

第 2 章

2

高温岩体発電の開発



第2章 高温岩体発電の開発 目次

我孫子研究所 地圏環境部 上席研究員 海江田秀志
我孫子研究所 OB 堀 義直

2 - 1	高温岩体発電とは	19
2 - 2	高温岩体発電に必要な技術	20
2 - 3	コスト試算	22

海江田秀志（8ページに掲載）



堀 義直（1959年入所、2001年退職）
アーチダム、地下発電所、原子力発電所など電力会社が建設する発電構造物の基礎の地質調査を担当してきた。1981年に地熱発電の研究を開始し、1990年からは雄勝実験場での高温岩体発電の研究リーダーとして研究を推進する。
2001年、電中研 名誉研究顧問

2 - 1 高温岩体発電とは

高温岩体発電では、図2-1-1に示すように地下の高温の岩盤に坑井（注入井）を掘削し、この坑井に地表から高圧の水（例えば河川水など）を押し込むことにより、岩盤の中に新たな割れ目を造る。注入された水は割れ目を通る間に岩盤の熱により加熱され、熱水や蒸気となるため、この人工の割れ目は「人工の（地熱）貯留層」となる。そして、この人工貯留層をめがけて別の坑井（生産井）を掘削すると、岩盤内の熱水や蒸気は地上に噴き出してくる（これは“焼け石に水”にたとえられる）。この熱水や蒸気は、地上で発電などに用いた後、注入井を通してまた貯留層へ送り込む。これにより、注入井と

生産井を通して地表と地下の人工貯留層との間で水を媒体とした循環系ができ、地下の岩盤の熱を地上に取り出すことができる。

この熱抽出方法によれば、貯留層の大きさの設計や循環する水の人為的な管理が可能となる。地下は深くなればなるほど温度は高くなり、深い坑井が掘削できれば、開発可能な資源量も増加することになる。例えば、1km³の大きさの岩盤が250 から150 まで温度が下がる場合、その4分の1のエネルギーが電気エネルギーに変換されたとすると、100MW（すなわち10万kW）の発電30年分に相当する。

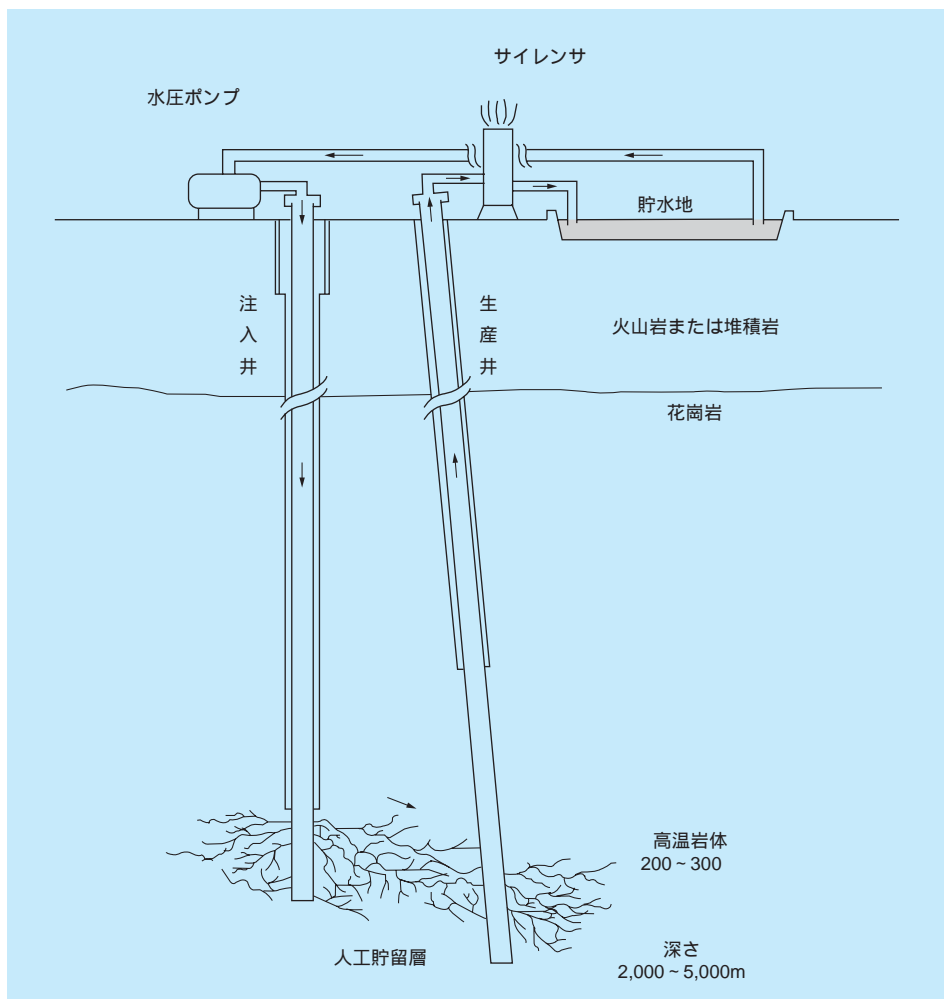


図2-1-1 高温岩体方式地熱抽出の概念図

2 - 2 高温岩体発電に必要な技術

高温岩体発電の開発は、概略以下の手順に従い行われることになるとと思われる（図2-2-1）。まず、高温岩体が開発可能な深さに存在する場所を選定するための、立地計画の策定が必要である。開発候補地が選定されると、高温岩体の深さ、広がり、温度分布、岩盤物性値などの評価のための地点評価が必要となる。そして、地点評価結果を基に概念設計および発電コスト試算を行い、開発を進めるかどうかの判断を行う。開発することになると

以下の作業により、人工貯留層の造成および水の循環による熱抽出システムの造成を行う。①地下の高温の岩盤（高温岩体）内に坑井を掘削し、この坑井を利用して水圧で岩盤内に亀裂を伸展させ人工地熱貯留層を造成する。②人工貯留層をめがけて複数の坑井を掘削する。③ある坑井から水を貯留層に送り込み、貯留層内で岩盤の熱により加熱された水（熱水や蒸気）を別の坑井から地表に取り出す水の循環システムを造成する。④地表に取り出

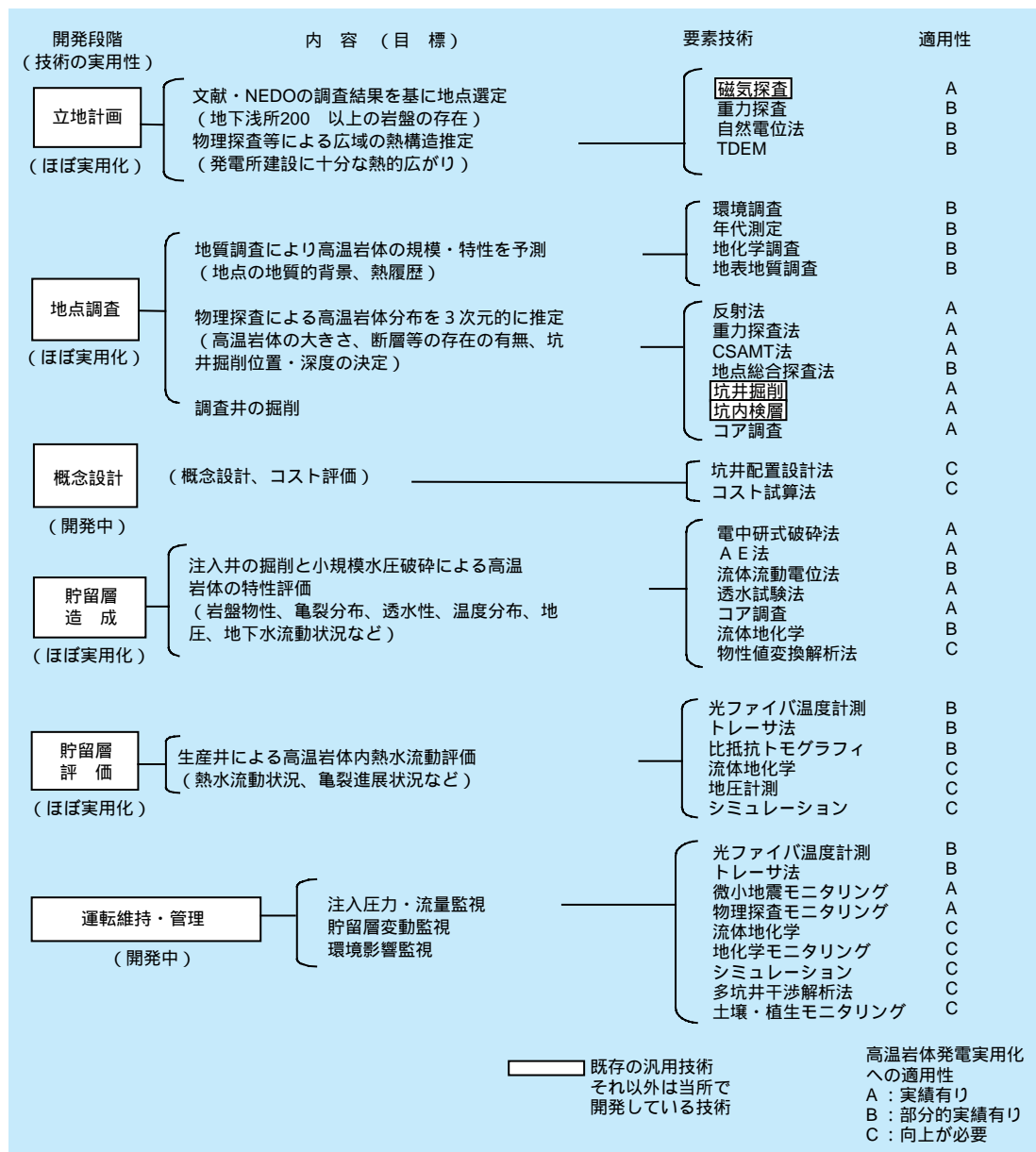


図2-2-1 各開発段階における要素技術の対応

された熱水や蒸気は、発電などに利用した後、再び地下の貯留層へ送る。これにより、水を媒体として地下の岩盤の熱を地表に取り出すことができ、発電などに利用できるシステムができることになる。発電所建設後は、従来型地熱開発と同様に運転管理が必要で、貯留層の変動や環境調査を行うことになる⁽¹⁾。

2-2-1 立地計画

この段階では、技術的には既存資料などにより高温岩体として開発可能な地域の選定や、広域の調査結果から開発に適切な地域を抽出する。一方、社会的にはアクセス道路などのインフラの条件や開発に係わる法的規制、および地元の開発受け入れなどの調査が必要である。

高温岩体発電の候補地点としては、需要地に近いところが望ましいが、現実には人里離れた山間部になることが多いと思われる。また、地下に大量の水を圧入することから、大量の水が確保できることも必要である一方、活断層や透水性の高い断層などからは離れた場所が望ましい。高温岩体の岩盤としては、経済的に掘削可能な深度（3,000～4,000 m）に十分な広がり（数 MW の発電に対し少なくとも半径 500 m 以上）を持つ高温の岩盤で、比較的新しい時代に貫入した花崗岩もしくは近くの熱源により加熱された花崗岩になると思われる。また、貯留層と地表の間での水の循環を行うため、高温岩体内には天然の割れ目が少ない方が、岩盤内への水の逸散が少なく、設計施工が比較的容易になると思われる。高温岩体としての岩盤の温度については、発電コストを考慮すると 200～250 は必要と思われる。

立地計画の段階での地点調査としては、開発予定地点の地質や地下構造に関する文献調査から始まるが、我が国においては新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）などにより、国内の主要な地熱地域において地下構造や熱構造に関する基礎的な調査が行われており、その結果が利用できる場合が多い。しかし、既存の調査が不十分な地域や、国の調査対象となっていない地域の場合は、いわゆる広域地質調査や物理探査による概査を行い、開発予定地の選定を行う。開発予定地選定の範囲としては、半径 10 km 程度の範囲の調査により、半径 1～2 km 程度の範囲を選定することになると思われる。

2-2-2 地点調査

この段階では、高温岩体の広がり、温度分布、透水性などを精度良く評価し、人工貯留層の設計および発電システムの概念設計に必要な情報を得る。

そのためには、坑井掘削位置を決める程度（数十 m の精度）の地下構造の詳細な調査が必要となる。この調査では、開発地点の半径 1～2 km の範囲での地下構造を推定する必要があり、そのための物理探査として、地震探査反射法や CSAMT 法（第 5 章参照）などが行われる。ただし、これらの評価は地下の物性値を仮定した構造の評価であるため、地下深部に行くほど精度が悪い。したがって、物性値の把握や探査精度の確認のため調査井の掘削は欠かせない。また、地下の温度分布については地表からの探査では推定が難しく、調査井により確認する必要がある。

調査井としては通常掘削費の関係から、最終坑径が 100 mm 程度の坑井が掘削される場合が多い。調査井を利用した調査としては、掘削時に得られる岩盤の細かい破片（スライム）や掘削コア（ボーリングコア）などの分析による地質柱状図の作成、坑内検層による坑井周辺岩盤の物性値（温度、電気比抵抗、弾性波速度、密度、自然電位など）の深さ分布をはじめ、超音波を利用した坑壁の画像調査などが必要で、この調査結果により天然の割れ目の性状・発達状況、岩盤の物性値・透水性・間隙率、地圧などを評価し、貯留層を構成する亀裂の伸展を予測する。

2-2-3 概念設計

この段階では、地点調査で予測した貯留層の伸展状況に基づき、数値シミュレーション等により、注入井に圧入する水の流量・圧力の条件に応じた生産井から得られる熱水の流量・圧力・温度を推定する。この推定を基に、熱抽出の将来予測や注入井、生産井の数や配置、発電システムなどの設計を行い、最終的に発電コストを試算し、開発を行うかどうかの判断を行う。

2-2-4 貯留層造成・評価

この段階では、地点調査および概念設計に基づき、人工貯留層とこれを介した地表と地下の水の循環システムを造成する。

まず、注入井を用いて水圧で岩盤を破碎し、貯留層造成を行う。これまでの国内外での実績に基づく、裸坑パッカー¹が利用できれば効率的に貯留層造成が可能であるが、裸坑パッカーの適用は材質の耐熱の問題など現状では課題が多く⁽²⁾、高温岩体および地熱開発での適用は難しい。そこで、注入井の坑底近くまでケーシング²を設置して、これをセメントで固定した後、坑井全体を加圧する方式（全坑加圧方式）によりケーシング末端と坑底との間の裸坑部を破碎するのが、簡単で確実な方法と思われる。この水圧破碎のみでも大規模な貯留層の造成は可能であるが、貯留層の領域を大きくし、熱抽出領域を大きく取るには、異なる深度での多段貯留層造成が必要である。この方法として、当所で開発した多段水圧破碎法（Casing Reamer and Sand Plug Method, CRSP法；第6章参照）が有効である。この方法により比較的簡便で確実に深部から浅部へ多段の貯留層が造成できる。造成された貯留層の大きさ、伸展方向については亀裂の

破壊する際に発生する破壊音（AE：Acoustic Emission）の観測が有効であり、その震源分布より推定する。なお、天然の割れ目が大きく発達したところや、岩盤の透水性が高いところでは、AEの発生が少ない場合があり、このようなところでは平面的には評価に留まるが、流電電位法や自然電位法³などによる補完も必要である。さらに、地化学調査やトレーサテストなどは、圧入した水の流動状況の評価や将来のスケール問題などの事前調査として重要である（第8章参照）。

貯留層の造成が終わり、その伸展方向・広がりなどが推定されれば、貯留層を貫くように生産井を掘削する。

その後、注入井との間で水の循環試験を行う。この際、注入井と生産井の間の透水性を高め、循環における水の回収率を高める必要がある。水の回収率は、水の確保や環境への影響などの問題から、少なくとも80%以上は必要と考えられる。一生産井当たりの回収率が低ければ、生産井を何本も必要とすることになるため、発電コストを大きく左右する可能性がある。当所では、我が国では深度が浅く天然の割れ目が発達している箇所での高温岩体発電開発が行われる可能性が高いことから、一つの注入井に対し、4本の実験井を配置するモデルを考案した⁽³⁾。

2 - 3 コスト試算

当所では現状の技術でどの程度の発電所建設が可能で、その建設費および発電コストがどの程度になるかを試算し、高温岩体発電による実用化の可能性について検討した⁽³⁾。

2-3-1 75MW 発電コスト（昭和61年度）

昭和61年度に実施した高温岩体発電の経済性については、まず資源量評価を行い、地温勾配により発電所建設候補地を3つのランクに分け、発電所の建設が可能な、

深さ1kmあたり90℃以上の地温勾配が期待される地域10箇所を選定した。そして、各地域においてどの程度の発電出力が期待できるかを評価し、75MW（75万kW）の発電出力を基準とし、この発電所がいくつ建設可能かを評価した。その結果、抽出した10地域で200箇所程度の建設が可能とした。ただし、この地域の抽出の過程で、国立公園の指定や地元の詳細な理解などは考慮していない。

以上の資源量評価の後、75MWの発電所建設に係わ

1 坑井内に設置する栓のこと。パッカーにはゴム、テフロン、メタル製などがある。

2 坑壁を保護するために坑井に設置する鉄管のこと。

3 流電電位法は坑井のケーシング（鉄管）を電極として電流を流し、地上等に配置した多数の電極との間で電位変化を測定するもので、自然電位法は自然の水の流れ自体で発生する電位変化を測定するもの。これらにより、地下の水の流れを推定する（第8章参照）。

る経費を算出した。まず、発電所建設の前提条件として以下を仮定した。①出力は75MW程度、②循環に使用する水の注入井での坑口圧力は10MPa（約100気圧に相当）で流量は毎時2,000～2,400ton、③坑井は注入井が4本で生産井は9本、④熱抽出の範囲は深さ2,000m～3,000mで平面的には1,200m×1,800m、⑤熱抽出範囲の岩盤の平均温度は300℃、⑥熱抽出時の出力の減衰を補うため、5年毎に注入井1本と生産井2本を追加する。⑦利子年6%、人件費などの上昇率2%、である。これらの条件で計算された建設費の主なものは、①坑井掘削費が130億円、②水圧破碎による貯留層造成費が38億円、③発電機器が130億円、④輸送管などの費用が40億円などであり、建設費の合計は483億円となった。この結果から、建設コストは64.4万円/kWで、発電コストは初年度が25.8円で、その後安くなり、15年間の平均では18.0円/kWとなった。

2-3-2 240MW 発電コスト（平成元年）

上記の検討の後、出力を増大させることにより、より発電コストの低下が期待できるとのことから、平成元年度に大容量高温岩体発電のコスト試算を行った（表2-3-1）。

この試算においても、NEDOなどにより新たに調査された地熱地域の評価も踏まえ、資源量の再評価を行っ

た。その結果、調査井などが掘削され、より確度の高い高温岩体発電可能性地域として16地域を抽出し、これらの地域の合計で38,400MWの発電が可能と評価した。なお、この地域選定においても国立公園などの指定や地元の発電所建設についての了解などは考慮していない。

次に、2-3-1の発電コストを出力240MWに増大させた場合の前提条件を以下のように設定した。①出力は240MW程度、②循環に使用する水の注入井での坑口圧力は10MPaで流量は循環中20%損失が生じるものとし、毎時6,250ton、③坑井は注入井が5本で生産井は11本、④熱抽出の範囲は深さ2,000m～4,000mで平面的には1,200m×1,800m、⑤熱抽出範囲の岩盤の平均温度は300℃、⑥熱抽出時の出力の減衰を補うため、5年毎に注入井1本と生産井2本を追加する。⑦利子年6%、人件費などの上昇率4%、である。これらの条件で計算された建設費の主なものは、①坑井掘削費が382.5億円、②水圧破碎による貯留層造成費が137.6億円、③発電機器等が330億円、④輸送管などの費用が100億円などであり、建設費の合計は1,282.2億円となった。この結果から、建設コストは53.4万円/kWで、発電コストは15年間の平均では12.7円/kWとなった。

2-3-3 最近の見直し（平成14年度）

高温岩体発電コストを試算した昭和61年度および平

表2-3-1 建設費および発電コストの試算例（240MW発電所の場合）

1990年のコスト試算（億円）			坑井掘削費3割減	
地下部	調査費	60.0	調査井30億円、その他30億円	51.0
	土地購入費	6.0	200万m ² ×300円/m ²	6.0
	坑井費	382.5	注入井5坑×24.8億円/坑、生産井11坑×23.5億円/坑	267.5
	水圧破碎費	137.6	5坑×27.52億円/坑 計測費を含む	137.6
	輸送管	100.0		100.0
	小計	686.1		562.1
地上部	建物	12.0	土木工事一式を含む	12.0
	発電プラント	330.0		330.0
	注入ポンプ	20.0		20.0
	水路・貯水池	20.0		20.0
	建中利子	159.8		79.8
	その他	54.3	管理費：8.5百万円×150人・年、その他	54.3
小計	596.1		516.1	
合計	1282.2		1078.2	
建設単価	53.4万円/kW 発電端単価（239.9MW）		44.9	
発電単価 （15年平均）	12.7円/kWh 現在価値換算収支等価計算法による		9.0円/kWh	

成元年度の時点では、上述した発電コストでも十分水力発電などと競合できると想定したが、その後の経済変動などにより、他の発電コストが値下がりしていることから、コスト試算を見直すことにした（表2-3-1）。

近年の坑井掘削技術の進歩により、掘削コストは現在では約3割減が期待できるようである。そこで、既存の計算に基づき240MWの発電所建設における掘削費が3割安くなるとすると、約124億円削減されることになり、

これによる発電コストは11.3円/kWhになる。また、最近の金利の変動を基に以前6%と仮定した金利を3%にすると、約80億円削減が図られ、掘削コストの低減も含めた場合、発電コストは9.0円/kWhまで低下する可能性があることが判った。

ただし、我が国のように地下構造の変化の大きい地域で、240MWの発電所建設が可能かどうか、高温岩体資源に関する全国規模の調査が望まれる。