

Stand der Entwicklung der Geothermischen Energie in der Bundesrepublik Deutschland

Autor(en): **Ernst, P.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin der Vereinigung Schweiz. Petroleum-Geologen und -Ingenieure**

Band (Jahr): **47 (1981)**

Heft 113

PDF erstellt am: **30.06.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-205571>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Stand der Entwicklung der Geothermischen Energie in der Bundesrepublik Deutschland¹

von P. ERNST*

Inhalt

1. Einleitung
2. Temperaturfeld der Bundesrepublik Deutschland
3. Entwicklung der Nutzungsmöglichkeiten
 - 3.1 Heisswasserlagerstätten
 - 3.2 Heisse, trockene Gesteine
 - 3.3 Gespannte Wässer
4. Zusammenfassung

1. Einleitung

Der rasche Anstieg der Erdöl- und Erdgaspreise in den vergangenen Jahren hat, zusammen mit den politischen und wirtschaftlichen Risiken einer einseitig auf Erdöl ausgerichteten Primärenergieversorgung weltweit zu einer verstärkten Suche nach zusätzlichen Energiequellen geführt. Diese Energiequellen sind weder „neu“ noch „alternativ“, sondern im Grunde solche, die erst mit dem allgemeinen Anstieg des Energiepreisniveaus in den Bereich der wirtschaftlichen Nutzbarkeit gerückt sind.

Selbstverständlich sind diese zusätzlichen Energiequellen nicht überall und vor allem nicht überall in der gleichen Qualität vorhanden. Dies bedeutet, dass neben der Entwicklung grundsätzlicher Nutzungstechnologien auch eine fallbezogene Optimierung dieser Technologie, auch in wirtschaftlicher Hinsicht, erforderlich ist. Dies gilt in besonderem Masse auch für die geothermische Energie.

1) Nach einem Vortrag an der Jahresversammlung der Vereinigung Schweizerischer Petroleumgeologen und -Ingenieure (VSP) am 20. Juni 1981 in Villars s. Ollon

* Dipl. Ing. Peter ERNST, Preussag Aktiengesellschaft Erdöl und Erdgas, Arndtstrasse 1, D - 3000 Hannover 1

2. Temperaturfeld der Bundesrepublik Deutschland

Der bei weitem grösste Teil unserer Kenntnisse über das Temperaturfeld im Untergrund Deutschlands stammt aus dem Bergbau und der Erdöl- und Erdgas-Exploration. Es ist daher nicht verwunderlich, dass die Temperaturen im Untergrund in den Kohlerevieren an Saar und Ruhr und in den Erdöl- und Erdgasprovinzen der Bundesrepublik, dem norddeutschen Becken, dem Molassebecken des Alpenvorlandes und dem Oberrheintalgraben, am besten bekannt sind. Insbesondere die Untersuchung immer tieferer Stockwerke auf ihre Kohlenwasserstoff-Führung liefern Temperaturdaten bis zu einer Teufe von fast 7 000 m.

Nach unserem heutigen Kenntnisstand ist nicht damit zu rechnen, in der Bundesrepublik Deutschland neue, bedeutende geothermische Anomalien zu finden. Dies bedeutet aber, dass ein fühlbarer Beitrag der Geothermik zur Energieversorgung nur dann zu erwarten ist, wenn es gelingt, diese Energie auch in Gebieten mit durchschnittlichen geothermischen Gradienten wirtschaftlich zu produzieren.

Neben den geothermischen Gradienten spielt auch der Lagerstättentyp eine entscheidende Rolle. Die Wärme im Erdkörper ist an das Gestein gebunden. Sofern dieses Gestein Porosität aufweist, tritt der Poreninhalt (in der Regel Wasser) ebenfalls als Wärmeträger auf. Schliesslich kann auch das Gestein selbst in „flüssiger“ Form vorliegen. Danach ergeben sich folgende Lagerstättentypen:

- Heisswasser- bzw. Dampflagerstätten
- heisse, trockene Gesteine
- Lava bzw. Magma.

In dem heute technisch zugänglichen Bereich der Erdkruste ist in der Bundesrepublik Deutschland nur mit Heisswasser-Lagerstätten und heissen Gesteinen zu rechnen. Zu erwähnen ist, dass in Deutschland auch Heisswasser-Lagerstätten vom Typ „geopressured aquifer“ vorkommen, und zwar hauptsächlich in der süddeutschen Molasse.

3. Entwicklung der Nutzungsmöglichkeiten

Die Nutzung der geothermischen Energie erfordert sowohl Grundlagenforschung als auch anwendungsorientierte Forschung. Während die Grundlagenforschung eine Domäne von Universitäten und Forschungsinstituten ist, wird die anwendungsorientierte Forschung hauptsächlich von der Industrie zu tragen sein. Eine enge Zusammenarbeit und ein regelmässiger Austausch von Gedanken, Daten und Resultaten der Forschung ist für beide Seiten erforderlich.

Die anwendungsorientierte Forschung wird hauptsächlich von der Erdöl- und Erdgasindustrie getragen. Dies ergibt sich schon aus der ähnlichen Technologie bei der Aufsuchung und Gewinnung beider Energieformen:

- mögliche Lagerstätten sind mittels geologischer und geophysikalischer Methoden zu suchen
- diese Lagerstätten sind durch Erbohren nachzuweisen und näher zu untersuchen
- aus den Resultaten der geologischen, geophysikalischen und lagerstättentechnischen Untersuchungen ist ein Förderkonzept zu entwickeln
- zur Verbesserung des Förderverhaltens evtl. erforderliche Massnahmen sind zu planen und durchzuführen
- der flüssige oder gasförmige Energieträger ist aus der Lagerstätte nach übertage zu transportieren, dort aufzubereiten, gegebenenfalls zwischenzulagern und weiterzuleiten.

Wie bei jeder Neuentwicklung müssen die Resultate theoretischer Überlegungen und Laborergebnisse durch praktische Versuche in technischem Massstab abgesichert werden, bevor eine wirtschaftliche Nutzung möglich ist.

In dieser Tatsache liegt ein Nachteil der geothermischen Energie begründet. Im Gegensatz z.B. zur Solar- und Windenergie ist es nicht möglich, kleine und billige Pilotanlagen zu erstellen und diese dann schrittweise zu erweitern. Die kleinste Nutzungseinheit der geothermischen Energie (wenn man einmal von warmen Quellen absieht) besteht aus mindestens einem Bohrloch. Weil eine wirtschaftliche Nutzung z.B. für Heizzwecke aber Temperaturen von mindestens ca. 50 - 60° C voraussetzt, ist in Gebieten mit durchschnittlichen geothermischen Gradienten dazu eine Bohrteufe von ca. 1 500 - 2 000 m erforderlich. Zudem müssen für eine Nutzung grosse Wassermengen gefördert und vor allem auch wieder beseitigt werden. Dies alles führt dazu, dass Ausgaben in Millionenhöhe erforderlich sind, um auch nur Pilotversuche zur Nutzung geothermischer Energie zu realisieren.

Die Erdölindustrie ist zwar gewohnt, mit hohen Risiken zu leben und extrem teure Vorhaben zu finanzieren, aber die grossen Summen, die zur Sicherung der Öl- und Gasversorgung notwendig sind, lassen wenig Spielraum für andere Projekte. Hier müssen Staat und Kommunen einspringen und einen Teil des Risikos auch bei anwendungsorientierten Projekten übernehmen. Selbstverständlich ist vorher zu prüfen, ob derartige Projekte überhaupt im volkswirtschaftlichen Interesse liegen.

Die Privatwirtschaft wird erst dann in grösserem Masse in die geothermische Energie investieren, wenn durch Pilotprojekte die technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit demonstriert wurde.

Aus dieser gesamten Argumentation ist abzuleiten, dass in der Bundesrepublik Deutschland kurz- und mittelfristig geothermische Energie wohl nur zur Bereitstellung von Wärme im Temperaturbereich bis 150° C herangezogen werden kann. Dies bedeutet, dass

- die Umwandlung in elektrische Energie nicht sinnvoll ist
- der Transport dieser Wärme aus wirtschaftlichen Gründen nur über kurze Distanzen erfolgen kann.

Es bleibt also die Nutzung der geothermischen Energie für Heizzwecke und als Prozesswärme im weitesten Sinn. Da fast 90% der in der Bundesrepublik Deutschland benötigten Wärme im Temperaturbereich bis 150° C liegen, ist der potentielle Markt für geothermische Energie durchaus vorhanden. In Konkurrenz zur Erdwärme treten neben den konventionellen Wärmequellen insbesondere die

- Solarenergie
- Nutzung industrieller Abwärme
- Kraft - Wärme - Kopplung.

Diese sind daher bei vergleichenden Wirtschaftlichkeitsrechnungen der Massstab, an dem die Möglichkeiten der geothermischen Energie zu beurteilen sind.

Daneben aber ist die Entwicklung von Nutzungssystemen für alle diese Niedrigtemperatur-Quellen ein wesentliches Kriterium für den langfristigen Erfolg. Der Trend zu

- Heizungssystemen mit niedrigerer Vorlauftemperatur
- Wärmepumpen
- Niedrigtemperatur-Turbinen,

der aus der Notwendigkeit der besseren Ausnutzung teurer Primärenergie resultiert, kommt der geothermischen Energie hier zu Hilfe.

Neben diesen wirtschaftlichen sind natürlich auch eine Reihe technischer Probleme zu lösen. Dies beginnt bereits bei der Exploration nach geothermischen Lagerstätten. Es gibt bisher keine Möglichkeit, durch Messungen an der Erdoberfläche

- das Temperaturfeld
- Porosität und Permeabilität
- Sättigung und Porenfüllung

in der Erdkruste zu bestimmen. Diese Schwierigkeiten hat die Geothermik aber mit allen aus der Erdkruste produzierten Rohstoffengemeinsam. Im Vergleich zur Kohlenwasserstoffexploration ist vor allem bemerkenswert, dass im Prinzip nicht nach „Fallen“ gesucht werden muss, was dort ja eine Domäne der Seismik ist.

Aus der Sicht der Tiefbohrtechnik sind selbstverständlich die hohen Temperaturen die Hauptursache für technische Schwierigkeiten. Insbesondere an die Spülungs- und Zementationstechnik werden hohe Anforderungen gestellt. Für die in der Bundesrepublik Deutschland zu erwartenden Temperaturen existieren allerdings bereits Mittel und Wege, um diese Anforderungen zu erfüllen. Insbesondere die Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der thermischen Stimulation von Erdöllagerstätten oder aber Förderung von Schwerölen mit Hilfe von Wärmezufuhr hat hier zu neuen Techniken und Geräten geführt. Auch in der Bundesrepublik Deutschland ist z.B. die Injektion von Heissdampf mit über 300° C und bei Drücken von 100 bar zur Erdölgewinnung heute schon Routine.

Ein Vergleich der Energieinhalte von Kohlenwasserstoffen und heissem Wasser führt zum nächsten technischen Problem.

Ein Fass Rohöl (159 Liter) hat einen Heizwert, der ganz grob einer Wärmemenge von ca. 6 000 MJ entspricht. Um die gleiche Wärmemenge in Form der Enthalpie von 150° C warmen Wasser zu produzieren, ist die Förderung von ca. 60 Fass Wasser notwendig. Dabei ist noch nicht der Umwandlungs- bzw. Nutzungswirkungsgrad enthalten. Dies bedeutet nun, dass die Förderbohrungen und Förderhilfsmittel für geothermische Energie für wesentlich grössere Raten ausgelegt werden müssen. Von der Kapazität her vergleichbare Anlagen existieren in der Bundesrepublik, z.B. in den Salzkavernen-Anlagen zur Speicherung von Öl und Gas.

Ein weiteres technisches Problem ist in der Salinität bzw. dem Chemismus der geförderten Wässer begründet. Auch dieses Problem ist, wenn auch in etwas anderer Form, in der Kohlenwasserstoff-Gewinnung anzutreffen. Genau wie dort, wird auch in der Geothermik eine Wiederversenkung des Wassers in vielen Fällen erforderlich sein.

Nach dieser globalen Darstellung der Möglichkeiten und Probleme soll anhand von Beispielen für die in der Bundesrepublik Deutschland zu erwartenden Lagerstättentypen der momentane Entwicklungsstand aufgezeigt werden.

3.1 Heisswasserlagerstätten

In fast allen Teilen der Bundesrepublik Deutschland, die überhaupt die geologischen Voraussetzungen bieten, ist die Nutzung dieser Lagerstätten im Gespräch. Praktische Versuche laufen derzeit in den Projekten Bühl und Saulgau, beide Vorhaben sind jedoch noch nicht soweit gediehen, dass bereits produziert werden könnte. Daneben sind eine Vielzahl von Projekten in Planung oder im Gespräch. Besonders interessant scheint dabei das Projekt zur Nutzung der Wässer des Malm in Bayern, über das bereits mehrfach berichtet wurde.

Da speziell bei diesem Lagerstättentyp die wirtschaftlichen Probleme überwiegen, haben wir versucht, die notwendigen Voraussetzungen für die kommerzielle Nutzung von Aquiferen unter deutschen Verhältnissen abzuschätzen.

Die Berechnungen ergaben, dass die Bohrkosten den weitaus grössten Anteil an Investitionsmitteln erfordern. Es zeigte sich weiter, dass die spezifischen Investitionskosten (bezogen auf die thermische Leistung) sehr stark von der Förderleistung abhängen.

Förderraten von weniger als 100 bis 150 m³/h sind kaum wirtschaftlich. Mit zunehmender Förderrate nimmt der Einfluss der geothermischen Gradienten auf die spezifischen Investitionskosten ab, das Optimum der spezifischen Investitionskosten wird breiter.

Die Betriebskosten pro Wärmeinheit hängen nur wenig von der Förderrate ab, sehr stark beeinflusst werden sie aber von der Benutzungsstruktur, d.h. der Betriebsstundenzahl.

Insgesamt zeigt sich, dass die Ergiebigkeit der Heisswasserlagerstätte der ausschlaggebende Faktor ist. Daneben ist für die Wirtschaftlichkeit wesentlich, dass die Nutzung möglichst im Bandbetrieb erfolgt. Unter diesen Voraussetzungen ist der geothermische Gradient von nebensächlicher Bedeutung. Wir ziehen daraus den Schluss, dass wir nicht unbedingt nach (in Deutschland ohnehin meist nur schwach ausgeprägten) geothermischen Anomalien, sondern eher nach mächtigen Aquiferen guter Durchlässigkeit suchen müssen. Im Idealfall sollte die Lagerstätte noch nahe an Verbraucherzentren mit möglichst ganzjährigem Wärmebedarf liegen.

Wir schätzen, dass bei einem Wärmepreis am Bohrlochkopf von

0,05 DM/kWh

die wirtschaftliche Nutzung möglich ist. Zum Vergleich beträgt der Fernwärmepreis beim Verbraucher derzeit

ca. 0,11 DM/kWh

3.2 Heisse trockene Gesteine

Im Gegensatz zu Heisswasserlagerstätten sind für die HDR (hot dry rock) Lagerstätten die technischen Probleme noch lange nicht gelöst. Dies gilt nicht nur für praktische Fragen, wie z.B. Herstellung und Kontrolle von Wärmeaustauschflächen, sondern ganz besonders auch für theoretische Fragen, wie Wärmefluss, Felsmechanik, Geophysik und Geochemie des Wärmeentzuges usw.

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich, wie auch die Schweiz, an der Studie MAGES (Man Made Geothermal Energy Systems) der Internationalen Energie-Agentur beteiligt. Diese Studie sollte die systemanalytischen und technischen Aspekte der Nutzung von HDR-Lagerstätten untersuchen und Empfehlungen für das weitere Vorgehen liefern. Eine Empfehlung war die Durchführung von Feldversuchen zur praktischen Erprobung der theoretisch erarbeiteten Systeme und zur Ermittlung von Basisdaten zur Planung solcher Systeme.

Die hohen Kosten für solche Feldversuche haben dazu geführt, dass die Bundesrepublik Deutschland sich am HDR-Projekt Los Alamos beteiligt.

Daneben wurden in Deutschland zwei Wege beschritten, um die Kosten für Feldversuche zu reduzieren. Beim Projekt Falkenberg, das von Wissenschaftlern der Ruhruniversität Bochum und der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe geplant und durchgeführt wird, sollen die entsprechenden Versuche und Messungen in einem System

flacher Bohrlöcher durchgeführt werden. Es ist dort gelungen, mehrere Bohrungen mit einer Tiefe bis zu 300 m durch hydraulisch aufgebrochene Risse zu einem Zirkulationssystem zu verbinden. Dieses System gestattet insbesondere Messungen und Untersuchungen zur Rissbildung und -ausbreitung, zum Spannungsfeld im Gebirge, sowie die Erprobung geophysikalischer Ortungsverfahren zur Bestimmung der Rissausbreitung und Rissgeometrie. Darüber hinaus kann das hydraulische Verhalten des Zirkulationssystems studiert und getestet werden.

Aufgrund der geringen Teufenlage sind in diesem System Untersuchungen nicht möglich, bei denen der Temperatureinfluss eine wichtige Grösse ist. Dies gilt zum Beispiel für alle Fragen der Wärmegegewinnung wie Ausbeuterate, Lebensdauer, Beeinflussung des Systems durch Abkühlung usw. Ebenso können die bei hohen Temperaturen auftretenden geochemischen Probleme in Falkenberg nicht untersucht werden.

Das Projekt Urach sollte neben der Untersuchung der geothermischen Anomalie das Studium der oben erwähnten Probleme ermöglichen. Da die Bohrung Urach anfangs auf eine Endteufe von 2 000 - 2 500 m ausgelegt war, wäre ein System aus 2 Bohrungen, wie etwa in Los Alamos, sehr teuer geworden. Aufgrund theoretischer Überlegungen zur Rissausbreitung und möglicher natürlicher Klüftigkeit wurde ein System geplant, das Zirkulationsversuche im Gebirge mit nur einem Bohrloch ermöglichen sollte.

Die Bohrung Urach wurde bis zu einer Endteufe von 3 334 m gebohrt, die Bohrlochsohltemperatur liegt bei ca. 142° C. Es gelang auch, mit Hilfe der durchgeführten hydraulischen Fracs, eine Verbindung zwischen den einzelnen Bohrlochsabschnitten herzustellen. Leider war es bisher noch nicht möglich, die Langzeitzirkulationsversuche durchzuführen. Die Bohrung steht aber weiter als Experimentierfeld zur Verfügung.

Eine wirtschaftliche Nutzung ist mit einem Ein-Bohrloch-System allerdings nicht möglich, weil sowohl der kalte Injektions- als auch der warme Produktionsstrom in einem gemeinsamen Bohrloch geführt werden müssen. Um überhaupt Wärme produzieren zu können, müssten diese beiden Massenströme durch eine möglichst wirksame Isolation daran gehindert werden, Wärme auszutauschen. Aufgrund der ohnehin begrenzten Bohrlochsdurchmesser würde bei einer zusätzlichen Einengung der Fliesswege durch die Isolierung der Transport der erforderlichen Wassermengen nicht mehr möglich sein. Es bleibt in Urach allerdings die Möglichkeit, ein zweites Bohrloch abzuteufen, um ein System wie in Los Alamos zu schaffen. Dies würde dann die Produktion grösserer Wärmemengen ermöglichen.

3.3 Gespannte Wässer

Die ersten „geopressured aquifer“-Lagerstätten wurden im Zuge der Kohlenwasserstoff-Exploration entdeckt. Sie führten häufig zu grossen bohrtechnischen Problemen und man suchte nach Methoden, um solche Hochdruckzonen frühzeitig feststellen und bohrtechnische Massnahmen zu ihrer Beherrschung ergreifen zu können. Lagerstätten dieses Typs sind insbesondere aus dem Golf von Mexico bekannt, sie treten aber auch in der Po-Ebene und in der süddeutschen Molasse auf. Hier sind es besonders die Rupel-Sande, die als Hochdruckformationen bekannt sind. Lagerstätten dieses Typs haben Druckgradienten bis über 0,2 bar/m, bestehen meist aus unkonsolidierten Ton-Sand-Wechselfolgen und führen häufig Wasser mit gelöstem Gas.

Eine Überprüfung der Nutzungsmöglichkeiten dieses Lagerstättentyps ist in Endorf in Bayern geplant. Dort wurde in einer Bohrung im Zuge der Erdöl-Exploration in 4 240 m Teufe der Rupel erbohrt. Diese Formation führt Wasser mit einer Temperatur von ca.

118° C, das unter einem Druck von ca. 860 bar steht. In dem Wasser sind ca. 6,6 m³ (V_n) Gas gelöst, dieses Gas besteht zu 96% aus Methan. Aufgrund seiner hohen Mineralisation wird dieses Wasser derzeit für Heilzwecke benutzt. Eine Überprüfung der wirtschaftlichen Nutzbarkeit zur Energiegewinnung ist insofern interessant, als

- das hochgespannte Wasser artesisch zufließt
- das mitgeförderte Gas zum Betrieb einer Wärmepumpe verwendet werden kann.

Geologische und lagerstättenphysikalische Überlegungen zeigen aber, dass Lagerstätten dieses Typs wahrscheinlich relativ klein sind, so dass die Lebensdauer der eruptiven Förderung gering ist. Ein Hauptziel des Projektes Endorf ist daher die Untersuchung der Lagerstättengröße und des Druckabbaues bei der Förderung.

4. Zusammenfassung

Die Nutzung geothermischer Energie in der Bundesrepublik Deutschland steht erst am Anfang. Eine der Ursachen dafür ist das Fehlen geothermischer Anomalien mit hoher Temperatur, die in Ländern wie Italien, Island, Japan, Neuseeland usw. schon früh eine wirtschaftliche Ausbeutung ermöglichten. Am Beispiel Frankreichs oder Ungarns aber ist zu erkennen, dass auch Staaten mit weniger „heissen“ Lagerstätten geothermische Energie wirtschaftlich erschließen können.

In der Bundesrepublik Deutschland geht die Entwicklung derzeit in Richtung der Nutzung von Warmwasser-Lagerstätten. Insbesondere eine ganze Reihe von Kommunen prüft die Möglichkeit des Einsatzes geothermischer Energie für Heizzwecke und zur Warmwasserbereitung. Die bisher begonnenen Projekte sollen schon bald die wirtschaftliche Realisierbarkeit dieses Konzeptes zeigen.

Die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zur Nutzung heisser trockener Gesteine werden weiter geführt, um die langfristigen Möglichkeiten dieses Konzeptes besser beurteilen zu können.

Die Gewinnung von Energie aus gespannten Wässern soll demnächst in einem Pilotprojekt erprobt werden, bei positivem Ergebnis steht eine begrenzte Anzahl von Lagerstätten dieses Typs zur Verfügung, die im Zuge der Kohlenwasserstoff-Exploration in der bayerischen Molasse gefunden wurden.

Insgesamt wird die geothermische Energie in der Bundesrepublik Deutschland mittelfristig nur einen bescheidenen Beitrag zur Energieversorgung leisten können. Als hochentwickeltes und rohstoffarmes Land ist Deutschland aber an den Export von Technologie und technischen Ausrüstungen gebunden.

Das Wissen und die Erfahrung der in der Erdöl- und Erdgasindustrie tätigen Fachleute kann dazu beitragen, die Nutzung der geothermischen Energie voran zu treiben und so einen Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung zu leisten.

Literaturverzeichnis

- HÄNEL, R. (1978): Statusreport, Geotechnik und Lagerstätten. – Projektleitung Energieforschung KFA Jülich, (im Auftrage des BmFT).
- (1979): Atlas of Subsurface Temperatures in the European Community. – EEC Brussels - Luxembourg, EUR 6578.
 - (1980): Man-Made Geothermal Energy Systems (MAGES), Final Report. – International Energy Agency, Paris.
 - (1980): Statusreport, Geotechnik und Lagerstätten. – Projektleitung Energieforschung KFA Jülich, (im Auftrage des BmFT), Advances in European.
- STRUB, A., UNGEMACH, P. (1980): Geothermal Research. – D. Reidel Publishing Co.