入してHDR-1井から熱水として回収する循環試験(Exp. 8805)¹⁾を、1988年8月に15日間連続して実施した。この循環試験でSKG-2井から注入した水量は、13,340 tである。

Fig. 3 HDR geothermal system at the circulation test, Exp. 8805.

Table 1 Summary of main injection tests in Hijiori field.

Fiscal Year	Test	Object	Flow Rate (t/min.)	Total Amount of Water (t)	Comment
1986	Hydraulic fracturing test	Make an artificial reservoir around SKG-2 well	2~6	1,080	
1987	Injection test	Estimate a flow impedance between SKG-2 and HDR-1 wells	0.7~1.5		HDR-1 well was newly drilled at the beginning of this fiscal year
1988	Stimulation test (Exp. 8802)	Decrease a flow impedance between SKG-2 and HDR-1 wells	2~6	1,960	
	Circulation test (Exp. 8805)	Estimate hydraulic and thermal characteristics of artificial reservoir	0.5~1.0	13,340

Fig. 4 Time-histories of: (top) flow rate; (middle) temperature; and (bottom) pressure. These histories were obtained at wellhead of injection well SKG-2 during circulation test, Exp. 8805.

Fig. 5 Time-histories of: (top) flow rate; (middle) temperature; and (bottom) pressure. These histories were obtained at wellhead of production well HDR-1 during the circulation test, Exp. 8805.

Exp. 8805における注入流量、注入水の温度および坑口圧力の経時変化を図4に示す。注入流量は実験開始から10.5日まで0.5 t/minとし、その後1.0 t/minに増加して、注水終了までこの流量を保った。SKG-2井の坑口圧力は、流量0.5 t/minのとき1.5~2.5 MPa、1.0 t/minのとき4.5~5.5 MPaを示した。図5に、HDR-1井から回収された熱水と蒸気の生産流量と温度および坑口圧力を示す。SKG-2井に注入され、フラクチャを通る間に加熱されてHDR-1井に流入した熱水は、HDR-1井内で蒸発し、坑口から熱水および蒸気として間欠的に噴出した。HDR-1井から回収された熱水および蒸気の量、SKG-2井への全注水量のほぼ40%と推定される。循環試験後、水みちとなっているフラクチャがHDR-1井と交差している位置を求めるため、生産井であるHDR-1井の温度検層を行った。この温度検層では、検層に先だって坑井に水を注入し、坑井内全体を冷却して流入点が識別しやすくなるようにした。フラクチャで暖められた熱水がHDR-1井へ流入すると、それより浅い部分の坑井内の水温が高められるので、温度検層によりこの位置が確認できる。温度検層の結果、HDR-1井の深さ1,530m、1,630m、1,745mおよび1,760mからフラクチャを通して熱水が流入していることが分かった。従って、フラクチャ間の高低差は230mとなる。

Fig. 6 Background temperature profile by the temperature survey in the SKG-2 well.

1987年の水圧破碎の前後に実施したSKG-2井のスピンナー検層およびボアホールテレビュアによる観測結果から、SKG-2井に設置された7インチのケーシングパイプのシュール付近に坑井を横切る方向の天然のフラクチャが存在し、さらに水圧破碎により坑井の軸方向に沿って東西方向に新たなフラクチャが生じたことが分かった。SKG-2井に注入した水は、これらのフラクチャに流入している。

4. 循環試験における坑井および人工貯留層のシミュレーション

Exp. 8805の際、注入井と生産井の坑口、流体の流量、温度、圧力を測定した。そこで、これらのデータをもとに地下の岩盤に形成された人工貯留層の評価を試みた。シミュレーションに当たり、基盤岩（花崗閃緑岩）が賦存する深さである1,500mを境界に、これ以浅と以深の2つに分けてモデル化することにした。なぜなら、1,500m以浅では坑井内を流れる水の温度変化を求めればよいので、坑井を中心とする2次元軸対称問題として取り扱うことができるが、1,500m以深では人工貯留層を流れる水の温度変化を求めなければならないため、3次元問題として取り扱わなければならないからである。有限要素法により3次元問題を解く場合、要素数等が極端に増えるため2次元問題に比べ莫大な計算時間と記憶容量が必要となる。従って、解析の対象とする範囲をできるだけ限定し、その範囲内で要素分割を行った方が、より正確な計算ができることになる。このような考えに基づき、水の循環システム全体を3つの段階、すなわち①SKG-2井内、②SKG-2井から岩盤に浸透してHDR-1井に達するまで、および③HDR-1井内に分けて、水の循環に伴う岩盤および水の温度変化等を検討することにした。

4・1 SKG-2井へ注入された水の温度変化

まず、シミュレーションにより、SKG-2井に水を注入したときの坑井内の水の温度変化を求める。SKG-2井のケーシングプログラムは図2に示す通りである。実験現場の地温勾配は、SKG-2井の温度検層結果から図6のように設定した。注水に伴う坑井内の温度変化は、プログラムWellbore Heat Transfer Code (WBHT)²⁾を用いて計算した。本プログラムは、坑井内に水が流れた際の坑井内外の温度挙動を軸対称問題として解析するための、差分法を用いた数値計算プログラムである。以下に述べる坑井のシミュレーションでは、差分法における格子点の数は、半径方向は坑井中心から半径10mまでを10点、深度方向は深度1,800

Fig. 7 Temperature survey with WBHT code match at the bottom of the SKG-2 well during injection.

mまでを40点として計算を行うこととした。

表1に示すように、1988年にはSKG-2坑井に対して総注水量が1,960tの注水試験すなわちExp.8802を実施している。この実験では、流量を最初の3時間は0.3 t/minとし、それ以降は流量を30分毎に0.6, 0.9, 1.2, 2.0および3.0 t/minと増加させて、合計で5.5時間の注水を行った。坑口における注水温度は20℃である。この試験の際に、SKG-2井坑底部に温度検層器を設置して、注水に伴う坑底部温度の経時変化を測定した。注水停止後には坑底部に停留している熱水が周囲の岩盤により加熱され温度が上昇する。この状態も引き続いて測定し、測定結果を図7の実線で示した。

図2のSKG-2坑井の模式図で示したように、坑井周辺の岩盤は1,500m以浅の堆積岩と1,500m以深の花崗閃緑岩とに大別することができる。このうち、花崗閃緑岩に関してはコアが採取されており、湿潤・室温下での実験室実験から熱伝導率は、約3.0 W/(m・K)という値が得られた。この値は室温下で測定されているため、高温下ではこれよりも小さな値を示すはずであるが、高温下の熱伝導率の測定が困難であったため以下のシミュレーションではこの値を用いることとした。これに対して、1,500m以浅の堆積岩についてはコアを採取していないので、熱伝導率を実験によって求めることができなかった。そこで、WBHTを用いた坑井の温度挙動のシミュレーションでは、堆積岩部分の熱伝導率を2.0から3.0 W/(m・K)まで変化させて、シミュレーション結果と実験結果とが等しくなるような、堆積岩部分の熱伝導率を求めた。このシミュレーションに際して用いた主要なパラメータを表2に示した。その結果、図7の破線で示すように堆積岩部分の熱伝導率を2.5 W/(m・K)としたときに、実験結果とシミュレーション結果とがよく一致することが分かった。そこで以降の計算では堆積岩部分の熱伝導率として2.5 W/(m・K)を用いることとした。

図4に示すようにExp.8805では、最初の10.5日間は流量を0.5 t/min、さらにその後の4.5日間は流量を1.0 t/minとし、温度35～40℃の水を15日間SKG-2井へ注入した。シミュレーションでは、注入水の温度を40℃とし、これらの流量で水を注入した場合、坑井内の深さ1,500mに達するまでにどの程度水温が上昇するかを、

Table 2 Parameters used for wellbore simulation.

Parameter	Value
Rock thermal conductivity	
depth 0~1500m	Variable
depth 1500~1800m	3.0 W/(m・K)
Rock density	2700 kg/m ³
Rock specific heat	1000 J/(kg・K)
Initial temperature	$4 + 2.71 \times 10^{-1} (\text{depth}) + 7.41 \times 10^{-5} (\text{depth})^2$ °C
Wellbore depth	1800 m

Fig. 8 Predicted temperature drawdown at 1,500m depth in the SKG-2 well during injection.

シミュレーションプログラムWBHTにより計算した。その結果を、図8に示す。この図から、注入開始直後は坑井内の水の温度は急激に減少しているものの、時間の経過に伴い一定値に近づく傾向を示していることが分かる。深さ1,500mにおける坑井内の水温は、最終的に流量0.5 t/minのとき60℃、流量1.0 t/minのとき50℃となった。

また、水の注入に伴うパイプ内の摩擦による圧力損失を検討した結果、流量1.0 t/minでSKG-2井の7インチのパイプを通して注水しても、ほとんど圧力降下は認められなかった。

4・2 人工貯留層内での循環水の温度変化

1,500m以降の岩盤内の水の挙動に関するシミュレーションには、Finite Element Heat and Mass Transfer Code (FEHM)³⁾を用いた。このプログラムは、流体の質量保存則と系全体のエネルギー保存則をもとに、多孔質の物体中に熱水や蒸気が流れる際の温度および圧力挙動等を有限要素法によって解析するものである。先に述べたように、SKG-2井に注入した水は、HDR-1井へ深さ1,530mから1,760mの範囲にあるフラクチャを通して流入しており、このことから、SKG-2井とHDR-1井とは単一の平面的なフラクチャで連結されているわけではなく、複数枚のフラクチャが存在していることが分かる。従って、水みちとなっているフラクチャは、平面的ではなく3次的に広がっているものと考えられる。また、15日間にわたる循環試験で、生産井から周期的に回収された熱水温度の各周期における最大値は、図5に示すように、時間とともに徐々に上昇し、最終的にほぼ一定値に達した。一般に、循環の初期の段階では生産井下部から流入した熱水は生産井を上昇する間に坑井周囲の岩盤によって冷却される。その後、周囲の岩盤の温度がこの熱水によって暖められるにつれて、熱水自体の温度の低下量は少なくなり、ほぼ一定値に達することになる。いま、貯留層の熱交換面を2本の坑井間距離(約40m)を1辺とする正方形と仮定し、Gringartenのモデル⁴⁾を用いて人工貯留層で暖められる熱水の温度変化を求めると、図9に示すように、時間の経過とともに著しく低下している。この熱水は、生産井を上昇するにつれて、さらに温度が低下することから、坑口で回収される熱水の温度は、図9に示されている値よりも小さくなるはずである。従って、実験で回収された熱水の温度から判断すると、深さ1,800mに形成された人工貯留層の熱交換面積は、これよりはるかに大きいものと予想される。

また、温度検層や坑井壁面を観察するためのボアホールテレビュアなどの2本の坑井内の検層結果のみから、人工貯留層を具体的にモデル化することはむずかしい。そこで、岩盤内に特定のフラクチャを設けず、坑底に送られた水は、注入井の裸坑部から一様に浸透するものと考えて人工貯留層のモデル化を行った。また、

Fig. 9
Predicted temperature drawdown of water at the outlet of single fracture by the Gringarten's model.

シミュレーションでは重力の影響を考慮しなかった。

解析に用いた有限要素分割図を図10に示す。2本の坑井を中心し、幅300m×奥行100m×高さ400mの岩盤のブロックを取り出し、この岩盤内で水の流動を取り扱った。2本の坑井の位置は図に示す通りである。注入井の坑底部10mおよび生産井の坑底部300mは、実際の坑井SKG-2井およびHDR-1井と同じく裸坑部とした。2本の坑井軸を通る面を対称面と考え、この境界面を通して水や熱の流れはないものとした。また、Exp.8805では生産井から回収された熱水と蒸気の回収率は40%程度であったので、面対象となる面を除く鉛直面から岩盤の圧力上昇に伴って水が流出するようにした⁵⁾。すなわち、境界面から外へ流出する流量を q (kg/s)、境界面の外の圧力を P_o (MPa)、境界面内の間隙水圧を p (MPa)、インピーダンスに相当する定数を a ((kg/s)/MPa)とし、 q を次式によって表した。

$$q = a (p - P_o) \quad (1)$$

また、上下の境界面を通しての水の流入、流出はないものと仮定した。

次に、岩盤の物理的性質を決めた。花崗閃緑岩の熱伝導率は、実験室実験をもとに坑井のシミュレーションで用いた3.0 W/(m·K)とした。原位置から採取されたコアには多くの天然フラクチャが含まれていた。このうち、堅固な部分での孔隙率を測定すると0.01という値が得られた。しかしながら、原位置の岩盤には天然のフラクチャが含まれているので、岩盤全体の孔隙率はこの値よりは大きいはずである。そこで、原位置では実験室実験で得られた孔隙率の2倍程度の値であると考え、シミュレーションでは、孔隙率として0.02の値を用いることとした。深さ1,500m以深の岩盤の温度は、深さとともに直線的に増加するものとし、温度検層結果から1,500mで240℃、1,800mで254℃となるようにした。このシミュレーションでは、境界条件として図10で示した注入井での深さ1,500mにおける要素(以下では人工貯留層モデルへの流入点と呼ぶ)における流量を与えると、その計算結果として

Fig. 10
Finite element mesh used for the reservoir simulation. The water is injected from the 'source' at 1,500m depth and flows straight down to the 'injection zone' at 1,795~1,805m depth. Then the water discharged from the 'injection zone' permeates through the reservoir and collected to 'production zone' at 1,500~1,800m depth. Finally the water is recovered from the 'sink' at 1,500m depth.

Table 3 Parameters used for reservoir simulation.

Parameter	Value
Rock permeability	$7.5 \times 10^{-12} \text{ m}^{-2}$
Rock thermal conductivity	3.0 W/(m·K)
Rock porosity	0.02
Initial temperature	$170 + 4.67 \times 10^{-2} (\text{depth}) \text{ } ^\circ\text{C}$
Injection zone	1795~1805 m
Production zone	1500~1805 m
Boundary impedance	$5.5 \times 10^{-17} (\text{kg/s})/\text{MPa}$
Aquifer depth	1500~1900 m
Aquifer length	100 m
Aquifer width	300 m
Injection rate	0.5 t/min at 60°C or 1.0 t/min at 50°C

人工貯留層モデル流入点の圧力や、生産井での深さ1,500mにおける要素(以下では人工貯留層モデルからの流出点と呼ぶ)における熱水の生産流量や圧力等が計算される。この際に人工貯留層モデルへの流入点での圧力の初期値は0としているので、ある流量の水を送り込んだ場合の圧力の増加値は、注入井坑口における圧力の増加値と等しいことになる。Exp.8805では、流量が0.5 t/minおよび1.0 t/minのとき、SKG-2井の坑口圧力はそれぞれ1.5~2.5 MPaおよび5.5~6.0 MPaとなった。そこで、シミュレーションでは、Exp.8805と同じ流量で注水したときに、注入井の坑口圧力がこれらの値に十分近くなるように岩盤の透水係数を選んだ。また、注水量に対するHDR-1井から回収される熱水の割合を、実験結果と同じく約40%となるよう、岩盤の境界面から外に流出する水量を規定する(1)式の定数 a を設定した。以上の検討の結果、表3に示すようなパラメータの値を用いてシミュレーションを行うことにした。

まず、流量を0.5 t/minとし、60℃の水を1年間人工貯留層モデルへの流入点に送り、人工貯留層モデルからの流出点から回収したときの水の温度変化等を求めた。図11は人工貯留層モデルの流出点における生産熱水の圧力である。また、図12は人工貯留層モデルの流入点・流出点における流量であり、図13では同モデルの流入点・流出点における水の温度を示した。図11から分かるように、注入井の流体の圧力は、時間とともに1.6 MPaから2.4 MPaへ幾分増加しており、図4に示すように実測値の1.5~2.5 MPaに十分近い値が得られている。また、生産井からの熱水の回収率も、図12から実験結果と同様にほぼ40%となっていることが分かる。図13に示すように、生産井の深さ1,500mにおける流体の温度を求めたところ、循環開始17日後にピーク値252℃を示し、その後徐々に温度が減少して1年後には約230℃となっている。

次に、表3で示した値を用い、流量を1.0 t/min、注入水温度を50℃として、1年間の循環試験を行ったときのシミュレーションを実施した。図14から明らかなように、注入井の深さ1,500mにおける流体の圧力は、循環開始時には4.4 MPaであったが、時間とともに増加する傾向を示し、最終的には約6 MPaに達している。Exp.8805で、1.0 t/minで注水したときの坑口圧力は4.5~5.5 MPaであったので、シミュレーションによって得られた流体の圧力は、実験値に十分近いといえる。このときの熱水の回収率すなわち注入流量に対する生産流量の比(百分率)は、図15に示した注入流量と生産流量とから計算すると、循環開始時は40%であったが、1年後には35%と時間とともに減少している。この値は、流量0.5 t/minのときに比べていくぶん低い。従って、シミュレーションによると、流量を増加すると、回収率はわずかではあるが減少する傾向を示す。流量の増加に伴う回収率の減少は、Exp.

Fig. 11 Predicted injection pressure at the water inlet of FEHM model. The injected flow rate is 0.5 t/min. The location of water inlet is corresponding to 1,500m depth of the injection well SKG-2.

Fig. 12 Predicted production flow rate at the water outlet of the FEHM model. The location of water outlet is corresponding to 1,500m depth of the production well HDR-1. The injection rate into the model is also shown.

Fig. 13 Predicted production temperature at the water outlet of FEHM model. The injected flow rate is 0.5 t/min. The temperature of injected water into the model is also shown.

Fig. 14 Predicted injection pressure at the water inlet of FEHM model. The injected flow rate is 1.0 t/min.

Fig. 15 Predicted production flow rate at the water outlet of FEHM model. The injection rate into the model is 1.0 t/min and is also shown.

Fig. 16 Predicted production temperature at the water outlet of FEHM model. The injected flow rate is 1.0 t/min. The temperature of injected water into the FEHM model is also shown.

8805で流量を0.5から1.0 t/minに増加したときの実測結果からも認められている。

また、生産井の深さ1,500mでの流体の温度は、図16から分かるように、循環開始17日後に最高252℃に達した後減少を続け、1年後には213℃となる。注入流量が0.5 t/minの場合では、この箇所の注水開始から1年後の流体温度は図13で示したように230℃であった。従って、両者を比較すると当然のことながら、注水流量の大きい方が温度低下が大きくなっていることが分かる。

4・3 HDR-1井からの熱水の温度変化

前節で述べたシミュレーションから、人工貯留層モデルからの流出点すなわち生産井の深度1,500mにおける熱水の生産流量や温度を求めることができた。この熱水は、深度1,500mからHDR-1坑井内を上昇して地表まで達する間に冷却されることになる。そこで、熱水が地表に達したときの温度は以下のシミュレーションにより求めることとした。使用したプログラムは先に述べたWBHTである。HDR-1井のケーシングプログラムを、図17に示す。岩盤の温度分布および熱伝導率は、SKG-2井のシミュレーションで用いた値と同じとした。流量0.5 t/minの場合、深さ1,500mにおける生産井の流体の流量と温度は、それぞれ図12と図13に示す通りである。図13から分かるように、深さ1,500mにおける生産井の流体の温度は生産開始直後の20日間程度を除き、ほぼ直線的に低下することが分かる。そこで簡単のため、この温度変化を直線で近似して、生産井の坑口における流体の温度を求めたところ、図18に示すような結果が得られた。循環開始時は、高温の流体が坑井に沿って上昇するにつれて、坑井周辺の岩盤によ

HDR-1 Well

Fig. 17 Schematic configuration of the HDR-1 well.

り冷却されるので、坑口における温度は低い。しかし、時間が経つにつれて坑井を通る熱水により周辺の岩盤が暖められるので、生産井から回収される流体の温度は徐々に上昇する。1年間循環を実施した時点での坑口温度は、約175℃となった。これは、図5で示した生産井から周期的に回収された熱水温度の各周期における最大値とほぼ同じである。

また、注入流量が1.0 t/minのときの生産井の坑口における流体

Fig. 18 Predicted production water temperature at the wellhead of production well HDR-2 by the WBHT code. The water injection rate into SKG-2 well is 0.5 t/min. Bottomhole flow rate and bottomhole temperature were calculated from the FEHM code as shown in Figs. 12 and 13 respectively.

Fig. 19 Predicted production water temperature at the wellhead of production well HDR-2. The water injection rate into SKG-2 well is 1.0 t/min. Bottomhole flow rate and bottomhole temperature were calculated from the FEHM code as shown in Figs. 15 and 16 respectively.

の温度も、流量 0.5 t/min の場合と同様に計算して図 19 に示した。生産井の深さ 1,500 m における熱水の最高温度は 0.5 t/min と同様 252°C であったが、流量が大きいため熱水が坑井周辺の岩盤温度をより高めるので、坑口における熱水の温度は、循環開始後 202°C まで上昇している。しかし、時間とともに貯留層となる岩盤の温度が低下することから、深さ 1,500 m の熱水の温度は減少し、1 年後に 213°C になっている。従って、坑口における熱水の温度も減少し、1 年後には 187°C まで下がっている。

5. 結 論

1988 年に肘折高温岩体実験場においては、深さ 1,800 m で温度 250°C の岩盤に互いに約 40 m 離れた 2 本の坑井と水圧破碎によって造成された人工貯留層とから成る高温岩体熱抽出システムをつくり上げた。このシステムを対象に、Exp. 8805 と呼ばれる約 15 日間にわたる循環試験を実施し、地下岩盤から熱エネルギーの抽出を試みた。この循環試験の際、注入井および生産井において、流体の圧力、流量、温度を計測した。これらのデータをもとに、高

温岩体からの熱エネルギーの抽出特性等を把握する目的で、2 つのシミュレーションプログラムすなわち坑井を対象とした WBHT と岩盤内の貯留層を対象とした FEHM を用いて、シミュレーションを行った。その結果、次のようなことが明らかになった。

1) SKG-2 井に注入された約 40°C の水が、深さ 1,500 m に達したときの温度は、流量 0.5 t/min のとき約 60°C、1.0 t/min のとき約 50°C となった。

2) 水みちとなるフラクチャは、SKG-2 井の坑底部 10 m から発生し、HDR-1 井に達するまでに約 230 m の範囲に広がっている。また、生産熱水の温度も 15 日間の試験で低下する傾向を示さなかったことから、熱交換面積はフラクチャを一平面と仮定した値よりかなり大きいと予想される。従って、フラクチャは 3 次元的に広がっているものと考えられる。そこで、人工貯留層をモデル化するのに、特定のフラクチャを設けず、岩盤に様に注入水が浸透するようにした。

3) Exp. 8805 と同じ流量で注入井に水を送り、現場実験で計測された坑口圧力に近い値がシミュレーションで得られるように、岩盤の透水係数を決めた。

4) また、Exp. 8805 において、SKG-2 井に注入した水の約 40% のみが HDR-1 井から回収されたため、2 本の坑井を含む一定の大きさの岩盤を取り出し、この岩盤から間隙水の圧力に比例して境界の外部に流出するようなモデルを考えた。

5) 上記のモデルに対してパラメータを決め、1 年間循環試験を継続したとき、生産井の坑口における流体の温度変化をシミュレーションにより求めた。その結果、生産井から回収される熱水の温度は、流量 0.5 t/min のとき時間とともに上昇し、一定値 180°C に近づいている。また、流量 1.0 t/min のときには循環開始後まもなく最高温度 202°C を示した後減少を続け、1 年経過すると 187°C となる。すなわち、流量によって、貯留層となる岩盤が冷却される速さが異なり、かつ生産井を熱水が上昇するときの温度挙動は、流量に影響されることが明らかになった。

6) 0.5～1.0 t/min の流量では、実験およびシミュレーションにより、流量を増加すると回収率が幾分減少することが明らかにされた。

謝辞 解析の対象とした肘折における高温岩体の現場試験は、工業技術院サンシャイン計画のもとで新エネルギー・産業技術総合開発機構が実施主体となって推進している。データの採取に当たり、工業技術院サンシャイン計画推進本部の協力を得た。ここに、感謝の意を表する。

参 考 文 献

- 1) 山口 勉他：資源・素材学会平成元年度春季大会予稿集，59～60，(1989)
- 2) Cremer, G. et al. : Hot Dry Rock Geothermal Energy Development Program, Annual Report FY1979 (LA-8280-HDR), 136～137, (1979), Los Alamos National Laboratory
- 3) Zvoloski, G. : Int. J. for Numerical and Analytical Method in Geomechanics, 17, 75～86, (1983)
- 4) Gringarten, A. et al. : J. of Geophysical Research, 80[8], 1120～1124, (1985)
- 5) Birdsell, S. & Robinson, B. : Preprint of 13rd. Annual Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, CA, Jan. 19～21, (1988)