

気液二相流入坑井における貯留層内沸騰以前の 地熱流体の化学組成の推定法

関 陽 児*

SEKI, Yoji (1991) Estimation of original reservoir fluid composition prior to aquifer boiling induced by well discharge. *Bull. Geol. Surv. Japan*, vol. 42 (6/7), p. 337-346, 7fig.

Abstract : Estimation of reservoir fluid composition prior to discharge-induced aquifer boiling was considered.

In wells where discharge-induced aquifer boiling takes place, steam fraction at downhole (SF_{dh}) is much larger than steam fraction in aquifer (SF_{aq}), due to the higher mobility of vapor phase. The fractionation of each component (f) varies depending not only on temperature but also on the boiling process. Using these factors and the concentration of component (i) in total discharge (Ci_{td}), the concentration of component (i) in original aquifer prior to boiling (Ci_o) can be expressed by an equation :

$$Ci_o = Ci_{td} \times (SF_{aq} \times (f-1) + 1) / (SF_{dh} \times (f-1) + 1)$$

An aquifer boiling model which consists of two end-member types of boiling is proposed : a "high flow-small temperature drop type" and a "low flow-large temperature drop type". The former is a process which could be present in an aquifer with high permeability, and is characterized by a large total discharge, accompanied by a small temperature and pressure drop around the well. The distribution of gas between vapor and liquid in the downhole feed zone may be less than predicted for equilibrium conditions, due to single step steam separation under dynamic conditions. The latter type is a process which could occur in an aquifer with low permeability, and is characterized by a low flow rate and a large temperature and pressure drop. The fractionation of gases into vapor phase at the feed zone is very large, due to multi-step steam separation.

Based on this model, variety of the gas concentrations in total discharge among geothermal wells with excess enthalpy (i.e. aquifer boiling) for the same reservoir can be well interpreted.

要 旨

坑井からの地熱流体の噴出に伴う貯留層圧力の低下に起因して、貯留層内で沸騰が始まる地熱坑井において、沸騰が始まる前(熱水一相時)の地熱流体の化学組成を推定する方法を考察した。推定は、沸騰の場合および坑井流入点それぞれの気液比、坑井流入時の気相・液相時間の成分濃度比および全放出流体中の成分濃度に基づいて行われる。このうち、坑井流入点での気相・液相間の成分(特にガス)濃度比は、沸騰のプロセスにより大きく変わりうる。したがって、対象とする坑井周辺での沸騰が、単段沸騰的か多段沸騰的かを判定し、適切な気相・

液相間濃度比を見積ることが重要である。

1. はじめに

貯留層中の地熱流体の化学組成は、地下の温度条件における地熱流体の化学的性質、水・鉱物間の平衡関係、スケーリングや腐食の可能性の検討など、地熱系の実態の把握や坑井の生産管理などの際に欠かせない情報である。

噴出中の地熱坑井から流体のサンプルが得られる場合には、通常、熱水と蒸気の分析値にそれぞれの重量比を乗じて加えたものが、貯留層中の地熱流体の化学組成とみなされる(例えば Truesdell and Singers, 1974; Ichi-

Keywords : discharge-induced pressure drop, aquifer boiling model, aquifer chemistry, gas concentration, distribution factor

*鉱物資源部

kuni and Tsurumi, 1988 ; Takeno, 1988など)。ただし、この方法が成り立つのは、坑井に流入する地熱流体が熱水一相の場合である。ところが地熱坑井の中には、坑井に気液二相が流入するものがある。これは、貯留層内で地熱流体の沸騰が始まっていることを意味する。このような二相流入坑井では、前述の方法では貯留層中の流体組成を求めることができない。その理由は、貯留層内で沸騰が起こると、沸騰により生じた蒸気は熱水に比べて移動速度が大きいため、蒸気が選択的に坑井に流入することによる(Henley, 1984 a)。また、気液間での成分濃度の比、とりわけガス成分濃度の比は、沸騰のプロセスにより大きく異なる(Henley, 1984 b)。したがって、二相流入坑井において、貯留層内で沸騰を開始する前の熱水一相の地熱流体(以下、「原熱水」とよぶ)の化学組成を知るためには、沸騰のプロセスを考慮した適切な方法を用いる必要がある。

ここでは、まず、坑井からの地熱流体の噴出による圧力低下に起因して生ずる貯留層内沸騰のモデルを示す。つぎに、そのモデルに基づいて原熱水の化学組成を推定する計算方法を導き、計算例を示す。

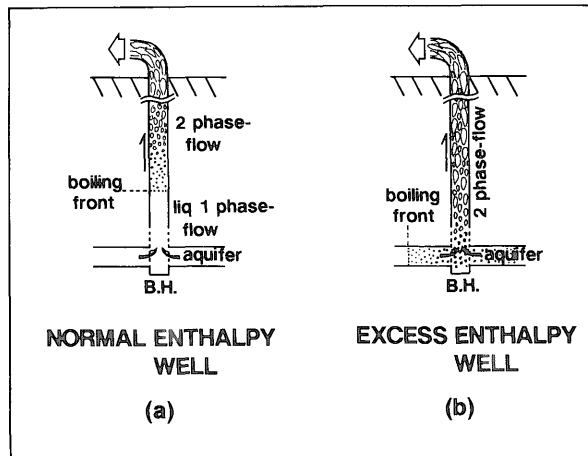
2. 過剰エンタルピー坑井

地熱坑井の全放出エンタルピーは、坑内の地熱流体流入部の実測温度における蒸気に飽和した熱水一相のもつエンタルピーの値に近いことが多い。そのような坑井は「正常エンタルピー坑井(Normal enthalpy well)」と呼ばれている(Henley, 1984 b)。正常エンタルピー坑井では、坑井流入時の地熱流体は熱水一相であり、坑井内を上昇中に圧力低下により沸騰を開始し気相と液相に分

離する(第1図a)。したがって、正常エンタルピー坑井では、地熱流体が坑井内を上昇中に熱や物質の出入りがないかぎり、全放出流体組成を貯留層中の熱水の化学組成とみなすことができる。

一方、地熱坑井の中には、実測温度における蒸気に飽和した熱水一相のもつエンタルピーに比べ、噴出地熱流体のエンタルピーがより大きいものがある。このような坑井は「過剰エンタルピー坑井(Excess enthalpy well)」と呼ばれている(Henley, 1984 b)。過剰エンタルピー坑井では、地熱流体が坑井に流入する時点で気液二相となっている。すなわち貯留層内ですでに沸騰が始まっている(第1図b)。貯留層内で沸騰が起こり気相と液相が生ずると、気相の方が裂かや地層中を移動しやすいため、一般に沸騰場における気液比よりも坑井流入点における気液比の方が大きくなる(Henley, 1984 b)。また、沸騰による気液分離が一回のみ(単段沸騰)か、何度も行われる(多段沸騰)かによって、気相液相間で分配される成分、特にガス成分の分配比が大きく異なってくる(Henley, 1984 a)。

このような貯留層内での沸騰に起因する過剰エンタルピー坑井は、次の2つに大別できる。①自然状態ですでに貯留層内の広範囲にわたり沸騰が起きているもの、②坑井からの地熱流体の噴出に伴う貯留層圧力の低下に起因して、坑井周辺の限られた範囲でのみ貯留層内沸騰が起きているもの。ここで扱う対象は、②のタイプであり、以下とくに断わらない限り「過剰エンタルピー坑井」とは、②をさす。なお、自然状態で沸騰していたか否かは、開発初期の坑井が過剰エンタルピー坑井であったかどうか、その坑内温度分布が深度・沸騰温度曲線に達してい



第1図 正常エンタルピー坑井(a)と過剰エンタルピー坑井(b)
Figure 1. Normal enthalpy well(a) and excess enthalpy well(b)

たかどうかなどから判定できる。

3. 過剰エンタルピー坑井において原熱水の化学組成を推定する従来の方法

過剰エンタルピー坑井では、前述のように、地熱流体が坑井へ流入する時点ですでに気液二相になっており、かつ多くの場合蒸気が選択的に坑井へ流入する。したがって、正常エンタルピー坑井と異なり、蒸気および熱水中の各成分濃度の加重平均値である全放出流体組成を、貯留層中の沸騰前の熱水の化学組成とみなすことはできない。

しかし、気液分離の際に液相中に完全に残るとみなせる成分については、過剰分のエンタルピーに相当する蒸気を加重平均の計算から除外することにより、推定できる。この方法は簡便なため、原熱水中の塩素濃度の推定などの際にしばしば用いられる(例えば、Hedenquist, 1990)。ただしこの方法では、気相・液相の両者に分配される成分、特にガス成分の原熱水中の濃度は推定できない。ガス成分も含めた原熱水の化学組成を推定するためには、坑井周辺の貯留層内で起こる沸騰のモデルを考える必要がある。

4. 貯留層内沸騰のモデル

坑井からの地熱流体の噴出による圧力低下に起因して生じる、坑井周辺の貯留層内の沸騰のモデルとして、以下のふたつのエンド・メンバーが考えられる。ひとつは、全放出流量(蒸気量+熱水量)がより大きく坑井周辺での温度・圧力低下量がより小さい「高流量・小温度低下量型」(第2図a)であり、他は、全放出流量がより小さく坑井周辺での温度・圧力低下量がより大きい「低流量・大温度低下量型」(第2図b)である。

「高流量・小温度低下量型」は、坑井周辺の貯留層の透水係数が大きい場合、例えば裂か規制型の貯留層において裂かの幅が広くかつ連続性がよい場合に起こりうる。このタイプの坑井では、貯留層の透水係数が大きいので全放出流量が相対的に大きい。また、大きな透水係数は、坑井周辺の貯留層中に生ずる差圧を小さなものにする。差圧、すなわち圧力低下量が小さいことにより、温度低下量も相対的に小さい。このように温度低下量が小さく地熱流体が迅速に坑井に流入する場合、その沸騰のプロセスは単段沸騰に近いと考えられる(Henley, 1984b)。単段沸騰による気液分離が行われる場合、気相・液相間のガス成分濃度比は、理想的にはその温度におけるガス分配係数(B)にしたがう(第3図)。しかし、実際の地熱系で単段沸騰気液分離が起こる場合には、動的な効果

により、みかけの分配比がBよりも小さくなる可能性が指摘されている(Hedenquist, 1990; Seki, 1990)。

一方、「低流量・大温度低下量型」は、坑井周辺の貯留層の透水係数が小さい場合、例えば裂か規制型の貯留層において裂かの幅がせまくかつ連続性が悪い場合に起こりうる。このタイプの坑井では、貯留層の透水係数が小さいので全放出流量が相対的に小さい。また、透水係数が小さいために坑井周辺には大きな差圧が生ずる。すなわち坑井周辺での圧力低下量が大きい。したがって温度低下量も大きくなる。坑井周辺における温度・圧力の低下は、貯留層の不連続性のために段階的になる可能性が高い。その場合、液相に比べはるかに移動しやすい気相は、沸騰の各段階毎に残存液相から分離されると考えられる。すなわち、沸騰のプロセスが多段沸騰的であると考えられる(Henley, 1984b)。各段階の沸騰における気相・液相間のガス成分分配比は、Bと等しいかやや小さいかもしれない。しかし、多段沸騰気液分離によりガス成分が繰り返し気相中へ分配される結果、最終的には、沸騰以前の液相中に溶存していたガス成分の大部分が、気相中へ移動する。

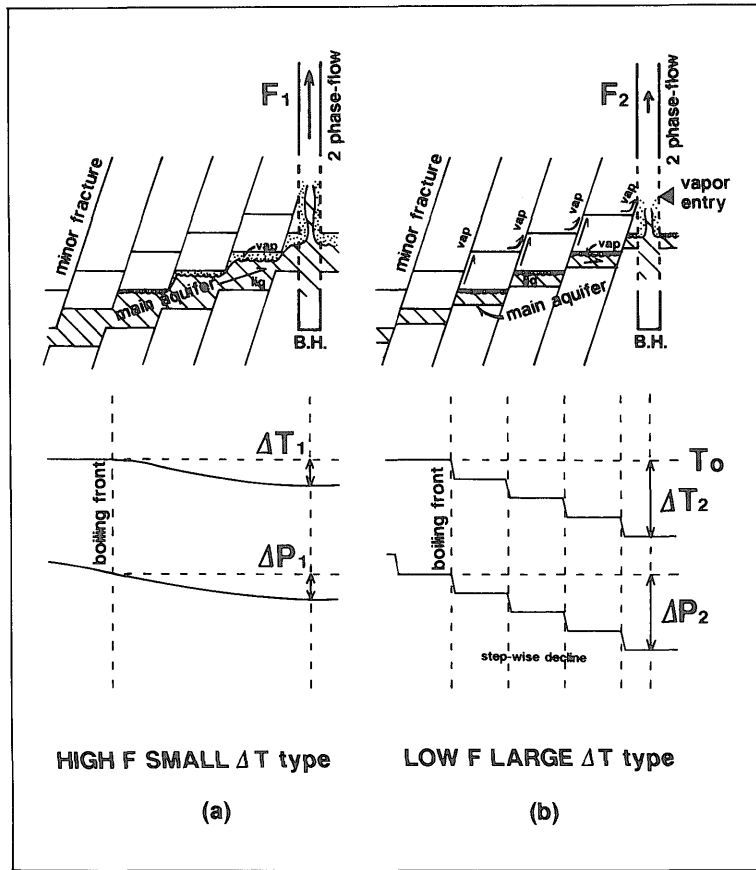
5. モデルに基づいて原熱水の化学組成を求める計算法と計算例

5.1 計算の概要

この計算の対象となる坑井には、次のことを仮定している。①自然状態での貯留層は熱水一相、②地熱流体の坑井への流入点は1カ所、③坑井内を上昇中に熱・物質の出入りが無い、④貯留層内の沸騰開始点から坑井流入点までの間に熱の出入りが無い、⑤貯留層内での沸騰は前記のモデル(「高流量・小温度低下量型」または「低流量・大温度低下量型」)にしたがう。

以下のデータが計算に必要である。①坑井から得られた試料(熱水と蒸気)の化学分析値、②試料採取時の蒸気と熱水の比、③試料採取時の噴出地熱流体のエンタルピー、④試料採取時(または同じ噴出条件で)の坑井内の地熱流体流入部の温度。

計算は次の手順で進められる。まず、坑井から得られた熱水と蒸気の化学分析値に基づいて全放出流体組成を求める。試料採取時(または同じ噴出条件で)の坑井内の地熱流体流入部の温度における、熱水一相のエンタルピーと噴出地熱流体の比エンタルピーを比較する。両者が等しければ(正常エンタルピー坑井)全放出流体組成が貯留層中の流体組成とみなせるので以下の計算は必要ない。比エンタルピーが熱水一相のエンタルピーよりも大きい場合は、沸騰が貯留層内で始まっていると考えら



第2図 坑井からの地熱流体の噴出による圧力低下に起因して生ずる貯留層内沸騰のモデル：高流量・小温度低下量型(a)と低流量・大温度低下量型(b) (Seki, 1990)

F : 全放出流量, T : 地熱流体の温度, T_0 : 貯留層内沸騰以前の地熱流体の温度, P : 地熱流体の圧力. 坑井の直径が同じ場合には, $F_1 > F_2$, $\Delta T_1 < \Delta T_2$, $\Delta P_1 < \Delta P_2$.

いずれの型の場合も, 液相よりも気相の移動速度の方が大きいため, 坑井には蒸気が選択的に流入する. その差に相当する熱水は, 貯留層中にとり残されることになる.

Figure 2. A model of aquifer boiling due to the discharge-induced pressure drop: High flow-small temperature drop type(a) and low flow-large temperature drop type (b). (after Seki, 1990)

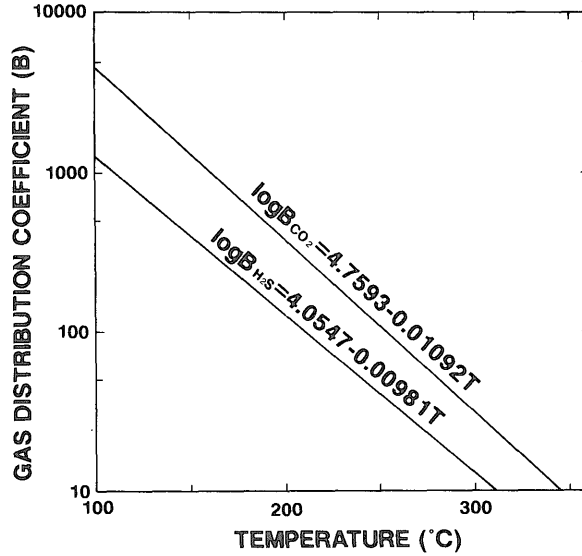
F : flow rate, T : temperature, T_0 : original aquifer temperature before boiling, P : pressure. For the same bore diameter, $F_1 > F_2$, $\Delta T_1 < \Delta T_2$, $\Delta P_1 < \Delta P_2$.

In both types, vapor preferably flows into geothermal wells, due to its higher mobility compared with liquid.

れるので, 貯留層内沸騰のモデルに基づく以下の計算に進む. まず, 噴出地熱流体の比エンタルピーと坑井内の地熱流体流入部の温度から, 坑井流入時の気液比を求める. また, 地化学温度と坑井内の地熱流体流入部の温度から, その温度差で本来生じる気液比をもとめる. つぎに, 全放出流量, 坑井周辺での温度低下量などからその坑井における沸騰が「高流量・小温度低下量型」か「低流量・大温度低下量型」かを判定し, 適当な気相・液相間濃度比を推定する. 最後に, 全放出流体組成, 坑井流入時の気液比, その温度差で本来生じる気液比および坑

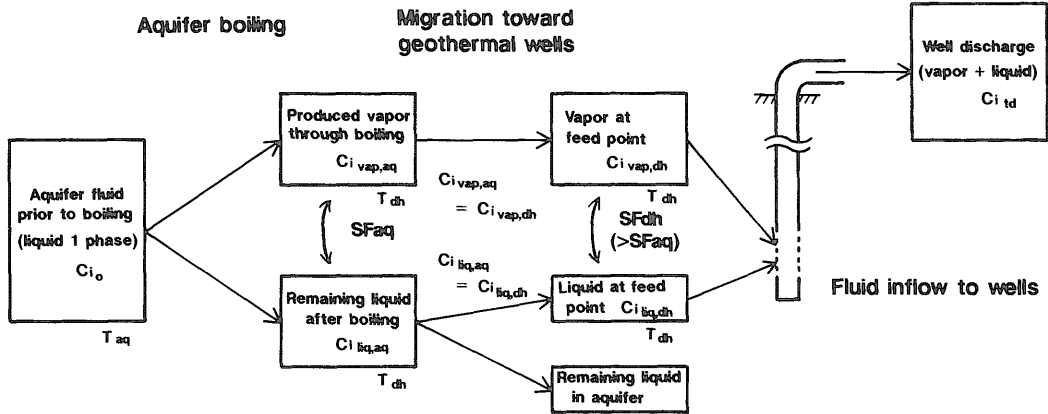
井流入時の気相・液相間濃度比をもちいて貯留層内で沸騰を始める前の地熱流体の化学組成を計算する.

なお, この計算では以下に述べる近似を行っている. すなわち, モデルでは「低流量・大温度低下量型」の場合, 多段階沸騰により組成(特にガス成分濃度)の異なる蒸気が断続的に発生することになる. しかし計算では, 複雑さを避けるためにそのようにして発生した蒸気の平均組成をもつ単一の蒸気を仮定して, その組成が沸騰の場と坑井流入点で同じであるとみなしている. また, モデルでは地熱流体は貯留層内で沸騰しつつ坑井に向かっ



第3図 二酸化炭素および硫化水素のガス分配定数と温度の関係 (Giggenbach,1980による)

Figure 3. Gas distribution coefficient versus temperature for CO₂ and H₂S. (after Giggenbach, 1980).



第4図 原熱水の組成を求める計算でもちいた近似モデル

第4節で述べた貯留層内沸騰のモデルでは、地熱流体は沸騰しつつ坑井に向かって移動する。しかし、計算では貯留層内沸騰と、気液比の変化をもたらす気液二相流体の貯留層内の移動とを、分けて取り扱っている。また、「低流量・大温度低下量型」において多段沸騰により断続的に発生する組成の異なる蒸気は、それらの平均組成をもつ単一の蒸気を仮定して計算される。

Figure 4. Concept of an approximation adopted in calculation for estimate of aquifer fluid composition prior to boiling.

Boiling and migration toward geothermal wells are supposed to occur simultaneously in the model shown in Fig. 2. However, aquifer boiling is separately treated from migration in the calculation. In addition, generated steam at each step of multiple steam separation process in "low flow-large temperature drop type", which may have various gas content, are treated altogether as one with average gas content.

SF_{aq}: steam fraction in aquifer, SF_{dh}: steam fraction at the feed point of the well, Ci_{td}: concentration of component (i) in total discharge, Ci₀: that in the original aquifer before boiling, Ci_{vap, aq}: that in vapor after aquifer boiling, Ci_{liq, aq}: that in liquid after aquifer boiling, Ci_{vap, dh}: that in vapor at feed point of wells, Ci_{liq, dh}: that in liquid at feed point of wells, T_{aq}: temperature of the original aquifer before boiling, T_{dh}: temperature at feed point of wells under flowing condition.

て移動することが想定されているのに対し、この計算では、沸騰と貯留層内での移動(気液比の変化をもたらす)とを分けて考えている(第 4 図)。したがって、前項で述べたモデルと以下の計算とは、厳密には整合していないことになる。

5. 2 計算

式に用いる記号の定義を以下に示す。

- $C_{i_{td}}$: 全放出流体中の成分 i の濃度
- C_{i_0} : 原熱水中の成分 i の濃度
- $C_{i_{11q}}$: 試料採取時(気水分離後)の熱水中の成分 i の濃度
- $C_{i_{vap}}$: 試料採取時(気水分離後)の蒸気中の成分 i の濃度
- $C_{i_{11q, aq}}$: 貯留層内沸騰後の熱水中の成分 i の濃度
- $C_{i_{vap, aq}}$: 貯留層内沸騰後の蒸気中の成分 i の濃度
- $C_{i_{11q, dh}}$: 坑井流入時の熱水中の成分 i の濃度
- $C_{i_{vap, dh}}$: 坑井流入時の蒸気中の成分 i の濃度
- SF_{sep} : 試料採取時(気水分離後)の蒸気分率
- SF_{aq} : 貯留層内沸騰時の蒸気分率
- SF_{dh} : 坑井流入時の蒸気分率
- H_{ex} : 過剰エンタルピー
- H_{td} : 噴出地熱流体の比エンタルピー
- $H_{11q, tdh}$: 坑井流入温度での熱水一相のもつエンタルピー
- $H_{vap, tdh}$: 坑井流入温度での蒸気一相のもつエンタルピー
- $H_{11q, taq}$: 沸騰以前の貯留層温度での熱水一相のもつエンタルピー
- B : 分配平衡下でのガス分配定数
- f : 坑井流入時の地熱流体の気相・液相間の成分濃度比
- T_{dh} : 坑井流入時の地熱流体の温度
- T_{aq} : 沸騰以前の貯留層中の地熱流体の温度

全放出流体中の成分 i の濃度は、

$$C_{i_{td}} = (C_{i_{11q}} \times (1 - SF_{sep})) + (C_{i_{vap}} \times SF_{sep}) \quad (1)$$

過剰エンタルピーは、

$$H_{ex} = H_{td} - H_{11q, tdh} \quad (2)$$

貯留層内沸騰時の蒸気分率は、

$$SF_{aq} = (H_{11q, taq} - H_{11q, tdh}) / (H_{vap, tdh} - H_{11q, tdh}) \quad (3)$$

坑井流入時の蒸気分率は、

$$SF_{dh} = (H_{td} - H_{11q, tdh}) / (H_{vap, tdh} - H_{11q, tdh}) \quad (4)$$

でそれぞれ表される。

これらの値をもちいて沸騰以前の貯留層における熱水中の成分 i の濃度を表す式を、導くことができる。

全放出流体中の成分 i の濃度は、

$$C_{i_{td}} = C_{i_{vap, dh}} \times SF_{dh} + C_{i_{11q, dh}} \times (1 - SF_{dh}) \quad (5)$$

原熱水中の成分 i の濃度は、

$$C_{i_0} = C_{i_{vap, aq}} \times SF_{aq} + C_{i_{11q, aq}} \times (1 - SF_{aq}) \quad (6)$$

でそれぞれ表せる。ここで、単段沸騰の場合は、 $C_{i_{vap, aq}}$ と $C_{i_{11q, aq}}$ は、それぞれ $C_{i_{vap, dh}}$ と $C_{i_{11q, dh}}$ に等しい。また、多段沸騰の場合にも前項で述べたように等しいとみなすと、

$$C_{i_0} = C_{i_{vap, dh}} \times SF_{aq} + C_{i_{11q, dh}} \times (1 - SF_{aq}) \quad (7)$$

となる。坑井に流入する地熱流体の気相・液相間の成分濃度比 f は、

$$f = C_{i_{vap, dh}} / C_{i_{11q, dh}} \quad (8)$$

である。式(5)、(7)および(8)より、沸騰以前の貯留層中の成分 i の濃度を求める式は、

$$C_{i_0} = C_{i_{td}} \times (SF_{aq} \times (f - 1) + 1) / (SF_{dh} \times (f - 1) + 1) \quad (9)$$

となる。

気相・液相間の成分濃度比 f は特別な値をとる場合がある。例えば、液相中に完全に残存する成分の場合は $f = 0$ なので、式(9)は、

$$C_{i_0} = C_{i_{td}} \times (1 - SF_{aq}) / (1 - SF_{dh}) \quad (10)$$

となる。また、多段沸騰気液分離が起きている場合のガス成分については $f = \infty$ とみなしてさしつかえないので、式(9)は、

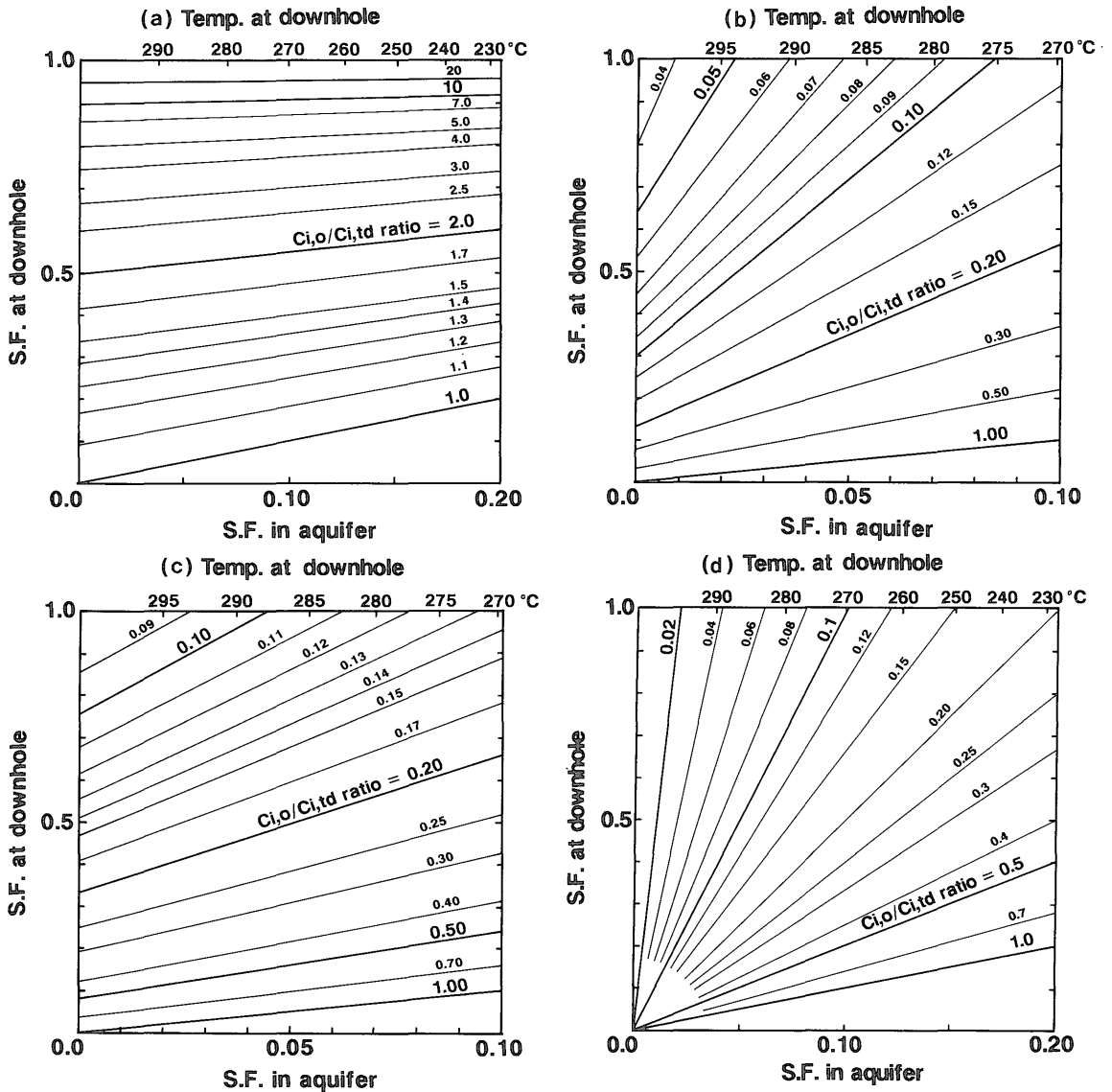
$$C_{i_0} = C_{i_{td}} \times SF_{aq} / SF_{dh} \quad (11)$$

となる。

5. 3 計算例

上記の計算法にしたがって、仮定の全放出流体組成をもちいて沸騰以前の貯留層における熱水の化学組成をもとめた計算例を示す。例・1は、単段沸騰気液分離が起きている坑井(高流量・小温度低下量型)、例・2は多段沸騰気液分離がおきている坑井(低流量・大温度低下量型)での計算例である。いずれの例も $T_{aq} = 300^\circ\text{C}$ である。

沸騰以前の貯留層温度が 300°C の場合の SF_{aq} 、 SF_{dh} に対する $C_{i_0}/C_{i_{td}}$ 比を第 5 図に示す。第 5 図(a)は液相中に完全に残存する ($f=0$) 成分、(b)は単段沸騰気液分離で分配平衡が成立している場合の炭酸ガス ($f = \text{BH}_2\text{S}$)、(c)は単段沸騰気液分離で分配平衡が成立している場合の硫化水素ガス ($f = \text{B}_{\text{H}_2\text{S}}$)、(d)は多段沸騰気液分離後のガス成分のように、全てが気相中に移動する成分 ($f = \infty$) である。これらの図から、 SF_{aq} と SF_{dh} が分かれば C_{i_0} が $C_{i_{td}}$ のおよそ何倍(何分の一)かが推定できる。ここでは、単段沸騰気液分離の場合の炭酸ガス(b)と硫化水素ガス(c)に対して $f = B$ を用いて計算しているが、実際には $f < B$ である可能性があることは前述の通りである。



第5図 300°Cにおける SF_{aq} 、 SF_{dh} と Ci_o/Ci_{td} 比の関係

SF_{aq} : 貯留層内での沸騰の本来の蒸気分率, SF_{dh} : 坑井流入時の蒸気分率, Ci_{td} : 全放出流体中の成分 i の濃度, Ci_o : 沸騰以前の貯留層中の成分 i の濃度, f : 坑井流入時の気液間の成分濃度比

(a): 液相中に完全に残存する ($f = 0$) 成分, (b): 単段階沸騰気液分離で分配平衡が成り立っている場合 ($f = B_{CO_2}$) の二酸化炭素, (c): 単段階沸騰気液分離で分配平衡が成り立っている場合 ($f = B_{H_2S}$) の硫化水素, (d): 気相中に完全に移動する ($f = \infty$) 成分

Figure 5. SF_{aq} and SF_{dh} versus Ci_o/Ci_{td} ratio at 300°C.

SF_{aq} : steam fraction in aquifer, SF_{dh} : steam fraction at the feed point of the well, Ci_{td} : concentration of component (i) in total discharge, Ci_o : concentration of component (i) in the original aquifer before boiling, f : ratio of net concentration of the component in vapor produced during aquifer boiling to that in liquid. (a): for components which completely remain in the liquid phase (i.e. non volatile, $f = 0$), (b): for CO_2 under single step steam separation under equilibrium distribution ($f = B_{CO_2}$), (c): for H_2S under single step steam separation under equilibrium distribution ($f = B_{H_2S}$), (d): for components which migrate completely into the vapor phase (i.g. highly volatile gas components under multi-step steam separation, $f = \infty$).

例・1

全放出流体中の成分濃度が,

$$C_{Cl^{-},td}=9180 \text{ mg/kg}, C_{CO_2,td}=86230 \text{ mg/kg}$$

貯留層中, 坑井流入時の温度, 全放出エンタルピーがそれぞれ,

$$T_{aq}=300 \text{ }^{\circ}\text{C}, T_{dh}=295 \text{ }^{\circ}\text{C}, H_{td}=1893 \text{ J/g}$$

である地熱坑井の場合:

$$SF_{aq} = (1344-1316)/(2758-1316) = 0.02$$

$$SF_{dh} = (1893-1316)/(2758-1316) = 0.40$$

塩素イオンは, 液相中に完全に残存する ($f=0$) とみなしてよい(第5図(a)参照) ので, 式(10)より,

$$C_{Cl^{-},o} = 9180 \times (1-0.02)/(1-0.40) = 15000 \text{ mg/kg}$$

となる.

炭酸ガスは, 温度低下量が 5°C とかなり小さいので単段沸騰気液分離 ($f=B_{CO_2}$) とみなす(第2図(a), 第5図(b)参照) と, 式(9)より,

$$\begin{aligned} B_{CO_2,295} &= 34.5 \\ C_{CO_2,o} &= 86230 \times (0.02 \times (34.5-1) + 1) / (0.40 \times (34.5-1) + 1) \\ &= 10000 \text{ mg/kg} \end{aligned}$$

が得られる.

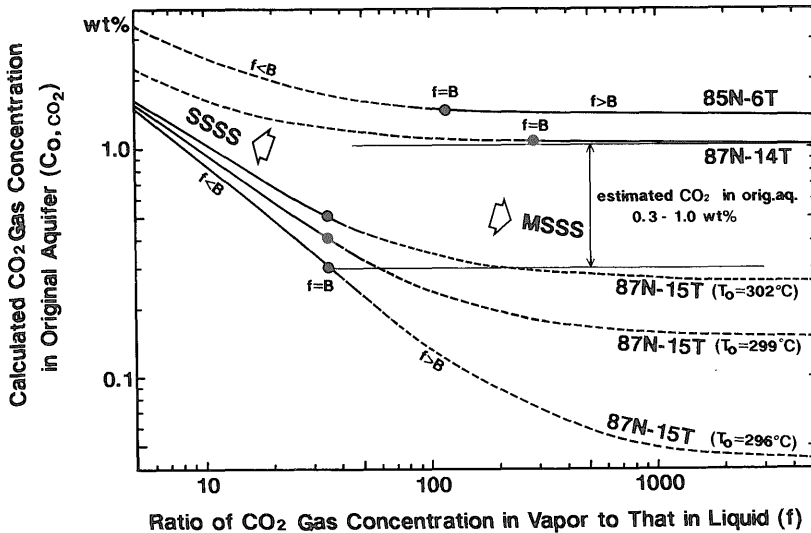
例・2

全放出流体中の成分濃度が,

$$C_{Cl^{-},td}=8820 \text{ mg/kg}, C_{CO_2,td}=33330 \text{ mg/kg}$$

貯留層中, 坑井流入時の温度, 全放出エンタルピーがそれぞれ,

$$T_{aq} = 300 \text{ }^{\circ}\text{C}, T_{dh}=250 \text{ }^{\circ}\text{C}, H_{td}=1943 \text{ J/g}$$



第6図 奥会津地熱系における原熱水中の CO_2 濃度の推定例 (Seki, 1990)

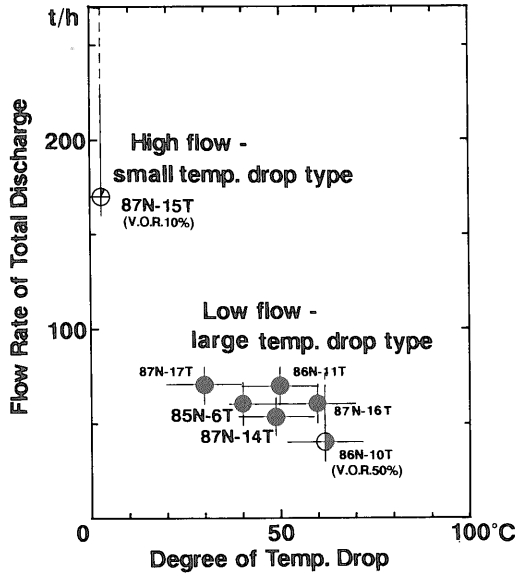
f : 坑井流入時の地熱流体の気相・液相間の成分濃度比, B : 分配平衡下でのガス分配定数, SSSS: 単段沸騰気液分離の領域 ($f < B$ の可能性が高い), MSSS: 多段沸騰気液分離の領域 ($f \geq B$ と考えられる)

坑井85N-6Tと87N-14Tは「低流量・大温度低下量型」(多段沸騰)であるのに対し, 87N-15Tは「大流量・小温度低下量型」(単段沸騰)である(第7図参照). これらの坑井に流入する地熱流体の沸騰前の組成はほぼ同じと考えられるので, 単段沸騰を起こしている87N-15Tでは, f が B よりも小さい(おそらく数分の一)可能性が高い.

Figure 6. Calculated CO_2 concentration in aquifer fluid prior to boiling (Seki, 1990).

f : ratio of net concentration of CO_2 in vapor produced during aquifer boiling to concentration in liquid, B : equilibrium distribution coefficient of CO_2 gas between vapor and liquid phases, SSSS: single-step steam separation, MSSS: multistep steam separation.

Well 85N-6T and 87N-14T are "low flow - large temperature drop type", where multistep steam separation may occur. On the other hand, 87N-15T is "high flow - small temperature drop type", where single-step steam separation may occur (see fig. 7). In 87N-15T, f value is probably much smaller than B value under the highly dynamic flashing process.



第7図 奥会津地熱系で認められる「高流量・小温度低下量型」と「低流量・大温度低下量型」に相当する地熱坑井 (Seki, 1990)

Figure 7. An example of “high flow - small temperature drop type” and “low flow - large temperature drop type” geothermal wells observed in the Oku-aizu geothermal system, Japan (Seki, 1990).

である地熱坑井の場合：

$$SF_{aq} = (1344 - 1085) / (2802 - 1085) = 0.15$$

$$SF_{ah} = (1943 - 1085) / (2802 - 1085) = 0.50$$

塩素イオンは、液相中に完全に残存する ($f=0$) とみなしてよい (第5図(a)参照) ので、式(10)より、

$$C_{Cl^-,o} = 8820 \times (1 - 0.15) / (1 - 0.50) = 15000 \text{ mg/kg}$$

となる。

炭酸ガスは、温度低下量が50°Cと比較的大きいので多段階沸騰気液分離 ($f=\infty$) とみなす (第2図(b), 第5図(d)参照) と、式(11)より、

$$C_{CO_2,o} = 33330 \times 0.15 / 0.50 = 10000 \text{ mg/kg}$$

が得られる。

これらの例は、もともと同じ化学組成をもつ地熱流体であっても、坑井流入点における気液比および貯留層内での沸騰のプロセスの違いにより、全放出流体の組成、とりわけガス成分濃度が大きく変化することを示してい

る。このことは、実際の地熱系の過剰エンタルピー坑井において、同じ貯留層から供給されていると考えられる坑井の全放出流体中のガス成分濃度が、坑井間で大きく異なる場合があることのひとつの理由と考えられる。なお、単段階沸騰気液分離と判断した例1では、ガス成分の気相・液相間の分配比 f に対して分配定数 B を採用したが、実際の地熱系では動的効果により f が B よりも小さい可能性が高い (Hedenquist, 1990)。したがって、そのような場合は、 B よりも小さな f を用いて計算をする必要がある。例えば、福島県奥会津地熱系では、同じ貯留層からほぼ同じ組成の地熱流体を噴出していると考えられる「高流量・小温度低下量型」の坑井と「低流量・大温度低下量型」の坑井についての考察の結果、前者では f が B の数分の1程度である可能性が高いと推定されている (第6図; Seki, 1990)。

このように、ここで述べたモデルに基づく計算は、個々の坑井での沸騰のプロセスを判定した上で行われれば、沸騰以前の地熱流体の化学組成の推定に有効である。沸騰が「高流量・小温度低下量型」であるか「低流量・大温度低下量型」であるかは、おなじ貯留層の複数の坑井間で全放出流量、坑井周辺での温度低下量などを比較することにより推定できる。例えば、奥会津地熱系では、温度低下量が数°C、全放出流量が200 t/h ちかい坑井 (「高流量・小温度低下量型」) と、温度低下量が30-60°C、全放出流量が40-80 t/h の坑井 (「低流量・大温度低下量型」) とが明瞭に区分できる (第7図; Seki, 1990)。

6. ま と め

坑井からの地熱流体の噴出による貯留層圧力の低下に起因して、貯留層内で沸騰が始まる地熱坑井において、沸騰以前の熱水一相の地熱流体の化学組成を推定する方法を考察した。

貯留層内で沸騰が始まり気相と液相が生ずると、気相の方が移動速度が速いため、沸騰時の場における気液比 (SF_{aq}) よりも坑井流入点における気液比 (SF_{ah}) の方が大きくなる。また、坑井流入時の気相・液相間の成分濃度比 (f) は成分により、また沸騰のプロセスにより異なる。沸騰のプロセスを単純化したモデルに基づくと、沸騰以前の地熱流体中の成分 i の濃度 ($C_{i,o}$) は、それらと全放出流体中の成分 i の濃度 ($C_{i,d}$) を用いて次式で表される。

$$C_{i,o} = C_{i,d} \times (SF_{aq} \times (f-1) + 1) / (SF_{ah} \times (f-1) + 1)$$

貯留層内での沸騰のモデルとして、「高流量・小温度低下量型」と「低流量・大温度低下量型」のふたつのタイプが考えられる。

「高流量・小温度低下量型」は、全放出流量がより大きく坑井周辺での温度低下量がより小さい。このタイプは、坑井周辺の貯留層の透水係数が大きい場合に認められる。貯留層の透水係数が大きいので全放出流量が相対的に大きく、坑井周辺の貯留層中に生ずる差圧、すなわち圧力低下量が相対的に小さい。したがって、温度低下量も相対的に小さい。温度低下量が小さく地熱流体が迅速に坑井に流入するので、その沸騰のプロセスは単段沸騰に近い。単段沸騰による気液分離が行われる場合、気相・液相間のガス成分濃度比 f は、理想的にはその温度におけるガス分配係数 B にしたがうが、実際の地熱系では、動的な効果によりみかけの分配比が B よりも小さい可能性があることに注意する必要がある。

一方、「低流量・大温度低下量型」は、坑井周辺の貯留層の透水係数が小さい場合に認められる。貯留層の透水係数が小さいので全放出流量が相対的に小さい。また、透水係数が小さいために坑井周辺には大きな差圧が生じ、坑井周辺での圧力低下量が相対的に大きい。したがって温度低下量も相対的に大きい。坑井周辺における温度・圧力の低下は、貯留層の不連続性のために段階的になる可能性が高い。その場合、液相に比べはるかに移動しやすい気相は、沸騰の各段階毎に残存液相から分離され、沸騰のプロセスは多段階沸騰的になると考えられる。その結果、最終的には、沸騰以前の液相中に溶存していたガス成分の大部分が気相中へ移動する(すなわち $f = \infty$ となる)。

このモデルをもちいると、同じ組成をもつ原熱水から、沸騰のプロセスの違いと坑井流入部における気液比の違いにより、全放出流体組成の大きく異なる地熱流体が坑井から噴出しうることが合理的に説明できる。

なお、モデルに基づく計算の中で、「低流量・大温度低下量型」の場合に、多段階沸騰により生ずる組成の異なるそれぞれの蒸気を一括して扱う近似を行っている。この近似は、現場のデータに基づいて原熱水中のおよそのガス濃度を推定する際には、とくに問題にはならないと考えられる。しかし、より正確な議論を行うためには、モデルの沸騰プロセスに適合した、より厳密な計算を行う必要がある。

謝辞：本研究を進めるにあたり、鉱物資源部鉱床成因課のJ.W. Hedenquist主任研究官には、多くの御教示を頂き、同課松久幸敬課長には、原稿を検討して頂いた。地殻熱部茂野博主任研究官には、沸騰のモデルとその計算について議論して頂いた。また、環境地質部地震化学課野田徹郎課長からは、査読に際し有益な助言を頂いた。これらの方々に深く感謝の意を表する。

文 献

- Giggenbach, W.F. (1980) Geothermal gas equilibria. *Geochim. Cosmochim. Acta*, vol. 44, p. 2021-2032.
- Hedenquist, J.W. (1990) The thermal and geochemical structure of the Broadlands-Ohaaki geothermal system, New Zealand. *Geothermics*, vol. 19, p. 151-185.
- Henley, R.W. (1984 a) Aquifer boiling and excess enthalpy wells. *Rev. Econ. Geol.* 1, p. 143-153.
- (1984 b) Gaseous components in geothermal processes. *Rev. Econ. Geol.* 1, p. 45-56.
- 一國雅巳・鶴見 実(1988) リザーバ温度における地熱流体のpH計算. 鉱山地質, vol.38, p.302-304.
- Seki, Y. (1990) Gas concentration in aquifer fluid prior to boiling in the Oku-aizu geothermal system, Fukushima, Japan. *Geochem. J.*, vol. 24, p. 105-121.
- 竹野直人(1988) 地熱貯留層における地熱流体のpHおよび化学種組成を推定するプログラム(PECS)使用手引書. 地質調査所研究資料集, no.49, 26p.
- Truesdell, A.H. and Singers, W.A. (1974) Calculation of aquifer chemistry in hot-water geothermal systems. *J. Research U.S.G.S.*, vol. 2, (3), p. 271-278.

(受付：1990年12月3日；受理：1991年4月24日)