

**Geothermische Vereinigung e.V.
Schweizerische Vereinigung für Geothermie/
Société Suisse pour la Géothermie**

MASTER

**Geothermie - Energie der Zukunft
Géothermie - Energie de l'avenir**

- Tagungsband -



KS002239847
I: KS
DE010493524



DE010493524

**DISTRIBUTION OF THIS DOCUMENT IS UNLIMITED
FOREIGN SALES PROHIBITED**

**4. Geothermische Fachtagung
7. Fachtagung der SVG/
7e Journée technique et d'information de la SSG**

18.-20. September 1996 in Konstanz

IMPRESSUM

Veranstalter:

Geothermische Vereinigung e.V., Gartenstr. 36, D-49744 Geeste
Schweizerische Vereinigung für Geothermie/ Societé Suisse pour la Géothermie,
CH-2502 Biel-Bienne

Anwenderseminar Geothermie:

Forum für Zukunftsenergien e.V., Godesberger Allee 90, D-53175 Bonn

Förderer:

Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie, Bonn
Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern

Herausgeber:

Geothermische Vereinigung e.V.
Schweizerische Vereinigung für Geothermie/ Societé Suisse pour la Géothermie

Redaktion:

Werner Bußmann

Druck:

Offset Feege, An der Schaftrift 22
49716 Meppen

ISBN 3-932570-09-X

Für den Inhalt der Beiträge sind die Autoren verantwortlich

Diese Veröffentlichung ist auf chlorfrei gebleichtem Papier gedruckt

© 1997. Alle Rechte vorbehalten

DISCLAIMER

Portions of this document may be illegible electronic image products. Images are produced from the best available original document.



Schirmherr:

*Dr. Jürgen Rüttgers, MDB, Bundesminister für Bildung,
Wissenschaft, Forschung und Technologie*

Inhalt

Inhaltsverzeichnis	4
Grußwort <i>Dr. Jürgen Rüttgers, Bundesminister für Bildung, Forschung, Wissenschaft und Technologie</i>	11
Grußwort <i>Dr. H. L. Schmid, stellvertretender Direktor des Bundesamtes für Energiewirtschaft, Bern</i>	13
Grußwort <i>Josef Wennrich, Ministerialdirigent, Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Stuttgart</i>	15
<hr/>	
Bedeutung erneuerbarer Energien und ihre Markteinführung <i>Harry Lehmann</i>	17
Geothermische Energie – Technische, ökonomische und politische Aspekte <i>Oskar Kappelmeyer</i>	22
Förderkredite für die Nutzung erneuerbarer Energien <i>Christof Stein</i>	29
<hr/>	
Organization and Targets of the IGA European Branch <i>Raffaele Cataldi</i>	30
INTERGEO – Central/East European Collaboration Network on Direct Application of Geothermal Energy <i>Kiril Popovski & Miklos Arpasi</i>	43
Bulgarian Geothermal Energy Resources – State and Perspective <i>Plamen S. Gramatikov</i>	51
Wo der Markt versagt – Hindernisse für umweltfreundliche Energien und Möglichkeiten zu ihrer Überwindung <i>Walter Ott</i>	58
Stand und Potential der Erdwärmenutzung in Deutschland <i>Christoph Clauser</i>	69
Übersichtsvortrag Geothermie Schweiz <i>Martin Brunner & Harald L. Gorhan</i>	70

50

Atlas der Geothermischen Ressourcen in Europa
Suzanne J. Hurter

83

„Geothermal Heat Pumps“ – der Boom der oberflächennahen Geothermie in Nordamerika
Burkhard Sanner

84

Praktische Anwendungen der Hydrogeothermie

Nutzung der Geothermie zur Abdeckung des Wärmebedarfes eines Wohn- und Industriegebietes in Neustadt-Glewe
Heiner Menzel

100

Combined methods for the exploration of a new deep thermal water resource. Case of Yverdon-les-Bains, south foot of the Swiss Jura
François-D. Vuataz & Reto Murali

101

Forschungsprojekt „Geowissenschaftliche, geotechnologische und verfahrenstechnische Forschungsarbeiten zur Vervollkommnung des Verfahrens der Nutzung geothermischer Ressourcen im Hinblick auf das Langzeitverhalten
Birgit Rohstock & Herbert Schneider

102

Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen
Kemal Erbas, P. Hoth, Ernst Huenges, Kuno Schallenberg. & Andrea Seibt

112

Die Nutzung der Erdwärme in der Region Basel am Südostende des Rheingrabens
Lukas Hauber

120

Geothermiebohrung Bad Schinznach. Erste Resultate
Markus O. Häring

128

Hydraulisches, thermisches und mechanisches Verhalten geothermisch genutzter Aquifere
Christoph Clauser

134

Untersuchungen zur Verbesserung des Injektivitätsindex in klastischen Sedimenten
Peter Seibt

135

Geomikrobiologische Forschungsarbeiten an hochmineralisierten Tiefenwässern als Beitrag zur optimalen Nutzung geothermischer Energie
Manfred Köhler, Fernando Völsger, Klaus Hofmann, S. Bochning & Torsten Kellner

136

Postervorträge

Mineralogische Untersuchungen zur Rolle der Tonfraktion bei der Gewinnung geothermischer Energie <i>E. Althaus & Georg Frosch</i>	142
Geothermie in Mittel- und Osteuropa <i>Ingo Bachmann, Sven Böhm & Peter Seibt</i>	146
Geothermisches Potential Nordbayerns – Untersuchungen der geothermischen Verhältnisse durch Auswertung geophysikalischer Temperaturmessungen in Trinkwasser- und Tiefbohrungen <i>Wolfgang Bauer & Peter Udluft</i>	147
Das hydrogeothermische Potential Südhessens <i>Carola Fitzer, Sylvia Fluhrer, Burkhard Sanner & Klaus Knoblich</i>	153
1985 – 1995 - 10 Jahre Geothermiebohrungen in Österreich <i>Johann Goldbrunner</i>	161
Hydraulische Modellierung der Geothermiebohrungen Kreuzlingen und Konstanz <i>Thomas Mégel, Roland Wyss, Emil Greber & Werner Leu</i>	162
Nutzung der Energie von geothermalen Gewässern zur Unterstützung der traditionellen Wärmeversorgungssysteme <i>Mieczyslaw Kabat, Wladyslaw Nowak & Roman Sobanski</i>	170
Elektronenmikroskopische und phasenanalytische Untersuchungen an Biofilmen von Bakterienkulturen aus geothermisch genutzten Tiefenwässern <i>Manfred Köhler, Fernando Völsger, J. Kasbohm & S. Bochning</i>	178
Fällungsreaktionen beim Reinjektionsprozeß einer Geothermischen Heizanlage. Feldmessungen, Modellierungen und Laborexperimente <i>Michael Kühn, Martin Kölling, Margot Isenbeck-Schröter, Horst D. Schulz & Torsten Kellner</i>	184
Gasanalytik an geothermisch nutzbaren hydrothermalen Wässern - Erste Ergebnisse der „on-line“-Analytik in Neustadt-Glewe <i>Dirk Naumann & Jörg Erzinger</i>	192
Tiefenwässer und Nutzungsmöglichkeiten in Thüringen <i>Torsten Kellner, Wilfried Rockel & Reinhard Werner</i>	198
Geologische Prognose und Ergebnisse der Thermalwasserbohrung Gt Rheinsberg 1 <i>Wilfried Rockel</i>	199

Systemanalytische Erfassung von Nutzungsanlagen hydrogeothermaler Ressourcen. Beispiel: Einfluß der Temperaturen in den Abnehmersystemen auf den Wärmegestehungspreis
Kuno Schallenberg

200

Kerndurchströmungsversuche zur Ermittlung von Fluid-Matrix-Wechselwirkungen (unter besonderer Berücksichtigung der Kernvorbehandlung)
M. Martin, P. Hoth & Andrea Seibt

208

Ermittlung der Gesteinswärmeleitfähigkeit von Sedimentgesteinen aus Messungen am Bohrklein
Bernd Troschke & Hans Burkhardt

217

Erkundung des regionalen Potentials für die Unterspeicherung thermischer Energie in Mainfranken (UTEM)
Roland Barthel, H.-P. Ebert, J. Fricke, Geroold Heinrichs & Peter Udluft

224

Hot-Dry-Rock

Erschließung permeabler Rißzonen für die Gewinnung geothermischer Energie aus heißen Tiefengesteinen
Reinhard Jung, Jörg Baumgärtner, Fritz Rummel & Helmut Tenzer

232

Untersuchungen der Riß- und Klufthydraulik im Kristallin der Bohrung Soultz sowie Modellierung eines HDR-Wärmetauschers zur Nutzung der Erdwärme aus dem heißen Untergrund
Oskar Kappelmeyer, Fritz Rummel & Jürgen Dornstädter

241

Beobachtung und Simulation von nicht-laminarem Fließverhalten am HDR-Standort Soultz
Thomas Kohl, K. F. Evans, Robert J. Hopkirk, Reinhard Jung & Ladislaus Rybach

242

Modellierung von Strömung und Wärmetransport in HDR in-situ Wärmetauschern mit Hilfe diskreter Klufnetzwerkmodelle
Christoph Clauser, Rüdiger Schellschmidt & Olaf Kolditz

248

Erkundung des kristallinen Untergrunds mit der Vertiefungsbohrung Urach 3 im Rahmen einer Machbarkeitsstudie für ein Hot-Dry-Rock-Demonstrationsprojekt
Helmut Tenzer, Albert Genter, A. M. Hottin

249

Postervorträge

Langzeit-Druckmessungen am HDR-Standort Soultz-sous-Forêts. Long-time water level observations at the HDR-Testsite Soultz-sous-Forêts
Jürgen Dornstädter, Barbara Heinemann-Glutsch & J. Zasko

263

Wissenschaftliche Hot-Dry-Rock-Pilotanlage in Soultz-sous-Forêts
Jörg Baumgärtner, André Gérard & Roy Baria 269

Exploration of joint systems and major horizontal stress direction in HDR
drillholes of the Soultz site (Alsace, France) – Erkundung des Kluftsystems
und der Hauptspannungsrichtung in den HDR-Bohrungen des Feldes
Soultz-sous-Forêts (Elsaß, Frankreich)
Albert Genter & Helmut Tenzer 270

Oberflächennahe/untiefe Geothermie

Améliorer la productivité des sondes en terre. Calculs et mesures in situ
Bernard Mathey, Daniel Pahud & Jakob Buchi 278

Energiepfahlsystem im Neubau der PAGO AG, Grabs (CH)
Ulrich Scheuss 291

SERSO: Mit Sommer-Sonne gegen Winter-Glatteis
Walter J. Eugster, Karl Hess & Robert J. Hopkirk 298

Kälte- und Wärmespeicherung im Zentrum Berlins
Peter Seibt, Wulf Brandt, Frank Kabus, Gerd Möllmann & Joachim Poppei 306

Postervorträge

Untersuchung der zeitlichen Entwicklung von Schichttemperaturen in einer
Bohrung bei Wärmeaus- und Wärmeeinspeisung mit Hilfe faseroptischer
Temperaturmessungen
Eckart Hurtig, Stephan Groswig & Michael Kasch 317

Heizungspotential der oberflächennahen Geothermie in der Tschechischen
Republik
Vlastimil Myslík & Mirko Vaněček 325

„Earth Energy Designer“, eine Software zur Berechnung von
Erdwärmesondenanlagen
Burkhard Sanner & Göran Hellström 326

Sonstige Anwendungen der Geothermie und wirtschaftliche Fragen

Tiefenerdsonde Weggis
H. Füglister 334

Erdwärmefiefen-sonde Prenzlau – Technisches Konzept und
Betriebserfahrungen
Detlef Schneider, Egbert Broßmann & Horst Wetzel 335

Warmwassernutzung aus dem Furkatunnel <i>Klaus Nanzer</i>	341
Geothermieranlage Altheim. Stromerzeugung mittels Organic-Rankine-Cycle Turbogenerator <i>Gerhard Pernecker</i>	348
Nutzung hydrothormaler Erdwärmevorkommen – Energie und Umweltanalyse <i>Martin Kayser & Martin Kaltschmitt</i>	356
Ist geothermische Wärme wirtschaftlich? <i>Gerhard Oppermann</i>	365
European insurance scheme to cover geological risk related to geothermal operations <i>U. Tiberi & J. Demange</i>	375
GEOHIL-Erdenergie-Contracting <i>Hans Hildebrand</i>	377
 <i>Postervorträge</i>	
Möglichkeiten zur Nutzung geothermischer Energie und zur unterirdischer thermischen Energiespeicherung in Ägypten <i>Abbas M. Abbas, Burkhard Sanner & Klaus Knoblich</i>	382
Risikodeckung von Geothermiebohrungen in der Schweiz <i>Arthur Fehr</i>	390 SC
Geothermische Eigenschaften des Molassebeckens (Pilotstudie – Wärmeleitfähigkeit) <i>Werner Leu, Robert J. Hopkirk, Beat Keller, Ladislaus Rybach & Emil Greber</i>	396 395
Speicherung von Wärme in Grubenräumen – Messung und Simulation <i>Axel Schaberg, Hartmut Krause & Wolfgang Pötke</i>	404
Geothermisches Energie-Potential der Türkei und seine Nutzung <i>Zeynel Demirel & Orhan Mertoglu</i>	412
Ein aus verschiedenen Kreisläufen zusammengesetztes, geothermisches Energiesystem für die Stadt Denizli <i>Birol I. Kilkis</i>	413
Bergrechtliche Verfahren zur Nutzung von Geothermie im Land Mecklenburg- Vorpommern <i>Ulrich Knöfler & Hartmut Hinz</i>	424
Energiespeicherung in Aquiferen – Praktische Erfahrungen mit Genehmigungsverfahren in Deutschland <i>Joachim Poppei & Peter Seibt</i>	425

3D-Modellierung der thermischen Langzeitentwicklung eines geothermischen Reservoirs
Frank Wenderoth, R. Ondrak & U. Bayer 426

Natürliche radiogene Wärmeproduktion im Nordostdeutschen Becken
Hans-Adolf Ullner 429

Geothermal energy for district heating in the town of Riehen (Switzerland)
Gerhard Oppermann 434

Anwender-Seminar Geothermie

Erdwärme – Rechtsgrundlagen der Erkundung und Gewinnung
Klaus Nast 436

Das Geothermieprojekt Neustadt-Glewe – Probleme und Erfahrungen mit einer laufenden Anlage
Heiner Menzel 445

Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeerzeugung
Rüdiger Peter Quint 455

Projektentwicklung geothermischer Anlagen – Allgemeiner Überblick zur Geothermie
Johannes Ruhland 471

Fern- und Nahwärmesysteme – Notwendige Infrastruktur für die Geothermie
Ingo Schönberg 475

Autorenverzeichnis 488

Anhang:
Die wissenschaftliche Pilotanlage: Der nächste Schritt in der Entwicklung der Hot-Dry-Rock-Technologie in Europa
*Jörg Baumgärtner, André Gérard & Roy Baria** 494
(*aus: *Geothermische Energie* 15, 5. Jahrgang, August 1996)

Grußwort

Dr. Jürgen Rüttgers

Die energiebedingten Emissionen des Treibhausgases Kohlendioxid (CO₂) sind ein wesentlicher Punkt der derzeitigen Klimadiskussion. Die Gefahr einer globalen Klimaänderung ist von der Bundesregierung schon frühzeitig sehr ernst genommen worden. Auch Deutschland trägt als eine führende Industrienation Verantwortung für den Schutz unserer Erde. Deshalb hat die Bundesregierung das Ziel definiert, bis zum Jahr 2005 die CO₂-Emission um 25% gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren. Konsequenterweise wurde die Aufgabe der CO₂-Minderung zum übergeordneten Ziel des neuen, vierten Energieforschungsprogramms, das ich im Mai dieses Jahres der Öffentlichkeit vorgestellt habe.

Im Rahmen dieses Energieforschungsprogramms sollen bevorzugt diejenigen Techniken gefördert werden, die in unserem Land ein nennenswertes Potential haben, um langfristig die CO₂-Emissionen zu senken. Dies soll über vier Schwerpunkte der Forschungspolitik erreicht werden: Effizienzsteigerung bei der Stromerzeugung, Einsparung beim Energieverbrauch, Einsatz von Erneuerbaren Energien sowie verantwortungsvolle Nutzung der Kernenergie.

Die Geothermie zählt wie Wasserkraft, Sonnenstrahlung, Wind und Biomasse zu den Erneuerbaren Energiequellen. Diese stellen die Energieversorgung auf eine breitere Grundlage, schonen die endlichen Energievorräte und vermindern die Belastung von Luft, Wasser und Böden. Bislang haben die Erneuerbaren Energien, auch global gesehen, aber nur einen geringen Anteil an der Energieversorgung. In Deutschland betrug dieser Anteil 1994 rund 2% an der Primärenergieversorgung und knapp 5% an der öffentlichen Stromversorgung. Dabei handelt es sich weit überwiegend um die etablierte Nutzung der Wasserkraft, obwohl zum Beispiel in den letzten Jahren mit staatlicher Unterstützung ein starker Zubau an Windkraftanlagen erfolgte. Die Erneuerbaren Energien stehen auch nach gut 20 Jahren Förderung von Forschung und Entwicklung und trotz beträchtlicher finanzieller Aufwendungen - seit 1974 wurden in Deutschland allein im Rahmen der Energieforschungsprogramme mehr als 3 Milliarden DM bereitgestellt - erst am Anfang ihrer Möglichkeiten. Hauptgrund ist die fehlende Wirtschaftlichkeit, so daß sie nur in sogenannten Nischenmärkten Fuß fassen konnten. Die Erneuerbaren Energien, und damit auch die Geothermie, stellen dennoch eine umweltpolitisch wichtige Alternative zu den konventionellen Energiequellen dar. Zudem ermöglicht die Förderung dieser Technologien die Entwicklung von wichtigem Know-how in dem Zukunftsbereich der Umwelttechnologien. Mit dem neuen Energieforschungsprogramm wird die Förderung der Erneuerbaren Energien folgerichtig kontinuierlich fortgeführt werden.

Das geothermische Energiepotential für das Gebiet Deutschlands ist weitgehend bekannt: Deutschland verfügt nicht über so vorteilhafte Bedingungen zur Nutzung der Erdwärme wie z.B. die USA, Japan, Island oder Italien. Aufgrund des Fehlens herausragender heißer geothermischer Lagerstätten bietet sich hier - neben der dezentralen Wärmeabnehmer aus dem flachen Untergrund - die Nutzung hydrothermalen Ressourcen an. Bei sorgfältiger Standortwahl - zu berücksichtigen sind neben den geologischen Bedingungen auch vorhandene Wärmeabnehmer und eine evtl. Mehrfachnutzung der Thermalwässer - besteht somit in Deutschland für die Wärmeversorgung ein zwar begrenztes, aber interessantes und möglicherweise wirtschaftlich nutzbares Energiepotential. Daher wird auch die Entwicklung von Techniken zur Nutzung der Geothermie-Potentiale im Norden der neuen Bundesländern gefördert. Hier, wie auch im süddeutschen Molassebecken, wurden ergiebige Heißwasserhorizonte gefunden.

Ich freue mich, daß seit dem letzten Geothermie-Statusseminar 1994 in Schwerin erfreuliche Erfolge erzielt wurden. Zusammen mit dem Land Mecklenburg-Vorpommern hat das BMBF die Errichtung der geothermischen Heizentrale in Neustadt-Glewe gefördert, die 1995 den Regelbetrieb aufnahm und jetzt ein Wohn- sowie ein Gewerbegebiet mit Wärme versorgt. Damit wurde gezeigt, daß die Technik zur Nutzung hydrothermalen Tiefenwässers einen anwendungsreifen Stand erreicht hat. Zur Zeit noch bestehende Forschungsdefizite (z.B. Fragen der hohen Salinität, Korrosion und Inkrustation, bakterielle Verunreinigungen und chemische Reaktionen im Aquiferbereich) werden durch die laufenden F&E-Projekte, über die auch im Rahmen des Statusseminars berichtet wird, aufgearbeitet. Auch die Grundlagenforschung zur Hot-Dry-Rock-(HDR)-Technik zeigt ermutigende Zwischenergebnisse.

Zusätzlich zur Forschungsförderung durch das BMBF gibt es eine Reihe weiterer Maßnahmen von Bund, Ländern, Gemeinden und der Europäischen Union, die die Markteinführung der Geothermie unterstützen sollen. Ich hoffe, daß die Maßnahmen insgesamt der Geothermie zu einer angemessenen Position am Energiemarkt verhelfen werden.



Dr. Jürgen Rüttgers
Bundesminister für Bildung, Wissenschaft,
Forschung und Technologie

Grußwort

Dr. H. L. Schmid

Herr Oberbürgermeister,
Meine Damen und Herren,

Ich freue mich, die Grüsse der schweizerischen Regierung überbringen zu dürfen. Zu dieser gemeinsamen Veranstaltung der deutschen und schweizerischen Vereinigungen für Geothermie möchte ich Ihnen gratulieren und wünsche ihr einen vollen Erfolg.

Was unternimmt die Schweiz zur Förderung der erneuerbaren Energien und insbesondere der Geothermie? Ich möchte die diesbezüglichen Bestrebungen im Gesamtrahmen des Aktionsprogrammes „Energie 2000“ kurz darstellen:

Ziel von E2000 ist es

- den Gesamtverbrauch von fossilen Energien und die CO₂-Emissionen im Jahr 2000 auf dem Niveau von 1990 zu stabilisieren und anschliessend zu verringern,
- die Wachstumsraten des Stromverbrauchs herabzusetzen und den Verbrauch ab 2000 zu stabilisieren,
- die zusätzlichen Anteile der erneuerbaren Energien im Jahr 2000 zur Stromerzeugung um 0,5% und zur Wärmeproduktion um 3% zu erhöhen,
- die Produktion der Wasserkraftwerke bis 2000 um 5% und die Leistung der bestehenden Kernkraftwerke um 10% auszubauen.

Zur Erreichung dieser anspruchsvollen Ziele sind

- die freiwilligen Massnahmen zum rationellen Einsatz von Energie im allgemeinen und von erneuerbaren Energien im besonderen zu verstärken,
- die staatlichen Rahmenbedingungen gemäss Verfassung für eine ausreichende, sichere und wirtschaftliche Energieversorgung und den sparsamen Einsatz von Energie zu verstärken,
- der Dialog zwischen den Beteiligten (Bund, Kantone, Gemeinden sowie der Wirtschaft und den Umweltorganisationen) zu vertiefen.

Für die Halbzeit des 10 Jahre dauernden Programmes E2000 kann gesagt werden: Ziel und Stossrichtung sind richtig, die Ziele von E2000 scheinen zum grossen Teil erreichbar, aber bis jetzt konnte noch kaum eine Breitenwirkung nachgewiesen werden. Anstrengungen und Engagement müssen daher verstärkt und die Mittel vermehrt dort eingesetzt werden, wo die Wirkung am grössten ist.

Im Rahmen des Programmes wurden vom Bund bisher für die Förderung der Geothermie 12,6 Mio Fr. eingesetzt. Der grösste Teil der Erdwärmenutzung entfällt auf die zahlreichen

Erdwärmesonden-Anlagen mit Wärmepumpe, wobei sich ein Trend zu grösseren Tiefen abzeichnet.

Seit 1987 gewährt der Bund eine Risikodeckung an Geothermiebohrungen. Damit konnten bis heute 11 Tiefbohrungen niedergebracht werden, von denen 5 wirtschaftlich genutzt werden können. Bis zu ihrem Auslaufen Ende 1996 soll für 3 weitere Bohrungen eine Risikogarantie gewährt werden. Die Auswertung und Bilanz der Bohrresultate werden auf Ende 1997 erwartet. Weiterhin sind Studien zur Abschätzung des geothermischen Potentials aus Tunheln und Stollen im Gang. Bis 1999 sollen 2 bis 3 Projekte realisiert werden. Daneben werden an 9 innovative Projekte (Erdwärmesonden / Speicher, Energiepfähle u.a.) Beiträge ausgerichtet.

In Zukunft schliesst der Bund im Forschungsbereich Geothermie Studien zur Anwendung von „Deep Heat Mining“ / HDR zur Strom- und Wärmeerzeugung in der Schweiz ein. Der Finanzrahmen des Konzeptes (Datensammlung, Standortbewertung) beläuft sich auf 0,4 Mio Fr. Es ist vorgesehen, bis 2006 eine Pilotanlage zu bauen. Ferner nimmt unser Land am IEA-Abkommen HDR teil. Zur Erforschung der erneuerbaren Energien wendet der Bund 1996 9,3 Mio Fr. auf, entsprechend 4,3% der gesamten Energieforschungsmittel in der Schweiz.

Fazit:

Wir müssen den eingeschlagenen Weg von E2000 entschlossen weitergehen und die Breitenwirkung verstärken.

Da bis zum Jahr 2010 das wirtschaftliche Potential der Abfall- und Holznutzung ausgeschöpft sein dürfte, müssen zunehmend weitere erneuerbare Energien wie Sonnenenergie, Geothermie und Wind einspringen.

Ich hoffe, dass diese Veranstaltung dazu beiträgt, die Nutzungsmöglichkeiten, Chancen und Grenzen der Geothermie in Mitteleuropa in einem breiten Bogen aufzuzeigen und die nötigen Impulse auszulösen.

Grußwort

Josef Wennrich

Meine sehr geehrten Damen und Herren,

welche Zukunft hat die Nutzung der Erdwärme in Baden-Württemberg? Diese Frage läßt sich heute noch nicht eindeutig beantworten. Es gibt im Land eine Reihe von Erlaubnisfeldern in denen die Aufsuchung und eine Reihe von Bewilligungsfeldern, in denen die Nutzung von Erdwärme zu gewerblichen Zwecken bergrechtlich zugelassen ist. Die Nutzung der Erdwärme erfolgt überwiegend in Verbindung mit Thermalbädern. Geothermische Heizwerke oder Heizkraftwerke gibt es in Baden-Württemberg nicht, obwohl die Voraussetzungen für eine Nutzung im Oberrheingraben und am Rande der Schwäbischen Alb gegeben sind.

Lediglich die Städte Bruchsal, Bad Urach und Bühl beabsichtigen, die auf ihren Markungen aufgefundenen Erdwärme langfristig zu nutzen. Besonders Urach läßt sich nicht entmutigen. Dort verblieben nach einem Gestängebruch Ende 1992 ca. 1000 m Rohre in der Bohrung. Trotzdem arbeitet man zäh daran, Urach doch noch zu einem Standort für ein hot-dry-rock-Projekt zu machen. Abnehmer sowohl für Wärme als auch für Elektrizität sind in der unmittelbaren Umgebung vorhanden. Auch das Wirtschaftsministerium versucht sein Bestes, das europäische hot-dry-rock-Projekt in Soultz-sous-Forêts zu einem europäischen Projekt mit 2 Standorten Soultz-sous-Forêts und Urach zu machen.

Aber es sind nicht nur die großen Projekte, die uns beschäftigen, uns liegt auch an den kleinen Projekten, mit denen die Anwendungsmöglichkeiten der Erdwärme demonstriert werden können.

So ist z. B. beim Wirtschaftsministerium ein sog. dezentrales Projekt für die Weltausstellung Expo 2000 in Hannover eingereicht worden, das eine solargestützte Beheizung eines Geschäftsgebäudes mit Absorptionswärmepumpe, Erdsonden und Solarabsorber sowie Solarkollektoren vorsieht. Das Ziel dieses Projektes ist es, 30 % des gesamten Wärmebedarfs von der Sonne und aus der Umgebung zu gewinnen.

Aus diesen wenigen Worten können Sie erkennen: Die Voraussetzungen für die Nutzung der Erdwärme sind gegeben, jedoch der große Schritt nach vorn ist noch nicht getan. Ich wünsche dieser Fachtagung vollen Erfolg und daß sie uns helfen möge, diesen großen Schritt nach vorne zu tun.

Bedeutung erneuerbarer Energie und ihre Markteinführung

Harry Lehmann

Die sichere, rationelle und sparsame Haushaltung, die gehörige Einteilung der Vorräte: dies sind die ursprünglichen Bedeutungen des Wortes Ökonomie im Lateinischen und Griechischen. Sichere Haushaltung heißt, von den Erträgen zu leben, ohne die Substanz anzugreifen; rationelle Haushaltung heißt, diese Erträge vernünftig zu nutzen; Sparsamkeit bedeutet, nichts zu verschwenden; und gehörige Einteilung bedeutet, den Wohlstand, der erwirtschaftet wird, untereinander zu teilen. Nach dieser Begriffsbestimmung gibt es keinen Widerspruch zwischen Ökonomie und Ökologie, denn zur sicheren und rationellen Verwaltung gehört auch der Erhalt der Erde. Nur von den Erträgen zu leben heißt, nur von den Überschüssen an Rohstoffen leben zu können, die auf der Erde erwirtschaftet werden können. Dies bedeutet eine Gesellschaft, die in der Energiewirtschaft nur noch von erneuerbaren Rohstoffen lebt. Ob dies auch in vollem Maße für die anderen Rohstoffe geht wird die Entwicklung zeigen. Die Forderung, nichts zu verschwenden, weist uns sofort auf die Kreislaufwirtschaft und auf die möglichst produktive Nutzung der Ressourcen hin. Teilen, verteilen innerhalb dieser Generation ist letztlich die Teilnahme aller Regionen an dem Wohlstand und die Bescheidung derjenigen, die zu viel haben. Wirtschaften in den Grenzen dieser Erde ist zukunftsfähig nur unter der Sichtweise des Seßhaften möglich, des Haushälters, der Leben auf dieser Erde auch noch vielen zukünftigen Generationen möglich machen möchte.

In den letzten Jahren sind Strategien entwickelt worden, unser Wirtschaften auf diese alte und gleichzeitig neue Form einzustellen und innerhalb der Grenzen von Materie, Fläche und Energie unterschiedliche Arten der Entwicklung zu erlauben. Diese Strategien sind nicht in allen Fällen bis ins Detail im voraus planbar, doch ist zumindest die Richtung der Entwicklung bekannt, so daß man sagen kann: Die Probleme von Boden, Wasser, Klima und andere sind im Prinzip lösbar. Im Prinzip weiß man, wie man mittels anderer Technik, einer um den Faktor zehn höheren Ressourcenproduktivität, einem neuen Wohlstandsbegriff, anderen ökonomischen Modellen und richtiger Entwicklungshilfe auf diesem blau-grünen Planeten auf Dauer seßhaft werden kann. Für eines der Teile unseres sozioökonomischen und technischen Systems, das Energiesystem, liegen schon sehr klare Vorstellungen vor, wie und in welche Richtung es verändert werden muß. Dank der Ölkrise und der Probleme mit der Nukleartechnik ist schon sehr früh über eine zukunftsfähige Versorgung der Menschheit mit Energie nachgedacht worden.

Eine nachhaltige Energieversorgung der Zukunft wird sich auf drei Säulen stützen müssen: erstens auf die Sonne und die erneuerbaren Energien, zweitens auf eine effiziente Nutzung der verfügbaren Ressourcen, damit die Ressourcen, die wir der Umwelt entnehmen, möglichst viel

zu dem Wohlstand beitragen, den wir uns leisten wollen, und drittens auf eine bewußte Entscheidung über Grenzen des Konsums, die Suffizienz. Sonne-Effizienz-Suffizienz sind die Eckpfeiler einer zukunftsfähigen Energiewirtschaft.

Eine Anzahl von Szenarien über eine künftige risikoarme und solare Energieversorgung sind bereits erstellt worden, und dies nicht nur in der letzten Zeit. Das Ausmaß, der Zeithorizont und die Kosten, mit denen die erneuerbaren Energien in den Markt eingeführt werden können, hängen stark von politischen Entscheidungen ab. Für die EU errechnete eine Potentialstudie von Eurosolar bei einer stark forcierten Markteinführungspolitik der erneuerbaren Energien, gemessen an dem heutigen Energieverbrauch innerhalb von 25 Jahren, einen Anteil von ca. 50%. Nach der ALTENER Entscheidung von 1993 wird ein Ziel von 8% bis ins Jahr 2005 angestrebt. Zwischen diesen beiden Zahlen liegt das im "Action plan for Renewable Energy Sources in Europe" (Madrid 1994) formulierte Ziel von 15% bis ins Jahr 2010. Betrachtet man den Anteil an erneuerbaren Energien in den Szenarien, die für den gesamten Weltverbrauch erstellt wurden, so decken sie, je nach Szenario und unterstelltem Energieverbrauch 9% bis 43% des Weltenergieverbrauchs (Durchschnitt 20%) im Jahre 2010 ab. Für das Jahr 2030 liegt die Spanne zwischen 8% und 83%. Hier wirken sich die verschiedenen Annahmen bei der Einführung der erneuerbaren Energietechnologien besonders stark aus. Zwei kürzlich erstellte Szenarien zeigen sogar auf, wie bis ins Jahr 2050 die Europäische Union zu mehr als 80% (bei gleichzeitig doppelt so effektiver Energienutzung) mit erneuerbaren Energien versorgen kann.

Die Potentiale an Sonnenenergie und Effizienzsteigerung abzuschöpfen, bedarf es einer dezentral und regional orientierten Energieversorgung. Gleichrangig nebeneinander stehen die effiziente Nutzung der Energieressourcen und die Nutzung der vor Ort verfügbaren Ressourcen an erneuerbaren Energien, an den Küsten mehr die Windkraft, in ländlichen Gebieten mehr die Biomasse, dort wo es geothermische Potentiale die Erdwärme, in bebauten Gebieten Photovoltaik sowie die passive und aktive Wärmenutzung. Der Austausch der Überschüsse der Regionen mit Hilfe eines überregionalen Netzes ist ein weiteres Merkmal dieser Energieversorgungsstruktur. Dieses Netz kann ein Stromnetz oder aber auch ein Gasnetz sein, in das dezentral eingespeist wird. Der Transport von hochwertiger Biomasse ist eine weitere Möglichkeit. Dieses überregionale Netz dient auch der Speicherung von Überschüssen. Das Speichermedium kann Biogas sein oder auch mit Strom erzeugter Wasserstoff. Erst zuletzt wird in zentralen Großkraftwerken die Energie erzeugt, die noch zur Bedarfsdeckung fehlt. Zentrale Kraftwerke können Wasserkraftanlagen, Biomassekraftwerke oder thermische Kraftwerke sein. Auch Kraftwerke, die in anderen Regionen erzeugte Brennstoffe wie zum Beispiel Wasserstoff oder Biogas benutzen, sind Teil des zentralen Teilsystems.

Die Instrumente zur Förderung der regenerativen Energien sind abhängig vom Zielwert und den Etappen, in denen die erneuerbaren Energien eingeführt werden sollen. Da die verschiedenen erneuerbaren Energietechnologien auch in unterschiedlichem Maße schon in den Markt eingeführt werden können, müssen sich die Maßnahmen auch nach den zu fördernden Technologien unterscheiden. Geeignete politische Rahmenbedingungen zu schaffen, um

effiziente Energienutzung und erneuerbare Energietechnologien schnell in den Markt einzuführen, erfordert die Umsetzung eines Bündels an Maßnahmen. Diese Maßnahmen, diese Handlungsoptionen sind bestimmt durch die Menge der Hemmnisse, die der Markteinführung erneuerbarer Energietechnologien entgegenstehen. Ein banales Hemmniss ist die Tatsache, daß der Energiemarkt schon besetzt ist und die heute den Markt Beherrschenden zum Teil kein Interesse zeigen, selber erneuerbare Energietechnologien einzuführen. In manchen Fällen, man erinnere sich nur an die Stromeinspeise-Vergütungs-Diskussion oder den Widerstand gegen die kostengerechte Vergütung, wehren sich die Marktbeherrschenden mit allen Mitteln

Die Anstrengungen zur Markteinführung der erneuerbaren Energietechniken sollen breit angelegt sein und auf folgende Handlungsfelder konzentriert werden:

- Maßnahmen zur Markteinführung der erneuerbare Energien. (Stromeinspeisung, Kostengerechte Vergütung und Ökologische Steuerreform)
- Entflechtung des Energiemarktes, Anpassung der Energieversorgungsstruktur
- Maßnahmen zur Exportförderung.
- Verbesserung der rechtlichen und administrativen Rahmenbedingungen für den Einsatz erneuerbarer Energien.
- Maßnahmen zur verbesserten Information, Beratung, Aus-, Fort- und Weiterbildung.
- Verstärkter Einsatz der erneuerbaren Energien in den Entwicklungsländern.
- Marktorientierte Forschung, Entwicklung und Demonstration von Anlagen und Materialien zur Nutzung erneuerbarer Energien.
- Eigeninitiativen von Industrie, öffentlicher Hand und Kommunen.

Die fehlende Massenproduktion ist der wichtigste Grund für die hohen Preise für Energie aus erneuerbaren Energietechnologien. Der Preis für eine Kilowattstunde Strom aus der photovoltaischen Produktion sprengt nach wie vor den finanziellen Rahmen. Der Grund hierfür liegt im eigentlichen Sinne des Wortes auf der Hand. Solange eine Technologie, und dies gilt nicht nur für die Photovoltaik, in Handarbeit produziert wird und keine Massenfertigung existiert, bleibt sie teuer oder unwirtschaftlich. Am Beispiel der Windenergie konnte man verfolgen, wie eine Markteinführung durch die damit verbundene Massenproduktion in kürzester Zeit zu großen Kostenverringerungen führt.

Doch ist der Preisvergleich oftmals unfair, die externen Kosten der sozialen und ökologischen Folgen, die bei den konventionellen Energietechnologien um ein Vielfaches höher sind als bei den erneuerbaren, werden der Volkswirtschaft aufgebürdet. Die Preise sagen nicht die ökologische Wahrheit, summiert man die sozialen (externen) Kosten fossiler Elektrizitätserzeugungssysteme, so ergeben sich nach einer Untersuchung von Olaf Hohmeyer zusätzliche Kosten von mindestens 4 bis 9 Pfennig pro Kilowattstunde bei den fossilen Brennstoffen, und bei der Stromerzeugung durch Atomkraftwerke zusätzliche Kosten von 10 bis 21 Pfennig pro

Kilowattstunde. Dagegen hat die Nutzung der erneuerbaren Energien einen Nettonutzen für die Gesellschaft (also vermiedene Kosten) von 6 bis 12 Pfennig (Windenergie) oder 7 bis 17 Pfennig (Photovoltaik). Da in dieser Studie überall, wo die Daten unsicher waren, mit dem niedrigsten Schätzwert gerechnet wurde, liegt der gesamte soziale Nutzen der erneuerbaren Energien wahrscheinlich erheblich höher. Energiepreise müssen die ökologische Wahrheit sagen. Die Einbeziehung der sozialen und ökologischen Kosten durch eine Besteuerung von konventioneller Primärenergie ist längst überfällig. Eine Steigerung der Energiepreise muß aber spürbar erfolgen, d.h. in einem höheren Maße als die derzeit von der EU geplante und immer wieder verschobene Einführung einer Energiesteuer. Eine stufenweise und mit Steuersenkungen in anderen Bereichen flankierte Politik führt auch nicht zu einer Gefährdung der Wirtschaft, der Exportchancen der Industrie oder zu sozialen Vorfällen.

Um von Handarbeit zu Massenproduktion zu kommen und gleichzeitig dem dezentralen Gedanken der Solartechnik gerecht zu werden, muß ein stabiler Markt für die erneuerbaren Energietechnologien geschaffen werden. Massenproduktion setzt eine berechenbare gleichmäßige Massennachfrage voraus. Strohfeuerartig aufflammende und rasch wieder verlöschende Nachfrageschübe, die sich nahezu zwangsläufig bei vielen Förderprogrammen ergeben, sind nicht hilfreich. Eine Förderung der erneuerbaren Energien muß deshalb daran gemessen werden, ob die Finanzierbarkeit über einen langen Zeitraum gesichert ist. Hier muß man zwischen den Technologien, die heute schon marktnah produzieren können und denen, die noch sehr marktfremd sind, unterscheiden. Für erstere ist die Fortführung und Verbesserung des Strompreisgesetzes.

Die erneuerbaren Energietechnologien, die mit der Mindesteinspeisevergütung des Strompreisgesetzes alleine nicht wirtschaftlich arbeiten können, müssen zusätzliche Betriebskostenzuschüsse erhalten. Eine Möglichkeit ist die Schaffung besonderer Förderprogramme, die Teile der Investitionskosten übernehmen, so daß die Mindesteinspeisevergütung ausreicht. Eine andere Möglichkeit sind Sonderabschreibungsmodelle oder Sonderkreditprogramme. Für die Förderung der Produktion von Brennstoffen, die Versorgung des Wärmemarktes mittels erneuerbaren Energien und die Nutzung der Biomasse im Wärmebereich sind Betriebskosten oder Investitionskosten Zuschüsse ein sehr gutes Instrument. Als ein Beispiel sei die Freistellung der Biokraftstoffe von der Mineralölsteuer genannt. Ein weiterer Bereich, in dem steuerliche Modelle eher zu einer Nutzung von Solarenergie führen würden, ist der Baubereich. Erhöhte Abschreibungen von neuen Gebäuden und Sanierungskosten von Altbauten, die einem Niedrig-Energie-Solar-Standard genügen, sind in diesem Bereich ein geeignetes Mittel.

Die Erstattung der tatsächlichen Kosten der in das Netz eingespeisten Energie durch das Modell der kostendeckenden Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energieanlagen ist eine Maßnahme, dieses einfach und ohne großen administrativen Aufwand zu tun. Bei diesem Modell werden die Mehrkosten auf den Verbraucher durch eine Erhöhung des Strompreises umgelegt. Diese kostendeckende Vergütung ist innerhalb NRW durch die Preisaufsicht zugelassen worden. Die Preisaufsicht beschränkt allerdings die Möglichkeit der zweckgebundenen Erhöhung des

Strompreises für die kostengerechte Vergütung auf 1 Prozent des Strompreises ein. Gutachter erlauben eine Erhöhung bis zu 5 Prozent des Strompreises.

Ohne eine Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit, also einem Stromeinspeisegesetz für die marktnahen Technologien und Betriebs/Investitionszuschüssen, sind alle anderen Maßnahmen ohne Bedeutung. Parallel zur Markteinführung, muß gleichzeitig an der Information, Bildung und Fortbildung der Akteure gearbeitet und die rechtlichen und administrativen Hindernisse beseitigt werden. Existiert dann ein gesunder inländischer Markt, so werden die Unternehmen ihre Exportchancen nutzen können, und man wird die Entscheidungsträger in den Entwicklungsländern auch von einer verstärkten Nutzung der erneuerbaren Energietechnologien überzeugen können. Parallel dazu muß immer durch eine intensive Forschung und Entwicklung der Fortschritt in diesen Technologien gewährleistet werden.

Einwände von Kritikern zu Kosten und Nachteilen werden dann obsolet, wenn eine solche realistische Sonnenstrategie zur politischen Priorität wird. Diese Prioritätenbildung ist Voraussetzung jeglicher Umsetzung der oben genannten Maßnahmen. Eine Umstrukturierung des Energiemarktes bedarf eines langen politischen Atems und einer Standfestigkeit gegenüber denen, die bei dieser Umstrukturierung Verlierer sind. Sie werden sich mit allen Mitteln gegen diese oder eine ähnliche Sonnenstrategie wehren, und dies schon zu einem Zeitpunkt, wo die Gewinner, die noch zu schaffende Industrie der erneuerbaren Energietechnologien, noch nicht mächtig genug sind, der Angriffe zu wehren. Die Regionen die frühzeitig eine konsequente Markteinführung betreiben werden auch Nutzniezer der durch diese Markteinführung geschaffenen Arbeitsplätze sein. In Europa nach neuesten Studien in Arbeitsplätze in Millionenhöhe.

Forschung und Entwicklung haben erneuerbare und rationelle Energietechnologien für eine dauerhafte Energieversorgung geschaffen. Politik und Wirtschaft müssen nun die Hemmnisse erkennen und Maßnahmen ergreifen, um eine "Sonnenstrategie" zu realisieren. Die oben aufgezählten Maßnahmen sind sicherlich nicht alle Maßnahmen, die denkbar und sinnvoll wären. Wichtigste Maßnahme ist, sofort damit anzufangen, denn jeder Tag, der vergeht, ohne daß eine "Sonnenstrategie" durchgeführt wird, macht das Problem nur größer und schwieriger. Größer und schwieriger, weil der Energieverbrauch der Welt weiter gestiegen ist, während später damit begonnen wird, das Klimaproblem zu lösen.

Geothermische Energie

Technische, ökonomische und politische Aspekte

O. Kappelmeyer

Mit einer weltweiten Kapazität der geothermischen Kraftwerke von fast 8 000 MW(e), einer jährlichen Zuwachsrate von mehr als 10 %, einer Nutzung geothermischer Vorkommen für Raumheizung und Industriewärme von mehreren zig-Tausend MW(th) und einem ansehnlichen Ausbau dieser Nutzungsmöglichkeiten auch außerhalb geologischer Regionen mit großen positiven geothermischen Anomalien, sowie dem verstärkten Einsatz von Wärmetauschern im Boden in Verbindung mit Wärmepumpen, hat diese umweltverträgliche Energienutzung eine erfolgreiche und positive Bilanz aufzuweisen.

In dieser Situation ist es angebracht aufzuzeigen, welche politischen und technischen Maßnahmen dazu geeignet sind die Anwendungen zur geothermischen Energienutzung auf eine breitere, ökonomisch attraktive Basis zu stellen. Dies gilt sowohl für den Ausbau der geothermischen Anlagen in den Regionen mit anomal hohen Temperaturen im Untergrund, als auch für die Anwendungen in Kontinenten und Ländern mit normalen geothermischen Bedingungen.

Dabei sind, aufbauend auf die physikalisch-technischen Eigenschaften des geothermischen Energieangebotes, die ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, und wenn es sinnvoll erscheint, auf eine Korrektur dieser - im Unterschied zu den natürlichen Gegebenheiten - durch Anordnungen und Gesetze veränderbaren Einflüsse, hinzuwirken.

Die Rechtfertigung von Maßnahmen, im Sinne einer Erweiterung der geothermischen Energienutzung, ist die schadstoffarme und daher umweltfreundliche Verwertung des nach technischen Maßstäben unerschöpflichen terrestrischen Energiereservoirs. Ein vernachlässigbar geringer, dem Klima und der Umwelt abträglicher Schadstoffanfall muß oberstes Gebot bei allen geothermischen Anwendungen sein. Die dafür notwendigen technischen Einrichtungen werden in Entwicklungsländern aus finanziellen Erwägungen oft nicht gebaut. Prinzipiell erfolgt bei der geothermischen Energienutzung ein Abbau von Wärme, die im Untergrund enthalten ist; es sind weder chemische noch radioaktive Vorgänge bei der Energienutzung erforderlich. Chemische Lösungen und Gasanteile, die im Zusammenhang mit einer Zirkulation zur Wärmeentnahme aus dem Untergrund gefördert werden, können aus der zirkulierenden Flüssigkeit separiert und zurück in den Untergrund geleitet werden.

Ein weiterer großer Vorteil des geothermischen Energieangebotes ist die stete (unabhängig von der Tages- oder Jahreszeit) Verfügbarkeit. Eine Energiespeicherung zur Überbrückung von Verfügbarkeitslücken, ist nicht erforderlich.

Besonders wichtig ist die gezielte Fortsetzung von Forschungsarbeiten die darauf gerichtet sind die Nutzungsmöglichkeiten auch auf Regionen auszudehnen, die bisher, auf Grund ihrer natürlichen Voraussetzungen, nicht dazu geeignet sind geothermische Energie industriell und wirtschaftlich zu nutzen. Im Vordergrund steht hier die Verbesserung der HDR-Technologie auf einen Entwicklungsstand, der einen wettbewerbsfähigen, also ökonomisch vertretbaren, Einsatz erlaubt.

Die uns zugängige terrestrische Wärme, die wir durch Bohrungen gewinnen können, hat physikalische Eigenschaften, die vor allem bei der Wärme-Kraftwandlung prinzipielle Grenzen setzen. Der erreichbare Wirkungsgrad ist niedrig im Vergleich zu modernen Kraftanlagen (vor allem gasgefeuerten Kraftwerken), und dementsprechend ist der als Abwärme anfallende Energieanteil groß. Dies fordert dazu heraus eine kombinierte Wärme-Kraftnutzung anzustreben. Eine zentrale Wärmeversorgung kann aber nur dann wirtschaftlich erfolgen, wenn die Versorgungsleitungen, also die Abstände zu den Verbrauchern, relativ kurz sind; was wiederum eine hohe Dichte des Abnehmerpotentials voraussetzt. Hier bietet die Verbraucherstruktur in industriellen Ballungsgebieten besonders gute ökonomische Voraussetzungen für einen Einsatz der im Untergrund verfügbaren terrestrischen Wärme.

In Regionen in denen der Untergrund durch vulkanisch Aktivitäten anomal aufgeheizt ist, wird seit vielen Jahrzehnten geothermische Energie zur Erzeugung elektrischen Stromes wirtschaftlich profitabel, betriebssicher, und umweltverträglich genutzt. Die in geothermischen Kraftanlagen installierte Leistung reicht dazu aus viele Millionen Menschen mit Elektrizität zu versorgen. In einigen Entwicklungsländern ist die geothermische Energie die wichtigste einheimische Energiequelle. Eine verstärkte Nutzung dieser Ressourcen ist, aus entwicklungspolitischen Erwägungen und für eine Reduktion des globalen industriellen Kohlendioxidausstoßes, voranzutreiben und zu fördern. Außerdem müssen die ermutigenden Ergebnisse der HDR-Forschung, durch verstärkte industrielle und gezielt auf eine Reduktion der Kosten ausgerichtete Entwicklung, vorangetrieben werden, als Voraussetzung für eine regional weit ausgedehnte wettbewerbsfähige Nutzungsmöglichkeit des terrestrischen Energieangebotes.

Die Variationsbreite der physikalischen Eigenschaften der im Untergrund enthaltenen Wärme macht es erforderlich bei der Nutzung dieses Energieangebotes recht verschiedene Wege zu gehen und ganz unterschiedliche Technologien einzusetzen. Dementsprechend sollen im folgenden verschiedene Typen von geothermischen Ressourcen und die, für deren industrielle Nutzung vorteilhaften Methoden und Abnehmerstrukturen, besprochen werden.

GEOOTHERMISCHE ENERGIE FÜR STROMERZEUGUNG (hydrothermale Hochenthalpie-Vorkommen)

Besonders wertvoll ist das terrestrische Wärmepotential im Bereich der tektonischen Bruchzonen und Vulkangürtel, weil hier in wenigen Kilometern Tiefe Temperaturen angetroffen werden, die für eine effektive Erzeugung elektrischen Stromes tauglich sind. Etwa 8000 MW(elektr) beträgt derzeit die Leistung der geothermischen Kraftwerke, genug für 8 Millionen Menschen bei einem Verbrauch wie in den USA oder Europa und für 5 bis 10, mal so viele Menschen in Entwicklungsländern. Der Neubau geothermischer Kraftwerke erfolgt derzeit mit jährlich ca 10 % der installierten Kraftwerksleistung. Bemerkenswert ist, daß aufstrebende Entwicklungsländer in Asien (Philippinen, Indonesien), Mittelamerika (El Salvador; Nicaragua) und Afrika (Kenia) bereits heute bis zu 25 % ihres Stromverbrauches aus geothermischen Vorkommen decken. Diese einheimische und umweltverträgliche Energiequelle kann nutzbringend für die örtliche Wirtschaft noch schneller als das bisher geplant ist, ausgebaut werden, wenn Industrieunternehmen (besonders prädestiniert sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen) aus den Industriestaaten einen Umweltbonus erhalten, wenn sie sich am Ausbau geothermischer Anlagen in den Entwicklungsländern beteiligen. Erfahrungen mit den dafür erforderlichen Technologien, und dazu fähige Ingenieure und Geowissenschaftler stehen zur Verfügung.

Zusammengefaßt besteht die folgende Situation:

Status :Geothermische Kraftanlagen existieren und produzieren zuverlässig und wettbewerbsfähig elektrischen Strom.
installierte Kapazität: ca 8 000 MW(e)
Steigerung pro Jahr: ca. 12% jährlich

geothermische Kraftanlagen sind im Bereich der großen vulkanischen Bruchzonen der Erde eine wichtige einheimische Energiequelle (Philippinen, Indonesien, Latein Amerika, Ost-Afrika, Tibet)

Vorteile: geringer Schadstoffausstoß, lange Verfügbarkeit (lange Lebensdauer)
25 - 100 MW(e) pro Einheit paßt zu dem steigenden Abnehmerpotential in Entwicklungsländern

Probleme: Umweltbelastung bei unsachgemäßer Behandlung des abgekühlten geothermalen Fluides;
Beseitigung nichtkondensierbarer vulkanischer Gase;
hohe Risiken und Kosten der Exploration

technischer Entwicklungsbedarf:

Verbesserung der Explorationsverfahren;
Entwicklung von Stimulationsverfahren zur Verbesserung
der Produktion in schlecht produzierenden Bohrungen;

notwendige politische Maßnahmen.

Bonus für EVU's in industrialisierten Ländern für
Beteiligungen beim Bau schadstoffarmer geothermischer
Kraftwerke in Entwicklungsländern

GEOthermISCHE ENERGIe FÜR DIREKTE WÄRMeanWENDUNGEN

Der größte Teil der Landoberfläche der Erde wird von geothermisch normalen Regionen gebildet. Hier beträgt die Temperaturzunahme im Untergrund ca. 3 °C pro hundert Meter. Tief liegende Grundwasserleiter (geothermale Aquifere) bieten hier das Potential für die Gewinnung von heißem Grundwasser für Raumheizung und Industriewärme.

In Frankreich werden 150 000 Wohnungen im Pariser Becken mit heißem Grundwasser aus ca 1700 m Tiefe beheizt und mit Warmwasser versorgt.

Weltweit sind etwa 20 000 MW(th) in geothermischen Heizanlagen installiert.

Bei Temperaturen des aus 1,5 bis 3 km Tiefe geförderten Grundwassers mit 70 bis 90 °C, sind auch im Nordosten und im Süden Deutschlands geothermische Heizanlagen mit Leistungen von einigen Dutzend MW im Einsatz.

Für die weitere Verbreitung dieser umweltverträglichen und einheimischen Energiequelle wurden die notwendigen geowissenschaftlichen Erkenntnisse erforscht. Der weitere Ausbau hängt davon ab, daß die Verbraucher für den Fall sinkender Ölpreise finanziell abgesichert werden.

Die Situation der Nutzung geothermischer Vorkommen für direkte Wärmeanwendungen stellt sich folgendermaßen dar

Status: weltweit beträgt die in geothermischen Heizanlagen installierte Leistung ca. 20 000 MW(th)
z.B. werden im Pariser Becken ca 150 000 Wohnungen aus tiefen Grundwasserleitern mit Heizwärme und Brauchwasser versorgt
nach erheblichen Erwartungen und einer raschen Steigerung des Ausbaues während der Ölkrise besteht jetzt eine wirtschaftlich ungünstige Situation

Trotzdem: Geowärme ist derzeit die kostengünstigste alternative und CO2-freie Quelle für Heizwärme

- Vorteile: großer Bedarf für Heizwärme bei Temperaturen um 100 °C; kein Kohlendioxid; kein Abfall; eine einheimische Energiequelle ohne politische Risiken
- Probleme: hohe Bohrkosten; Explorationsrisiko (die mittlere Transmissivität im Untergrund nimmt mit zunehmender Tiefe ab); hohe Kosten bei der Verteilung der Wärme zum Verbraucher; niedrige Ölpreise
- notwendige Entwicklungen:
Technologien zur Stimulation der Fließraten; technisch-chemische Beherrschung mineralisierten Grundwassers in den Bohrungen und in den Wärmetauschern; Grundwassermanagement in tiefen Aquiferen
- notwendige politische Maßnahmen:
während Perioden niedriger Ölpreise muß ein Bonus für die Energiegewinnung aus einheimischen, CO₂-freien Vorkommen gewährt werden

WÄRME AUS DEM FLACHEN UNTERGRUND FÜR WÄRMEPUMPEN

Im Boden bis etwa 50 m Tiefe (Bodentemperaturen 9-13 °C), also im Niedrigtemperaturbereich, dienen Wärmetauscher im Boden in Verbindung mit Wärmepumpen, zu einer effektiven und umweltverträglichen Erzeugung von Wärme für Raumheizung. In den USA sind mehr als 100 000 derartige Anlagen erfolgreich im Einsatz. In Europa ist die Schweiz führend auf diesem Gebiet; sie hat die dichteste Häufung von Bodenwärmetauschern in Verbindung mit Wärmepumpen für Raumheizung.

Das Konzept der Wärmeentnahme aus dem flachen Untergrund wird in Zukunft an Bedeutung gewinnen und außer für Raumheizung auch andere Anwendungen im Niedrigtemperaturbereich finden, z.B. für die Beheizung und das Abtauen von Straßen und Rollbahnen.

Die derzeitige Situation kann man wie folgt zusammenfassen.

- Status: ein wachsender Markt für Wärmepumpen in Verbindung mit Wärmetauschsystemen im flachen Untergrund für Raumheizung. In den USA existieren derzeit mehr als 100 000 Einheiten
- Vorteile: bessere Nutzung der Elektrizität für Raumheizung
Reduktion des Schadstoffausstoßes bei der Heizung von Räumen

Probleme: hohe Installationskosten
schlechter Wärmeaustausch im Boden und im Gestein

Entwicklungsbedarf: spezielle Wärmeaustauschsysteme für den Boden
und das Gestein; kombinierte Systeme
zur Wärmeentnahme aus dem Boden im Winter und
der Wärmeeingabe in den Boden im Sommer

WÄRME AUS DEN TROCKENEN GESTEINEN IM TIEFEN UNTERGRUND Hot Dry Rock

Besonders wichtig ist die Forschung, die darauf ausgerichtet ist die kommerzielle Nutzung des Wärmepotentials der Erde regional zu erweitern. An erster Stelle stehen hier die technologischen Entwicklungen zur Gewinnung der in den trockenen Gesteinen des heißen Untergrundes enthaltenen Energie. Gesteine mit hoher Temperatur können von jedem Punkt der Erdoberfläche aus erbohrt werden.

Derzeit existieren drei sogenannte HDR-Anlagen (HDR ist ein Synonym für Hot Dry Rock) in denen Wärme aus weitgehend trockenen Gesteinen im Untergrund extrahiert wird: in Los Alamos (USA); Hijiori (Japan) und in Soultz sous Forets im Oberrheingraben. Die Leistung dieser wissenschaftlichen Versuchsanlagen während Testphasen, die bis zu 8 Monaten dauerten, betrug max. 10 MW(th) bei Temperaturen von 160-200°C.

Zur Erzeugung eines großen Wärmeaustauschsystems in großer Tiefe, müssen die hydraulischen Eigenschaften, des in großen Tiefen meist kristallinen Untergrundes, erforscht werden. Darauf aufbauend müssen Technologien entwickelt werden mit denen die hydraulischen Wegsamkeiten im Untergrund gezielt verändert werden können. Die internationalen Forschungsarbeiten in diesem Bereich während der vergangenen Jahre brachten entscheidende Fortschritte. Die gewonnen Erkenntnisse sind außer für eine rationelle, wettbewerbsfähige geothermische Energienutzung auch für die Beurteilung der Sicherheit bei der Lagerung von Giften im Untergrund von essentieller Bedeutung.

Im Rahmen einer von der EU, Brüssel und den nationalen Ministerien in Deutschland, Frankreich, Schweiz, Schweden und Italien geförderten, sowie von großen europäischen Industrieunternehmen unterstützten Projektes, wird jetzt am Standort des EU Projektes in Soultz sous Forets im Elsass, der Bau einer HDR-Anlage mit ca 50 MW Leistung vorbereitet.

Die Energiegewinnung aus den trockenen Gesteinen des tiefen Untergrundes eröffnet die Chance einer CO₂-freien und weitgehend abfallfreien Energieerzeugung ohne politische Risiken. Die Möglichkeit einer wirtschaftlich tragbaren Realisierung dieses Konzeptes in Mitteleuropa bietet der Obere Rheingraben, und die Region um Bad Urach, weil hier die Gesteinstemperaturen mit der Tiefe relativ schnell steigen.

Der derzeitige Stand der HDR-Forschung soll ebenfalls zusammengefaßt werden

- Status: derzeit existieren drei HDR Systeme:
Los Alamos/USA; Hijiori/Japan; Soultz sous Forets/EU
Leistung:5-10 MW(th);Temp.:160-200°C
Testzeit:max. 8 Monate
- Vorteile: HDR bietet die Chance zu einer regional weit verbreiteten Nutzung des unerschöpflichen Potentials an terrestrischer Wärme;
kein CO2; kein Abfall; keine politischen Risiken;
- Probleme: Produktionskosten für Elektrizität aus HDR derzeit etwa das Doppelte von Kohlekraftwerken;
die Leistung der existierenden Versuchsanlagen beträgt etwa 1/10 der Leistung, die für kommerzielle Anlagen zu fordern ist
- Entwicklungsbedarf: Bau einer HDR-Anlage mit ca. 50 MW(th);
Fortsetzung der Forschung zur Hydraulik des kristallinen Untergrundes;
Optimierung einer gezielten hydraulischen Stimulation und Wasserzirkulation im Untergrund,
Reduktion der Bohrkosten
- notwendige politische Maßnahmen:
Bonus für CO2-freie Energienutzung;
Koppelung der Entwicklungsarbeiten an die Industrie;
Nutzung der Erkenntnisse über den kristallinen Untergrund auch für die Sicherheit bei der Deponie von Giftstoffen

Für die Bearbeitung dieses gesellschaftspolitisch wichtigen und brisanten Themas stehen in Europa fähige junge Wissenschaftler und Ingenieure zur Verfügung

- Literatur:
Proceedings of the World Geothermal Congress 1995
Florence, Italy, 1995. Volumes 1 to 5, pp 3017;
ISBN 0-473-03123-X, Int. Geoth. Ass Inc. Auckland,
New Zealand
- Rummel F., O. Kappelmeyer (Hrsg.-Eds.): "Erdwärme"
pp 99; Verlag C.F. Müller GmbH, Karlsruhe
2. Auflage 1993; ISBN 3-7880-7493-0

Anschrift des Autors: Dr. Oskar Kappelmeyer, GTC-Kappelmeyer GmbH
Talstr. 3 D-94550 Forsthart/Künzing
Tel. 08547-1550, Fax 08547-1525

Förderkredite für die Nutzung erneuerbarer Energien

Christof Stein

Die Deutsche Ausgleichsbank (DtA.) ist ein öffentlich-rechtliches Kreditinstitut mit Sitz in Bonn und einer Niederlassung in Berlin. Seit 1972 gehört die Förderung des Umweltschutzes zu ihren Aufgaben.

Die wesentlichen Förderinstrumente sind das **ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm** und unser aus eigenen Erträgen zinsverbilligtes **DtA-Umweltprogramm**. Seit 1990 haben wir daraus für die Nutzung erneuerbarer Energien bei gewerblichen Unternehmen sowie bei gewerblich-kommunalen Kooperationsunternehmen immerhin Kredite in einem Umfang von etwa 2,5 Mrd DM bewilligt. Allein in 1995 waren dies 662 Mio DM. Hier steht die Windkraft an erster Stelle, aber auch Geothermie-Projekte wurden finanziert.

Im Rahmen des DtA-Umweltprogrammes haben wir seit Mitte 1996 eine **neue Initiative** aufgelegt, die Investitionen der privaten Haushalte in erneuerbare Energien Anreize geben soll. Insbesondere Vorhaben in den Bereichen

- solarthermische Anlagen
- Wärmepumpen
- Photovoltaik-Anlagen
- Biomasseanlagen

sollen hier unterstützt werden. Additive Investitionen wie eine ergänzende konventionelle Heizungsanlage können in angemessenem Umfang einbezogen werden. Im Rahmen des DtA-Umweltprogrammes können auch grenzüberschreitende Vorhaben in unseren Nachbarstaaten gefördert werden.

- Vorteile der Kreditförderung -

Vorteile von ERP- und DtA-Darlehen:

- Gegenüber Kapitalmarktniveau verbilligter Zinssatz
- Festzins bei bis zu 20 Jahren Laufzeit
- Bis zu fünf liquiditätsschonende tilgungsfreie Anlaufjahre
- Jederzeitige teilweise oder vollständige, außerplanmäßige Tilgung ohne Zahlung einer Vorfälligkeitsentschädigung möglich.
- Hoher Finanzierungsanteil von insgesamt 75 % (private Haushalte: 100%)
- Kumulierbarkeit mit weiteren Fördermitteln des Bundes wie Investitionszulagen, Zuschüssen aus der Gemeinschaftsaufgabe, regionale Wirtschaftsförderung, Sonderabschreibungen sowie mit Fördermitteln der Bundesländer und der Europäischen Union (EU), bei gewerblichen Unternehmen im Rahmen der EU-Beihilfegrenzen.
- Hohe absolute Förderbeträge. Bei Vorhaben mit besonderer Förderungswürdigkeit können die richtliniengemäßen Höchstbeträge weit überschritten werden.

Organization and Targets of the IGA European Branch



Raffaele Cataldi

ABSTRACT

After a short historical review of the formation, objectives and organization of the International Geothermal Association (IGA), this paper describes the functions, goals and activities of the IGA European Branch.

In particular, the paper illustrates the plan of action established for the periods 1993-'95 and 1996 - '98, and the issues dealt with by the European Forum as of August 1996.

The last section of the paper outlines the main problems to be faced in the near future in order to facilitate the aggregation of efforts, the amalgamation of promotional initiatives and the coordination of the basic activities needed for the consolidation and growth of the geothermal community in Europe.

KEY WORDS: International Geothermal Association (IGA), European Branch

1. Historical background of the formation of the IGA

The idea of founding an international geothermal association to group together organizations and persons involved in the research, promotion and development of natural heat dates back to almost 30 years ago. The idea was launched by the author towards the end of the 1960s during the preparatory work for the first World Congress dedicated exclusively to geothermics, held in Pisa in September 1970.

However, the time was not yet ripe for an initiative of this kind because interest in geothermal resources was limited to a small number of countries then, and the exploitation of natural heat was chiefly aimed at electric power generation. Thus, the qualified organizations and individuals working in geothermics in those days hardly numbered 200 in the whole world.

The idea was later relaunched by this writer on two other occasions: first during the World Geothermal Congress of San Francisco (May 1975), then during an International Workshop held in Quito in April 1978. Indeed, beginning in 1973, the sharp increase in the price of oil and the repeated crises in the energy sector attracted growing attention to all the so-called *new* or *renewable* or

alternative energy sources, among them geothermal energy.

In the 1970s geothermal energy could already count on mature exploration methodology and exploitation technology. Therefore, numerous new initiatives were begun in that period, aimed at developing the natural heat not just for the production of electricity but also for a whole series of direct uses. This in turn caused a sizable increase in the number of organizations, companies and technical people at work on the geothermal sector.

For a number of reasons, however, also on these two occasions the idea of forming an international geothermal association was unable to take root immediately. The initiative was therefore proposed once again by the author at the International Geothermal Congress organized by the Geothermal Resources Council (GRC) of the United States, held at Kailua-Kona (Hawaii) in August 1985.

Formed about ten years previously, and hoping to widen the scope of its action internationally, the GRC on that occasion made it possible for non-U.S. members to be elected as members of its Board of Directors. Thus, after the election of three non-U.S. members to this Board, the proposal to form a geothermal association larger than GRC and capable of embracing the world geothermal community, found a favorable echo within the GRC. This resulted in the constitution, at the beginning of 1986, of the GRC *Ad Hoc International Committee*, to which the task of studying the problems connected with the formation of the IGA was assigned.

After about a year of work, in which the feasibility of such a formation was verified, the GRC decided to disband the above-mentioned *Ad Hoc Committee* and encouraged the initiative of a few representatives from the world's major geothermal countries to form an *Organizational Working Group* (the *OWG-IGA*) for the foundation of the IGA. This *Group*, formed in September 1987, embarked on its task with the following convictions:

- one of the elements necessary to accelerate the development of geothermal resources, and to debate the problems that such development has to face in the future, is the existence of a world-recognized "pole" of geothermal culture, capable of carrying out basic activities useful for the entire geothermal community;
- this community had already become significantly numerous and ripe. As a consequence, and in consideration also of the interdisciplinary nature of the activities involved in the geothermal sector, the geothermal community was ready to acquire its own characterization among the many scientific and professional associations existing in the world;
- an aggregation of efforts was necessary on a worldwide scale in order to coordinate the execution of many basic activities (such as publication of data,

dissemination of information, organization of international meetings, promotion of educational activities, and others) which would otherwise splinter into a series of isolated initiatives.

Soon after the *OWG-IGA* was formed, it appeared evident that these convictions were shared by a large group of geothermalists working at universities, research centers, institutes and industries of many countries, as well as by a number of open-minded representatives of national and international organizations.

Thus, supported by a broad international consensus, the initial members of the *OWG-IGA* became more and more numerous. After three preparatory meetings held at Sparks (USA), Mexicali (Mexico) and Auckland (New Zealand), a fourth meeting was convened at Castelnuovo V.C. (Italy) in May 1989 to conclude the preparatory work and to formally start with the foundation of the IGA.

Meanwhile, since September 1987 the *OWG-IGA* had already: *i)* drawn up the general charter and compiled the Rules of incorporation of the IGA; *ii)* proceeded to the official registration of the IGA; *iii)* outlined the IGA By-laws; *iv)* instituted a "seed-money fund"; *v)* obtained a one-time financial contribution from a number of national and international organizations; *vi)* started a worldwide affiliation campaign; *vii)* defined the managing and operational structure of the IGA; and *viii)* established the first IGA Secretariat in Pisa (Italy).

2. Objectives, activities and organization of the IGA

The International Geothermal Association had been conceived as an organization worldwide in scope. Therefore, its institutional framework, objectives and activities were designed in a general way so as to meet with the acceptability of its principles by all members of the world geothermal community. As a result, the IGA general *Charter* (Annex I) is not subject to modification.

The general *Charter* then led the way to two documents called *Rules of incorporation* and *By-laws*, which respectively describe the organizational/legal and the functional/operative aspects on which the management and daily activity of the IGA is based. Therefore, these documents may be modified from time to time to accommodate the IGA activity to the evolving needs of the world geothermal community.

The main aspects dealt with in these two documents are:

- legal matters (incorporation, registered office, seal, liabilities, alterations to *Rules of incorporation* and *By-laws*, etc.);

- government and organization (Board of Directors, Officers, Permanent Committees, Regional Branches, etc.);
- Secretariat (office, duties, rotation, etc.);
- election of the Board of Directors (nomination, voting procedures, appointment of Officers and Committee Chairmen, etc.);
- administrative matters (Executive Director, money income and disbursements, meetings of the Board, annual general meetings, etc.);
- membership (affiliation, different categories of members, Affiliated Organizations, annual dues, etc.);
- finances (sources of income, fiscal year, annual budget, etc.);
- auditing procedures;
- World Congress;
- official language.

3. Membership of the IGA

It is worth recalling that the group of IGA founders in May 1989 was made up of only about 50 people from 20 countries.

Soon after the IGA was founded, a systematic affiliation campaign was launched and IGA membership started to increase rapidly, reaching a total of some 1800 members from 42 countries by the end of 1991. The membership continued to grow over the next four years, totalling almost 2000 members from 50 countries at present.

The overwhelming majority of the IGA membership is composed of "Individual Members"; however, there are 38 "Corporate Members," 7 "Institutional Members" and 32 "Student Members" as of July 1996.

Some 13% only of the "Individual Members" are affiliated directly with the IGA; the remaining 87% adhere to the IGA through their National Geothermal Organizations under the group affiliation scheme envisaged by Art. 5 of the IGA By-laws.

At present, there are 12 National Geothermal Associations affiliated with the IGA, from Canada, Georgia, Hungary, Indonesia, Lithuania, Mexico, New Zealand, Poland, Romania, Russia, Slovakia, and the USA. Moreover, there are several other National Geothermal Associations formed in the last 3-4 years, some of which are expected to join the IGA under a group scheme in the near future.

As concerns the breakdown of membership according to the main geographical areas of the world, regardless of type of affiliation and membership category,

the situation as of July 1996 is as follows:

- North America (Canada + USA).....	~ 890
- Europe (including all European countries, and Turkey)	~ 570
- Western Pacific region.....	~ 400
- Latin America.....	~ 80
- Other regions (Africa and Continental Asia) and international organizations.....	~ 20

TOTAL.....1960

4. Formation and government of the IGA European Branch

It is clear from the table above that the second most numerous group of geothermalists affiliated with the IGA, after the North American one (especially the U.S.), is the European group. However, contrary to the North American membership, the European membership is distributed over a fairly large number of countries, which stood at 15 in 1990 and became 27 by July 1996(*).

The large number of European members, their expected increase in time, and their distribution in many countries are the main elements that made it possible to foresee, already in 1990, the necessity of giving the European membership a characterization of its own in the form of a continental group.

However, to achieve this, it was first necessary to: *i*) ascertain that the European membership was favorably disposed towards a unitary aggregation within the IGA, and (if so), *ii*) modify the original IGA By-laws in order to make it institutionally possible to create Regional Branches.

In this light, at the initiative of a group of European members, a series of meetings were organized between September 1990 and September 1992 in Siofok (Hungary), Prague (Czech Republic), Bratislava (Slovakia) and Reykjavik (Iceland), aimed at discussing the problems related to the formation of the IGA European Branch. In this same period, an inquiry was made among the European membership to establish whether or not the majority of the membership wanted to join a unitary group of European geothermalists under the general umbrella of the IGA.

The result of this inquiry was overwhelmingly positive, so action was begun in 1992 to amend the IGA By-laws in order to establish provisions for the

(*).The breakdown by country of the IGA' European membership as of July 1996 was approximately as follows: Austria (2), Belgium (8), Bulgaria (2), Croatia (2), Czech Republic (2), Denmark (2), France (14), Georgia (99), Germany (4), Greece (11), Hungary (67), Iceland (26), Italy (65), Lithuania (22), Macedonia (2), Netherlands (3), Poland (48), Portugal (4), Romania (58), Russia (51), Serbia (1), Slovakia (35), Slovenia (2), Spain (1), Switzerland (11), Turkey (11), United Kingdom (17).

formation and activities of Regional Branches (Annex II).

As a consequence, the Board of Directors issued in September '92 a resolution on the formation of the IGA European Branch and appointed its managing Forum to three-year terms beginning in October 1992. This Forum consisted initially of the following seven members:

I. Fridleifsson (Iceland), Chairman; R. Cataldi (Italy), Vice-chairman; F. Jaudin (France), Secretary; W. Cermak (Czech Republic), Treasurer; and G. Buachidze (Georgia), I. Cohut (Romania) and Y. Dyadkin (Russia), members.

After the election of the new IGA Board in September 1995, the individuals appointed as members of the Forum for the three years term ending in early autumn 1998 are: M. Arpasi (Hungary), Chairman; O. Mertoglu (Turkey), Vice-Chairman; I. Cohut (Romania), Secretary; P. Ungemach (France), Treasurer; and R. Cataldi (Italy), K. Popovski (Macedonia) and L. Rybach (Switzerland), members.

5. Functions, goals and resources of the European Branch

Since general IGA business is carried out through a number of Permanent Committees (Audit, Education, Finance, Information, Membership, Nominating, Program and Planning), each dealing worldwide with "vertical" activities, the functions of any IGA Regional Branches are envisaged for carrying out "horizontal" activities, that is, activities to take place at the regional level as a complement to and in harmony with those assigned to the various Permanent Committees.

In the case of the European Branch, the functions assigned by the IGA Board of Directors to the European Forum are as follows:

- a) to promote geothermal development in Europe;
- b) to coordinate the collection of data, information and news in Europe for the IGA Newsletter, and for other possible IGA needs;
- c) to promote and coordinate (where appropriate) educational activities in Europe;
- d) to organize meetings and other events of geothermal interest in Europe;
- e) to maintain contacts (where appropriate) with those National and International Organizations in Europe involved in geothermal activities;
- f) to stimulate participation of the European membership in all IGA activities;
- g) to disseminate IGA material in Europe;
- h) to represent a systematic link between the IGA Board of Directors and the European membership;

- i) to cooperate with the Membership Committee in the affiliation campaign to be conducted in Europe;
- j) to cooperate with the IGA Secretariat and with the Chairman of each of the IGA Permanent Committees in matters of general interest;
- k) to carry out (as resources allow) other activities that the IGA Board of Directors may decide to undertake in Europe.

For carrying out these activities, the following resources are envisaged:

- work effort *pro bono* by all members of the European Forum and by other individuals wishing to participate in the activities of the European Branch;
- contributions in kind (office space and facilities, personnel effort, reproduction of documents, etc.) provided, at no cost to the IGA, by Organizations wishing to help the Forum in promoting and coordinating geothermal development in Europe;
- cash support that National or International Organizations may wish to grant to the European Branch for the promotion and/or implementation of specific activities or "projects" of European interest, aimed at fostering the development of geothermal energy in Europe.

6. Plan of action and priority issues 1993-'95

Soon after its appointment in September 1992, the European Forum established a three-year plan of action and identified the following priority issues:

- a) educational activities, by means of thematic workshops and meetings dealing with problems of general interest, with particular emphasis on subjects of interest to Central and Eastern Europe;
- b) promotion and possible creation of a European educational "network" as a tool to strengthen the interchange of experience and the formation of personnel;
- c) stimulation towards the preparation of periodic articles to contribute for publication in the IGA Newsletter (the *IGA News*);
- d) affiliation campaign aimed at increasing IGA European membership by encouraging in particular the formation of National Geothermal Associations;
- e) contacts with National or International Organizations involved in geothermal activities;
- f) evaluation of "basic" resources and means needed to foster geothermal development in Europe;
- g) participation in national and international meetings focused on, or including sessions dealing with geothermal issues;

- h) creation of a "reference office" to coordinate the business of the European Branch;
- i) collaboration with the Organizing Committee of the World Geothermal Congress (WGC '95; Florence, May 1995) in the Organization of a number of the congress activities.

7. Plan of action and priority issues 1996-'98

For a number of reasons, the present Forum could not start with its activity till late spring '96. However, at its first meeting (Budapest, June '96), the new Forum has singled out the following priority issues for the ongoing term:

- a) establishment of the European Branch Secretariat;
- b) educational effort aimed in particular at the formation of personnel from Central and Eastern Europe;
- c) realization of an opinion survey (through an *ad-hoc* questionnaire already prepared by the previous Forum) on "what is needed to foster the geothermal development in Europe";
- d) proselytism campaign purported to consolidate and increase the European membership in IGA. This campaign is primarily focussed on encouragement to existing and new National Geothermal Associations to affiliate with IGA under a group scheme;
- e) recognition of the IGA at the world level, and of the European Branch at the continental level, as a Non-Governmental Organization (NGO);
- f) improvement of the information flow within the geothermal fraternity in Europe.

8. Activities carried out as of August 1996

Practically all activities related to the issues mentioned in sections 6. and 7. have been implemented in part, or at least started by the previous and present Forums since the creation of the European Branch in September 1992. In particular, the following activities have been carried out so far:

- definition of the *modus operandi* of the Forum, and distribution of tasks among the Officers and the other Forum members;
- organization of three international workshops, at Oradea (Romania), Zakopane (Poland) and Hevız (Hungary) in December 1992, September 1993 and September 1994, respectively. These workshops were organized in collaboration with: *i)* the Romanian Geothermal Association, the University of Oradea and some Romanian industry organizations, for the workshop held in Oradea; *ii)* the Polish Geothermal Association, the Mineral and Energy Economy Research Center of the Polish Academy of Sciences, and other Polish entities for the workshop held in Zakopane; *iii)* the European Union and

- some industry organizations from Hungary for the workshop held in Hevz;
- holding of seven Forum meetings (Reykjavik, Sept. 1992; Oradea, Dec. 1992; Zakopane, Sept. 1993; Orleans, Feb. 1994; Hevz, Sept. 1994; Zurich, March 1995; and Budapest, June 1996) to discuss and organize the activities of the European Branch. On the occasion of three of these business meetings, general meetings open to all European geothermalists were convened to provide information on the Forum's activity and to gather suggestions on a number of problems to be faced in Europe;
 - participation in the following international workshops or courses organized by third parties: Oradea (Romania), May 1993 and June 1994; Bansko (Bulgaria), June 1993; Orleans (France), Feb. 1994;
 - participation, with presentation of papers and other documents on behalf of the IGA or the European Branch, in the following events or meetings: "Solar Summit" (UNESCO; Paris, July 1993); "STEEP Brokerage Event" (European Union/EUREKA; Budapest, April 1994); "ALTENER" (European Union; Brussels, Nov. 1994); "EUROFORES" (European Union; Brussels, Feb. 1995);
 - preparation of documents for application by IGA to become a Non-Governmental Organization (NGO) of some International Organizations (United Nations, UNESCO, European Union, etc.);
 - preparation of a questionnaire on "what is needed for the promotion of geothermal energy in Europe";
 - contacts with, and proposal to high-ranking executives of the European Union for the preparation of a general reference document ("white paper") on the development and future prospects of geothermal energy in Europe;
 - conducting a systematic IGA affiliation campaign among European individuals and corporations involved in geothermal energy;
 - encouragement to form National Geothermal Associations in a number of countries, and assistance to some of the Associations already formed to join the IGA as Affiliated Organizations under a group scheme;
 - preparation by the Forum members and other European geothermalists of some 25 articles for the *IGA News*;
 - preparation of the guidelines for the establishment of a geothermal educational "network" (labeled *GEM*) to operate in Europe;
 - organization of some sessions and of the field trips outside Italy envisaged by the technical program of the World Geothermal Congress (WGC '95; Florence, May 18-31, 1995).
 - establishment of the European Branch Secretariat in Oradea (Romania).

9. Concluding remarks

The experience gained in the barely four years activity of the IGA European

Branch confirms the peculiarity of the problems that characterize the geothermal community Europe.

The plan of action laid down by the first Forum when it was installed in September 1992 is actually a program of largely continuative activities that sets long-term goals. The activities carried out so far must therefore be considered the initial part of this program.

One of the most important problems that has to be faced in the near-future activity of the Forum is greater involvement in the IGA European Branch of the experts and organizations that operate in the geothermal sector in Europe. In fact, as shown by the figures in the footnote of section 4, in a number of countries characterized by ongoing activities or by considerable prospects for the development of natural heat there is ample room for a significant numerical increase in IGA membership. It is therefore to be expected that European membership in the IGA will increase from the present 570 to some 800 members in the next 2 years, and reach a figure around 1000 members by the end of the century.

This growth can be achieved only to a limited extent by direct adhesion to the IGA of "Individual Members"; in large part, however, the expected increase can be achieved through affiliation with IGA of National Geothermal Organizations under the group affiliation scheme envisaged by Art. 5 of the IGA By-laws.

Adhesion to IGA by these Organizations would not only enable more direct involvement of the European members in the initiatives and activities of the European Branch, but also increase their influence in deliberations of the IGA Board of Directors on arguments of common interest to the whole world geothermal community.

Another problem that must be dealt with in the near future regards the ways in which the Forum can maintain contacts with the membership of the IGA European Branch, especially in countries where the small number of members and/or the lack of a National Geothermal Association in their country, and/or other constraints limit the possibility of undertaking specific initiatives of interest to those countries.

The European Forum has already begun to study this problem to see whether these contacts can be maintained, for example, by means of "Liaison Members," "National Representatives," "Correspondent Members," and/or other means.

A topic maybe even more important than the foregoing ones, that the European Forum will have to take up with the IGA Board of Directors starting from late

1996, is decentralization on a regional scale, and in some cases even national, of certain operational functions that presently come under the responsibility of the IGA Secretariat or one of the IGA Permanent Committees. These functions include the collection of the annual membership fees, dissemination among the members of the IGA Newsletter, publication and distribution of leaflets or other documents of only regional interest, and creation of a data base to collect information of European interest.

This short review of the activities carried out so far and of the main problems to be faced in the next few years, the significant increase expected in European membership and the new initiatives recently undertaken to relaunch the development of geothermal resources in Europe, emphasize the importance of combining forces on our Continent in order to plan and implement basic actions of common interest. All this outlines also the role of promotion and amalgamation that the Forum of the IGA European Branch is called to perform in the coming years.

Therefore, the Forum hopes that all those engaged in geothermal activities in Europe (individuals, corporations, institutions, companies, associations, etc.) wish to adhere to the IGA.

A larger adhesion to the IGA of the European geothermalists would contribute to the consolidation of the European Branch and would encourage the Forum to undertake initiatives of wider scope for the benefit of the whole European geothermal fraternity.

In this light, the affiliation with IGA of the German and Swiss Geothermal Associations would certainly give a significant impulse for a better recognition of the European presence inside the large union of geothermalists that the IGA wants to pursue at the world level.

CHARTER OF THE INTERNATIONAL GEOTHERMAL ASSOCIATION

Preamble

The International Geothermal Association (IGA) is a scientific, educational and cultural organization established to operate worldwide. It is a non-political affiliation. Its aim is to encourage, facilitate and, when appropriate, promote coordination of activities related to worldwide research, development and application of geothermal resources. Therefore, IGA is:

- a. A broad, open forum for the discussion and debate of problems of common interest.
- b. A focus for the evaluation of actions and means necessary to strengthen the human capabilities needed for accelerated research, development and application of geothermal resources.
- c. A vehicle for the encouragement and implementation of activities necessary to accelerate the utilization of geothermal resources around the world, and
- d. A reference point for geothermal-related activities in which the international geothermal community is involved.

Objectives

The objectives of the IGA are to:

- a. Encourage, facilitate and, when appropriate, promote the coordination of scientific and technical education in geothermal matters worldwide through its membership.
- b. Carry out and facilitate the collection, compilation, publication, exchange and dissemination of scientific and technical data, of information on geothermal research, development and use worldwide.
- c. Stimulate, implement and report on studies and surveys on geothermal subjects of general or widespread interest, such as those related to resource assessment, energy data, uses of geothermal resource, projections of requirements for human resources, standardization of methodologies and measurement units, and optimization of efforts.
- d. Encourage the execution of fundamental studies, advanced research, laboratory investigations, field tests and other activities of general interest for the international community, which may result in the facilitation and acceleration of worldwide use of geothermal resources, and
- e. Identify the means to disseminate information and, when appropriate, publicize the importance that geothermal resources will have in meeting future energy needs of the world.

Activities

The activities of the IGA include:

- a. Promote and organize international symposia, conferences, congresses, workshops, study tours and exhibitions on geothermal subjects of general and specific interest.
- b. Publish proceedings, monographs, articles, data and reports of international geothermal interest.
- c. Create one or more international libraries and data bases.
- d. Promote and organize study groups to evaluate problems of interest to the international geothermal community.
- e. Encourage and/or provide technical assistance to public campaigns aimed at disseminating information on geothermal matters.
- f. Convene every five years a world congress covering all subjects related to research, development and utilization of geothermal resources.
- g. Undertake any other educational and/or scientific activities appropriate to the objectives of the IGA.

18 February 1988

ARTICLE 15 OF THE IGA BY-LAWS

(Regional Branches)

- a) At the request of at least 50 individuals who are IGA Members of any category defined in Art.4, or of at least 2 Affiliated Organizations, from a group of countries located in the same region of the world on a continental or sub-continental scale, accompanied by a formal proposal presented by at least 2 members of the Board of Directors, the Board of Directors may approve the formation of a Regional Branch for that area.
- b) The function of a Regional Branch is to further the goals of IGA in the region concerned.
- c) A Regional Branch must consist of at least 50 IGA Members (of any category defined in Art.4) drawn from at least two countries located in the same region of the world. Members of a Regional Branch must all be IGA Members.
- d) Any IGA member, irrespective of country of residence or origin, may participate in the activities of a Regional Branch.
- e) A Regional Branch shall be governed by a Forum consisting of 5 to 7 members appointed by the IGA Board of Directors. The Chairman of the Forum shall be elected by the Board of Directors, immediately on establishment of the Branch and subsequently at the same time as the Officers of IGA. Such appointments and election shall normally take place at a meeting of the full Board of Directors. The Forum shall also have a Vice-Chairman, Secretary and Treasurer, elected by the governing Forum from among the Forum members.
- f) The Chairman of the Forum shall not be a member of the Executive Committee ex officio, but shall be on the mailing list of the Committee.
- g) The Forum may establish formal rules of procedure, objectives and policy for the Branch. All such rules must comply with the Charter, Rules and Bylaws of the IGA. Any dispute about compliance shall be referred to the IGA Board of Directors, whose decision shall be final.
- h) The Branch shall be financially accountable to the Treasurer of IGA and shall coordinate its financial activities with the Chairman of the Finance Committee.
- i) Should membership, defined as the number of IGA Members residing or working in the region, fall below the level defined in Art. 15(c), the Board of Directors may decide to abolish the Branch. The Regional Forum shall be given six months' written notice of such a decision, within which period the Executive Committee may reverse the decision should it consider that the circumstances leading to the decision have changed materially. On abolition, any financial assets of the Branch may be reassigned at the sole discretion of the Board of Directors.
- j) Regional Branches may not overlap geographically.

INTERGEO - Central/East European Collaboration Network on Direct Application of Geothermal Energy

Kiril Popovski & Miklos Arpasi



DE01065816X

Key words: International collaboration, Geothermal Energy, Direct application, Common action

Abstract:

A proposal for organisation of a Network to be known as INTERGEO is presented, which should extend and reinforce the cooperation for the development of the direct application of geothermal energy between the developed EC countries and the ones of the so called Central/East European region. Under the term "developed countries" for this particular energy source utilisation mainly Italy, France and Germany should be understood. The Central/East European region consists the following countries: Albania, Bosnia & Herzegovina, Bulgaria, Belarus, Croatia, Czech Republic, Estonia, Hungary, Latvia, Lithuania, Macedonia, Moldova, Poland, Roumania, Slovenia, Slovakia, Turkey, Ukraine and Yugoslavia. The idea itself, the need and possibilities for organisation, possible plan of action and expected benefits for the EC and Central/East European countries are elaborated in order to come to the conclusions for the proposal justifiableness and feasibility for realisation.

INTRODUCTION

The interest for direct application of geothermal energy in developed European countries is not "in the first line", like it was during the 80ies. The reason is the low price of liquid fuels at the international market and highly developed cheap nuclear energy production (France). However, if something is cheap for strong state economies, it many times is not for the weak ones. Energy is still extremely expensive in developing countries, unenable to pay the import with heavy currency or competitive export, and poor with other energy sources. For them, development of local alternative energy sources has other importance and other economy than in developed countries.

It is not possible to state that the geothermal energy can be of same interest for all the Central/East European countries. It is for sure very much interesting for Bulgaria, Macedonia, Hungary, Romania, Slovenia or Slovakia and Yugoslavia, but not so much for Czech Repub-

lic, Poland, Latvia, Lithuania, Estonia or Belaruss, and it is not known how much can be interesting for Albania, Moldova, Ukraine or Croatia and Bosnia & Herzegovina. Also the level of technological "know-how" of geothermal energy direct application differs very much between the listed countries. That is the reason that it is not possible to group them clearly in any of the priority sectors. On the contrary, they can be grouped in most of them, i.e.:

- Extensive use of geothermal energy in the agriculture of many Central/East European countries (Hungary, Romania, Bulgaria, Macedonia, etc.) makes it an important link of the necessary chain of actions for the agriculture transformation and accommodation to the marketing conditions of work;
- Large number of workers of the previously active geothermal agricultural plants are unemployed due to the general crisis of this sector in whole the region. On the other side, economically feasible process of restructuring and development can open new employment.
- The existing education system doesn't suit to the new needs of marketing economy, particularly for the development of multidisciplinary problematics, such as it is the development of renewable energies and their incorporation in the economy and other life sectors of the countries in economic transition;
- Degradation of the human environment in many of the Central/East European countries due to the use of "dirty" energy technologies can and should be stopped by the introduction of more "clean" ones. Geothermal energy offer that possibility; and
- At last but not least, the bad energy situation in most of the Central/East European countries due to the long term wrong policy of artificially cheap energy underlines the importance of the most efficient use of local energy resources.

It is hoped that the establishment of a collaboration network would enable a gradual improvement of the present situation through the process of information exchange about the state-of-the-art, common assesment of positive and negative experiences, development of training activities for preparation of necessary spe-

cialists of different science disciplines for further development and relational exploitation and management of the existing projects, definition of necessary improvements and their gradual introduction in existing projects with the help of developed EC countries and international organisations.

One of the main functions of the IGA - European Branch is to promote and coordinate the educational and development activity in Europe. This applies in particular to activities in Central and Eastern Europe, where is an increasing need for training, technology transfer, and exchange of information (Lit.1). INTERGEO can be a strong tool to enable a successful engagement of interesting institutions and persons in Europe.

1. Background

Past absence of real interest for renewable energies development in the Central/East European countries has been mainly caused by the low price of imported Russian oil. However, depending on its political and economic position to the USSR and own energy resources on disposal, the situation varied from country to country. If geothermal energy direct application is completely absent in Lithuania, Latvia, Estonia, Ukraine or Belarus, serious investigations has been present in former Czechoslovakia, Poland, Serbia (Yugoslavia) and Bulgaria, and very interesting and developed commercial uses in Hungary, Macedonia, Romania and Slovenia. In some of them a list of large number of institutions active in teaching, training, research and development of geothermal energy direct application exists, as one of the results of continual and growing interest from professional organisations, governments and research and training institutions. However, due to the political reasons, interexchange of informations about the reached "know-how" and particularly its exchange and improvement through the cooperation with the developed EC countries has been and is very poor. That results with very uneven technological level between the countries of the region and presence of very primitive solutions, influencing negatively the total local process of this alternative energy source development.

Unfortunately, the present very bad economic situation in all the region doesn't allow serious investments for changing the situation in no one of Central/East European countries. Development of alternative energy sources (and geothermal energy between them) is of marginal interest, like anything which is not "pressing" momentarily. Trials of scientists to illustrate the justifiableness of such development

activities and present users for the need of improvements to reach economy under new business conditions are without listeners. Simply, there is no fresh capital on disposal for "non urgent" activities.

Organisation and establishment of the Network INTERGEO should enable a gradual improvement of the present situation through the process of information exchange about the present state-of-the-art, common assessment of positive and negative experiences, development of training activities for preparation of necessary specialists of different science disciplines for further development and proper exploitation of the existing and new projects, definition of necessary improvements and their gradual introduction in existing projects with the help of EC, UN and other international organisations and developed countries.

2. Organisational Approach for the INTERGEO Network Establishment

The Network establishment is planned by the most possible economical approach due to the above explained situation. Practically it shall be based in the first phase of development on the existing projects, only. Initial active members of it can be the eligible countries for EC support which already have running projects, plus Italy, France and Germany. The choice of concrete projects shall be made, where local national INTERGEO centres shall be established. In one of them in developed EC countries, having the will, financial, organisational possibilities and experience, the coordination centre shall be located. According to the momental situation, choice of Germany can be a good solution.

First of all, within a particular cooperation project, the communication framework to exchange information and data between the initial active and passive members should be established. Exchange in "know-how", expertise and information resources in general should be organised on a regular basis through the INTERGEO Network. This initial phase should be finalised by the preparation of a State-of-the-Art study for the known geothermal potential and its direct application in participating countries. The expertise of positive and negative sides of separate experiences and comparisons with the reached ones in developed countries should give the way for possible further direct engagements and cooperation. Results of this phase should be disseminated between all the participating INTERGEO centres and governments of the participating countries. They should be assessed at an IGA European Branch conference with the participation of leading experts of the

IGA (International Geo-thermal Association
- European Branch -

INTERNATIONAL ORGANISATIONS

EC Programs for collaboration with
Central/East European Countries
UN Organisations (UNESCO, FAO, etc.)

INTERGEO COORDINATION CENTRE

(GERMANY, FRANCE, ITALY)

1. Communication Central Node
2. Central Data Base
3. Scientific & Education Committee
4. Projects Planning & Execution
5. Annual Regional Courses
Organisation & Realisation

★ INTERGEO CENTRE
MACEDONIA

INTERGEO CENTRE
BULGARIA

INTERGEO CENTRE
TURKIA

INTERGEO CENTRE
ALBANIA

INTERGEO CENTRE
YUGOSLAVIA

INTERGEO CENTRE
BOSNIA&HERZEG.

★ INTERGEO CENTRE
RUMANIA

INTERGEO CENTRE
UKRAINA

★ INTERGEO CENTRE
HUNGARY

INTERGEO CENTRE
CZECH REPUBLIC

INTERGEO CENTRE
SLOVAKIA

INTERGEO CENTRE
SLOVENIA

INTERGEO CENTRE
CROATIA

★ INTERGEO CENTRE
POLAND

INTERGEO CENTRE
ESTONIA

INTERGEO CENTRE
LITUANIA

INTERGEO CENTRE
LATVIA

INTERGEO CENTRE
BYELORUSSIA

INTERGEO CENTRE
MOLDOVA

Group 2

Group 3

Group 4

★ - Regional coordination centre

INTERGEO Network organisational scheme

INTERGEO centres and governmental decision makers, where also the concrete modes of further cooperation and concrete engagements should be agreed.

In the *second phase* common engagement on the optimisation of the existing projects is planned, escorted with the establishment of regular national and regional training activities. One-two projects each year should be completed, escorted with regional training courses, and two-three national training courses principally in the passive members of the Network. In that way, good demonstration centres should be established in active members countries, and necessary quantum of specialists in the passive ones.

In the *third* and last phase, common engagement on the establishment of demonstration centres in passive members countries is planned, escorted with the establishment of a regular regional (high levelled) and national (more practical and for the exploitation problems) training courses.

However, one can admit as a working hypothesis that existing productivity potentials of individual centres will not be realised simply upon their insertion into the network; some additional equipment and investment will be necessary to insure compatibility and complementarity of liaisons and activities.

This network, as any other system, is not merely the sum of its elements; it will require complementary resources to upgrade it least developed parts. Once it is fully established the network will receive, as a system open to its own environment, resources in adequate rates to carry out regular activities of applied research, training and geothermal energy applications. Therefore, it must be provided with an annual operating budget as well as investment programmes related to the projects to be carried out.

3. Socioeconomic potential impact of geothermal energy direct application in Central/East European countries

It is very difficult to extract a common and general statement about the potential socioeconomic impact of geothermal energy direct application in Central/East European countries, if taking into account the very big differences of countries level of development in general, the level of development and role of energetics in state economies, geothermal resources on disposal, their characteristics and allocation, etc. It is also necessary to stress the lack of data for a part of the countries which doesn't allow to make any statement at all.

However, some initial general orientation is possible. It is obvious that the countries can be grouped as follows:

- *Hungary*: Already very much developed direct application with significant socioeconomic impact. Further interest and improving positively the impact is connected to the need of resolving some already identified problems of exploitation, technological improvement and better organisation.

- *Bulgaria, Macedonia, Rumania, Slovakia, Slovenia, Turkey, Yugoslavia*: Also presence of experience with direct application, but without defined position and importance in the state economies and absence of development strategy. Possible impact differs from country to country: In developed Slovenia it is mainly economic justified improvement of the life conditions without disturbing the life environment, which is very important for a country with very much developed tourism. In Slovakia it is a possibility to improve the life conditions, but also to enable development of competitive small industries and intensive agriculture, escorted with new employment which is very much important for the country in development. For Bulgaria, Macedonia, Rumania, Turkey and Yugoslavia it is a possibility to organise competitive intensive export orientated agricultural production, which otherwise is impossible or very difficult due to the local climate and other conditions. In very bad economic conditions of today it is very important possibility to keep the existing labour posts and to open new ones (agricultural uses in Bulgaria, Macedonia and Rumania), which is otherwise very difficult because mainly connected to the peripheral locations. However, it is also interesting for the improvement of life conditions (district heatings) and quality of tourist places (balneology, swimming pools, open field heated flower production, etc.) thanks to some interesting allocations (Bulgaria, Serbia, Rumania) and development of new small production enterprises based on dependence on cheap energy supply. It is particularly important that new labour post in agriculture and tourism are convenient for women, which is particularly important for the communities where they still doesn't have the real and equal treatment with men.

- *Bosnia & Herzegovina, Moldova and Croatia*: There is not enough data for statements, but it looks that possible impacts should be similar to the ones of the previous group.

- *Czech Republic and Poland*: There are data about geothermal resources, but direct application of it can have very marginal socioeconomic impact in some parts of the country (balneology, tourist's economy and similar). However that doesn't mean that these countries for its development and are very active in the

exploration and scientific development.

- *Belarus, Estonia, Latvia, Lithuania Ukraine:*
There is not enough data for any statement or conclusion.

4. Target beneficiaries: The Central/East European Centres for development of geothermal energy direct application

Geothermal energy centres, particularly connected to the geothermal energy direct application and training activities, doesn't exist in Central/East European countries. Beside the existing UN Geothermal School in Reykjavik (Iceland) and International School of Geothermics in Pisa (Italy) which partially covers the problematics in the frame of regular programmes mostly orientated towards the geological and hydrological part of the problematics, first serious trial is the International Summer School on Direct Application of Geothermal Energy, established in Macedonia by the institutions from Greece, France, Italy and Macedonia.

However the above given statement doesn't mean that there is no institutions which work seriously with the other aspects of geothermal energy development and which have departments, projects and programmes and activities on direct application of geothermal energy. University departments and laboratories dealing with geothermal energy are within different faculties such as are: departments of geology, hydrology, mechanical engineering, electrical engineering, chemistry, systems development, etc. In some countries, faculties or institutions of agronomy are also involved in aspects of geothermal energy and other renewable energies as they apply more appropriately to rural energy application. Also some specialised semi commercial institutes can be found.

Very interesting research and demonstration-projects can be found in most of the Central/East European countries, some of them much bigger than any one known in EC or other developed countries. However, many objections on their organisation and use can be put, mostly because multidiscipline approach is missing to all of them. Even a lot of money has been put for the establishment of some of them, it is regular that they are very bed furnished with good measuring equipment and data lodging. Also, it is regular that they have been very poorly supported for activities after the completion, i.e. during the investigation phases and "know-how" dissemination. Marketing aspect is missing in all of them.

Based on the composition and level of knowledge of the participants of the International Summer School on Direct Application of Geo-

thermal Energy participants it can be stated that Central/East European institutions have substantial and qualified human resources, but mainly without real information about the specialised "know-how" in more developed EC countries, USA, and others with a rich experience in direct application of geothermal energy. Also the lack of information for the experience of neighbouring countries is present. Mainly, the reason is that in some of them the energy resources have been treated as a state secret during a very long period. Also, a very big gap in knowledge between the specialists and users can be stated, due to the absence of activities and experience in training of technical/technological applicant technicians and users.

The above tentative description of the geothermal energy direct application situation and activities in investigation and development in Central/East European countries is obviously incomplete. One of the first targets of the proposed network for collaboration should be the completion of data for the resources, state-of-the-art and influence of the many converging interests and circumstances most of which are of a sociopolitical nature, as it has been recognised by many leading opinions on the subject.

It should be taken in account that although geothermal energy shows similar promises in many other regions of the world, it is believed that the Central/East European region in combination with the Mediterranean one actually offers particularly favourable conditions of success through an Euro-Mediterranean cooperation for an earlier and more decisive demonstration of large direct application projects feasibility. Since all the prerequisites conditions of resources and expertise are not met altogether in any given country, it is most appropriate to organise a co-operative network of leading geothermal energy direct application centres from all the Central/East European countries to further enhance the synergy of efforts of individual countries and institutions.

A lot of interesting "know-how" and experiences has been collected during the last 15-20 years in these countries. Hungary has, probably, the richest experience for direct application of geothermal energy in agriculture in all the world. However, the following problems, illustrating the need of collaboration and help of EC countries, have been underlined:

- Most of the projects are rather old and nearly abandoned because of the lack of market and capital during the recent five years, caused by the political and economy changes. Joint-venture contracts with firms from EC countries, consisting investment of fresh capital, can quickly improve the momental negative economy of most of them;

- Used technologies are mostly much behind the ones developed in EC countries. Reconstructions and optimizations are necessary in most of the projects;
- Used equipment (particularly for the regulation and control of heat supply) is much old fashioned and cannot fulfil the requests of intensive and competitive production. Modern one of EC countries is necessary;
- Used materials are of bad quality and cannot fulfil the needs of a competitive commercial production for developed markets. Good ones of EC countries are necessary.

It can be stated that very interesting technical solutions and "know-how" from Central/East European countries in general, in combination with the capital, "know-how" and modern equipment and materials from EC countries can improve quickly the momental negative economic situation of geothermal projects in Central/East European countries. Taking into account the dependence on imported fuels of some of them, that can be a strong "push" for a quick development of direct application of geothermal energy in general.

5. Project strategy

Conceptually, the INTERGEO Network should be a cooperative organisation intended to reinforce the undertaking capability of each individual centre within its national environment, and promote the capacity of its associated centres within the same country by means of a more efficient mobilisation of their own resources and a more effective cooperation with external financial participation.

As a system, the INTERGEO Network should be organised in two spheres, the first of which will be dealt by the concerned country;

At the national level within each member state, the network of national institutions and organisations working with direct application of geothermal energy should be organised around a leading centre of research and development which has been assigned long term missions and objectives to develop geothermal energy direct applications and carry out direct application projects. Given the dissipation of efforts and resources, practically in all countries, a reorganisation and a redistribution of tasks should be carried out to make the most optimal use of existing resources, whether for teaching and training, research and development, manufacturing and installation, inquires and energy audits, documentation and information. In each country, the implementation of the network, will be essentially a national undertaking which will associate institutions or agencies for energy planning, scien-

tific research, rural development or any other agency deemed relevant to its operation. The network should have its own budgetary resources and should be eligible to receive supports from the INTERGEO Network for all the actions and projects carried out in cooperation. In return, it will have to make its own contributions in terms of human resources, service and exchange activities of documentation and information.

Before dealing in more details with the particular situation of all participating centres, their operating framework and environment, their expected differences in terms of level of development must be taken into account, equipment and expertise in their domain of activity; only some general principles should be proposed at this point.

First of all, the network concept consists in establishing a *communication framework* to exchange information and data between the participating centres on a regular basis. Exchanges in know-how, expertise and information resources in general should be organised on a regular basis through the INTERGEO Network, or within a particular assigned cooperation project. A given centre is an acting member of the network only to the extent of its participating activities; if for some reason, its cooperation level is insufficient, its relationship with the network will deteriorate by itself. Human and physical resources of the centres which will be inadequately connected for some reason, will be cut off from the main stream of activities and therefore exposed to regression.

However, one can admit as a working hypothesis that existing productivity potentials of individual centres will not be realised simply upon their insertion into the network; some additional equipment and investment will be necessary to insure compatibility and complementarity of liaisons and activities.

The network, as any other system, is not merely the sum of its elements; it will require complementary resources to upgrade its least developed parts. Once it is established the network will receive, as a system open to its own environment, resources in adequate rates to carry our regular activities of applied research, training and geothermal energy direct applications. Therefore, it must be provided with an annual operating budget as well as investment programmes related to the projects to be carried out.

Whether the funds are distributed according to these separate budgetary lines, or financed from both at the same time, the activities undertaken by the network member centres, could be classified according to the two following categories:

Activities required by the maintenance of

the network, or minimal activities: These are activities of applied research to develop and improve geothermal direct applications, of regular training programmes, of production and gathering technical information to build up databases or to disseminate them.

Project realisations or development activities; These are activities in geothermal engineering, construction of direct application projects, installation of direct application systems, data gathering projects, or any other specific project in general. It is these development projects which will necessitate most the establishment of INTERGEO Network as they generally exceed the undertaking capacities of individual centres working separately within their own national context.

6. Conclusions

The INTERGEO Network, a cooperative Central/East European network of research and training institutions in direct application of geothermal energy, has been established by the representatives of scientific and other institutions from Central/East European countries, France and Italy. The project will call for the active participation of leading Central/East European and chosen EC institutions and the support of national and international agencies interested in the promotion of direct application of geothermal energy alternatives most appropriate for rural applications and other direct applications.

Its general objective is to actively promote professional training, engineering research and applied direct application of geothermal energy technology as a prerequisite stage towards a subsequent and hopefully rapid socioeconomic development of Central/East countries.

Although geothermal energy shows in this respect a persistently growing potential in many such regions of the world, it is believed that the Central/East European region actually offers particularly favourable conditions of success through a Central/East European and EC cooperation for an earlier and more decisive demonstration of this potential, which will subsequently benefit other regions of the world.

More specifically, through professional training, applied research, and development of geothermal energy technology, the project aims at disseminating geothermal energy direct applications, to contribute to the following targets:

I. Contribute to the growing energy needs of rural areas of the Central/East European countries for the next decades in view of eventual oil shortages and/or higher oil prices likely to

occur in the not too distant future, particularly taking into account weak economies of some of them, basic dependence of imported energy and weak energy structure of the rural sector.

ii. Promote or strengthen settlements of arid and isolated areas to alleviate the running problems of the not covered food markets with fresh products during a large part of the year in many of the Central/East countries, through a promising agricultural economy and without undue mobilisation of heavy energy investments.

iii. Displace some of the future oil demands of these areas and thus relieve some of the expected pressure on the world oil demand which is likely to continue to grow in the next decades.

iv. Reduce dependency on fossil fuels and their consumption to better conserve non renewable oil and coal reserves.

v. Reduce dependency on nuclear energy to reduce nuclear waste disposals risks on the environment and other nuclear related risks.

vi. Protect the ecosystem against desertification by reducing charcoal and wood consumption for heating needs.

vii. Help reestablish a less precarious natural equilibrium in arid and semi-arid lands by reducing overgrazing and replacing most pastoral activities by agricultural activities through irrigation.

viii. Improve the countries' balance of payments by increasing the oil exports of the producing countries and reducing the oil imports of the non producing ones.

ix. Help unemployment through the creation of numerous small production private businesses, the establishment of new agricultural settlements and the development of existing ones, thus leading to the relief of the social and economic crisis affecting many of the Central/East European countries.

x. Globally improve the socioeconomic situation and the standard of living in all the Central/East European region, thus reducing the widening economic gap between the leading economic countries and the ones in question; this issue is a major concern for the future of all the European countries.

xi. Globally promote the economies of lesser developed Central/East European countries and help establish significant economic partnership between the Central/East European and EC countries.

Above listed targets should be the main, most evident, benefits expected in a relatively short span of time from an articulate investment to be made now in training and applied research in the Central/East European countries. Other, perhaps less visible benefits will become more

apparent as the project preparation proceeds.

The success of the action depends on the ability of participating institutions to ensure a good collaboration and active work and the coordinating one to enable organisation and realisation of the proposed project programme.

IGA European Branch has particular interest for the INTERGEO Collaboration Network development, in accordance with the defined attention to the Central/East European region in the "Guideline for the promotion of a Geothermal Network for Europe" (Lit.1). It's activity shall be a part of the IGA actions and a global coordination and support shall be continually on disposal. However, the responsibility for direct coordination and performance of concrete activities shall be to the INTERGEO coordinating institution. That's the reason why the choice of a wright institution or organisation is of paramount importance for the success of the action. It should be one with proved experience in organisation, good financial background and enthusiastic staff devoted to the geothermal energy de-

velopment. As already stated, it is expected that the coordinating institution should be from one of the developed EC countries, like Germany, France or Italy.

REFERENCES

1. IGA - European Branch: Guideline for the promotion of a geothermal network for Europe, Zurich, March 1995
2. INTERGEO - International Collaboration Network of Central/East European Countries on direct Application of Geothermal Energy: State of the Art Study on Geothermal Reserves and Direct Application in Central East European Countries (First draft), Skopje 1995
3. INTERGEO - International Collaboration Network of Central/East European Countries on direct Application of Geothermal Energy: Application for co-financing to the EC Joule Programme, Skopje 1995



Bulgarian Geothermal Energy Resources - State and Perspective

Plamen S. Gramatikov



DE010658179

Introduction

Consumption of primary energy resources, the corresponding local and global environmental risks, the efficiency of energy consumption, as well as short and long-term prospects for electricity generating from traditional and renewable sources are analyzed in this work. The results shown increase of the potential role of renewable resources for heat and electricity generating in South - East European countries. Concerning local renewable sources of thermal energy and electricity it is necessary to re - estimate their strategic role, to complete the input data for the resources as well as to establish national programs supported by research and educational activities and international cooperation.

A special attention is paid to geothermal energy because the geothermal sources are distributed all over the territory of Bulgaria. Governmental incentives for initiating national action programs for energy efficiency, new renewable sources and the environment as well as educational activities are particularly important.

The energy sector, as any other sector of the national economy, is currently undergoing considerable changes on its way to market relations, primarily connected to determining the role of the state as well as the form of ownership.

The state energy policy is based on a long - term energy strategy complying with the natural conditions of the country, the expected macro - economic development, the geopolitical situation and regional development of energy cooperation with neighboring and closely situated countries.

Limited reserves of fossil fuels, increased local and global environmental risks and recent technological achievements have straightened the global importance of renewable sources of thermal and electric energy. This is even more relevant for Bulgaria which small fossil fuel reserves (lignite) to be nearly exhausted and the environment notably polluted.

Concerning local renewable sources of thermal energy and electricity, it is necessary to re - estimate their strategic role, to complete the input data for the resources, also to establish national programs supported by research and educational activities and international cooperation.

(08. IAKF)

Primary Energy Resources

There are two main objectives for the increasing interest in renewable resources - the limited fossil fuels reserves and the environmental concern. The consumption of primary energy resources in Bulgaria has followed the development of the economics and is given in Table 1. The maximum consumption of energy resources amounts to 47,82 million tons of coal equivalent (tce) and in time coincides with the maximum of economic activities in the country - 1988 [1].

TABLE 1. Total consumption of primary energy resources in Bulgaria

		1985		1988		1990		1992	
		million tce	%						
1	Total consumption	46.57	100	47.82	100	42.31	100	29.83	100
2	Solid fuels	15.12	32.5	14.8	30.9	13.64	32.2	10.65	35.7
	a) domestic	8.26	17.8	8.92	18.6	8.48	20	7.72	25.9
	b) imported	6.86	14.7	5.87	12.3	5.16	12.2	2.93	9.8
3	Liquid fuels	18.66	40.1	17.95	37.5	14.19	33.5	7.8	26.1
4	Natural gas	6.34	13.6	7.4	15.5	7.67	18.1	5.8	19.5
5	Nuclear fuel	5.03	10.8	6.13	12.8	5.61	13.3	4.42	14.8
6	Hydro energy	0.85	1.8	1	2.1	0.7	1.7	0.79	2.7
7	Imported el. power	0.52	1.1	0.5	1.1	0.46	1.1	0.33	1.1
8	Non-conventional	0.04	0.1	0.04	0.1	0.04	0.1	0.04	0.1

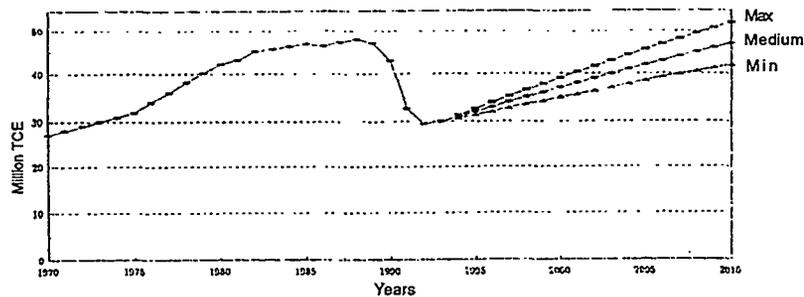


Fig. 1. Forecast for the development of the use of primary fuel energy resources in Bulgaria in 2010.

Figure 1 shows the forecasts for primary energy resources and their structure till 2010. All these are only forecasts and their accurate realization is not of major importance. Far more important is the planning role of the state energy committee, especially regarding regional security of energy supply and stimulation of energy savings in our country, which has limited reserves of organic fuels, and till 1990 the annual energy consumption per head was twice over the average consumption in the world. The discrepancy between reserves of fuel and consumption led to a drastic dependence on import of fuels and energy, whose share in the energy balance of the country is more than 75 % [1].

The introduction of purely market principles in planning and developing the energy sector is not only a new but to a great extent a unique objective and the economic prosperity of our country depends on its successful implementation.

Electrical Power sector

The electrical power sector is probably one of the best operating systems in the economy of Bulgaria. Gross consumption during the past 3 years is about 38 billion kWh. These are the lowest consumptions of electricity after the maximum of 49 TWh in 1988. Increase of consumption is expected in the present year (about 40 TWh) and in the future - about 45 TWh in 2000 and 52 TWh in 2010.

Power plants with total installed capacity of 12000 MW have been built in our country. The well developed high voltage network 750 kV, 400 kV and 220 kV is connected with Rumania, Russia, Ukraine and Moldova and can work with the networks of all other neighboring countries - Turkey, Greece, Former Yugoslavian Republic Macedonia and Serbia (at voltage 400 kV and 110 kV).

Nuclear power has a considerable share in the energy balance. For Bulgaria having low quality domestic coal reserves, nuclear energy is a good variant.

Gasification

Gasification of industry and of public sector have a multi - directional effect - energetical, ecological and social. Utilization of natural gas to domestic needs and energy sector will lead to positive restructuring of the energy balance, introduction of peak power generating facilities with high efficiency (more than 50 % at combined steam - gas cycle) and facilitating the operation of the electrical power system. From ecological and social point of view gasification of settlements will contribute to solving the difficult problems of supplying households with heat also with higher energy efficiency.

In Bulgaria has been developed a gas transmission network (Fig. 2), which is connected with all neighboring countries. Two gas pipelines with diameters 1000 and 1200 mm connect us with Russia through Rumania. We are connected with Turkey by a gas pipeline 1000 mm. A gas pipeline 700 mm to Greece is to be constructed and these pipelines to Macedonia (500 mm) and Serbia (700 mm) are at a project stage [1].

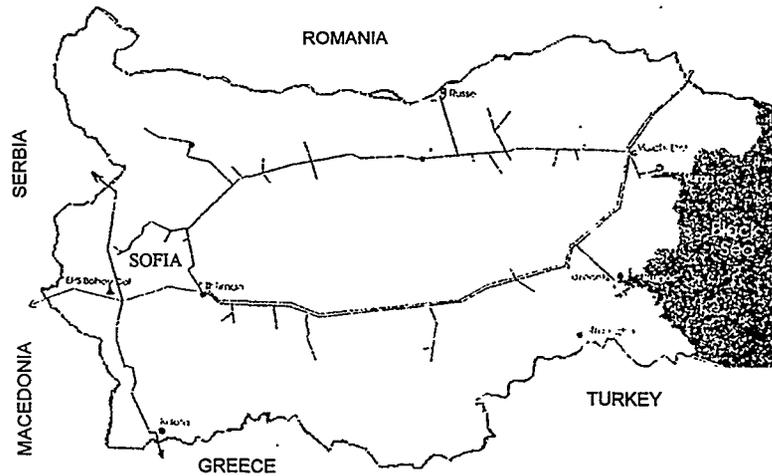


Fig. 2. Map of gas pipelines on the territory of Bulgaria

Long - term outlook of renewable resources

The perspectives of renewable energy sources until the first quarter of next century (2020-2025) have been thoroughly considered by several groups of experts from World Energy Council Renewable Energy Sources Committee (WEC RESC), Intergovernmental Panel on Climate Changes (IPCC) and United Nations Solar Energy Group for Environment and Development (UN SEGED). As a result several scenarios concerning accelerated supply of renewable energy have been developed (Table 2) [2].

TABLE 2. Contribution by renewables according to accelerated scenarios, %.

	WEC RESC	IPCC	UN SEGED
New renewables	12	25 (electricity)	20 (electricity)
Total renewables	30		25 (direct) 60 (electricity)

The results concerning electricity generation by different forms of renewable obtained by UN SEGED are shown on Fig. 3.

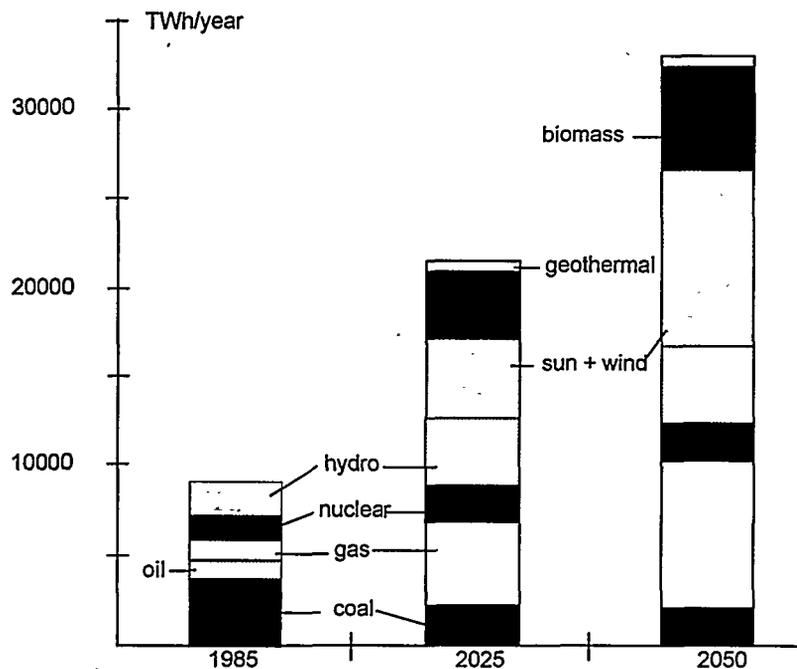


Fig. 3. Electricity generation for the renewables - intensive global energy scenario [2].

Still it can not be denied that in long - terms, the renewable technologies have a chance to satisfy increasingly world electricity needs. Concerning new renewables it should not be overlooked that presently they face severe "break - in" barrier. This is mainly due to existing positions and investment costs of fossil fuel systems.

Bulgarian Geothermal Resources - Real Energy Sources

The geothermal resources are distributed all over the territory of Bulgaria (Fig. 4),[3].

About 200 thermal water sources of 3100 l/s total flow have been established. In accordance with the hydrogeological data obtained the future thermal water total flow expected including closed water systems (comprised of hot and overheated salty waters of ancient marine origins) still not developed could reach the amount of 13800 l/s, i.e. five times more than the already discovered.

The thermal waters discovered are about 50° C, the highest percentage (32,92 % [4]) of the waters being at temperature varying between 42 and 50° C.

The water mineralization varies from 0,1 up to 50 g/l and in the vicinity of Mirovo village - Varna region reaching up to 324,44 g/l. The highest percentage of low alkaline waters with pH 7,2 - 8,5 is 54,72 % of the total flow.

Until 1980, the thermal waters discovered in Bulgaria were used mainly for medical treatment procedures, swimming pools supply, domestic purposes and greenhouse heating. Only some of the springs, such as Kustendil, Sapareva Bania and Momin Prohod were used partially for heating purposes of the buildings and domestic needs. Approximately about 71 of the springs are still not exploited, their flow rate amounting to 36,21 % of the total one [4].

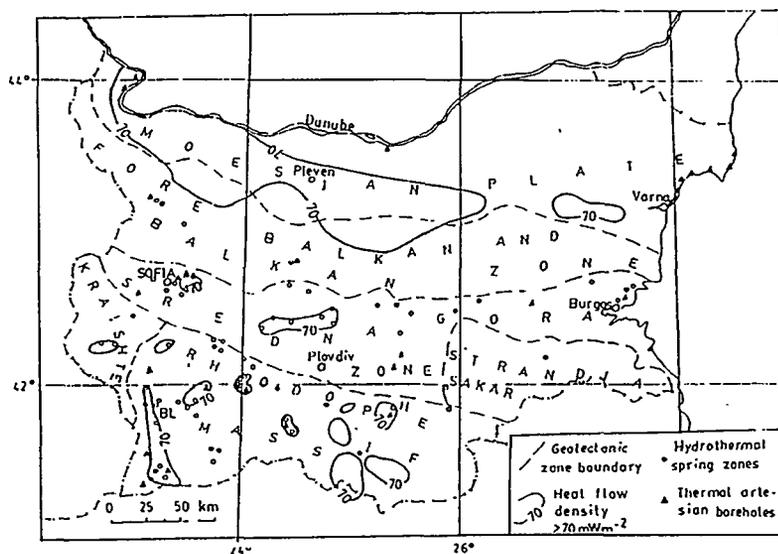


Fig. 4. Geohydrothermal map of Bulgaria.

As the geothermal waters used for balneotherapy have to be 40° C and the major part of the springs are at higher temperatures which leads to high losses of heat energy.

The total heat capacity of the free flowing away geothermal waters in Bulgaria has been evaluated to about 488 MW, 1/3 of which could be utilized by heat - exchanger apparatuses while the remaining 2/3 by the heat pumps. Thus about 70 tones of fuel equivalent multiplied by the annual working hours of all the facilities will be highly efficient for our national industry.

From the investigations and evaluations of geothermal reservoirs made is obvious that efforts should be directed to generating systems for complex utilization of geothermal waters in hotels, rest houses, medical treatment centres and other sites of high consumption of hot water and annual regime of exploitation. For example the geothermal water in the region of Sapareva Bania is the hottest in Bulgaria, its tem-

perature reaching 101° C and its flow is 13 l/s. The high temperature of this geothermal water provides possibilities by means of low investment to supply a part of the existing conventional heating installations in some places. The studies show that the construction of a geothermal heating station with a standard boilers will result in high technical - economical parameters.

Conclusion

The geothermal waters in Bulgaria are in fact a real and prospective saving factor in energy savings, taking into consideration the ideal conditions for complex geothermal energy utilization for medical treatment, heating, hot water supply and daily domestic needs.

Limited domestic resources, environmental risks and worldwide developments suggest revalorization of the potential role of renewables as a source of heat and electric energy in most of the South - East European countries including Bulgaria. In strategies for development of power sector along with other options detailed examinations of the possible share of renewables (mainly solar and geothermal energy) combined with other energy sources should be performed.

References

1. I. Sotirov, in Proc: Energy Systems in South - Eastern Europe, Skopje, 1, 77 (1995)
2. T. Johansson et al., Renewable Energy Sources for Fuels and Electricity, island press Washington D.C., 2 (1993)
3. P. Petrov et al., in Proc: Geothermal Energy for Greenhouses and Aquaculture in Central/Eastern European Countries, Bansko, 11 (1993)
4. H. Hristov, N. Nikolova, in Proc: Geothermal Energy for Greenhouses and Aquaculture in Central/Eastern European Countries, Bansko, 43 (1993)

Wo der Markt versagt

Hindernisse für umweltfreundliche Energien und Möglichkeiten zu ihrer Überwindung

Walter Ott



DE010658188

Stichworte:

Energiekosten, externe Kosten, Kostenwahrheit, Verursachergerechtigkeit, Internalisierung, Emissions- und Energiepreiszuschläge

Abstract:

Externalities in the energy sector are the reason for inefficient resource use and increasing environmental damages. To strengthen market forces and to improve competitiveness of clean and/or renewable energy systems, requires the implementation of the polluter-pays-principle. For Switzerland, external costs of energy production and consumption are determined for 1993. The resulting estimates represent the state of the art at the time being. Energy-price-adders are derived from these external costs, providing an instrument for easily taking into account external costs within cost/benefit analyses for energy investments. In Switzerland, Federal and Cantonal authorities are supposed to apply or at least take into account these energy-price-adders if they are up to invest into energy-consuming infrastructures. It is shown, that the application of the determined Swiss energy-price-adders renders an earth probe-heating system for a tenement competitive with respect to oil heating.

Wenn der Markt im Energiebereich versagt

Unsere Energieversorgung ist teurer als wir denken

Die Bereitstellung und der Verbrauch von Energie ist mit Kosten verbunden, die nur zum Teil von den Verbrauchern bezahlt werden müssen und damit auch nur zum Teil wahrgenommen werden. Man unterscheidet dabei zwischen den sogenannten **internen Kosten** und den **externen Kosten** von Energieeinsatz und -bereitstellung. Die internen Kosten sind diejenigen Kosten, die von den Energieproduzenten und -verbrauchern verrechnet und bezahlt werden. Die externen Kosten sind dagegen Kosten¹, die von den Verursachern nicht bezahlt

¹ Kosten im volkswirtschaftlichen Sinne: Ressourcenverbrauch, Risiken, Nutzeneinbussen

werden müssen, sondern auf andere, auf die Allgemeinheit oder auf die Zukunft abgewälzt werden können. Beispiele externer Effekte im Energiebereich, die zu externen Kosten führen:

- **Energiebedingte Luftschadstoffemissionen**, die zu Gebäudeschäden, zu Waldschäden, zu Produktionsausfällen in der Landwirtschaft und zu Gesundheitsschäden führen
- **Energiebedingte Treibhausgasemissionen**, die zu Klimaveränderungen mit einer Vielzahl von zum Teil erst ansatzweise abschätzbaren Folgeeffekten und Risiken führen, die aber erst in Zukunft wirksam werden
- **Gewässer- und Bodenverschmutzungen sowie Explosionsrisiken** infolge von **Transport, Lagerung und Raffination von Öl und Gas**
- **Landschaftsbeeinträchtigungen, Auswirkungen der erhöhten Radioaktivität** im Umfeld von KKW's, Beeinträchtigung des Gewässerhaushaltes bei Wasserkraftwerken, Risiken von Grossunfällen bei KKW's und Speicherkraftwerken, Umweltschäden und -risiken bei der nuklearen Entsorgung infolge von **Elektrizitätsproduktion und -verteilung**.

Diese externen Effekte verursachen erhebliche Kosten oder Nutzeneinbussen, für die die Verursacher nichts bezahlen. Das führt zu einem ineffizienten Ressourcenverbrauch (Allokationsziel) und ist zudem ungerecht, indem die jeweiligen Verursacher externe Kosten auf andere bzw. auf die Allgemeinheit abwälzen können (Verteilungsziel).

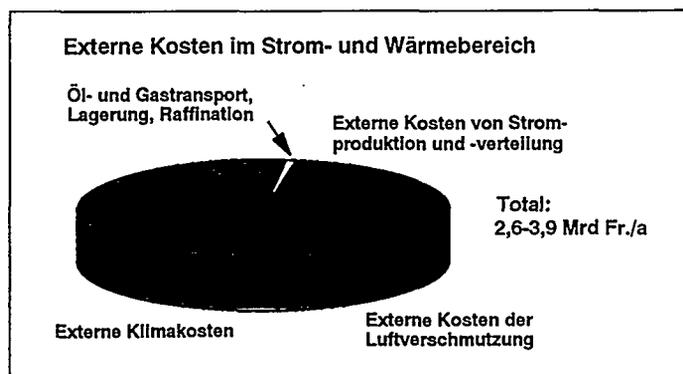
Der Energiemarkt braucht Kostenwahrheit und Verursachergerechtigkeit

Externe Effekte verunmöglichen einen gesamtwirtschaftlich optimalen Einsatz der Ressourcen² im Energiebereich: Energie erscheint zu billig, wird daher übermässig konsumiert, mit den bekannten Folgen für die Umwelt und die Rohstoffvorräte. Andererseits erscheinen umweltfreundliche Energien und Energiesparmassnahmen im Vergleich zu den konventionellen Energieanwendungen als zu teuer und werden daher zuwenig nachgefragt. Damit im Energiebereich der Markt mit all seinen Vorteilen richtig funktionieren kann und sich die Investoren und die Verbraucher gesamtwirtschaftlich richtig verhalten, müssen diese mit den vollen Kosten ihrer Entscheidungen konfrontiert werden. Die Preise müssen also die internen und die externen Kosten widerspiegeln. Es geht also darum, **Kostenwahrheit** ("Preise widerspiegeln alle Kosten") und **Verursachergerechtigkeit** ("der Verursacher bezahlt alles sofort") herzustellen.

² Ressourcen: Rohstoffe, Kapital, Arbeit, Know-how

Wie gross sind die externen Kosten im Energiebereich?

In den vergangenen Jahren sind in der Schweiz, in der EU, in den USA, etc. diverse Schätzungen von externen Kosten im Energiebereich vorgenommen worden. Die hier präsentierten Ergebnisse beziehen sich auf die Schweiz im Jahr 1993. Sie basieren auf einer Arbeit, welche zurzeit den Stand des Wissens über externe Kosten in der Schweiz repräsentiert³. Die hier zitierten externen Kosten aus dem Strom- und Wärmebereich sind - bis auf eine Ausnahme - sogenannte Schadens- bzw. Ressourcenausfallskosten. Einzig für die Bewertung der Klimawirkungen von energiebedingten Treibhausgasen musste ein anderer Ansatz verwendet werden (Vermeidungskosten: (Mehr-) Kosten einer CO₂-Vermeidungsstrategie, welche die CO₂-Emissionen im Jahr 2025 um 50% reduziert). Die resultierenden externen Kosten basieren auf dem vorhandenen Wissen über die externen Wirkungen des Energieeinsatzes. Sie sind eine **untere Grenze** für die effektiven externen Kosten des Energieeinsatzes im Strom- und Wärmebereich. Diverse Externalitäten werden dabei nicht adäquat berücksichtigt, sei es, weil sie noch nicht richtig erkannt sind (z.B. Synergiewirkungen von Schadstoffen), weil ihre physischen Wirkungen noch nicht bestimmt werden können (z.B. Umweltschäden der (künftigen) nuklearen Entsorgung) oder weil die monetäre Bewertung der Wirkungen Probleme aufwirft (z.B. Risiken sehr seltener Grossunfälle).



Figur 1 Aufteilung der externen Kosten im Strom- und Wärmebereich auf die verschiedenen Schadenbereiche (CH 1993).

³ INFRAS/ECONCEPT/PROGNOS, "Die vergessenen Milliarden - Externe Kosten im Energie- und Verkehrsbereich", Verlag Haupt, Bern 1996

In der Schweiz betragen die monetarisierbaren externen Kosten des Energieeinsatzes im Strom- und Wärmebereich rund 2,6 - 3,9 Mrd sFr. (= 3,2 - 4,8 Mrd DM, bzw. 2,1 - 3,2 Mrd US\$) oder 23% - 35% der 1993 für Strom und Wärme ausgegebenen ca. 11 Mrd sFr. bzw. 13,5 Mrd DM (s. Tabelle 1). Um diesen Prozentsatz müssten demnach die Energiepreise im Durchschnitt mindestens steigen, um im Strom- und Wärmebereich Kostenwahrheit zu erzielen.

Schadenbereich	Energiebedingte externe Kosten von Strom + Wärme und Verkehr, CH 1993 [Mio Fr./a]		
	Strom+Wärme	Verkehr	Total
Externe Kosten der energiebedingten Luftverschmutzung:			
- Gebäudeschäden	590 - 800	430 - 660	1'020 - 1'460
- Ozonschäden in Landwirtschaft exkl. Subventionen	8 - 16	30 - 66	40 - 80
- Waldschäden	120 - 310	330 - 860	450 - 1'200
- Gesundheitsschäden	90 - 460	230 - 1'130	320 - 1'600
Treibhauseffekt und Klimaschutz			
- CO ₂ -Vermeidungskosten	1'900 - 2'500	1'500 - 1'900	3'400 - 4'400
Transport, Lagerung, Raffination von Öl	7 - 36	6 - 29	13 - 65
Elektrizitätsproduktion und -verteilung (ohne ext. Risikokosten)			
- Produktion Normalbetrieb	200 - 510	10 - 30	210 - 540
- Verteilung	13 - 25	1	14 - 26
Total (ohne Doppelzählungen)	2'600 - 3'900	2'000 - 3'300	4'600 - 7'200

Tabelle 1: Die monetarisierbaren externen Kosten des Energieeinsatzes in der Schweiz 1993 und ihre Aufteilung auf die Sektoren Wärme + Strom und Verkehr (ohne externe Risikokosten der Stromproduktion). Für die externen Kosten des Treibhauseffektes werden die CO₂-Vermeidungskosten verwendet (-50 % CO₂-Emissionen um 2025).

Die energiebedingten externen Kosten werden zur Hauptsache durch die externen Klimakosten und die externen Kosten der Luftverschmutzung bestimmt.

Die energiebedingten externen Kosten werden zur Hauptsache durch die externen Klimakosten und die externen Kosten der Luftverschmutzung bestimmt. Die Kosten der Luftverschmutzung werden regional bzw. national verursacht und auch getragen. Sie sind durch die Luftreinhaltepolitik direkt und kurz- bis mittelfristig beeinflussbar.

Beim Treibhauseffekt handelt es sich um ein globales Problem, welches eine ganz spezielle Risikosituation schafft. Die Auswirkungen der heutigen Treibhausgasemissionen treten stark verzögert auf, sind zur Zeit noch ungewiss, sind aber - einmal eingetreten - irreversibel. Das erfordert Entscheidungen unter Ungewissheit, bei denen sich das Vorsorgeprinzip als Handlungsrichtlinie empfiehlt. Das heisst, dass vorsorgliche Vorkehrungen getroffen werden, damit es auf keinen Fall zu den möglichen künftigen Klimawirkungen kommt. Der hier gewählte Monetarisierungsansatz (Vermeidungskosten) ist mit einer solchen Strategie voll kompatibel.

Die Entsorgung der nuklearen Abfälle der KKW ist noch ungelöst. Externe Kosten sind in diesem Bereich zu erwarten, konnten aber vorerst noch nicht abgeschätzt werden, da die Art der Entsorgungslösung noch nicht festliegt.

Die oben ausgewiesenen externen Kosten enthalten noch keine externen Risikokosten im Elektrizitätsbereich. Die Bewertung dieser an sich quantifizierbaren Risiken ist zurzeit noch kontrovers, insbesondere in Hinblick darauf, wie hoch die Risikoaversion der Schweizer Bevölkerung bei diesen Risiken ist. Die Praxis zeigte, dass fast 50% der Abstimmenden in der Schweiz die mit der Kernenergienutzung verbundenen Risiken nicht tragen möchten, also risikoavers sind. Das führt bei der Bewertung von KKW-Risiken zu hohen externen Risikokosten (vgl. "Die vergessenen Milliarden", Kapitel 9 und S. 144).

Wie bringt man externe Kosten zum Verschwinden?

Die Umweltverschmutzung und zivilisatorisch verursachte Risiken können nicht vollständig zum Verschwinden gebracht werden. Sie können jedoch auf das Mass zurückgestutzt werden, das von den VerursacherInnen freiwillig bezahlt wird, indem ihre Kosten in die Preise integriert werden, d.h. indem die Kosten **internalisiert** werden. Ziel jeder Internalisierungspolitik muss daher sein:

- ProduzentInnen und KonsumentInnen die externen Kosten so anzurechnen, dass sie volkswirtschaftlich optimale Investitions- und Konsumentscheide fällen (Verursacherprinzip: Kostengerechtigkeit durch Kostenwahrheit)

- dadurch die wirtschaftlichen Akteure anzuhalten, heute für die Vermeidung externer Kosten zu bezahlen, anstatt morgen höhere Folgekosten in Kauf zu nehmen und die künftigen Generationen mit noch nicht abschätzbaren Risiken und Kosten zu beeinträchtigen (Vorsorgeprinzip)

Um diese Ziele zu erreichen, braucht es staatliche Rahmenbedingungen und Regelungen. Folgende grundsätzliche Handlungsalternativen stehen zur Auswahl:

1. Verzicht auf die Berücksichtigung externer Kosten:

Ein tatsächlicher "Verzicht auf die Berücksichtigung der externen Kosten" ist in der Praxis gar nicht möglich. Werden externe Kosten nicht ihren VerursacherInnen angelastet, so werden sie von "Dritten", von der Allgemeinheit oder von künftigen Generationen getragen. Der Verzicht auf eine Internalisierung der externen Kosten entspricht faktisch einer "Bewertung dieser externen Kosten mit Null" und führt zu falschen Investitions- und Konsumententscheidungen.

2. Verbote und Gebote (Grenzwerte):

Neben dem erwähnten "Schein-Verzicht" besteht die häufigste und die bisher beliebteste Variante darin, unerwünschte Aktivitäten mit externen Kosten zu verbieten, zu regulieren oder mit Grenzwerten die Belastung zu senken. Diese Politik ist leicht verständlich und scheint theoretisch unmittelbar wirksam zu sein. Sie weist aber grosse ökonomische Nachteile auf: Da die Umweltziele von allen Wirtschaftsakteuren - ganz unabhängig von ihren sehr unterschiedlichen Vermeidungskosten - im gleichen Mass erreicht werden müssen, werden die dafür benötigten Mittel unwirtschaftlich eingesetzt (alle ergreifen Vermeidungsmassnahmen, statt dass die kostengünstigeren Massnahmen durchgeführt werden).

3. Marktwirtschaftliche Instrumente:

Alle marktwirtschaftlichen Internalisierungs-Instrumente zielen darauf ab, die Rahmenbedingungen einer Volkswirtschaft so zu verändern, dass die externen Kosten quasi automatisch, über die Marktpreise, von den VerursacherInnen getragen werden.

In der Praxis kommen vor allem zwei marktwirtschaftliche Instrumente in Frage: Umweltsteuern oder -abgaben, die im optimalen Fall gerade den externen Kosten entsprechen, sowie sogenannte "handelbare Umweltzertifikate", die in der Regel ein strikt beschränktes "Recht zur Verschmutzung" der Umwelt beinhalten. Allen marktwirtschaftlichen Instrumenten gemeinsam ist ihre gesamtwirtschaftliche Effizienz: externe Kosten werden dort vermieden, wo es am wirtschaftlichsten ist.

4. Instrumentenmix ("Lenkung"):

In der Praxis wird häufig eine Mischung der grundsätzlich möglichen Handlungsalternativen gefordert: Besondere Bedeutung haben in dem Zusammenhang die sogenannten "Lenkungsabgaben": Aktivitäten, die externe Kosten verursachen, sollen durch Preiserhöhungen auf ein "politisch erwünschtes Mass (z.B. ein Umweltziel)" reduziert werden. Die Erträge der Abgabe werden ganz oder teilweise (falls ein Teil zweckgebunden verwendet werden soll) zurückerstattet, und zwar in pauschaler Form. Die Wirkung der Abgabe beruht primär auf einer Veränderung der Preisverhältnisse (unerwünschte Aktivitäten werden teuer, die erwünschten dafür billiger). Die Höhe dieser Abgaben richtet sich dabei eher nach den Gesetzen der politischen Machbarkeit bzw. nach dem anvisierten (Umwelt-)Ziel als nach den externen Kosten: Lenkungsabgaben sind in der Praxis meistens viel tiefer als optimale Umweltsteuern und zudem oft mit zusätzlichen Geboten und Verboten kombiniert.

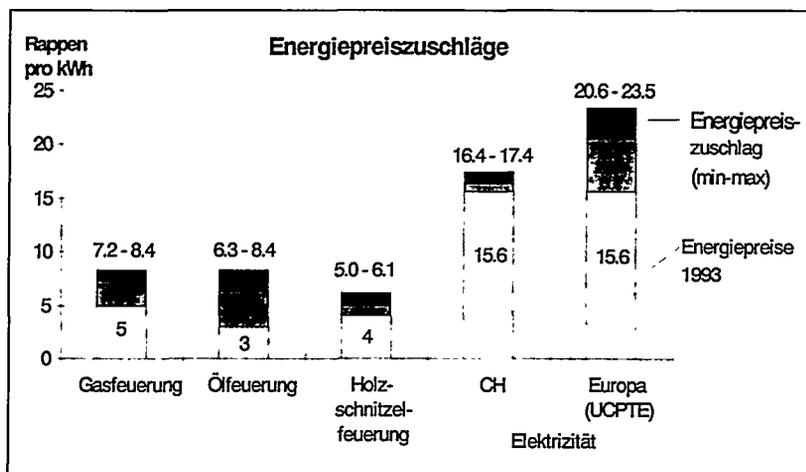
In der Schweiz wird seit einiger Zeit an einer Umorientierung des energie- und umweltpolitischen Instrumentariums gearbeitet. Ziel ist die Überprüfung bestehender gesetzlicher Vorschriften, die auf immer mehr Akzeptanzprobleme stossen. Von der Einführung marktwirtschaftlicher Instrumente wird mehr Effizienz und ein grösserer Anreiz für technologische Innovationen erwartet. Die Umsetzung in die Praxis harzt allerdings: Zurzeit ist zwar eine CO₂-Abgabe in Vernehmlassung. Die Abgabesätze sind jedoch tief - weit unter den Sätzen, die eine Internalisierung der externen Kosten erfordern würde. Selbst diese moderate Abgabe ist jedoch umstritten und soll aus politischen Gründen erst dann eingesetzt werden, wenn freiwillige Vereinbarungen nicht zu den vereinbarten Zielen geführt haben.

Was bringt die Internalisierung umweltschonenden Energien?

Werden die externen Kosten auf die sie verursachenden Emissionen umgelegt, dann ergeben sich externe **Emissionszuschläge** (s. Tabelle 2) bzw. **Energiepreiszuschläge** (s. Tabelle 3). Diese Zuschläge entsprechen spezifischen externen Kosten pro kg Schadstoffemission bzw. pro kWh Energieträgereinsatz in einer Energieanlage mit definierten Emissionscharakteristika.

Emissionen	Emissionszuschlag in Fr./kg	
	bei Emissionen im Winterhalbjahr	bei Emissionen im Sommerhalbjahr
NO _x	15 - 34	16 - 36
SO ₂	15 - 34	15 - 34
NM VOC	-	16 - 36
TSP (Staub/Russpartikel)	11 - 25	11 - 25
CO ₂	0,10 - 0,13	0,10 - 0,13

Tabelle 2: Umlage der externen Kosten auf die verursachenden Schadstoff- oder Treibhausgasemissionen --> Emissionszuschläge für Schadstoffemissionen im Winter- und Sommerhalbjahr (im Sommer sind die NO_x- und die NMVOC-Emissionen zusätzlich Ozonvorläufer).



Figur 1: Energiepreise und Energiepreiszuschläge unter Einbezug der externen Kosten (ohne Risikozuschläge für die Stromproduktion), Basisjahr 1993: Um die wahren Kosten zu widerspiegeln, müssten die Preise für fossile Energie zwischen 25 % und 180 % höher liegen. Beim Strom werden die Zuschläge für den Produktionsmix "Schweiz" und "Europa-UCPTE" ausgewiesen und liegen zwischen 5 % und 50 % der aktuellen Preise. (1 Rp. = 0.01 sFr. = 1.22Pf. = 0.0122 DM = 0.81 US cents)

Mit Energiepreiszuschlägen steigt der Ölpreis um 110 - 180 %, der Gaspreis um gut 50 %, der Holzpreis dagegen nur um etwa einen Drittel. Die Folgen sind beträchtlich. Energiesparmassnahmen wie bessere Wärmedämmung, effizientere Feuerungen, usf. sowie der Einsatz erneuerbarer und schadstoffarmer Energien werden wirtschaftlich oder wenigstens viel wirtschaftlicher. Ihr Anwendungsbereich erweitert sich dadurch wesentlich. Auch längerfristige, dynamische Aspekte spielen eine grosse Rolle: Die verbesserte Wirtschaftlichkeit schafft die Voraussetzungen und Anreize für Innovationen sowie für ausgefeiltere Ingenieurberechnungen und -beratungen in den Bereichen Energiesparen, Einsatz erneuerbarer Energien und Reduktion der energiebedingten Umweltbelastungen.

Und die Bedeutung für die Nutzung geothermischer Energie?

Während die Anwendung kalkulatorischer externer Kosten in der Privatwirtschaft dem Optimierungskalkül der einzelnen Firma untersteht, lässt sich schon heute für die öffentliche Hand die Verpflichtung herleiten, ihre Investitionsrechnungen soweit sinnvoll unter Anrechnung der externen Kosten durchzuführen: Insbesondere bei Investitionen im Energie- und Umweltbereich, bei denen die betriebswirtschaftliche Rentabilität oft nicht sichergestellt werden kann, wird eine Investitionsrechnung mit volkswirtschaftlichen Effizienzkriterien notwendig. Dadurch kann in einem wichtigen Bereich bereits jetzt eine gesamtwirtschaftlich optimale Ressourcen-Verwendung ermöglicht werden.

Bei Investitionsentscheiden im Rahmen des schweizerischen Aktionsprogrammes **Energie 2000** rechnet das Amt für Bundesbauten - in Absprache mit dem Bundesamt für Energiewirtschaft - bereits heute mit Energiepreiszuschlägen. Für Investitionsentscheide ausserhalb des Aktionsprogrammes werden die externen Kosten als eines von mehreren Entscheidungskriterien berücksichtigt. Bisher wurde bereits eine grosse Zahl potentieller Investitionsmöglichkeiten mit und ohne Energiepreiszuschläge durchgerechnet: Resultat ist, dass früher als unwirtschaftlich beurteilte Energiespar-Massnahmen unter Anrechnung ihrer externen Kosten sich oft als gesamtwirtschaftlich effizient erweisen.

Die geothermische Energienutzung ist kapitalintensiver als die konventionellen fossilen Alternativen. Deshalb verbessert sich die Wirtschaftlichkeit geothermischer Systeme, wenn die externen Kosten über Energiepreiszuschläge in erweiterte Wirtschaftlichkeitsrechnungen einbezogen werden. Das folgende Beispiel illustriert diesen Sachverhalt anhand von zwei Mehrfamilienhäusern (je eines ein Alt- bzw. ein Neubau), die mit einer konventionellen Ölheizung, bzw. mit einer Erdwärme-Heizung ausgerüstet sind (für zwei Kapitalzinssätze 5 % bzw. 6,5 % und zwei Szenarien für die externen Stromkosten: Strommix CH

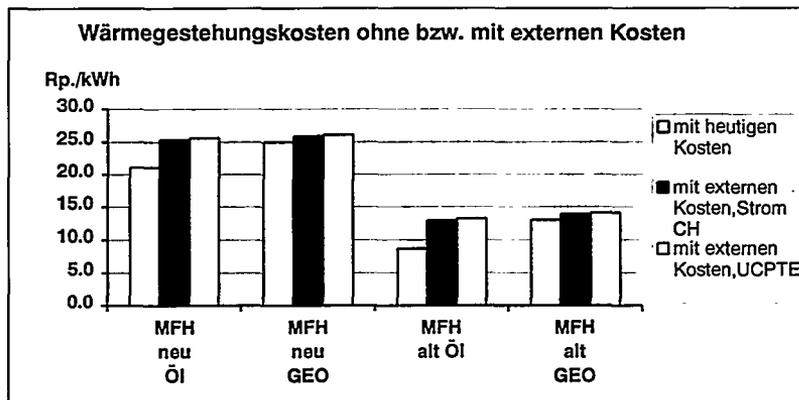
bzw. UCPTe)⁴. Werden die externen Kosten in die Wirtschaftlichkeitsrechnung integriert, dann wird die Erdwärme-Heizung in etwa konkurrenzfähig.

Auch aus der Sicht der Geothermie-Nutzung drängt sich somit eine Internalisierung der externen Energiekosten auf. Geothermische Systeme werden konkurrenzfähiger. Das fördert ihre Verbreitung und vermittelt Impulse für die Weiterentwicklung der Technologie.

	MFH Neu ÖL	MFH Neu GEO	Altes MFH Öl	Altes MFH GEO
Energiebezugsfl. m ²	2'500	2'500	2'500	2'500
Nutzwärmebedarf	835 GJ/a	835 GJ/a	1'013 GJ/a	1'013 GJ/a
Zinssatz 5 % p.a.:	[Fr./kWh]	[Fr./kWh]	[Fr./kWh]	[Fr./kWh]
Nutzenergiekosten aktuelle Energie- Preise	0,211	0,25	0,087	0,13
inkl. ext. Kosten, Strommix CH	0,253	0,259	0,129	0,139
inkl. ext. Kosten, Strommix UCPTe	0,256	0,261	0,132	0,141
Zinssatz 6,5% p.a.:	[Fr./kWh]	[Fr./kWh]	[Fr./kWh]	[Fr./kWh]
Nutzenergiekosten aktuelle Energie- preise	0,232	0,281	0,091	0,145
inkl. ext. Kosten, Strommix CH	0,274	0,289	0,134	0,154
inkl. ext. Kosten, Strommix UCPTe	0,276	0,292	0,136	0,156

Tabelle 1 Nutzenergiekosten eines Ölheizsystems im Vergleich mit dem Erdsondensystem GEOHILL, für aktuelle Energiepreise bzw. für zwei Szenarien mit Einbezug der externen Kosten. (Quellen: Hofer P. und INFRAS/ECONCEPT/PROGNOS, aaO.)

⁴ **Grundlagen:** Hofer P., "Wirtschaftlichkeitsvergleich eines Oelzentralen- Heizsystems mit einem Erdwärme-Heizsystem vom Typ GEOHILL"; Vortrag an der 6. Fachtagung "Erdwärmesonden und Geothermie im Kanton Jura"; Gebäude und Gebäudeverbrauchsdaten. INFRAS/ECONCEPT/PROGNOS, "Die vergessenen Milliarden - Externe Kosten im Energie- und Verkehrsbereich" (Verlag Haupt, Bern 1996), für die Energiepreiszuschläge.



Figur 2 Vergleich der Nutzenergie-Gestehungskosten in einem MFH mit einer Ölheizung bzw. mit einem Erdwärme-Heizsystem vom Typ GEOHILL bei heutigen Energiepreisen, bzw. beim Einbezug der externen Kosten (2 Szenarios: Strommix CH, bzw. Strommix UCPTÉ): Erdwärme-Systeme werden beim Einbezug der externen Kosten konkurrenzfähig.

Literatur

INFRAS/ECONCEPT/PROGNOS, "Die vergessenen Milliarden - Externe Kosten im Energie- und Verkehrsbereich", Verlag Haupt, Bern 1996

Hofer P., PROGNOS, "Wirtschaftlichkeitsvergleich eines Ölzentralen-Heizsystems mit einem Erdwärme-Heizsystem vom Typ GEOHILL"; Vortrag an der 6. Fachtagung "Erdwärmesonden und Geothermie im Kanton Jura": Gebäude und Gebäudeverbrauchsdaten.

Stand und Potential der Erdwärmennutzung in Deutschland

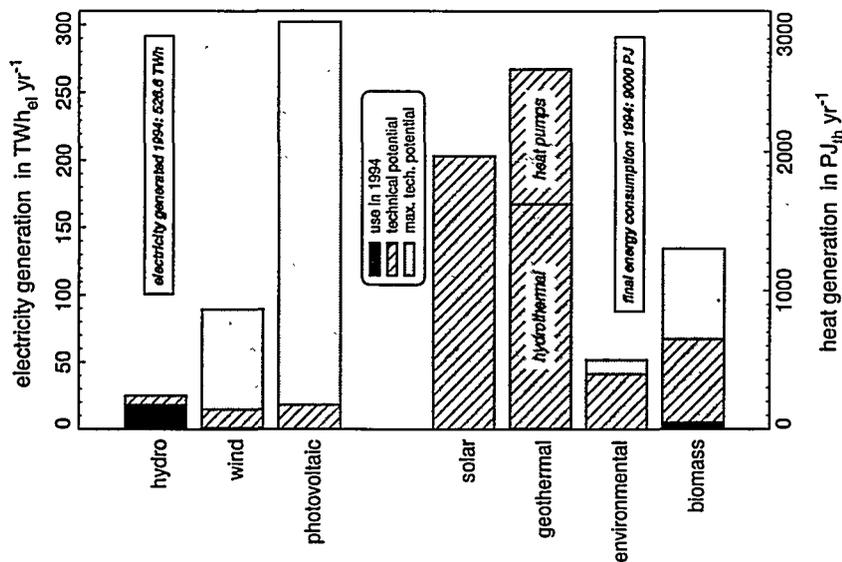


Christoph Clauser

A E

Ende 1995 belief sich die direkte Nutzung geothermischer Energie in Deutschland auf eine installierte thermische Leistung von rund 323 MW_e. Hiervon sind 38.4 MW_e in den 21 größeren zentralen Einrichtungen installiert. Der Beitrag kleiner, dezentraler erdgekoppelter Wärmepumpen bzw. Grundwasserwärmepumpen wird auf 95 MW_e bzw. 190 MW_e geschätzt. Bis zum Jahr 2000 wird ein Zuwachs an insgesamt installierter thermischer Leistung von 130 MW_e erwartet: 115 MW_e aus größeren Zentralen sowie 15 MW_e aus kleinen, dezentralen Einheiten. Damit würde die direkte Erdwärmennutzung in Deutschland zur Jahrtausendwende nahezu eine installierte thermische Leistung von 453 MW_e erreichen.

Gegenwärtig wird in Deutschland geothermisch kein elektrischer Strom erzeugt. Jedoch beinahe 60 % des bundesweiten Endenergieverbrauchs von 9000 PJ (1994) werden in Form von Wärme benötigt. Das technische Potential für eine direkte Nutzung geothermischer Energie in Deutschland wird auf 1622 PJ pro Jahr aus hydrothermalen Anlagen geschätzt bzw. auf 960 PJ pro Jahr aus erdgekoppelten und Grundwasserwärmepumpen. Dies entspricht einer thermischen Leistung von 51400 MW_e bzw. 30420 MW_e, insgesamt also 81820 MW_e. Dies entspricht rund 29 % des jährlichen deutschen Endenergieverbrauchs bzw. 49 % des jährlichen Wärmebedarfs. Gegenwärtig werden jedoch nur etwa 4 % dieses vorhandenen technischen Potentials für direkte Erdwärmennutzung zur Deckung des deutschen Wärmebedarfs genutzt. In Hinsicht auf eine angestrebte Reduktion fossiler Brennstoffe bei der Energie- und Wärmeerzeugung würde die Ausschöpfung des gesamten in Deutschland existierenden Potentials zur direkten Erdwärmennutzung zur Folge haben, daß jährlich bundesweit etwa 172 Millionen Tonnen CO₂ weniger in die Atmosphäre ausgestoßen würden. Dies entspricht rund 20 % des deutschen CO₂ Ausstoßes im Jahr 1994 bzw. der von der Bundesregierung in der Konferenz von Rio übernommenen Selbstverpflichtung zur CO₂-Reduktion bis zum Jahr 2010.



Übersichtsvortrag Geothermie Schweiz

Martin Brunner & Harald L. Gorhan



DE010658203

Abstract

CO₂- emissions in Switzerland need to be reduced over the next 50 years. In 1990, a first step towards improvement was taken by the Swiss Federal Office of Energy by establishing the "Energy 2000" action plan. Apart from practical recommendations for general energy saving measures, this programme provides also clear objectives in respect to increased and more efficient utilization of indigenous and renewable energy resources. Geothermal energy is one of these resources. In addition to the amount of geothermal heat delivered in 1990, it is planned to produce a further 170 GWh of geothermal energy by the year 2000. This corresponds to about 6 % of a total of 3000 GWh which, it is envisaged, will be produced by all alternative heat resources together by the year 2000. Today, most geothermal energy is provided by shallow borehole heat exchangers. However, intensive development of wide ranging and innovative geothermal techniques is taking place at present. These R&D activities, as well as projects at present being realised, receive significant support from the Swiss Federal Office of Energy.

Kurzfassung

In den kommenden 50 Jahren soll und muss die CO₂- Emission in der Schweiz beträchtlich reduziert werden. Einen ersten Schritt dazu bildet das, im Jahre 1990 vom Bundesamt für Energiewirtschaft erarbeitete, Programm "Energie 2000". Nebst konkreten Vorschlägen zum allgemeinen Energiesparen wurden in diesem Programm auch Zielsetzungen für eine vermehrte, innovative und effiziente Nutzung von einheimischen und erneuerbaren Energieressourcen formuliert. Dazu zählt auch die Geothermie. Zusätzlich zur bereits im Jahre 1990 produzierten Wärme soll die Geothermie im Jahr 2000 ca. 170 GWh an Wärmeenergie liefern. Das entspricht ca. 6 % der für das Jahr 2000 geplanten Gesamtalternativ- Energieproduktion von 3000 GWh. Bei der geothermischen Energieproduktion stammt bis heute der grösste Anteil von untiefen Erdwärmesonden. Die Anwendung neuer und innovativer Geothermietechnologien befinden sich in einer intensiven Entwicklungsphase. Entsprechende Forschungs- und Umsetzungsprojekte werden durch das Bundesamt für Energiewirtschaft tatkräftig gefördert.

1 Langfristige Vision der Eidgenössischen Forschungskommission CORE

Laut dieser Vision soll der CO₂ Ausstoss in 50 Jahren auf 1/7 des heutigen Ausmasses reduziert werden. In etwas anderen Zahlen ausgedrückt, müsste

die CO₂- Emission von ca. 7 t pro Person und Jahr (bezogen auf 1990) im Jahr 2040 nur mehr 1 t CO₂ pro Person und Jahr betragen. Zu diesem Zeitpunkt sollte in der Schweiz dann Strom und Wärme praktisch CO₂- frei produziert werden.

Es ist nun das erklärte Ziel, diese langfristige Vision mittels kleinen Teilschritten zu verwirklichen. Daraus folgt zwingend, dass es zukünftig alle einheimischen und erneuerbaren Energie- Ressourcen in vermehrter Masse innovativ und möglichst effizient zu nutzen gilt. Dazu zählt natürlich auch die Geothermie, mit einer ganzen Palette von verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten.

Ein erstes Etappenziel wurde, als Reaktion auf eine Volksabstimmung vor 6 Jahren, durch das Bundesamt für Energiewirtschaft unter der Bezeichnung Programm "Energie 2000" bereits festgelegt. Dieses Programm ist der wichtigste Beitrag der Schweiz zur Lösung des Klimaproblems und zur Erfüllung der dazu gehörenden internationalen Verpflichtungen.

2 Kurzfristige energetische Ziele des Bundes

Die Laufzeit des Schweizerischen Programms "Energie 2000" beträgt 10 Jahre (1990 bis 2000) und die dafür bereitgestellten Bundesbeiträge 70 Mio. SFr. pro Jahr.

Hauptziel ist ein Stabilisieren der CO₂ Emission im Jahr 2000 auf den Stand von 1990. Betreffend erneuerbaren Energien ist eine zusätzliche Wärmeproduktion (d.h. zusätzlich zur bereits 1990 produzierten erneuerbaren Wärmeenergie) von 3'000 GWh im Jahr 2000 vorgesehen (das entspricht ca. 3% des Gesamtwärmebedarfes im Jahr 2000), beziehungsweise zusätzlich 300 GWh mittels erneuerbaren Energieressourcen bei der Stromproduktion (d.h. ca. 0.5 % der Gesamtstromproduktion im Jahr 2000). Daneben betreffen weitere Zielsetzungen des Programms "Energie 2000" eine Verbesserung des Wirkungsgrades bei Wasserkraft und Kernenergie, bei gleichzeitiger Dämpfung des Elektrizitätsverbrauches durch gezielte Energiesparmassnahmen

3 Zielerreichungsgrad des Programms "Energie 2000" - Beitrag Geothermie

Der geothermische Anteil beim Wärmezuwachs von 1990 bis 1995 betrug 71 GWh (2.4% der oben erwähnten 3000 GWh im Jahr 2000), wobei hier nur die Wärmeproduktion ab Bohrloch oder Tunnelportal berücksichtigt wurde - also ohne "Veredelung" durch eine Wärmepumpe. Bis zum Jahr 2000 wird mit einem prozentualen Anteil der Geothermie an der gesamten alternativen Wärmeproduktion von 6% gerechnet (170 GWh). Alle diese Daten sind in der **Figur 1: "Zielerreichungsgrad Energie 2000- Beitrag Geothermie"**, übersichtlich zusammengestellt.

Es ist erfreulich festzustellen, dass die gesteckten Ziele des Programms "Energie 2000" bis zur Halbzeit im Jahre 1995 tatsächlich erreicht wurden. Des Weiteren konnten 1995 die CO₂- Emissionen um rund eine Million Tonnen gesenkt, beziehungsweise seit Programmbeginn im Jahr 1990 ca. 2'300 neue Arbeitsplätze geschaffen werden; das entspricht 1,4 % der heutigen Arbeitslosenzahl in der Schweiz.

Als Vergleich sei hier noch der Beitrag der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen zu der insgesamt, im Jahre 1995 alternativ produzierten Wärme, aufgeführt:

Biomasse	5'115 GWh
Umweltwärme (ohne Geothermie)	580 "
Geothermie	240 "
Sonne	<u>181</u> "
TOTAL	6'116 GWh

Zur Stromproduktion wird die Geothermie bis zum Jahr 2000 noch keinen Beitrag leisten. Zur Zeit läuft aber in der Schweiz ein intensives Hot Dry Rock-Forschungsprojekt, mit dem Ziel, möglichst bald nach 2000 eine Strom- Wärme Kombi- Pilotanlage zu realisieren. Als Beispiel sei hier die EU- Prototyp-Anlage in Soultz- sous Forêts im Elsass angeführt, die bekanntlich bereits vor einiger Zeit ihren Testbetrieb aufnehmen konnte.

4 Beiträge der einzelnen Systeme zur geothermischen Wärmeproduktion

Wie aus **Figur 2:** "Beiträge der einzelnen Systeme zum Geothermieziel (Wärme)" ersichtlich, wird der weitaus grösste Beitrag zur geothermischen Wärmeproduktion von Erdwärmesonden beigesteuert.

Dieser hohe Beitrag ist an sich nicht verwunderlich, da weltweit die Schweiz pro Kopf die grösste Dichte an Erdwärmesonden aufweist. Diese Wärmenutzungs-Technologie ist des weiteren bereits seit bald 2 Jahrzehnten erprobt, wohingegen die Nutzung mittels übriger geothermischer Systeme (Energiepfähle, tiefe Erdwärmesonden, Tunnel- Geothermie, etc.) erst in jüngster Zeit begonnen hat.

Figur 3: "Tunnel mit geothermischem Potential" zeigt Eisenbahn- und Strassentunnels mit geothermisch interessanten Potentialen.

Mitte 1980 wurde grosse Hoffnung in die Nutzung von warmen Tiefenwässern (d.h. mit Hilfe von tiefen geothermischen Einzelbohrungen oder Doubletten) gesetzt, so wie es zum Beispiel im Pariser Becken praktiziert wird.

In der Schweiz unterstützt der Bund seit 1987, mittels Bereitstellung von Risiko- Garantien, die Durchführung von geothermischen Tiefbohrungen. Zu diesem Zeitpunkt wurde dafür ein Kredit von 15 Mio. Franken mit einer Laufzeit von 10 Jahren gesprochen. Bis heute gab es zwei Erfolge. Der erste in Riehen, in der Nähe von Basel, wo nun geothermische Tiefenwässer tatsächlich in einem Blockheizkraftwerk genutzt werden, sowie ein zweiter in Bassersdorf (Beheizung einer Spital- und Kuranlage).

Der Grund für die diversen Miss- und Teilerfolge ist wohl in erster Linie auf die komplizierten alpin- geologischen Tiefenstrukturen der Schweiz zurückzuführen. Selbst die Durchführung von teuren reflexionsseismischen Untersuchungen konnten diesbezüglich nur begrenzte Auskünfte über das Vorhandensein von Kluftaquiferen im tieferen Untergrund liefern. Obschon Prognosen hinsichtlich der zu erwarteten Temperaturen in der Tiefe meistens zutrafen, blieb der Wasserzufluss sehr häufig weit unter den Erwartungen. In

Figur 4: "Tiefe Geothermiebohrungen in der Schweiz (mit Risikodeckung)", finden sich nähere Angaben über das bisherige geothermische Tiefbohrprogramm.

Als ausserordentlich positiv zu beurteilen ist jedoch, dass die geothermischen Tiefbohrungen insgesamt viele neue und überaus interessante Erkenntnisse über die geologischen Tiefenstrukturen der Schweiz erbrachten.

5 Programm Geothermie: Hauptaktivitäten

Die Hauptaktivitäten auf den Gebieten der angewandten, geothermischen Forschung und praktischen Umsetzungen sind in **Figur 5**: "Programm Geothermie- Hauptaktivitäten", zusammenfassend dargestellt.

Obschon die Geothermie als Energiequelle für Heizzwecke bereits gut etabliert ist, sind in der Zukunft technisch- wirtschaftliche Verbesserungen durchaus möglich und erstrebenswert. Des weiteren ist mit dem zukünftigen Einsatz von neuen, innovativen geothermischen Nutzungstechnologien zu rechnen, also mit Wärmegegewinnungsmethoden, die sich schon heute in einem intensiven Entwicklungsstadium befinden.

Betreffend Stromproduktion stehen Prototypen von "Hot Dry Rock" (HDR)-Anlagen in den USA, in Japan und Frankreich im Probetrieb. An letzterem Projekt, das vom Bundesamt für Bildung und Wissenschaft gefördert wird, sind auch Schweizer Geothermie Experten beteiligt. 1996 ist nun auch in der Schweiz selbst ein, durch des Bundesamt für Energiewirtschaft finanziertes, HDR- Forschungsprojekt lanciert worden um die technisch- wirtschaftliche Machbarkeit einer solchen Anlage in diesem Lande zu prüfen. In diesem Sinne ist auch die Mitarbeit beim Annex III, Hot Dry Rock, der International Energy Agency (IEA) vorgesehen.

6 Das Budget 1996 des Bundesamtes für Energiewirtschaft (BEW)

Figur 6: "Das Budget 1996 des Bundesamtes für Energiewirtschaft (BEW)", verdeutlicht sowohl das gesamte Forschungs- und Umsetzungsbudget als auch die zur Förderung der Geothermie im speziellen vorgesehenen finanziellen Mittel.

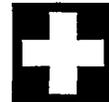
Vorausgesetzt, dass Subventionen in der oben dargestellten Grössenordnung auch in den kommenden Jahren zur Verfügung gestellt werden können, sind

folgende Tätigkeiten auf dem Gebiet der geothermischen Forschung und Umsetzung geplant:

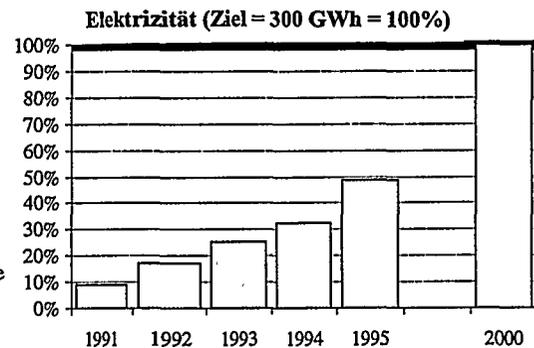
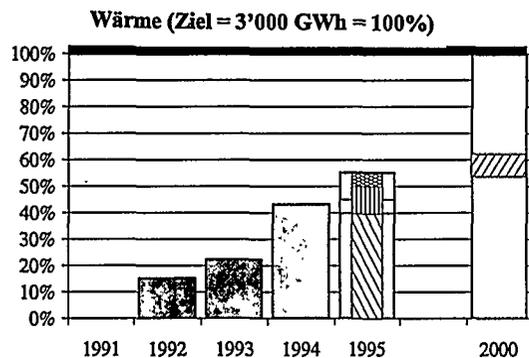
- Schwergewicht bei der Forschung stellt die Erarbeitung von mehreren Vorprojekten für Hot Dry Rock - Anlagen in der Schweiz als Basis für eine spätere Realisierung dar.
- Erstellung von mehreren Anlagen zur Nutzung von warmen Tunnelwässern aus bereits bestehenden Eisenbahn- und Strassentunnels.
- Projektidentifikation für ähnliche Nutzungen aus den zukünftigen AlpTransit Tunnels.
- Vermehrte Verwendung von bereits bestehenden, nunmehr ungenutzten Tiefbohrungen zur Installation von geschlossenen SONDENSYSTEMEN zwecks Wärmeversorgung von Siedlungen, die sich in der Nähe einer solchen Bohrung befinden.
- die Anzahl von Erdwärmesonden- Anlagen in allen Kantonen beträchtlich zu erhöhen. Diesbezüglich
- gezielte Info- Tätigkeiten, um Generalunternehmungen, Planer, Architekturbureaus und grösseren Baufirmen über die verschiedenen geothermischen Nutzungsmöglichkeiten zu orientieren bzw. die Anwendungsakzeptanz in Gemeinden und Kantonen zu erhöhen. Lobby bei Politikern, ähnlich wie bereits in Deutschland praktiziert, für eine in Zukunft verstärkte Unterstützung dieser Alternativenergie
- der Erstellung von grösseren Erdwärmesonden- Anlagen und Anlagen mit tiefen Erdwärmesonden zum Durchbruch zu verhelfen (Beheizung von grösseren Wohnblöcken, Verwaltungsgebäuden und Industrieanlagen). Tatsächlich zeigt sich in der letzten Zeit der Trend, in immer grössere Tiefen (d.h. > 500 m), bei gleichzeitiger Verbesserung und Verbilligung von Bohrmethode, vorzudringen. Das Fernziel wäre in Zukunft auf die Zuschaltung einer Wärmepumpe komplett verzichten zu können!
- Nebst Heizen findet auch das Kühlen (Klimatisierung, "free cooling") bei den Energiepfehlern ein zunehmendes Interesse. Damit kann die Wirtschaftlichkeit derartiger Anlagen oft beträchtlich gesteigert werden.

- Eine interessante Anwendung von Energiepfählen bestünde übrigens auch beim Anlegen/ Vergrössern von Flugpisten, und zwar hinsichtlich Enteisung von Pisten sowie Heizen und Kühlen von Flughafengebäuden.

Zielerreichungsgrad Energie 2000 - Beitrag Geothermie



77



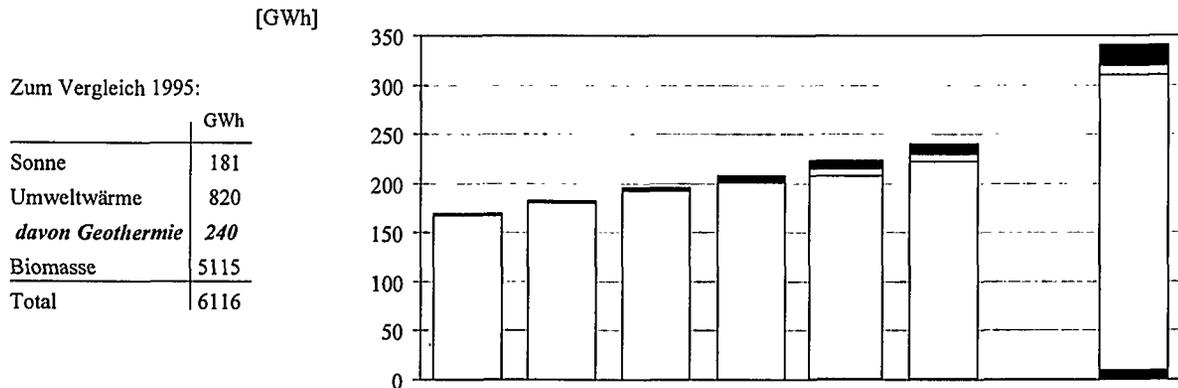
1995:
 ☒ Sonne (3.1%)
 ▨ Umweltwärme (7.9%)
 davon 2.4% Geothermie
 ☐ Biomasse (37.6%)

- Geothermie Teil Wärmezuwachs bis 1995 : **2.4 %** (71 GWh)
- ⊗ Prozentualer Anteil Geothermie bis 2000 : **ca. 6 %** (ca. 170 GWh) Wärme, 0 % Elektrizität (unter heutigen Randbedingungen)

graf0041.dat / 5.9.96

Figur 1

Beiträge der einzelnen Systeme zum Geothermieziel (Wärme)



Systeme	Jahre	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000
• Energiepfähle		0.0	0.0	0.2	0.4	0.7	1.0	10.0
• Erdwärmesonden (EWS)		167.0	181.0	192.0	200.0	207.0	222.0	300.0
• Tiefe EWS (Neubohrungen, bestehende Tiefbohrungen)		0.0	0.0		0.1	0.1	0.1	0.5
• Aquiferbohrungen		1.0	1.0	1.0	1.0	7.0	7.0	10.0
• Tunnel-Geothermie		1.0	1.0	3.0	6.0	9.0	10.0	20.0
• HDR / HWR		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total		169.0	183.0	196.2	207.5	223.8	240.1	340.5

prof 0051 dr/ / 6 9 96

Figur 2

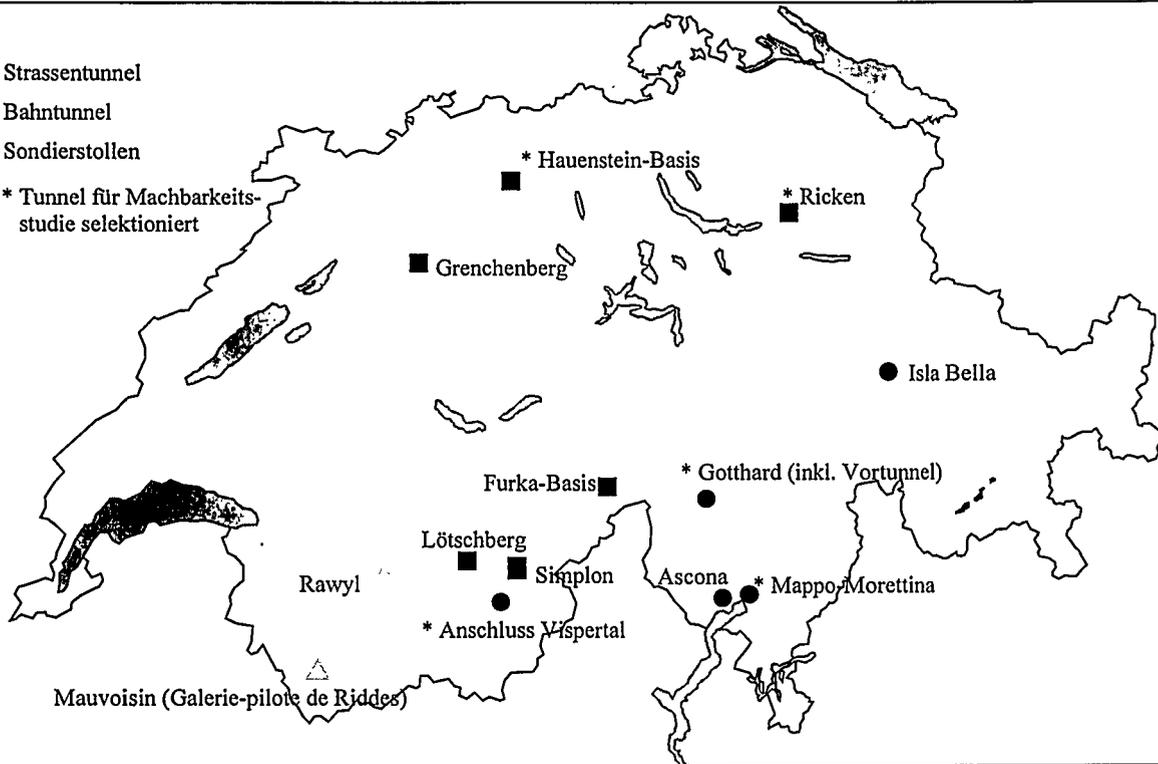
Tunnel mit geothermischem Potential



- Strassentunnel
- Bahntunnel
- △ Sondierstollen

* Tunnel für Machbarkeitsstudie selektioniert

79



geof 0071/167 96

Figur 3

Tiefe Geothermiebohrungen Schweiz (mit Risikodeckung)



OMM Obere Meeresmolasse
 USM Untere Süsswassermolasse
 UMM Untere Meeresmolasse
 UKR Untere Kreide
 OJU Obere Jura
 DOG Dogger
 TRI Trias
 OMK Oberer Muschelkalk
 CHA Chastelets-Serie

Riehen
 1547 m / 1247 m
 OMK

Bassersdorf
 553 m
 OMM

Reinach
 1793 m
 OMK

Bad Schinznach
 890 m
 OMK

Weissbad
 1648 m
 USM

Yverdon
 1500 m
 DOG

Bulle
 800 m
 UMM

Davos

Genève
 2650 m
 UKR
 OJU

Lavey
Saillon
 900 m
 TRI
 UKR
 OJU

St Moritz
 1600 m
 CHA

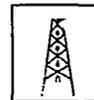
- Erfolg
- ◐ Teilerfolg
- Misserfolg
- Projekt
- ◼ Projekt abgebrochen

08

geof 0081 dat / 6.9.96

Figur 4

Programm Geothermie: Hauptaktivitäten



Stufe	Hauptaktivität	Ziel 2000	Bemerkungen
Forschung	<ul style="list-style-type: none"> • Anwendung HDR HWR-Technologie in der Schweiz (Strom + Wärme) 	<ul style="list-style-type: none"> • Machbarkeit eines Vorprojektes 	<ul style="list-style-type: none"> • Bis 2010 erste Pilotanlage • Internationale Einbindung (IEA)
Umsetzung	<ul style="list-style-type: none"> • Geothermische Energie aus Tunnels und Stollen • Risikodeckung von Geothermiebohrungen • QS für EWS (ähnlich wie für WP) • PR für Geothermie Nutzungsmethoden 	<ul style="list-style-type: none"> • 2 - 3 Projektrealisierungen • Auswertung und Bilanz • Produkte und Firmenzertifizierung • Breite Information und Förderung des Marktes 	<ul style="list-style-type: none"> • Neues Standbein • 15 Mio -Kredit 1987 -1997 • Erfolg schwierig (Kluftaquifere) • Grosser Bedarf aus Praxis • Öffentlichkeitsarbeit

81

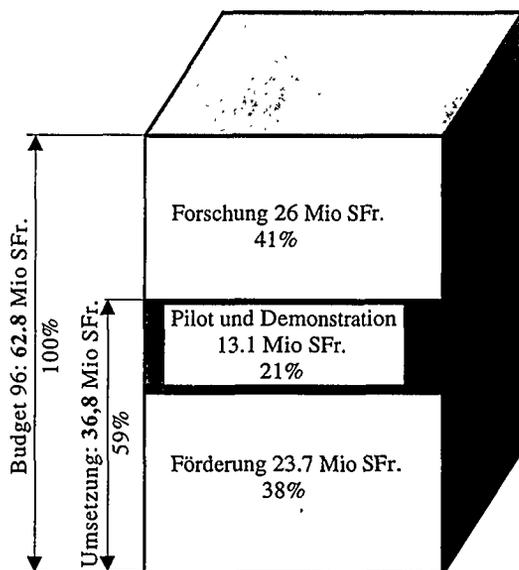
geofhki dnf 16 700

Figur 5

Das Budget 1996 des Bundesamtes für Energiewirtschaft (BEW)



Aufteilung des BEW-Budgets



Geothermie im speziellen

Forschung : 0.5 Mio SFr.

Umsetzung : 1.6 Mio SFr. (P+D 0.7, FOE 0.9)

Figur 6

Atlas der Geothermischen Ressourcen in Europa

Suzanne J. Hurter

"E"



DE010658212

Ziel des EU Projekts 'Atlas der geothermischen Ressourcen in Europa' ist eine erweiterte Neuauflage des 1988 erschienenen Atlas für die EG, Schweiz und Österreich. Es sollen vor allem die Ressourcen in den Ländern Mittel- und Osteuropas dargestellt werden und gleichzeitig die Beiträge der bisher beteiligten Staaten durch die seit 1988 neu ermittelten geothermischen Ressourcen und Reserven aktualisiert werden. Die NLFB-GGA koordiniert die Arbeit von etwa 30 beteiligten europäischen Staaten: Albanien, Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, die Niederlande, Polen, Portugal, Rumänien, Rußland, Slowenien, Slowakei, Spanien, Schweden, Schweiz, Tschechien, Ungarn, der Ukraine und Weißrußland. Die für die Laufzeit von 1.2.1994 - 31.9.1996 zur Verfügung stehenden Mittel betragen ca. 2,2 Mill. DM.

Die geothermischen Ressourcen eines Gebietes werden durch einen Satz von 4 Karten charakterisiert: (1) Tiefe, (2) Mächtigkeit, (3) Temperatur und (4) Ressourcen bzw. Reserven des Grundwasserleiters. Je nach den speziellen Gegebenheiten müssen diese Informationen noch ergänzt werden, wie etwa Information zur Salinität der Formationswässer etc. Die Ressourcenabschätzung folgt nach einer einheitlichen Vorgehensweise (siehe Hurter, et al., 1995). Auf diese Weise werden die Karten des neuen Atlas mit denen des Vorgängers vergleichbar sein. Somit stehen für ganz Europa vergleichbare Daten als Planungsgrundlage für potentielle Nutzer geothermischer Energie zur Verfügung.

Der Deutsche Beitrag besteht aus Karten für das Oberrheintal (in Zusammenarbeit mit der Universität Gießen), die rheinische Bucht (mit der RWTH Aachen) und vor allem die Ressourcen in Nordostdeutschland, die im Vorgängeratlas fehlten. Für dieses Gebiet lagen Ressourcenabschätzungen und Karten schon vor (Diener et al.). Die darin dargestellten Daten sowie Rohdaten aus Bohrungen und Kernanalysen wurden für neue Ressourcenabschätzungen entsprechend dem einheitlichen Eu-Format verwendet.

Hurter, S. J., Huenges, E., Clauser, C. and Haenel, R., 1995. Atlas of Geothermal Resources in Europe, Proc. World Geothermal Congress 95, 18-31 May, Florence, Italy, vol 1, 611-612.

Diener, I., u.a. - Geologische Grundlagen für die Geothermienutzung in Nordost-Deutschland (Kartenwerk 1:200.000) - UWG, Berlin.

„Geothermal Heat Pumps“ - der Boom der oberflächennahen Geothermie in Nordamerika

Burkhard Sanner



DE010658221

Abstract

Over the last years, the interest in and the use of ground-source heat pumps has substantially increased in North America. In a market dominated by space cooling heat pumps can show clearly their advantages. This paper describes the development in Canada and USA, gives examples of the technologies used and presents some large plants. The differences to the Central European situation are discussed. Also mentioned are the various activities in market penetration, which peaked in the foundation of the "Geothermal Heat Pump Consortium" in Washington in 1994.

Kurzfassung

In den letzten Jahren hat das Interesse an und der Einsatz von erdgekoppelten Wärmepumpen in Nordamerika stark zugenommen. In einem von der Raumkühlung dominierten Markt können Wärmepumpen ihre Vorteile voll ausspielen. Der Beitrag beschreibt die Entwicklung in Kanada und den USA, stellt Beispiele der eingesetzten Technik vor und geht auf einige Großanlagen ein. Außerdem werden die Unterschiede zu der Situation in Mitteleuropa herausgearbeitet und die verschiedenen Aktivitäten zu "Market Penetration" behandelt, die 1994 in die Gründung des "Geothermal Heat Pump Consortiums" in Washington mündeten.

Einleitung

Die Wiege der erdgekoppelten Wärmepumpe stand in den USA, wo im Oktober 1945 die erste Wärmepumpe mit einem Verdampfer aus Kupferrohren im Erdreich in Betrieb ging (SANNER, 1996a). Nach einer recht schnellen Verbreitung in den frühen 50er Jahren kam die Entwicklung aber bald zum Stillstand, da billiges Öl und billiger Strom keinen Anreiz zum Energiesparen aufkommen ließen und das Problem der Luftverschmutzung noch nicht ernst genommen wurde. Erst nach den Ölpreiskrisen 1973 und 1978 rückte die Wärmepumpe wieder stärker ins Bewußtsein. Ein Name ist mit dieser Entwicklung in den USA besonders verbunden: Prof. Jim BOSE von der Oklahoma State University in Stillwater, Ok. hat sich als unermüdlicher Forscher und Promotor für die erdgekoppelte Wärmepumpe hervorgetan. Auf ihn geht auch das erste einschlägige

Handbuch der sehr renommierten American Society of Heating, Refrigeration and Air Conditioning Engineers (ASHRAE) zurück (BOSE et al., 1985).

Einige nordamerikanische Stromversorger haben um 1980 erkannt, daß sich erdgekoppelte Wärmepumpen dazu eignen, die Probleme mit hohen Lastspitzen in den Griff zu bekommen. In Nordamerika treten Lastspitzen vor allem an heißen Sommertagen auf, wenn eine Vielzahl elektrisch betriebener Airconditioner mit Höchstleistung betrieben werden. Erdgekoppelte Wärmepumpen können unter diesen Bedingungen sehr viel effizienter arbeiten, da die Temperatur im Erdreich oder Grundwasser viel niedriger als die Außenlufttemperatur ist und damit die Verflüssigungstemperatur niedriger liegt. So kann bei gleicher Kälteleistung ein Kompressor mit geringerer Stromaufnahme verwendet werden. Ein weiterer Vorteil für die Stromversorger ist natürlich, daß sie nun auch im Winter Strom verkaufen können, ohne die extremen Lastspitzen durch elektrische Widerstandsheizungen (in den USA nicht selten!) an kalten Wintertagen befürchten zu müssen, und so ein weiteres Stück des Marktes von Öl- und Gaslieferanten übernehmen können. Stromversorger haben daher aktiv den Bau erdgekoppelter Wärmepumpen unterstützt, sei es durch Zuschüsse, günstige Tarife oder Installationshilfen wie das "Manual of acceptable practices for installation of residential earth-coupled heat pump systems", das Niagara Mohawk Power Corp. und Rochester Gas and Electric Corp. 1986 gemeinsam mit der New York State Energy R&D Authority herausgaben.

In Nordamerika laufen solche Aktivitäten unter der Bezeichnung "demand side management". Dabei wird durch vielfältige Maßnahmen, von denen die Unterstützung erdgekoppelter Wärmepumpen nur eine ist, versucht, das Kundenverhalten für einen optimalen Kraftwerksbetrieb zu beeinflussen. Schon bald zeigte sich Erfolg; so konnte ein Mitarbeiter von Niagara Mohawk Power Corp. dem Autor bei einem USA-Besuch 1986 mitteilen, daß der Bau eines neuen, ölgefeuerten Spitzenlastkraftwerkes verschoben wurde, da die Lastspitzen reduziert worden waren. Auch in Deutschland haben die Stromversorger seit längerem die Vorteile von "demand side management" erkannt, was sich z.B. durch günstige Tarife bei in Spitzenzeiten ferngesteuert abschaltbaren erdgekoppelten Wärmepumpen zeigt. Optimaler Betrieb auf Hersteller- wie Nutzerseite nützt letztlich allen: dem Stromversorger, den Stromkunden, und der Umwelt.

Frühe Maßnahmen in den USA, die bis heute erfolgreich sind, waren z.B. "energy lots", Bauplätze, an denen ein Erdwärmekollektor oder Erdwärmesonden bereits bei der Erschließung erstellt und mit dem Grundstück verkauft wurden. Auch ganze Wohnhaussiedlungen, die in den USA i.d.R. durch Privatunternehmen erschlossen werden, wurden mit erdgekoppelten Wärmepumpen ausgestattet, wie z.B. das in Abb. 1 gezeigte Wohngebiet Walden Pond in Carmel, Indiana. Seit 1984 wurde diese erste "geothermal subdivision" mit 126 Häusern aufgebaut, mehr als 30 weitere Baugebiete in Indiana sind inzwischen hinzugekommen (IGSHPA, o.J.a).



Abb. 1: Baugebiet Walden Pond, Carmel IN, während des Aufbaus (aus IGSHPA, o.J.a)

Die Internationale Energie-Agentur (IEA) hat durch zwei Workshops 1986 in Albany NY in den USA (IEA-HPC, 1987) und 1991 in Montreal, Kanada (IEA-HPC, 1991) zur technischen und wirtschaftlichen Weiterentwicklung beigetragen. Seit über 10 Jahren gibt es die International Ground Source Heat Pump Association IGSHPA, die auf Initiative von Jim Bose gegründet wurde und ihren Sitz in Stillwater, Oklahoma, hat. "International" bezieht sich hierbei vor allem auf USA und Kanada. Die IGSHPA gibt eine Zeitschrift heraus, "The Source", und führt regelmäßige Tagungen durch. Seit 1994 gibt es das Geothermal Heat Pump Consortium, das weiter unten beschrieben wird. Hier werden viele Aktivitäten gebündelt; wichtig ist, daß die einzelnen Organisationen sich nicht konkurrieren, sondern ergänzen und kooperieren. Zu nennen wären noch folgende Einrichtungen, die überwiegend der Forschung dienen:

- Geo-Heat Center, Klamath Falls, Oregon, USA
- Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, Kalifornien, USA
- CANMET, Varennes, Quebec, Kanada

Die Gasversorgungsunternehmen haben die Bedeutung des Wärmepumpenmarktes inzwischen ebenfalls erkannt und haben über das Gas Research Institute (GRI) die Entwicklung von Gasmotor-Wärmepumpen gefördert (MYERS et al., 1993). Das inzwischen auf dem Markt befindliche Produkt, eine Luft-Luft-Wärmepumpe der Firma York, ist aber zumindest vorläufig noch nicht als erdgekoppelte Wärmepumpe vorgesehen.

Moderne Methoden erdgekoppelter Wärmepumpen

In Nordamerika werden grundsätzlich zwei Arten erdgekoppelter Wärmepumpen unterschieden: Open Loop Systems und Closed Loop Systems. Open Loop bedeutet, daß der Kreislauf auf der Erdseite offen ist, also das Grundwasser direkt zur Anlage im Gebäude gebracht wird. Hierzu gehören Anlagen mit Grundwasserbrunnen oder auch mit Nutzung von Grubenwässern. Closed Loop dagegen bedeutet, daß ein geschlossener Wärmetauscher in den Untergrund eingebracht wird. In diesem Wärmetauscher kann dann ein geeignetes Medium zirkulieren, wobei hier noch ein Unterschied zwischen flüssigen Wärmeträgermedien (brine systems, binary systems) oder Direktverdampfung (direct expansion) zu machen ist. Zu Closed Loops gehören Erdwärmekollektoren, Erdwärmesonden, aber auch Rohrschlangen auf dem Grund eines Teiches. Wenn von Water Loop Heat Pumps die Rede ist, dann sind damit Ringleitungen mit Wasser im Gebäude gemeint, an die einzelne kleinere Wärmepumpen angeschlossen sind (TRICK, 1996). Solche Anlagen können mit dem Erdreich verbunden sein, müssen dies jedoch nicht.

Open Loop Systems

Hierzu gehören alle Anlagen, bei denen Grundwasser zur Wärmepumpe gefördert wird. Im einfachsten Fall ist es ein einzelner Förderbrunnen; das Wasser wird nach thermischem Gebrauch in die Kanalisation, in den Vorfluter oder einfach ins Gelände geleitet. Der Verfasser konnte in New Jersey eine Anlage sehen, bei der im Sommer das im Wärmepumpen-Kühlbetrieb erwärmte Grundwasser in den Rasensprenger weitergeleitet wurde. Immer, wenn Kühlanforderung im Haus herrscht, wird Wasser abgepumpt und anschließend der Rasen bewässert, ohne daß zusätzliche Kosten auftreten. Aus wasserrechtlichen Gründen dürfte sich ein solches Vorgehen in Deutschland verbieten. Auch Anlagen mit Förder- und Schluckbrunnen sind in den USA anzutreffen.

Die thermische Verwendung von Wasser aus stillgelegten Grubenbauen wird an einigen Stellen betrieben. Vorreiter war hier die kanadische Stadt Springhill, die einen "Geothermal Industrial Park" auf ihren alten Steinkohlebergwerken errichtete (SANNER, 1993). Aber auch an anderen Stellen in Kanada und den USA wird inzwischen Grubenwasser genutzt, so in Pennsylvania und Missouri. Über die thermische Nutzung von Wasser aus Tunneln ist dem Autor noch nichts bekannt.

Closed Loop Systems

Dieser Begriff erfaßt alle Anlagen mit Erdreichwärmetauschern im weiteren Sinne. Bei ausreichender Fläche werden Kunststoffrohre (bei Direktverdampfung Kupferrohre) in Gräben verlegt. Dazu kommen häufig Grabenfräsen oder Vibrationspflüge zum Einsatz (Abb. 2). Ein bis vier Rohre werden pro Graben verlegt; eine speziell entwickelte Grabenfräse kann drei Rohre in verschiedenen Tiefen gleichzeitig verlegen. Neben geraden Rohren werden auch spiralförmige Erdreichwärmetauscher eingebaut, wie die "Slinky Coils" oder die

"Svec Spirals" (Abb. 3). „Slinky Coils“ bedeutet, daß ein noch vom Versand her aufgerolltes PE-Rohr in einen breiten Graben gelegt und seitlich auseinandergezogen wird, oder in gleicher Weise vertikal in einen schmalen, schlitzartigen Graben einer Grabenfräse eingelegt wird. „Svec Spirals“ werden im Werk auf eine Walze extrudiert, so daß sie in Art einer Spiralfeder zusammenliegen und in einem Graben einfach auseinandergezogen werden können. Gemeinsam ist den beiden letztgenannten Methoden, daß dadurch eine größere Wärmetauscher-Oberfläche pro Grabenmeter erzielt wird und sich kompaktere Anlagen bauen lassen. Bei den in Nordamerika üblichen Anlagen zum Heizen und Kühlen ist dies sinnvoll, für Anlagen im reinen Heizbetrieb jedoch nur eingeschränkt zu übernehmen (die Erdreichtemperaturen müssen sich auf natürliche Weise wieder regenerieren können).

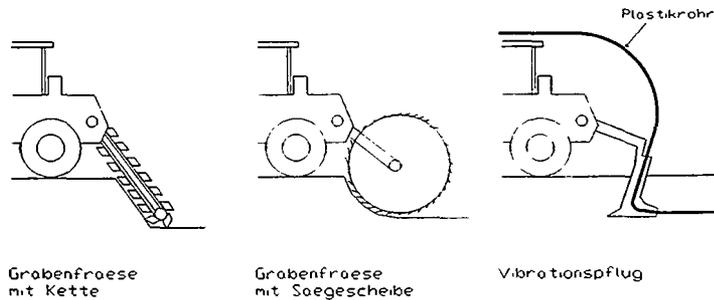


Abb. 2: Verschiedene Varianten der Rohrverlegung in Gräben

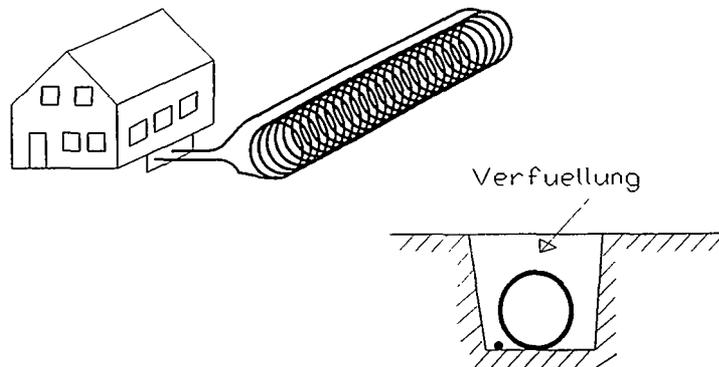


Abb. 3: Schema des horizontalen SVEC-Kollektors

Vertikale Erdreichwärmetauscher sind ebenfalls verbreitet. Erdwärmesonden werden überwiegend als einfache U-Sonden aus Kunststoff (PE, PP oder PB)

gefertigt. Bei den nordamerikanischen Verhältnissen sind Einfach-U-Rohre ausreichend, da nicht jedes Zehntel Kelvin an Wärmequellentemperatur herausgeholt werden muß; der Betrieb zum Heizen und Kühlen sorgt meist für ausreichende Temperaturreerven. In Kanada ist in jüngster Zeit allerdings auch das Interesse an Doppel-U-Sonden erwacht, um bei den extremen Wintern die Sondenleistung zu verbessern.

Neben den klassischen Erdwärmesonden wurden auch einige „geothermal wells“ (Erdwärmesonden-Brunnen) ausgeführt, z.B. für ein Hotel in Albany NY (s.u.). Sie ähneln dem in der Schweiz eingesetzten „Geohill“-System, bei dem Wasser aus einem im Brunnenzentrum stehenden Steigrohr abgepumpt und nach thermischer Nutzung im Ringraum wieder versickert wird, haben jedoch Tiefen bis etwa 500 m.

Nach der hiesigen Definition nicht der Geothermie zuzurechnen, in den USA jedoch mit darunter gefaßt werden Anlagen mit Rohrschlangen, die auf dem Boden von Teichen liegen und das Wasser als Wärmequelle / -senke nutzen.

In Nordamerika ist es zu einigen durch ihre schiere Größe beeindruckenden Anlagen mit erdgekoppelten Wärmepumpen gekommen. Das größte Feld von Erdwärmesonden an einem einzigen Standort wurde 1996 auf dem Armeestützpunkt Fort Polk in Louisiana fertiggestellt: Für 4003 Wohnhäuser von Armeeingehörigen wurden jeweils eine Wärmepumpe und zwei Erdwärmesonden vorgesehen. Somit sind 8006 Bohrungen von je 125 m Tiefe, d.h. über eine Million Bohrmeter, auf diesem Gelände ausgeführt worden. Das ganze Projekt betraf den Ersatz bestehender Air Conditioner in den Häusern und wurde durch den lokalen Stromversorger in der Form eines Energy-Contracting ausgeführt. Die US Army hatte somit keine Kosten, und die Betriebskosteneinsparungen durch die neue Technik teilen sich Stromversorger und Army.

Die größte Einzelanlage beheizt den Hotel- und Bürokomplex Galt House East in Louisville, Kentucky (PINCKLEY, 1995). Bis zu 16.000 kW thermischer Energie können durch die an einer gemeinsamen Ringleitung befindlichen Wärmepumpen insgesamt bereitgestellt werden. Die Ringleitung ist mit einem Wasserreservoir und Grundwasserbrunnen verbunden, genutztes Wasser wird in den naheliegenden Fluß geleitet. Die größte einzelne Erdwärmesondenanlage heizt und kühlt das Richard Stockton College in New Jersey (SANNER & STILES, 1995).

Erdgekoppelte Wärmepumpen in Schulen

Über 200 Schulen in USA und Kanada sind mit erdgekoppelten Wärmepumpen ausgerüstet. Dabei kommen verschiedene Verfahren zum Einsatz, zum Teil auch in der gleichen Schule; so werden in den Berlin Township Schools in West Berlin, New Jersey, die Wärmepumpen in einem Altbau mit Erdwärmesonden und diejenigen in einem neuen Gebäudeflügel über Grundwasserbrunnen versorgt. SVEC et al. (1994) schreiben über den Vergleich einiger Schulen

mit Erdwärmesondenanlagen in der Region Toronto mit einer Anlage mit horizontalen Spiralkollektoren. Der Verfasser konnte 1995 die Baustelle der Copper Hill School im Nordwesten New Jerseys besuchen, wo Erdwärmesonden als Einzelanlage für die eingeschossigen Klassenräume und als zentrales Erdwärmesondenfeld für die Gemeinschaftseinrichtungen installiert wurden (SANNER, 1996b). Einen Eindruck von der Verteilung der Schulen gibt Abb. 4.

A Growing Trend

Many schools in the United States and Canada have already made the decision to install a Geothermal Heat Pump System. In fact there are over 200 GHPs currently operating in schools. These schools are represented by the dots on the map.

Clearly Geothermal Heat Pumps are a growing trend as their proven efficiency and benefits become more widely recognized. Schools are especially suited to reap the benefits of a GHP, and school systems across the continent are quickly realizing the savings possible from utilizing the earth to heat and cool their buildings. Your school could become one of the growing number benefiting from Geothermal Heat Pumps.

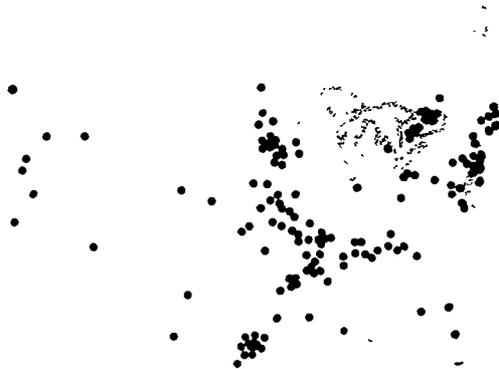


Abb. 4: Verteilung von erdgekoppelten Wärmepumpenanlagen in Schulen in USA und Kanada, aus IGSHPA (o.J.b)

Das Geothermal Heat Pump Consortium

Um erdgekoppelte Wärmepumpe, die regional bereits eine große Bedeutung erlangt hatten, in den ganzen Vereinigten Staaten zu einer Standardvariante für Heiz- und Kühlsysteme zu machen, gründeten 1994 das Energieministerium der USA (Department of Energy, DOE), das US-Umweltbundesamt (Environmental Protection Agency, EPA) und eine Gruppe von Stromversorgern das Geothermal Heat Pump Consortium (GHPC), das in der Rechtsform etwa einer GmbH (Inc.) entspricht. Das GHPC residiert im Gebäude des Edison Electric Institute in Washingtons Pennsylvania Avenue, nahe an den Machtzentren wie

Kongreß und Ministerien. Dies allein deutet schon auf eine seiner Hauptaufgaben hin, nämlich die Schaffung eines geeigneten Umfeldes für die verstärkte Nutzung erdgekoppelter Wärmepumpen.

Mit einem Budget von etwa 100 Mio. \$ für fünf Jahre hat das GHPC die Führungsrolle in „National Earth Comfort Programme“. Dieser Titel ist bewußt doppeldeutig, signalisiert er doch Komfort durch Erdwärme ebenso wie Komfort (oder Wohlergehen) für die Erde. Die EPA hat sich schließlich daran beteiligt, weil ein erhebliches Potential zur Emissionsreduktion gesehen wird. Das Programm hat zum Ziel, bis zum Jahr 2000 die Anzahl der jährlich erstellten erdgekoppelten Wärmepumpen auf 400.000 zu steigern und damit die Emission von 1,5 Mio. Tonnen Treibhausgasen zu verhindern.

Drei Teilbereiche sind ausgewiesen, dieses anspruchsvolle Ziel zu erreichen:

- First Cost Competitiveness (Wettbewerbsfähigkeit in Investitionskosten)
 - Infrastructure Strengthening (Stärkung der nötigen Infrastruktur)
 - Technology Confidence Building (Aufbau des Vertrauens in die Technologie)
- Dem ersten Ziel dient vor allem die technische Entwicklung, die durch FuE-Aufträge vorangetrieben wird. Neue Installationsverfahren, eine Verfüllmaterial mit 1,5 W/m/K statt wie bisher etwa 0,6-0,8 W/m/K Wärmeleitfähigkeit (GHPC, 1996a), und viele andere Ergebnisse liegen bereits in der kurzen Zeit vor. Auf dem Sektor Infrastruktur wurden, in Zusammenarbeit mit regionalen Stromversorgern, 6 regionale Trainingszentren von Kalifornien bis in den Nordosten eingerichtet, das jüngste in Johnstown, Pennsylvania (GHPC, 1996b). Diese Zentren führen Kurse (mit Zertifikat) für Anlagenbauer, Bohrunternehmen etc. durch und sind Anlaufstellen bei Problemen. Das dritte Ziel, Vertrauen, wird über umfangreiche PR-Aktivitäten wie Informationsmaterial, Ausstellungen, Publikationen, Teleconferences etc. erreicht. Die Teleconferences, basierend auf einem vor etwa 10 Jahren durch Jim BOSE eingeführten Konzept, bieten aktuelle Informationen, Diskussionen und auch Fragemöglichkeiten; Stromversorger, Behörden, Schulen u.a. können diese über Satellit ausgestrahlten Sendungen empfangen und als lokales Informationsangebot nutzen.

Das regelmäßige Publikationsorgan des GHPC ist das „Earth Comfort Update“ (zweimonatlich). Es werden Neuentwicklungen vorgestellt, Berichte aus den einzelnen Teilbereichen gegeben, und politische Stimmung gemacht (Abb. 5). Eine erste größere Tagung des GHPC war die „Geothermal Heat Pump Conference“ im August 1995 in Stockton College, New Jersey. Natürlich ist das GHPC auch im Internet präsent, wo es unter <http://www.ghpc.org> zu finden ist (SANNER & ABBAS, 1996).

In jüngster Zeit sucht das GHPC nach einem neuen Namen (Paul LIEPE, pers. Mitt.). „Geothermal“ war gewählt worden, um von der weniger verständlichen oder weniger attraktiven Bezeichnung „Ground Source“ wegzukommen. Doch hat sich gezeigt, daß beim Publikum dadurch Mißverständnisse entstehen und sogar Ängste geweckt werden können. Allerdings ist ein neuer, schlagkräftiger und doch korrekter Name noch nicht in Sicht, und so wird es bei Neukunden noch länger heißen: „We go geothermal!“



Earth Comfort Update

The Geothermal Heat Pump Consortium National Information Resource Center Newsletter

June/July 1996
Volume 2, Issue 4

Representative Lincoln Touts Geothermal System



"After learning more about these systems, I was never reluctant, having always been curious, I wanted to have one for my home."

- Rep. Blanche Lincoln (D-AR)

Representative Blanche Lincoln (D-AR), has enjoyed the benefits of a geothermal heating and cooling system for almost a year. In August, 1995, the congresswoman and her husband, Dr. Steve Lincoln, decided on a geothermal system for their new home which sits by Horseshoe Lake in Hughes, AR.

"To know that the temperature of the earth can be used to heat and cool a home is fascinating, and it just makes good common sense," said Rep. Lincoln. "I am very interested in the process of utilizing the earth as an energy resource."

She first heard about geothermal systems by traveling through her Congressional district. There, she toured Hydro-Temp Corporation in Pochahontas, AR. Hydro-Temp manufactures geothermal heat pumps.

The Lincoln's Geothermal Home

The Lincoln's home utilizes a closed loop system in the nearby lake. "The loop is located in seven feet of water," said Steve Hudson of Hydro-Temp. "The system utilized 1500 feet of 3/4 inch polyethylene pipe."

The system is also equipped with an electrostatic filter, which provides for better air quality. "We like to keep the house as fresh as possible," she said. According to Steve Hudson, the average disposable air filter captures 25% of the air particulates. An electrostatic filter captures 90% of air particulates.

Why did the Lincoln's opt for geothermal? "My husband and I are very energy efficiency conscious, so when we learned of the efficiency of a geothermal system, it was the right choice for us," she said. "After learning more

Inside This Issue

FG&E Awarded GHPC Grant	Pg. 2
Norwest Bank's Geothermal Mortgage	
Geothermal News Across the U.S.	Pg. 3
GHPC Announces New RTCs	Pg. 4
GHPC's NIRC: ASK GHPC	Pg. 6
NGWA Expo Special Exhibit Rate	
New Technology Corner - Grout	Pg. 7
New Thermal Conductivity Test	

Abb. 5: Titelseite der GHPC-Zeitschrift „Earth Comfort Update“ vom Juni/ Juli 1996, mit einem Bericht über Blanche Lincoln, ein Mitglied des US-Repräsentantenhauses, die eine erdgekoppelte Wärmepumpe in ihr Privathaus hat einbauen lassen.

Auswahl von Fallstudien des Geothermal Heat Pump Consortium

Beispielhaft sind nachfolgend einige der Fallstudien des GHPC kurzgefaßt wiedergegeben. Die jeweils aktuelle Liste der Anlagen ist im Internet unter

<http://www.ghpc.org/csdir.htm> zu finden, von wo aus auch die einzelnen Fallstudien abgerufen werden können.

Schulen im Austin Independent School District

In diesem Schulbezirk sind bereits 30 von insgesamt 100 Schulen auf erdgekoppelte Wärmepumpen umgerüstet, 24 weitere in verschiedenen Stadien des Umbaus. Typischerweise besitzt jeder Klassenraum eine eigene erdgekoppelte Wärmepumpe mit drei je 86 m tiefen Erdwärmesonden. Die Menchaccu Elementary School wird bereits seit 1985 ununterbrochen mit einer erdgekoppelten Wärmepumpe geheizt und gekühlt. Für den Direktor des Baumanagements des Schuldistrikts, Curtis SHAW, war die Umstellung auf erdgekoppelte Wärmepumpen erfolgreich: "Overall our experience with these systems has been very good, despite the fact that we've had some site specific problems associated with extended operating hours, summer use and geological conditions"

Probleme traten anfangs gelegentlich in den heißen Sommern mit zu hohen Temperaturen im Erdwärmesondenkreislauf auf, was bei dem überwiegend Kühlung erfordernden Klima in Texas zu erwarten ist. Inzwischen sind die Anlagen jedoch so ausgelegt, daß sie auch unter diesen Bedingungen korrekt arbeiten. Die Installationskosten belaufen sich auf etwa 850 \$ pro kW installierte Kühlleistung. Tab. 1 führt vier Beispiele aus dem Austin Independent School District auf. Diese Schulen sind sehr unterschiedlich, von der bereits vor 1900 gebauten Pease Elementary School im Zentrum von Austin bis zur neugebauten Bailey Middle School.

Tab. 1: Daten einiger Schulen des Austin Independent School District, Texas

Schule	Fläche	Schüler	Leistung (Kühlen)	spezifische Jahresarbeit	Bauj. WP
Pease Elementary	3640 m ²	300	320 kW	89 kWh/m ² /a	1994
Brooke Elementary	4790 m ²	350	530 kW	103 kWh/m ² /a	1993
Govalle Elementary	8300 m ²	630	815 kW	91 kWh/m ² /a	1994
Bailey Middle	18580 m ²	1610	1810 kW	n.a.	1992

Great Bridge Middle School South, Chesapeake, Virginia

Diese Schule wurde bereits 1955 gebaut und später mehrfach erweitert. Sie hat zur Zeit etwa 1700 Schüler und 112.000 sqft (10.400 m²) Grundfläche. 1995 wurde die bestehende Heizung umgerüstet; Wärmepumpen mit insge-

* Insgesamt sind unsere Erfahrungen mit diesen Systemen sehr gut, obwohl wir einige anlagen-spezifische Probleme mit verlängerter Betriebszeit, Nutzung im Sommer und geologischen Gegebenheiten hatten (Anm. d. Verf.: Im Sommer sind die Schulen in den USA üblicherweise für drei Monate geschlossen).

samt 1600 kW Kühlleistung heizen und kühlen jetzt das Gebäude und werden von 464 Erdwärmesonden mit je 50 m Tiefe versorgt. Der Schulleiter, Cliff RANDOLPH, sagt: "The many benefits of the retrofitted GHP system are already recognized, the GHP is very quite and provides good temperature control... the GHP system is the best that I have come across"*. Die zusätzlichen Kosten für das Wärmepumpensystem betragen 240.000 \$, die projektierten jährlichen Einsparungen 41.500 \$.

Holiday Inn Express, Albany NY

Dieses 126-Zimmer-Hotel, mit Hallenbad und großem Saal, wurde 1995 gebaut und nach hohen Dämmstandards geplant. Fünf Brunnen ähnlich dem schweizerischen Geohill-System, mit je 460 m Tiefe, versorgen 126 Wärmepumpen in den Hotelräumen, sechs Wärmepumpen für Verwaltung und Saal, und zwei Wärmepumpen zur Erwärmung des Schwimmbadwassers. Das Wasser wird am Fuß der Brunnen durch ein Innenrohr abgepumpt und am Kopf der Brunnen durch den Ringraum wieder versickert; hierzu ist je Brunnen eine 3,6-kW-Pumpe eingebaut. Insgesamt leistet die Anlage 445 kW und kostete 178.000 \$. Unter Einberechnung eines Zuschusses des Energieversorgers Niagara Mohawk von 28.000 \$ ergibt sich bei jährlichen Energiekosteneinsparungen von 38.000 \$ eine Amortisationszeit von nur 3,8 Jahren.

Beaumont at Bryn Mawr, Bryn Mawr, Pennsylvania

Dieses exklusive Altersheim hat 132 Apartments und 68 "Villas", dazu 22 Betten im Pflege und 28 Betten im Krankenpflegetrakt. Der zentrale Trakt wird über 58 Erdwärmesonden von je 150 m Tiefe versorgt, die einzelnen Apartments und Villas über einzelne Gruppen von 1-3 Erdwärmesonden von 150-200 m Tiefe. Die Anlage kostete 3.500.000 \$ und ging im November 1987 in Betrieb.

Haus mit privatem Kinderhort im Nordwesten Ohios

In einem Wohnhausneubau wurden die Räumlichkeiten für einen privaten Kinderhort vorgesehen. Das Gebäude hat ein Fläche von 195 m², und eine 10,5-kW-Wärmepumpe ist mit 460 m Rohrleitung in einem Graben verbunden. Die Eltern der betreuten Kinder sind mit dem gleichmäßigen Klima im Hort sehr zufrieden: "I like the fact that my child is being cared for in an atmosphere that is healthy for her and the earth"**, sagte eine Mutter.

* Die vielen Vorteile des nachgerüsteten erdgekoppelten Wärmepumpensystems sind schon erkannt, die erdgekoppelte Wärmepumpe ist sehr leise und erlaubt gute Temperatureinstellung... das erdgekoppelte Wärmepumpensystem ist das beste, dem ich begegnet bin. (GHP = Geothermal Heat Pump)

** Ich mag die Tatsache, daß meine Tochter in einer Atmosphäre betreut wird, die gesund für sie und die Erde ist.

Braun's Bicycle Store, Kitchener Ontario (Kanada)

Dieses Fahrradgeschäft mit Verkaufs- und Ausstellungsraum, Werkstatt und Büros hat 7200 sqft (670 m²) Grundfläche und zusätzlich eine Galerie im Ausstellungsraum. Zwei Wärmepumpen mit zusammen ca. 35 kW Leistung besorgen die Kühlung und Heizung, für die Werkstatt ist eine zusätzlich Heizung während der Arbeitsstunden in Betrieb. Jede Wärmepumpe wird von 5 Erdwärmesonden mit je 41 m Tiefe versorgt. Die Investitionskosten betragen 40.800 \$, die jährlichen Energiekosteneinsparungen etwa 8000 \$.

Phillips 66

Ein zukunftsweisendes Einsatzkonzept für erdgekoppelte Wärmepumpen hat die US-amerikanische Tankstellenkette "Phillips 66" eingeführt. Als Vorbild einer ganzen Serie gleicher Tankstellengebäude wurde eine Tankstelle in Prairie Village, Kansas, mit Erdwärmesonden ausgestattet. Wie auch in Deutschland haben sich die Tankstellen in den USA zu Servicebetrieben gewandelt, die neben dem Kraftstoffgeschäft einen großen Teil des Umsatzes aus Autowaschanlage, Getränke- und Lebensmittelverkauf erzielen.

10 jeweils 100 m lange Erdwärmesonden aus HD-PE (Phillips Driscopipe, aus dem gleichen Mineralölkonzern) dienen als Wärmequelle für eine 27-kW-Wärmepumpe. Diese versorgt den Verkaufsraum und die Waschanlage mit Wärme, bereitet Warmwasser für die Autowäsche, und dient über Rohrschlangen im Asphalt zum Eisfreihalten des Zapfsäulenbereichs und der Ein- und Ausfahrt der Waschanlage. Im Sommer wird der Verkaufsraum gekühlt. Die Kühl- und Tiefkühlregale im Verkaufsraum werden mit separaten Kältemaschinen von insgesamt 14 kW Kälteleistung versorgt, wie auch der für amerikanische Tankstellen unverzichtbare "Icemaker" (Eiswürfelhersteller). Diese Kältemaschinen geben ihre Verflüssigerwärme ebenfalls an den Erdwärmesondenkreislauf ab. Das System integriert also alle Wärme-/Kälteanlagen der Tankstelle in einer einzigen Erdwärmesondenanlage.

Vorteile sind der geringe Platzbedarf (die Wärmepumpe und die Kältemaschinen befinden sich in der abgehängten Decke des Verkaufsraumes), das Fehlen von Außenanlagen wie Verdampfern oder Verflüssigern mit Ventilatoren (wodurch auch die Vandalismusgefährdung sinkt), und ein sparsamerer Energieverbrauch. So konnten wegen der niedrigeren Temperatur im Erdwärmesondenkreislauf gegenüber der sommerlichen Außenluft Kompressoren mit geringerer Stromaufnahme für die Verkaufsregale verwendet werden; für das Kühlregal sind 2,2 kW statt 3,6 kW Anschlußleistung und für die Tiefkühltruhe 0,7 kW statt 2,2 kW erforderlich.

Obwohl das System 25-35.000 \$ teurer ist als herkömmliche Technik, wird es sich in etwa zwei Jahren amortisieren. Dabei sind neben Stromeinsparungen auch geringer Wasserrechnungen zu erwarten. In Prairie Village liegen allein die reduzierten Stromkosten bei 9.600 \$ pro Jahr gegenüber einer konventionell ausgerüsteten Tankstelle auf der anderen Seite der Stadt. Auch ohne Zu-

satzheizung ist der Verkaufsraum bei extremen Temperaturen noch warm, wie Joe BROWN, der Supervisor der Einzelhandelsaktivitäten bei Phillips 66 sagt: "When the temperature in Kansas City dropped below -30 °F, the Prairie Village station was the only warm store in town..." Phillips 66 wird die Technik als "new design standard for all their company-owned service stations" ** einführen. Noch 1995 wurden weitere Anlagen in Dallas, Tx., Oklahoma City, Ok., Denver, Co., und zwei in Amarillo, Tx. gebaut.

Schlußwort

In Tab. 2 sind typische Anlagen aus vielen Regionen Nordamerikas aufgelistet. Die Tabelle kann einen Eindruck von den verwendeten Auslegungen und von der Vielfalt der Anwendungen geben.

Eine Entwicklung wie in Nordamerika kann in Mitteleuropa in dieser Form nicht erwartet werden. Zu unterschiedlich sind die Gewohnheiten im Heizungsbau; im Wohnhausbereich ist Raumkühlung bislang nicht üblich. Auch ist die einfache Umschaltung von Heizen auf Kühlen, wie sie Luft als Wärme-/Kälte-träger erlaubt, bei den hier üblichen Warmwasserheizungen nicht möglich. Einen Ansatzpunkt bieten allerdings Versuche mit Kühlung z.B. über die Fußbodenheizung (VDI-N, 1996). In gewerblichen Räumen, Büros, Veranstaltungssälen etc. sind die Techniken beider Kontinente jedoch nicht so weit auseinander.

Auch wenn ein Boom erdgekoppelter Wärmepumpen in Mitteleuropa sicher nicht bevorsteht, läßt sich aus dem nordamerikanischen Beispiel lernen. Einer konzertierten Aktion von Stromversorgern, Regierungsstellen, Wärmepumpenherstellern/Anlagenbauern und der Forschung ist es gelungen, erdgekoppelte Wärmepumpen in Nordamerika bekannt zu machen und tatsächlich als eine selbstverständliche Variante in der Wärme-/Kälteversorgung zu etablieren. Richtlinien, Normen, regionale Schulungszentren, Zertifizierung, Handbücher, fundiertes Werbematerial etc. sind dabei die wichtigsten Hilfsmittel. Durch eine solche gemeinsame Aktion über mehrere Jahre, ausgestattet mit ausreichenden Mitteln, müßte sogar in Deutschland ein Anschub für einen langfristigen, erfolgreichen Markt erdgekoppelter Wärmepumpen zu erreichen sein.

Literatur

BOSE, J.E., PARKER, J.D. & MCQUISTON, F.C. (1985): Design/Data Manual for closed-loop ground-coupled heat pump systems. - ASHRAE, Atlanta

GHPC (1996a): Thermal Grout 85. - Earth Comfort Update 2/4, S. 7, Washington

* Als die Temperatur in Kansas City unter -35 °C fiel, war die Tankstelle in Prairie Village das einzige warme Geschäft im Ort...

** neuer Entwurfsstandard für alle firmeneigenen Tankstellen

Tab. 2: Fallbeispiele (in der Mehrzahl aus den Internet-Seiten des Geothermal Heat Pump Consortium, ergänzt mit einigen in der Literatur dokumentierten Anlagen) –

Name	Ort	Heizleistung (kW)	Fläche (m ²)	Anzahl Bg.	Länge Bg. (m)
<u>Schulen/Colleges</u>					
Richard Stockton Coll.	Pomona NJ, USA	5200	33440	400	130
Great Bridge Mid. Sch.	Chesapeake VA, USA	1600	10400	464	50
Barnegat Middle School	Barnegat NJ, USA	1400	6800	107	160
Maywood Element. Sch.	Hammond IN, USA	890	8300	244	44
Schuyler Element. Sch.	Queen City MO, USA	520	5100	72	50
Central Valley School	Buxton ND, USA	440	n.a.	120	64
Salem Element. School	Salem AR, USA	320	3900	4500 m horiz.	Rohre
Berlin Township School	West Berlin NJ, USA	970	n.a.	Erdwärmes., Brunnen*	
St. Nicolas Elem. Sch.	Newmarket Ont, Kanada	930	4610	132 horiz.	SVEC-Koll.
Lake City High School	Couer d'Alene ID, USA	1800	17200	Brunnen	
Westwood Comm. Sch.	Sloan IO, USA	n.a.	10700	Brunnen	
Marsing High School	Marsing ID, USA	n.a.	2700	Brunnen	
<u>Bürogebäude</u>					
The Fleming Group	East Syracuse NY, USA	n.a.		Erdwärmes., seit 1982	
Corporate Square Bldg.	Terre Haute IN, USA	820	6500	324	52
Midwest Energy	Hays KS, USA	n.a.	n.a.	120	46
Long Island Lighting	Brentwood NY, USA	840	6000	2 Brunnen	
Freeland Office	Fort Wayne IN, USA	305	n.a.	2 Brunnen	
Nova Scotia Power	Springhill N.S., Kanada	34	n.a.	Wasser aus Kohlegr.	
City Hall (Rathaus)	Park Hills MO, USA	n.a.	750	Wasser a. Bleibergw.	
<u>Gewerbliche Gebäude</u>					
J. Lynmar Manuf. Co	Masontown PA, USA	150	3400	56	50
Mears Machine Co.	Indianapolis IN, USA	144	2230	40	46
DA/PRO Rubber Inc.	Broken Arrow OK, USA	185	558	28	90
Braun's Bicycle Store	Kitchener Ont., Kanada	n.a.	670	10	45
Marlin & Kroencke, Inc.	Quincy IL, USA	160	n.a.	9240 m horizont.	Rohr
Bill Rogers Honda	Albany OR, USA	n.a.	n.a.	Brunnen	
Ropak Can Am Ltd.	Springhill N.S., Kanada	255	13400	Wasser aus Kohlegr.	
<u>Hotels</u>					
Sagamore Hotel	Lake George NY, USA	2000	36000	ca. 400	80
Comfort Inn	Towanda PA, USA	285	52 Zi.	Erdwärmesonden	
Comfort Inn	Buffalo MO, USA	n.a.	40 Zi.	Erdwärmes./Teich	
Holiday Inn Express	Albany NY, USA	445	126 Zi.	5 EWS-Brunnen**	
Galt House East Hotel	Louisville KT, USA	16000	158000	4 Brunnen	

* Für den Altbau Erdwärmesonden, für einen Neubau Grundwasserbrunnen; insg. 64 Wärmepumpen.

** Die Brunnen ähneln dem Schweizer Geohill-System und sind je 460 m tief.

Tab. 2 (Fortsetzung)

Name	Ort	Heizleistung (kW)	Fläche (m ²)	Anzahl Bg.	Länge Bg. (m)
<u>Wohngebäude</u>					
White Horse Village	Newton Square PA, USA	3800	36000	236	165
Beaumont at Bryn Mawr	Bryn Mawr PA, USA	2900	39000	187	150-200
Park Chase Apartments	Tulsa OK, USA	1920	ca. 26000	Erdwärmes.	
Waterworks Condom.	New Hope PA, USA	680	8200	40	160
McCullough Child Home	Steubenville OH, USA	360	3000	96	50
Summersgate Life Care	Jenkintown PA, USA	310	2300	11	160
West Fourth Condo	Kitsilano B.C., Kanada	n.a.	7000	46	90
Piper Glen Wohnhäuser	Gwinett Cy. GA, USA	je 12	je 150	div. Erdwärmetauscher	
Whitehawk Ranch	Blairsdon CA, USA	n.a.	n.a.	Erdwärmesonden	
6 Wohnh. "Esperanza"	Dallas TX, USA	6 x 5	6 x 120	n.a.	
Wohnhaus	Liverpool NY, USA	9	n.a.	5	33
Wohnhaus	Princeton MN, USA	18	315	5 Kreise "Slinky"	
Wohnh. "Millenium"™	Jackson Tsp. NJ, USA	16	260	Brunnen	
<u>Sonstiges</u>					
Emergency Care Inst.	Plymouth Mtg. PA, USA	880	9500	68	160
Du Pont Medical Cent.	Fort Wayne IN, USA	n.a.	3900	Rohre in Teich	
Albany Medical Center	Albany NY, USA	n.a.	n.a.	5 Erdgek. Wärmep.	
Health and Human Serv.	York County VA, USA	360	2500	95	55
Fox Chase Golf Club	Lancaster PA, USA	90	1400	6	200/100
Pizza Delight Restaur.	Springhill N.S., Kanada	n.a.	260	Wasser aus Kohlegr.	
Daily Family YMCA	Bixby OK, USA	330	3160	10000 m horiz. Rohr	
Snow Trails Ski Resort*	Mansfield OH, USA	110	2600	n.a.	

GHPC (1996b): New Geothermal Training Center in Pennsylvania. - Earth Comfort Update 2/5, S. 1+7, Washington .

IEA-HPC (1987): Proceedings of the Workshop on Ground-Source Heat Pumps, Albany NY, 1986. - 246 S., IEA Heat Pump Centre, Report HPC-WR-2, Karlsruhe

IEA-HPC (1991): Proceedings of the Workshop on Ground Source Heat Pumps - Advancements towards cost reduction, Montreal 1991. - 236 S., IEA Heat Pump Centre, Report HPC-WR-8, Sittard

IGSHPA (o.J.a): Geothermal heating, cooling, and water heating systems. - Falblatt der Intern. Ground Source Heat Pump Assoc., verteilt 1995

* Im Winter wird die Verdampferkälte auch zur Vorkühlung von Wasser für Kunstschnee eingesetzt.

IGSHPA (o.J.b): Making the Grade, Geothermal Heat Pumps in Schools. - Fallblatt der Intern. Ground Source Heat Pump Assoc., verteilt 1995

MYERS, G.H., FREEDMAN, S.I., FRENCH, C.E. & DEVAULT, R.C. (1993): Gas Fueled Space Conditioning Heat Pump Research in the United States. - in: BOSMA, J. (ed.), Heat Pumps for Energy Efficiency and Environmental Progress, S. 435-445, Elsevier, Amsterdam

PINCKLEY, M.E. (1995): Galt House East Hotel and Waterfront Office Building. - Proc. World Geothermal Congress Florence, Vol. 3, S. 2277-2279, Auckland

SANNER, B. (1993): Verwendung aufgelassener Kohlegruben zur Nutzung geothermischer Energie in Springhill, Kanada. - Geothermische Energie 6, S. 3-5, Neubrandenburg

SANNER, B. & STILES, L. (1995): Die größte erdgekoppelte Wärmepumpenanlage der Welt - Richard Stockton College, New Jersey. - Geothermische Energie 12, S. 9-11, Neubrandenburg

SANNER, B. (1996a): Die "Erdgekoppelte" wird 50. 50 Jahre Erdgekoppelte in den USA, 15 Jahre Erdwärmesonden in Mitteleuropa. - Geothermische Energie 13, S. 1-5, Neubrandenburg

SANNER, B. (1996b): "Geothermal Heat Pumps" - Erdgekoppelte Wärmepumpen in den USA. - Geothermische Energie 13, S. 5-7, Neubrandenburg

SANNER, B. & ABBAS, A.M. (1996): Geothermie im Internet. - Geothermische Energie 16, S. 1-5, Neubrandenburg

SVEC, O.J., DI REZZE, G. & MANCINI, R. (1994): Erdgekoppelte Wärmepumpe mit horizontalem Spiralwärmetauscher zur Versorgung eines Elementarschulgebäudes. - IZW-Bericht 1/94, S. 191-203, Karlsruhe

TRICK, E. (1996): Innovative WLHP Technologies. - Proc. 5th IEA Conf. Heat Pumping Techn., Vol. 1, pp. 97-103, Sittard

VDI-N (1996): Flächenheizung sorgt für Kühlung im gedämmten Haus. - VDI-Nachrichten, 11.10.96, Düsseldorf

Nutzung der Geothermie zur Abdeckung des Wärmebedarfes eines Wohn- und Industriegebietes in Neustadt-Glewe

Heiner Menzel

"E"



DE010658230

In Neustadt-Glewe wurde ein auf Nutzung von geothermischer Energie basierendes Wärmeversorgungskonzept realisiert. Ziel war es, die hydrothermale Geothermie zur Wärmeversorgung eines Wohn- und Industriegebietes mittels einer Pilot- und Vorzeiganlage zu demonstrieren. Entstanden ist in Neustadt-Glewe nunmehr eine einzigartige Demonstrationsanlage zur hydrothermalen Geothermienutzung.

Dazu wurde eine thermalwasserführende Sandsteinschicht in 2 200 m Tiefe angebohrt. In dieser Bohrung steigt das 100 °C heiße Thermalwasser bis etwa 100 m an die Erdoberfläche heran. Über eine in 260 m Tiefe hängende Unterwassermotorpumpe wird das Thermalwasser gefördert, zum Heizwerk transportiert, dort ausgekühlt und 1 780 m entfernt über eine 2. Bohrung dem Speichergestein zurückgegeben.

Im Heizwerk übergibt das Thermalwasser seine Wärme mittels Wärmetauscher an das Fernwärmewasser, welches die Wärme zu den Kunden transportiert.

Das Geothermieprojekt Neustadt-Glewe ist ein Vorhaben zur regenerativen Energienutzung, das die Fragen der Wirtschaftlichkeit, der Wissenschaftlichkeit und der Versorgungszuverlässigkeit in sich vereint, was nicht selten zu Problemen führte.

Während der Vorbereitungs- und Realisierungsphase des Projektes mußten eine Reihe von Aufgaben gelöst werden, die über den Rahmen der Errichtung einer konventionellen Fernwärmeversorgung auf Basis fossiler Energieträger weit hinausging.

Nachdem im April 1995 die kompletten Anlagen in Betrieb genommen wurden, kann jetzt über erste Betriebsergebnisse und Forschungsvorhaben berichtet werden. Es werden Aussagen zu den Betriebskosten und zur Zuverlässigkeit der Subsysteme gegeben.

Zur Zeit werden 1 130 Haushalte, 11 Gewerbekunden und ein Industriebetrieb (NG Leder GmbH) mit umweltfreundlicher und CO₂-freier Fernwärme aus dem Erdwärmeheizwerk versorgt.

Combined methods for the exploration of a new deep thermal water resource. Case of Yverdon-les-bains, south foot of the Swiss Jura

François-D. Vuataz & Reto Muralt



DE01065824X

Key words: thermal water, carbonate aquifer, hydrochemistry, exploration, borehole

Abstract

The major goal of this study is to evaluate the potential of warmer and deeper groundwater than the one presently produced at the Centre thermal of Yverdon-les-Bains. Numerous data originating from seismic lines and boreholes allowed to obtain a good understanding of the regional structural geology. However, these data are limited in the faulted zone of Pipechat-Chamblon-Chevressy (PCC) crossing the city of Yverdon, and make difficult the detailed structural interpretation on the site of the old thermal spring and the 600 m-deep well. The latter drains the Malm limestones at about 100 m of the south fault plane, which indicates the importance of the hydraulic role played by the main fault or by a network of associated faults.

The results of a specific vibro-seismic survey carried out in the urban area of Yverdon, close enough to the Centre thermal, showed the precise location of the anticline axis formed by the PCC fault zone. Individual reflectors have been deciphered and represent the thickness and the structure of the quaternary and molassic sediments, on both sides of the fault zone.

Hydrogeological investigations allow to detail the different roles of the PCC fault. On one hand it is responsible of the formation of channels in which occur a slow water flow rising from depth to surface and a rapid circulation from the Jura range to the Plateau. On the other hand, the PCC fault forms a hydraulic barrier in the north-south direction. Only the oil exploration borehole at Hermingen in the Seeland gave indications on deeper fluids, namely those in the Dogger formation. Springs and water wells of the Yverdon area allowed to identify groundwaters from different horizons: the Molasse, the Cretaceous and the Malm. Thorough observations of the old thermal spring and of the well F4 reveal the interaction existing between the two groundwater tapped. Indeed, the artesian exploitation of the well F4 results in the partial dilution and cooling of the old thermal spring.

Integrated interpretation of the chemical and isotopic composition of the groundwaters, as well as their spatial and temporal variations, credit the hypothesis of a fluid warmer than in the Malm aquifer. Moreover, the geothermal gradient calculated for the well F4 (3.7°C/100 m) is slightly above the regional gradient, which indicates the effect of an upflow of warmer fluids in the PCC fault zone. Consequently, the Dogger limestones are considered as the probable aquifer below the Malm, between 1000 and 1400 m.

The groundwaters tapped at the Centre thermal (thermal spring and well F4) are the result of a mixing of three principal components.

- (1) a recent groundwater, relatively cold (14°C) and weakly mineralized (0.4 g/l),
- (2) an old groundwater, warm (31°C) and weakly mineralized (0.34 g/l) from the Malm.
- (3) an old, warmer and more mineralized groundwater, possibly a Na-Cl fluid from the Dogger. Its reservoir temperature should be $\geq 50^\circ\text{C}$ and its mineralization ≤ 5 g/l.

The drilling of a vertical 1400 m-deep borehole in the geological environment of Yverdon-les-Bains should not be technically difficult. The well site chosen on the indications of the structural geology is compatible with the proximity of the Centre thermal. The final target is represented by the Dogger limestones, but the borehole will have to closely follow the PCC fault zone, because it is certainly responsible of the regional deep groundwater flows.



Forschungsprojekt „Geowissenschaftliche, geotechnologische und verfahrenstechnische Forschungsarbeiten zur Vervollkommnung des Verfahrens der Nutzung geothermischer Ressourcen im Hinblick auf das Langzeitverhalten“

Birgit Rohstock & Herbert Schneider

BMBF-0326912 A / Wirtschaftsministerium Mecklenburg-Vorpommern 420-664.1-4

Laufzeit des Vorhabens: 01. 05. 1991 - 31. 12. 1996

Kurzfassung

Das Forschungsvorhaben wurde mit dem Ziel der Vervollkommnung der wesentlichen geologisch-technisch-technologischen Teilbereiche der wärmeseitigen Nutzung von hochmineralisierten Thermalwässern aufgenommen. Die mit dem Niederbringen und Testen von 29 Geothermie-Tiefbohrungen, der Errichtung und dem Betrieb der Geothermischen Heizzentralen in Nordostdeutschland bis 1990 gewonnenen Erkenntnisse bildeten dabei die Grundlage. Der seither fortgesetzte Betrieb der Geothermischen Heizzentralen in Waren (Müritz) und Neubrandenburg einschließlich deren Modernisierung sowie die zwischenzeitlich aufgetretenen und im positiven Sinne gelösten Probleme unterstreichen die grundsätzlich gelöste technisch-technologische Realisierbarkeit der wärmetechnischen Thermalwassernutzung. Das zwischenzeitlich entstandene Erfordernis nach Vorbereitung eines kombinierten wärmetechnisch-balneologischen Thermalwassereinsatzes und die Lösung von Problemen der Aufbereitung und Entsorgung genutzter Thermalwässer, insbesondere im Zusammenhang mit der Reinjektion in Aquifere, ist Ausgangspunkt für die Weiterführung der Untersuchungen. Anliegen ist dabei, die Rückführung stofflich genutzten Thermalwassers zum wärmetechnisch eingesetzten Hauptstrom vornehmen zu können und die nachfolgende Reinjektion nicht zu beeinträchtigen. Zu lösen ist die Problematik der Aufbereitung des stofflich zu nutzenden Thermalwassers vor und nach Einsatz im Bade- und medizinisch-therapeutischen Bereich. Im Vortrag werden die wesentlichen Ergebnisse vorgestellt.

Summary

The research project was started with the objective of developing the essential geological-technical-technological parts of the utilisation of highly-mineralised thermal waters for heating. It is based on the findings from the drilling and testing of 29 deep geothermal wells, the erection and operation of Geothermal Heating Stations in Northeast Germany until 1990. The operation of the Waren (Mueritz) and Neubrandenburg Geothermal Heating Stations including their modernisation and the solution of problems which occurred sometimes give proof of the principal technical-technological implementability of thermal water utilisation for energetic purposes. The requirement on the preparation of the combined use of thermal water for heating and balneo-therapeutic purposes and the solution of problems connected with the conditioning and discharge of used thermal water, in particular with regard to reinjection into aquifers, is the starting point for the continuation of investigations. Matter of concern is the recirculation of the thermal water after being used for balneological purposes to the main flow of water used for energetic purposes without affecting subsequent reinjection. The conditioning of the thermal water before and after use for bathing and balneo-therapeutic purposes is another problem. The essential results are presented here.

1. Vorbemerkung

Das Forschungsprojekt umfaßt 12 Teilthemen, die aus den Erfordernissen der Vervollkommnung der wesentlichen Problemkreise der Technologie der hydro-thermalen Geothermie abgeleitet wurden. Die Bearbeitung von 11 dieser Teilthemen ist abgeschlossen.

Die seit Projektbeginn 1991 vor sich gegangene Entwicklung von der alleinigen wärmetechnischen Thermalwassernutzung zur Kombination von Wärmeerzeugung und stofflicher Verwendung im Bäder- und medizinisch-therapeutischen Sektor führte zu einer Erweiterung der Aufgabenstellung des 12. Teilthemas

„ Untersuchungen zur erforderlichen Injektionswasserqualität einschließlich der chemischen Charakterisierung der Schichtwässer und der Matrix zur Verträglichkeitsbewertung “.

Eine kombinierte Nutzung der Thermalwässer ist z.B. an den Standorten Rheinsberg, Templin, Belzig und Göhren-Lebbin vorgesehen. Auch für Neustadt-Glewe existieren Vorstellungen zur baueologischen Verwendung der hochmineralisierten Thermalsole.

Nachfolgend sollen einige der Ergebnisse, die bisher im Rahmen der Untersuchungen zu diesem Teilthema erreicht wurden, vorgestellt werden.

2. Problemstellung

Die Rückführung der hochmineralisierten Thermalwässer nach dem Wärmeentzug über eine Injektionsbohrung ist in den Grundzügen für die nordostdeutschen Verhältnisse geklärt. Sie ist in den Geothermischen Heizzentralen Waren (Müritz), Neubrandenburg und seit 1995 auch in Neustadt-Glewe Praxis.

Wird aber ein Teilstrom des Thermalwassers im Bäder- und medizinisch-therapeutischen Sektor verwendet und soll gemeinsam mit dem wärmetechnisch genutzten Hauptstrom wieder in die Entnahmeschicht versenkt werden, so sind die für die Reinjektion notwendigen Bedingungen zu schaffen. Zu gewährleisten ist die Rückführung der genutzten Wässer ohne zusätzlichen Energieaufwand. Anzustreben ist, daß der Druck der Wassersäule in der Injektionsbohrung ausreicht, den Schichtdruck der Aufnahmeschicht zu überwinden, um damit ein Abströmen des injizierten Wassers zu ermöglichen. Dafür wird oft der Begriff „Reinjektion im Filtrationsregime“ verwendet.

Das andere mögliche Regime - das Verpreßregime mit zusätzlicher Druckerhöhung - bedeutet eine generelle Erhöhung des Anlagendruckes. Die dafür erforderliche Energie wirkt sich negativ auf die Effektivität der Thermalwassernutzung aus.

Voraussetzung für eine Reinjektion im Filtrationsregime ist die Anpassung der Eigenschaften der zu reinjizierenden Wässer an die Verhältnisse der Aufnahmeschicht. Die dazu erforderliche Aufbereitung setzt die Kenntnis der Eigenschaften

- des Thermalwassers vor und nach der Nutzung
- der darin suspendierten Partikel
- der Aufnahmeschicht

sowie die Kenntnis der Reaktionen beim Kontakt des genutzten Thermalwassers mit dem in-situ-Schichtwasser und dem Speichergestein voraus.

3. Ergebnisse

3.1 Wärmetechnische Thermalwassernutzung

- Die erforderliche Wasserqualität für die Reinjektion im Filtrationsregime ist durch die verfahrenstechnischen Maßnahmen, d.h.

- Wahl der Bohrspülung
- Werkstoffauswahl
- Stickstoffbeaufschlagung der Anlagensysteme
- Filtration

u.a.gesichert. Eine der wesentlichen Voraussetzungen dafür ist, daß der Chemismus der Thermalwässer durch die wärmetechnische Nutzung unverändert bleibt.

- Für alle schwerlöslichen Salze, die sich theoretisch im Thermalwasser bilden können, wird die Löslichkeitsschwelle nicht oder nur gering überschritten. Dies betrifft SiO_2 -Verbindungen ebenso wie Ca-, Mg-, Sr-, Ba-, Pb-Sulfate. Durch die hohen NaCl-Gehalte wird die Löslichkeit von Karbonaten und schwerlöslichen Sulfaten (Ca-, Sr-, Ba-, Pb-Sulfate) um den Faktor 4 - 10 erhöht. Daneben ist die Verweilzeit möglicher Kristalleime im System gering.
- Mit der Bildung von Karbonaten ist trotz Verschiebung des Kalk-Kohlensäure-Gleichgewichtes beim Fördern, Auskühlen und Reinjizieren des Thermalwassers nicht zu rechnen. Abkühlung und Entgasung (Entweichen von CO_2) sind zwei gegenläufige Prozesse, die keine Veränderungen des Ausgangszustandes bedingen.
- Auf Grund der ähnlichen Wasserzusammensetzung mesozoischer Schichtwässer sind Reinjektionsprobleme hinsichtlich Verträglichkeit beim Mischen nicht zu erwarten.
- Der Zutritt von Luftsauerstoff ist zur Vermeidung der Bildung von Eisenhydroxid auszuschließen (bzw. zu minimieren). Das reduzierende Milieu der originären Thermalwässer (negatives Redoxpotential) ist beizubehalten.
- Mineralneubildungen sulfatischer, karbonatischer und silikatischer Art sind im übertägigen Abschnitt des Thermalwasserkreislaufes nicht zu erwarten.
- Bei Thermalwassertagerstätten mit hohen Kalzium- und Sulfatgehalten ist die Zumischung sulfathaltiger Fremdwässer zu vermeiden, da schon geringe Erhöhungen der Sulfatkonzentrationen zur Überschreitung der Löslichkeit und damit zur Ausfällung von Kalziumsulfat (CaSO_4) führen. Sulfate sind bei stattgefundener Ausfällung nicht mehr mobilisierbar, im Gegensatz zu Karbonaten, die durch Säuerung wieder gelöst werden können.
- Permeabilitätsreduzierungen im Speichergestein infolge Tonmineralveränderungen durch Quellung können bei der Injektion chemisch stark veränderter Schichtwässer oder bei Fremdwässern mit abweichender chemischer Zusammensetzung auftreten. Diese Fälle sind konsequent zu vermeiden.

3.2 Stoffliche Thermalwassernutzung

Der stoffliche Einsatz von Thermalwasser im medizinisch-therapeutischen Sektor bzw. in öffentlichen Schwimm- und Badebecken bedingt zwangsläufig eine Änderung des Chemismus dieser Wässer. Es entstehen salzhaltige Abwässer (sogenannte abgebadete Solen), die umweltfreundlich zu entsorgen sind. Infolge der orographischen Situation der meisten Vorhaben in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg ist eine übertägige Entsorgung durch Einleiten in die Vorflut nicht möglich. Die Technologie der Rückführung abgebadeter

Thermalwässer zum wärmetechnisch genutzten Volumenstrom und eine gemeinsame Reinjektion ist daher die zu verfolgende Lösung.

Aus den Untersuchungen zum Ausfällungs- und Verträglichkeitsverhalten und unter Einbeziehung der Erkenntnisse über mikrobiologische Aktivitäten im geologischen Speicher sowie des Stofftransport- und Sorptionsverhaltens ist eindeutig ablesbar, daß balneologisch genutztes Thermalwasser vor einer Reinjektion umfassend aufbereitet werden muß.

Voraussetzung für die Formulierung der Aufbereitungsaufgabe ist die Kenntnis des Verhaltens der abgebadeten Sole:

- beim Mischen mit dem Hauptstrom
- beim Einströmen in den Speicher
- beim Schadstofftransport-, bei Sorptions- und Abbauvorgängen im geologischen Speicher.

Vorgenommen wurden neben umfangreichen Literaturlauswertungen laborative Untersuchungen zu Verträglichkeits- und Ausfällungserscheinungen. Mit dem gleichen Inhalt erfolgten Modellierungen und Falldatenauswertungen mit dem Expertensystem „FROCKI“ und im weiteren Kerndurchströmungsuntersuchungen zur Ermittlung stoffspezifischer Sorptions- bzw. Transportkoeffizienten, die in die eigentliche Schadstofftransportmodellierung mit eingehen.

Die durch die balneologische Nutzung bedingten und in der abgebadeten Thermalsole enthaltenen Substanzen lassen sich hinsichtlich ihrer Wechselwirkungspotentiale, welche im wesentlichen das Stofftransport- und Sorptionsverhalten beeinflussen, in vier Stoffgruppen einteilen:

- Trihalogenmethane
- halogenierte Kohlenwasserstoffe
- organische Stickstoffverbindungen
- organische Säuren.

Abbildung 1 zeigt das Verhalten von Bromoform (zur Stoffgruppe der Trihalogenmethane gehörend) beim Durchströmen eines realen Sandsteinkernes. Bromoform wird im Speicher nicht zurückgehalten, durch Reinwasserzugabe wird es vollständig ausgetragen.

Ein ähnliches Verhalten zeigen Chloramine (Abb. 2). Nur organische Stickstoffverbindungen (siehe Abb. 3, Beispiel: Creatinin) zeigen deutliche Wechselwirkungsreaktionen mit dem Sandsteinspeicher. Substanzen dieser Stoffgruppe werden im Speicher partiell zurückgehalten. Organische Säuren sind unter Speicherbedingung nicht stabil.

Stoffgruppen	Substanzen	Transport- und Sorptionsverhalten
A) Trihalogenmethane	Chloroform Bromoform	tracer-ähnliches Transportverhalten, keine Wechselwirkungen mit dem Gestein
B) halogenierte Kohlenwasserstoffe	Chloramine	tracer-ähnliches Transportverhalten, keine Wechselwirkungen mit dem Gestein
C) organische Stickstoffverbindungen	Creatinin Hamsäure Lysin Histidin Histamin	deutliche Wechselwirkungen mit dem Gestein
D) organische Säuren	Milchsäure Essigsäure Propionsäure Buttersäure	unter Speicherbedingungen nicht stabil

Die Auswahl der Aufbereitungsverfahren erfolgt mit dem Ziel, die durch die balneologische Nutzung bedingten Veränderungen so weit wieder rückgängig zu machen, daß eine Reinjektion im Filtrationsregime gesichert werden kann und auch eine Anerkennung der Wässer als Heilwasser bei einer partiellen Wiederförderung nicht gefährdet wird.

Folgende Anforderungen sind zu stellen:

- Vermeidung des Eintrages von partikulären Substanzen, weder organischer noch anorganischer Herkunft; sie führen zu Blockierungen im Sandsteinspeicher.
- Vermeidung des Eintrages von gelösten organischen Substanzen, die den im geologischen Speicher lebensfähigen Mikroorganismen als Nahrungsgrundlage dienen können.
- Rückführung der Injektionswässer in das reduzierende Milieu (negatives Redoxpotential), d.h. kein Eintrag von Substanzen oder Verbindungen (wie z.B. Sauerstoff), die mit dem in-situ-Schichtwasser bzw. Speichergestein reagieren und damit eine Schädigung des Speichers bewirken können.
- Durch Desinfektion ist der Eintrag von Keimen (Viren, Bakterien u.a.), die unter den geologischen Speicherbedingungen lebensfähig sind, zu verhindern.
- Der Eintrag von Substanzen und Verbindungen, z.B. von halogenisierten Kohlenwasserstoffen (THM), die bei der Wiederförderung der Thermalwässer, auch nach vielen Jahren, eine Anerkennung dieser Wässer als Heilwasser in Frage stellen können.

Auf Grund der Vielschichtigkeit der Anforderungen muß das Aufbereitungsverfahren für abgebadete Thermalsole eine Kombination von verschiedenen Aufbereitungsstufen enthalten, deren mögliche Abfolge in Abbildung 4 dargestellt wird.

4. **Schlußfolgerungen**

Aus wissenschaftlicher Sicht sind die Probleme der gemeinsamen Reinjektion von wärmetechnisch und stofflich genutzten Thermalwässern unter den Bedingungen Norddeutschlands erkannt.

Die bisher vorliegenden, im Labormaßstab erreichten Ergebnisse bestätigen die Hoffnung, daß das angestrebte Forschungsziel erreicht werden kann. Bis Jahresende werden die kleintechnischen Untersuchungen abgeschlossen. Parallel dazu erfolgen die Untersuchungen zur Modellierung des „Schadstofftransportes“, um die Aufbereitungsziele hinsichtlich möglicher Restgehalte im aufbereiteten Thermalwasser definieren zu können.

Die praktische Umsetzung der Erkenntnisse steht noch aus. Es wird daher sinnvoll sein, in der ersten realisierten „Kombianlage“ ein begleitendes Forschungsprogramm auszuführen.

Ich möchte die Gelegenheit nutzen und an dieser Stelle unseren Partnern in diesen Untersuchungen, nämlich

- URST GmbH Greifswald
- Universität Bremen, Fachbereich Geowissenschaften
- TU Bergakademie Freiberg, Institut für Technische Chemie
- Johannes Gutenberg-Universität Mainz, Institut für Geowissenschaften,
zusammen mit der FU Berlin,

denken.

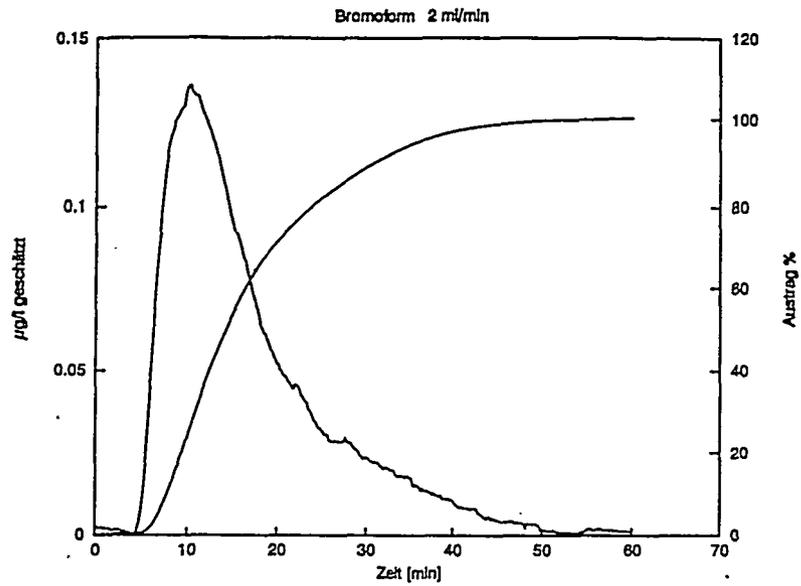


Abb. 1:
Durchgangskurve bei momentaner Eingabe von Bromoform
(2 ml/min, 107 bar, 60 °C)

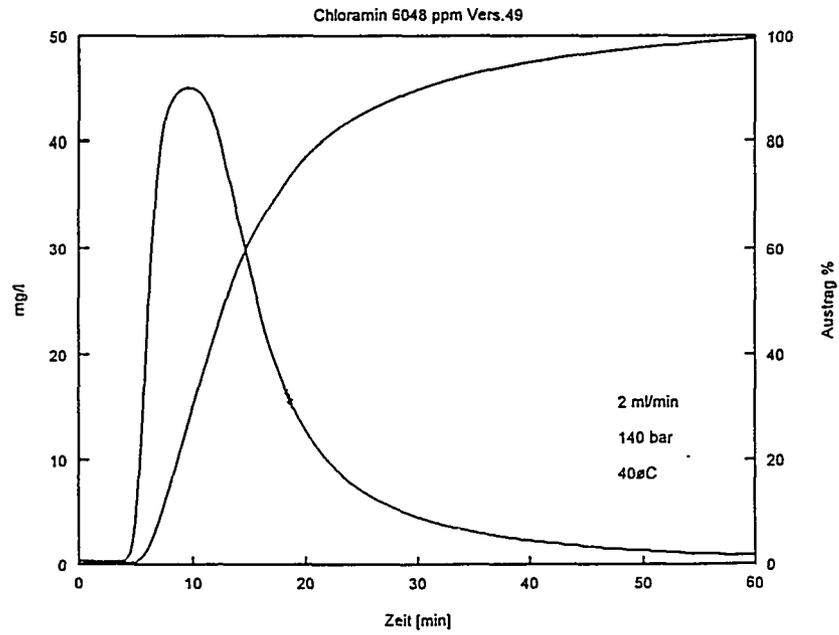


Abb. 2:
Durchgangskurve bei momentaner Eingabe von Chloramin
(2 ml/min, 141 bar, 40 °C)

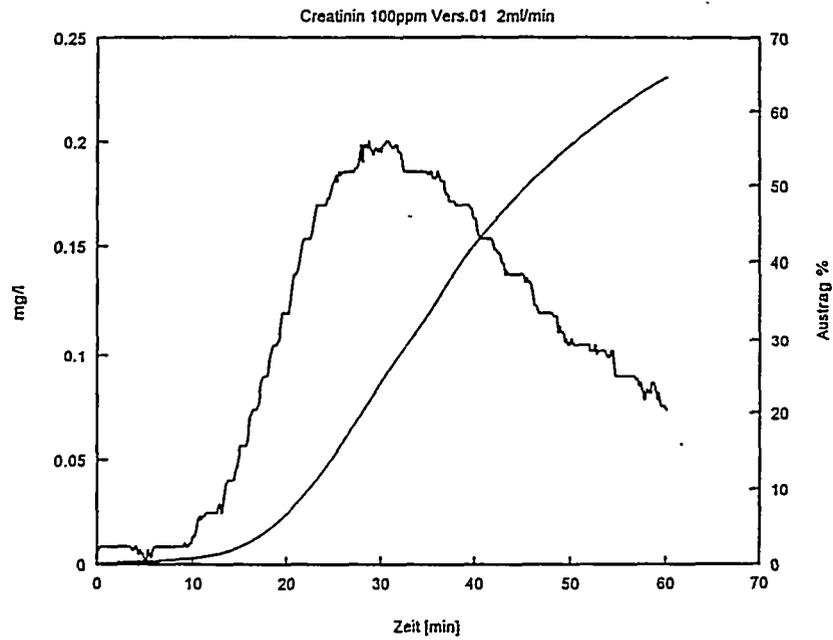


Abb. 3:
Durchgangskurve bei momentaner Eingabe von Creatinin
(2 ml/min, 131 bar, 40 °C)

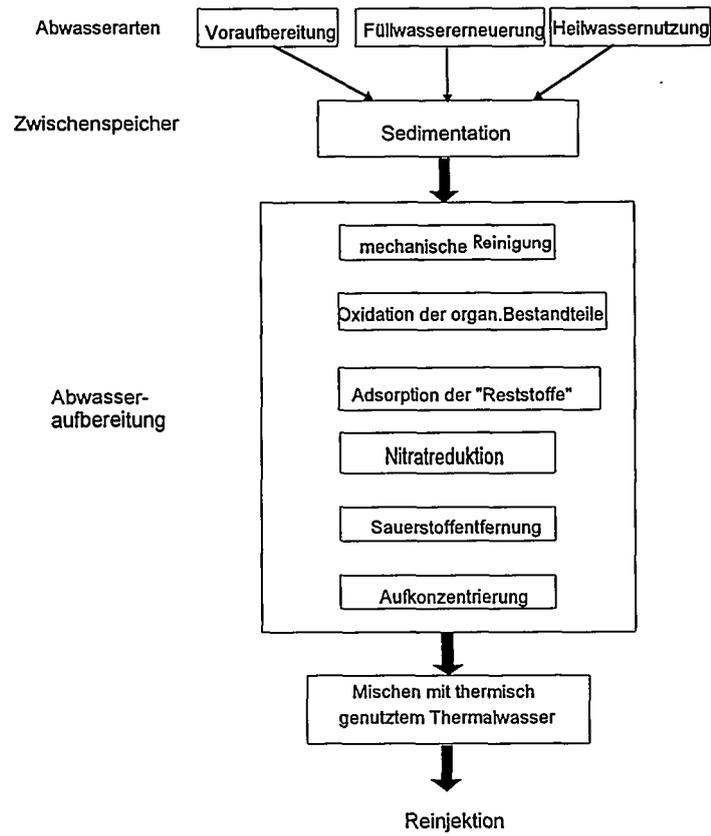


Abb.4: Aufbereitung salzhaltiger Abwässer

5. Literatur

- ALBERTSEN, M., KNOCKE, H. (1992)- XPS-"FROCKI" - Falldatenauswertung für die Quelldaten Neubrandenburg und Neustadt-Glewe; Geothermie Neubrandenburg GmbH, unveröffentlicht
- KÖLLING, M., KÜHN, M., SCHULZ, H.D. et al. (1996)- Stofftransport und Sorptionsvorgänge in Aquiferen bei der Reinjektion von abgedateten Wässern; Universität Bremen, Fachbereich Geowissenschaften, Geochemie und Hydrogeologie, unveröffentlicht
- PACIK, D. (1994)- Hygienisch-Technologische Studie zur Prognostizierung der zu erwartenden Zusammensetzung von salzhaltigen Abwässern aus Thermalbädern anhand der geplanten Nutzungsformen; Institut für technische Bau- und Bäderhygiene, Essen, unveröffentlicht
- ROHSTOCK, B., KELLNER, T. (1994)- Untersuchungen zur erforderlichen Injektionswasserqualität einschließlich der chemischen Charakterisierung der Schichtwässer und der Matrix zur Verträglichkeitsbewertung; Geothermie Neubrandenburg GmbH
- ROHSTOCK, B. (1994)- Entsorgung salzhaltiger Abwässer aus Thermalbädern; Geothermie Neubrandenburg GmbH, unveröffentlicht

Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen

Kemal Erbas, P. Hoth, Ernst Huenges, Kuno Schallenberg & Andrea Seibt



DE010658268

Abstract

The main aspects of the project: "Evaluation of geologic and economic conditions for utilizing low-enthalpy hydrogeothermal resources" are outlined. In this interdisciplinary project the social, economic, technological and geoscientific aspects are analyzed in terms of their complexity and their interrelations. The project will provide a basis for political decision making in the process of promoting and installing of geothermal heating plants.

Zusammenfassung

In dem auf drei Jahre angelegten und vom BMBF mit rund 3,6 Mio. DM geförderten Projekt werden die Möglichkeiten der Nutzung niedrigthermaler Tiefenwässer untersucht. Dadurch sollen die Voraussetzungen für eine breitere Umsetzung des vorhandenen Potentials an geothermischer Energie geschaffen werden. Es werden die Projektziele, die Projektstruktur, übergeordnete Arbeitsschwerpunkte und erste Schlußfolgerungen nach einem Jahr Projektlaufzeit dargestellt.

Projektziele

Das Projekt soll dazu beitragen, die Möglichkeiten der Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen zu bewerten und zu verbessern. Im energiepolitischen Kontext bedeutet dies, aufzuzeigen, in welchem Umfang hydrogeothermale Energie eine technisch handhabbare, ökologisch sinnvolle und wirtschaftlich tragbare Rolle in der deutsche Energielandschaft spielen kann.

Vorgehensweise

Die Vorgehensweise in diesem interdisziplinären und angewandten Projekt zielt darauf ab, die Gesamtproblematik aus möglichst vielen Blickwinkeln zu erfassen und diese umfassend darzustellen. In die Untersuchungen werden dabei neben den geowissenschaftlichen und technischen Aspekten auch die wirtschaftlichen, die ökologischen und die juristischen Rahmenbedingungen mit einbezogen. Aufbauend auf dem derzeitigen nationalen und internationalen Kenntnisstand werden dann Teilaspekte im Detail analysiert und zum Teil ergänzend erforscht, um Optimierungsmöglichkeiten bzw. Handlungsbedarf aufzuzeigen. Der aktuelle Stand der Untersuchungen wird projektbegleitend in Form technischer Reports dokumentiert und publiziert. Bisher erschienen ist der Geothermie Report 96-1: Hydrogeothermale Anlagen: Systemvergleich und Emissionsbilanz (Huenges et.al, 1996), ein zweiter Report mit dem Arbeitstitel „Hydrogeothermale Ressourcen in Norddeutschland - Geowissenschaftliche Bestandsaufnahme“ ist in Vorbereitung. Zum Ende der Projektlaufzeit soll dann ein Kriterienkatalog erstellt werden, der Interessierten und potentiellen Anwendern eine transparente und nachvollziehbare Entscheidungsgrundlage zur Nutzung dieser umweltfreundlichen, aber bisher nicht immer wirtschaftlichen Energieform ermöglicht.

Projektstruktur:

Die Projektgruppe Geothermie, die in Neubrandenburg angesiedelt ist, besteht entsprechend der interdisziplinären Zielsetzung und Arbeitsweise aus einem Geophysiker, einem Geologen, einer Verfahrenskemikerin, einem thermischen Verfahreningenieur und einer Betriebswirtin. Darüber hinaus werden projektrelevante Themen am GFZ und in integrierten Projekten an verschiedenen Hochschulinstututen in Deutschland im Rahmen von Doktorarbeiten und Diplomarbeiten bearbeitet.

Diese Projekte beschäftigen sich zur Zeit mit folgenden Forschungsthemen:

- Mineralogische, chemische und mechanische Wechselwirkung zwischen Wärmetransportmedium und Speichergestein (Universität Karlsruhe (TH), Mineralogisches Institut, Prof. Althaus)
- Stofftransport in hydrothermalen Reservoiren unter Berücksichtigung von chemischen Reaktionen und Wechselwirkungen Fluid-Gestein (TU Bergakademie Freiberg, Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau, Prof. Köckritz)
- Bestimmung von in-situ-Wärmeleitfähigkeiten (TU-Berlin, Fachgebiet Angewandte Geophysik, Prof. Burkhardt)
- Bestimmung des thermischen Kontaktwiderstandes von Bohrungen im Sediment und Kristallin (Universität Karlsruhe (TH), Geophysikalisches Institut, Prof. Wilhelm)
- Energiewirtschaftliche und systemanalytische Untersuchung der Möglichkeiten und Grenzen einer hydrothermalen Energiegewinnung in Deutschland (Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen, Prof. Voß)
- Geochemie von Grund- und Tiefenwässern zur hydrothermalen Nutzung (GFZ Potsdam, Projektbereich 4.2, Prof. Erzinger)
- Modellierung der Langzeit-Entwicklung geothermischer Reservoirs in Bezug zum regionalen geothermischen Feld sowie 3-dimensionale Modellierung geohydrothormaler Prozesse zur Beurteilung von Aquiferen hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Nutzbarkeit (GFZ Potsdam, Projektbereich 3.4, Prof. Bayer)
- Betriebswirtschaftliche Analyse einer hydrogeothermalen Nutzenergiebereitstellung im Vergleich zu einer Wärmebereitstellung aus fossil gefeuerten Anlagen (TU Berlin, Rohstoff- und Entsorgungstechnologie, Prof. Wolff)
- Technisch wirtschaftliche Aufschlußalternativen hydrogeothermalen Ressourcen (TU Berlin, Rohstoff- und Entsorgungstechnologie, Prof. Wolff)

Weitere Projekte bzw. Kooperationen in den Bereichen Betriebswirtschaft, Bergrecht und Bohrtechnologie sind geplant bzw. in Vorbereitung. Zusätzlich sind Rahmenvereinbarungen mit verschiedenen Landesämtern und Firmen getrof-

fen worden um den Zugang zum derzeitigen Wissenstand zu ermöglichen und um eigene Untersuchungen (zum Beispiel bei aktuellen Geothermiebohrungen) durchführen zu können.

Arbeitsschwerpunkte

- Geologisch-petrophysikalische Charakterisierung der Nutzaquifere

Ziel der Untersuchungen ist eine Dokumentation geothermisch nutzbarer Aquifere mit jeweiliger Problematik und daraus ableitbare Rückschlüsse für Nutzungsmöglichkeiten und Nutzungstechnologien. Ausgehend von der geologisch-geochemisch-hydrodynamischen Charakteristik bisher genutzter mesozoischer Speichergesteine und den sie begrenzenden Schichten wurde in einem ersten Schritt ein Vergleich hinsichtlich Sedimentologie, Mineralogie, diagenetischen Veränderungen und petrophysikalischen Merkmalen angestellt. Dafür bilden bisher schon durchgeführte Untersuchungen und die verfügbaren Ergebnisse die Basis. Sie werden durch zusätzliche Messungen ergänzt. Hauptaugenmerk liegt bei diesen auf der Porenraumstruktur und ihrem Einfluß auf z.B. Permeabilität (Althaus et. al, (1996), Martin et. al (1996)) und Wärmeleitfähigkeit (Troschke et. al (1996)). Weiterführende Arbeiten werden auf eine regionale Ausdehnung der Untersuchungen in Bereiche ohne bisherige geothermische Nutzung der Aquifere konzentriert. Hierzu werden eigene petrographisch-geochemisch- und petrophysikalische Untersuchungen zu speziellen Problemstellungen durchgeführt. Diese konzentrieren sich auf den Problemkreis der Stoffmobilisation aus den Speichern und der benachbarten Ton- und Siltsteine sowie auf die spezielle geologisch-tektonische Stellung der Speicher (unterschiedliche Lage in bezug zu Salzstöcken bzw. Salzstrukturen, Einfluß tieferreichender Störungszonen, mögliche Mobilisation von Tiefenwässern und Tiefengasen, spezielle Diagenesepfade).

- Thermalwasserkonditionierung

Es werden die durch Förderung und Nutzung veränderten chemischen Eigenschaften der Thermalwässer bestimmt, um anschließend eine Bewertung der zu injizierenden Wasser unter dem Gesichtspunkt ihrer Speicherverträglichkeit

vorzunehmen. Daraus wird sich ein Parameterkatalog mit Thermalwasserzusammensetzung, Speicher- und Aufbereitungsdaten ergeben, der zur standort-spezifischen Optimierung der Konditionierungssysteme genutzt werden kann. Zusätzlich zu einer Recherche der geothermisch nutzbaren Thermalwässer in Deutschland werden Untersuchungen der Wässer geothermischer Nutzungsanlagen durchgeführt. Dabei stehen der Gasgehalt (Naumann, 1996) und insbesondere der Sauerstoffgehalt und seine Veränderung unter verschiedenen Betriebsbedingungen (Anlagenstillstand, Pumpenwechsel etc.) im Vordergrund. Schwerpunkt der weiteren Arbeiten ist die Beurteilung kritischer Parameter wie Sauerstoffverträglichkeit, max. Ionengehalt der Wässer und max. Temperaturniedrigung in bezug auf mögliche Ausfällungen im obertägigen Bereich und im Speicher. Außerdem soll der Einfluß der stofflichen Nutzung der Thermalwässer hinsichtlich des Aufbereitungsaufwandes und der Speicherverträglichkeit untersucht werden, um somit weitere Parameter für die Anlagenoptimierung und Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zu erhalten.

- Modellierung des Langzeitverhaltens geothermisch genutzter Aquifere

Auf der Basis geologischer Modellierungen tektonischer und sedimentologischer Strukturen und ihrer potentiell geothermisch nutzbaren Aquifere werden Testrechnungen zur räumlich-zeitlichen Entwicklung der Lagerstätte bei deren Abbau durchgeführt (Wenderoth et. al, 1996). Einflußfaktoren der Berechnungen sind u.a. unterschiedliche Förder- und Injektionskonzepte sowie die Produktionszeiträume. Ziel dieser Untersuchungen ist eine Optimierung des Geothermiekreislaufes im Hinblick auf eine möglichst lange Lebensdauer der Nutzungsanlage und eine risikominimierte Aquiferbewirtschaftung. Zukünftige Arbeiten werden sich zusätzlich mit der Modellierung von kleinräumigen Heterogenitäten im Speicher und den Speichernebengesteinen und ihren Einflüssen auf die Betriebsbedingungen der Nutzungsanlagen befassen.

- Systemanalyse

Ziel der Arbeiten auf diesem Gebiet ist eine technische Auslegungsoptimierung unter Berücksichtigung der thermischen, ökologischen und wirtschaftlichen

Randbedingungen. Eine Recherche bestehender geothermaler Anlagen auf der Grundlage eines fortlaufend überarbeiteten Fragenkataloges dient der Bestandsaufnahme der Anlagenkomponenten und der Abnehmerstrukturen. Die Parameter der erfaßten Einflußgrößen aus geologischer Situation, Thermalwasserkreislauf und Abnehmerstruktur gehen in eine Kostenrechnung ein und liefern die Basis eines Anlagenvergleiches und der Systemanalyse. Wie stark insbesondere die Abnehmerstrukturen Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit und die Kostenmodelle haben, zeigen die Untersuchungsergebnisse von Schallenberg (1996): Heiznetzoptimierungen lassen ein zusätzliches Investitionspotential erkennen.

- **Energiewirtschaftliche Analyse**

Die erstmalig im Rahmen dieses Projektes durchgeführten Untersuchungen zur ganzheitlichen Bilanzierung einer geothermischen Nutzungsanlage im Vergleich zu einem konventionellen Heizkraftwerk (Kayser et. al, 1996) zeigen deutlich auf, welches Potential zur CO₂ - Reduzierung die Nutzung geothermischer Ressourcen bietet. Zur Zeit wird an der Bilanzierung weiterer Anlagen aus Norddeutschland gearbeitet. Die Ergebnisse dieser Arbeiten werden einen entscheidenden Einfluß auf die Bewertung der Nachhaltigkeit geothermischer Nutzung und damit auf die gesellschaftliche Akzeptanz haben.

- **Betriebswirtschaftliche Analyse**

Die bisherigen Arbeiten zielen darauf ab, die Komponenten der Nutzungsanlagen möglichst lückenlos zu erfassen und Kosten hierfür zu ermitteln. Während diese Kosten bisher in einer statischen Berechnung nach VDI 2067 zum Anlagenvergleich herangezogen wurden, sind zukünftig auch dynamische Kostenrechnungen geplant. Gleichzeitig soll versucht werden optimierte Gesellschaftsstrukturen und Finanzierungskonzepte für den Betrieb einer geothermischen Nutzungsanlage zu entwickeln. Es wird zugleich an einer Bestandsaufnahme der rechtlichen Bestimmungen gearbeitet, da diese direkte Auswirkungen auf Auslegung und damit auch Wirtschaftlichkeit haben.

Erste Schlußfolgerungen:

Hydrogeothermale Ressourcen lassen sich trotz der hohen Anfangsinvestitionen unter bestimmten Bedingungen schon heute wirtschaftlich nutzen. Wesentlich sind die Abnehmerstrukturen, denn durch Optimierungen in den Heiznetzen läßt sich die Wirtschaftlichkeit der Nutzung erheblich verbessern.

Der Sauerstoffgehalt im Thermalwasserkreislauf ist von den Betriebsbedingungen abhängig. Die Kenntnis dieser Zusammenhänge führt zu einer weiteren Optimierung der Anlagen.

Durch Mehrbohrungssysteme kann eine Verlängerung der Lebensdauer der Anlagen erreicht werden. Deshalb konzentrieren sich weitere Untersuchungen auf das Langzeitverhalten im Speicher und, um zu einer ortsunabhängigeren Energiebereitstellung zu gelangen, auf die Ressourcenbestimmung in Regionen ohne bisherige geothermische Nutzung der Aquifere.

Aufgrund der positiven Energie- und Schadstoffbilanz geothermischer Nutzungsanlagen können diese einen wesentlichen Beitrag zur CO₂-Reduktion und darüber hinaus zu einer nachhaltigen Energiebereitstellung liefern.

Literatur:

Althaus, E. Frosch, G., Mineralogische Untersuchungen an ausgewählten Aquifergesteinen zur Rolle der Tonfraktion bei der Gewinnung geothermischer Energie, Geothermische Energie, Geothermie-Energie der Zukunft, Tagungsband: 4. Geothermische Fachtagung, Konstanz, 1996.

Huenges, E., Erbas, K., Schallenberg, K. (Hrsg.), Geothermie Report 96-1, Hydrogeothermale Anlagen: Systemvergleich und Emissionsbilanz, Scientific Technical Report STR96/08, GeoForschungsZentrum, Potsdam, 1996.

Kayser, M., Kaltschmitt, M., Nutzung hydrothermalen Erdwärmeverkommens - Energie- und Umweltanalyse -, Geothermische Energie, Geothermie-Energie der Zukunft, Tagungsband: 4. Geothermische Fachtagung, Konstanz, 1996.

Martin, M., Seibt, A., Hoth, P., Kerndurchströmungsversuche zur Ermittlung der Fluid-Matrix-Wechselwirkungen unter besonderer Berücksichtigung der Kernvorbehandlung, Geothermische Energie, Geothermie-Energie der Zukunft, Tagungsband: 4. Geothermische Fachtagung, Konstanz, 1996.

Naumann, D., Erzinger, J., Gasanalytik an geothermisch nutzbaren hydrothermalen Wässern, Geothermische Energie, Geothermie-Energie der Zukunft, Tagungsband: 4. Geothermische Fachtagung, Konstanz, 1996.

Schallenberg, K., Systemanalytische Erfassung von Nutzungsanlagen hydrogeothermaler Ressourcen, Geothermische Energie, Geothermie-Energie der Zukunft, Tagungsband: 4. Geothermische Fachtagung, Konstanz, 1996.

Troschke, B., Burkhardt, H., Ermittlung der Gesteinswärmeleitfähigkeit von Sedimentgesteinen aus Messungen am Bohrklein, Geothermische Energie, Geothermie-Energie der Zukunft, Tagungsband: 4. Geothermische Fachtagung, Konstanz, 1996.

Wenderoth, F., Ondrak, R., Bayer, U., 3D-Modellierung der thermischen Langzeitentwicklung eines geothermischen Reservoirs, Geothermische Energie, Geothermie-Energie der Zukunft, Tagungsband: 4. Geothermische Fachtagung, Konstanz, 1996.

Die Nutzung der Erdwärme in der Region Basel am Südostende des Rheingrabens

Lukas Hauber



DE010658277

Abstract: The idea of using geothermal energy in the Basel region came up during the years 1973 - 1980, due to the shortages in oil and gas supply. Independency of foreign suppliers, diversification and renewable energies have been demanded. Geothermal energy was one of the possibilities discussed in those years. Today, geothermal energy is also and mainly seen as a environmental clean energy without output of CO₂ and other gases. For these reasons, and because it is well known that the Rheingraben has a good geothermal gradient, the two Cantons of Basel-Stadt and Basel-Land made efforts to develop the use of this energy. The Canton Basel-Stadt together with the Community of Riehen decided to test these possibilities with two wells (1988-1990). The well Riehen 1 (depth 1'547 m) showed in the Upper Muschelkalk a pumping rate of 20,5 l/s with a temperature of 66,4°C and Riehen 2 (depth 1'247 m) made 22 l/s with 52,2°C. The salinity of the water was 17 g/l (Riehen 1) and 14 g/l (Riehen 2), mainly NaCl and CaSO₄, together with CO₂. Due to the high salinity, well Riehen 1 is used as a production well, Riehen 2 as a rejection well. Riehen decided to construct a distant heating system and therefore it was possible to add the geothermal energy into this system, avoiding the consumption of 1750 t oil per year (= 50 %). The power of the whole heating system is 15'200 kW. Production started in April 1994.

Zusammenfassung: In den vergangenen Jahren sind in der Region Basel 3 Geothermiebohrungen zur Nutzung der Erdwärme abgetieft worden:

Riehen 1: 1'547 m tief T = 66,4 °C Salinität = 17'031,9 mg/l Gradient = 4,05 °C/100 m

Riehen 2: 1'247 m tief T = 52,2 °C Salinität = 14'162,7 mg/l Gradient = 3,65 °C/100 m

Reinach 1: 1'793 m tief T = 78,0 °C Salinität = 43'896 mg/l Gradient = 3,75 °C/100 m

Riehen 1 und 2 erwiesen sich von der Ergiebigkeit (>20 l/s) her als interessant, während Reinach 1 als Misserfolg bezeichnet werden muss, da keine nutzbare Menge gefördert werden konnte und auch die Stimulationsversuche keinen weiteren Zufluss mehr erbrachten.

Riehen 1 dient heute als Entnahmebohrung, die Reinjektion des abgekühlten Wassers erfolgt in Riehen 2. Die hohe Salinität verbietet die Abgabe dieses Wassers in ein Oberflächengewässer, dazu kommt, dass damit auch die Wasserbilanz nicht gestört wird. Als Wasserwegsamkeit dienen Kluftsysteme im Oberen Muschelkalk entlang der östlichen Randstörung des Rheingrabens. Die Wärme wird im Fernwärmesystem der Gemeinde Riehen genutzt und ersetzt dort jährlich ca. 1'750 t Heizöl.

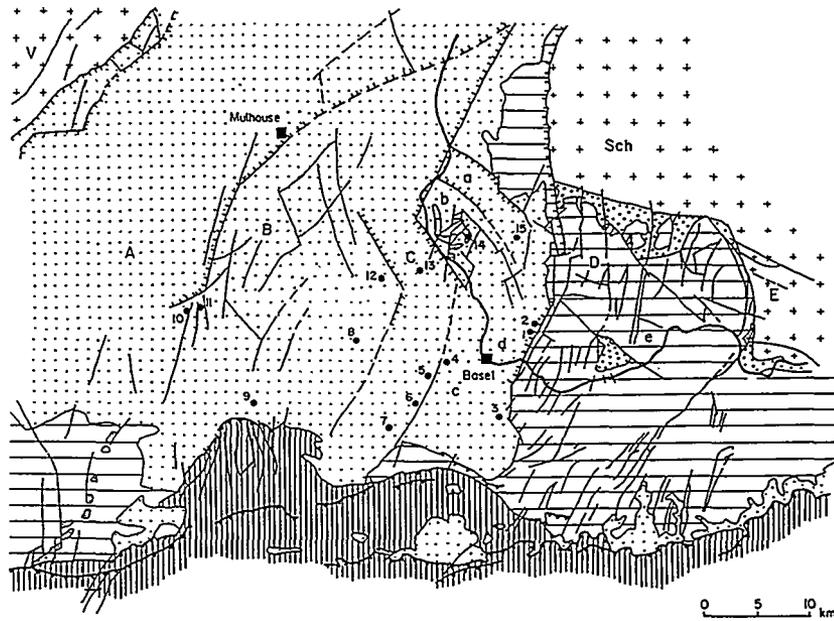
Einleitung

Die seit April 1994 in Betrieb stehende Geothermie-Anlage in Riehen bei Basel verdankt ihre Entstehung zwei Anstössen: Die Energiekrisen der Jahre 1973 und 1980 deckten die starke Abhängigkeit vom Energieträger Erdöl und Erdgas auf. Gleichzeitig kam dazu, dass die Kernenergie in der Nordschweiz auf massive Ablehnung stiess, so dass der Ruf nach der Nutzung von Alternativenergien und nach Diversifikation laut wurde. Der zweite Punkt war, dass die Gemeinde Riehen sich für die Errichtung eines Fernwärmenetzes unter Beizug von Alternativenergien entschieden hatte. Nach Prüfung verschiedener Möglichkeiten wie Grundwasser-Wärmepumpen, Nutzung der Wärme des Abwassers der relativ weit entfernten Kläranlage der Stadt Basel, entschied sich die Gemeinde Riehen dafür, gemeinsam mit dem Kanton Basel-Stadt, die Möglichkeit der Erschliessung von Erdwärme mittels Tiefbohrungen voranzutreiben.

Diesem Entscheid ist eine gemeinsam von den Kantonen Basel-Stadt und Basel-Landschaft finanzierte Studie über die Möglichkeiten der Nutzung von Erdwärme in der Nordwestecke der Schweiz vorangegangen. Diese zeigte auf, dass grundsätzlich mehrere Möglichkeiten für eine Erschliessung der Erdwärme im Temperaturbereich von $>50^{\circ}\text{C}$ bestehen:

- a) Porenaquifere: Buntsandstein
- b) Kluftaquifere, insbesondere in der Umgebung von Bruchzonen wie Rheingrabenrand oder Bruchsysteme im Tafeljura (in Malmkalken, Hauptrogenstein oder Oberem Muschelkalk)
- c) Karstsysteme in den Malmkalken, im Hauptrogenstein oder im Oberen Muschelkalk

Diese Studie war auch von einer strukturellen Analyse der Region begleitet, so dass es möglich war, die Tiefenlage möglicher Prospektionsziele zu bestimmen und damit auch die zu erwartenden Wassertemperaturen abzuschätzen. Dies erlaubte, mehrere mögliche Teststandorte vorzuschlagen. Dabei war selbstverständlich darauf zu achten, dass im Bereich solcher Standorte auch mit einem oder mehreren Abnehmer der zu gewinnenden Energie gerechnet werden konnte, und dass ferner die Möglichkeit zur Anlage der nötigen Bohrplätze bestand. In Riehen (Kanton Basel-Stadt) und in Reinach (Kanton Basel-Landschaft) kam es schliesslich zu Geothermiebohrungen (Abb. 1).



Legende	Tertiär	Rotliegendes-Buntsandstein
	Mesozoikum des Faltenjuras	Grundgebirge
	Mesozoikum des Tafeljuras	

Abb. 1: Tektonische Skizze der Südost-Ecke des Rheingrabens bei Basel

Tektonische Elemente:

A = Graben von Dammerkirch, B = Horst von Müllhausen, C = Graben von Sierentz-Wolschwiller, D = Dinkelberg-Plateau, Sch = Schwarzwald, V = Vogesen
 a = Bamlacher Graben, b = Isteiner Klotz, c = Rücken von Basel, d = Mulde von Tüllingen-St. Jakob, e = Mittlerer Dinkelberg-Graben

Bohrungen:

1 = Riehen 1, 3 = Riehen 2, 3 = Reinach 1, 4 = Allschwil 1, 5 = Allschwil 2, 6 = Neuwiller, 7 = Leymen, 8 = Knoeringue, 9 = Sundgau 201, 10 = Hirtzbach 10, 11 = Hirtzbach 4, 12 = Magstatt, 13 = Sierentz, 14 = Wasserbohrung Efringen-Kirchen Engetal 6, 15 = Schliengen 1013 (W Maugenhardt)

Während die Bohrung Riehen 1 (ausgeführt 1988) erfolgreich abgeschlossen und in der Folge auch die Bohrung Riehen 2 (1988) als Reinjektionsbohrung angeschlossen werden konnte, erwies sich die Bohrung von Reinach 1 (1989 ausgeführt, 1'793 m tief) als Misserfolg, obwohl alle drei Bohrungen dasselbe Prospektionsziel hatten, den Oberen Muschelkalk im Grabenbereich entlang der Hauptstörung des östlichen Grabenrandes. In Reinach fehlten die erwarteten offenen Klüfte oder eine Verkarstung im Oberen Muschelkalk. Er erwies sich als praktisch dicht bei einer interessanten Wassertemperatur von 78,0 °C. Die Gründe zu diesem im Vergleich zu Riehen enttäuschenden Ergebnis sind wahrscheinlich in der Tatsache zu suchen, dass der Rheingrabenrand in Arlesheim-Reinach eher flexurartigen Charakter hat, während er in Riehen durch eine starke Zerrung der Sedimente grabenwärts geprägt ist (Abb. 2).

Die Geologie der Bohrungen Riehen 1 & 2

Der Standort Riehen für ein Geothermie-Pilotprojekt war vielversprechend, weil hier drei mögliche Kluft- und Karst-Aquifere erwartet werden durften. Zudem konnte hier die Nähe der Randverwerfung getestet werden, die sich auch an anderen Stellen als aussichtsreich erwiesen hatte. An eine Weiterführung der Bohrungen bis in das kristalline Grundgebirge ist hingegen von Anfang an verzichtet worden, weil die Steinsalzvorkommen der Mittleren Trias zusätzliche Verrohrungen nötig gemacht hätten, was zu einer spürbaren Verteuerung des Projektes geführt hätte, und weil nach den Erfahrungen in Bruchsal mit einem sehr hohen Gehalt an gelösten Stoffen gerechnet werden musste. So wurde ein Projekt erstellt, das zum Ziel hatte, die Malmkalke, den Hauptrogenstein (Dogger) und den Oberen Muschelkalk als Hauptaquifer zu testen. Die Bohrstelle Riehen 1 wurde so angelegt, dass sie zwischen Grabenrand und die diesen Rand begleitende Mulde von Tülingen-St. Jakob zu liegen kam (Abb. 2). Damit war zugleich gegeben, dass eine Bohrstelle im Umkreis der Abnehmer gefunden werden konnte. Nach dem erfolgreichen Abschluss der Bohrung Riehen 1 wurde auch die Bohrung Riehen 2 nach denselben Kriterien ebenso erfolgreich ausgeführt. Die Distanz zwischen den beiden Bohrungen beträgt rund 1 km. Diese wurde gewählt, um einen raschen Kurzschluss zwischen beiden Bohrungen zu vermeiden.

Die Bohrung Riehen 1 hat zunächst das Tertiär des Rheingrabens von 556 m Mächtigkeit durchbohrt, wobei erwähnenswert ist, dass in Riehen 1 Sannoisien angetroffen worden ist, das direkt auf Callovien lagert, während in Riehen 2 das Sannoisien fehlt und "Meeressand" (Rupélien) über Hauptrogenstein transgrediert. Wir finden hier also Verhältnisse wie sie bei Rötteln N

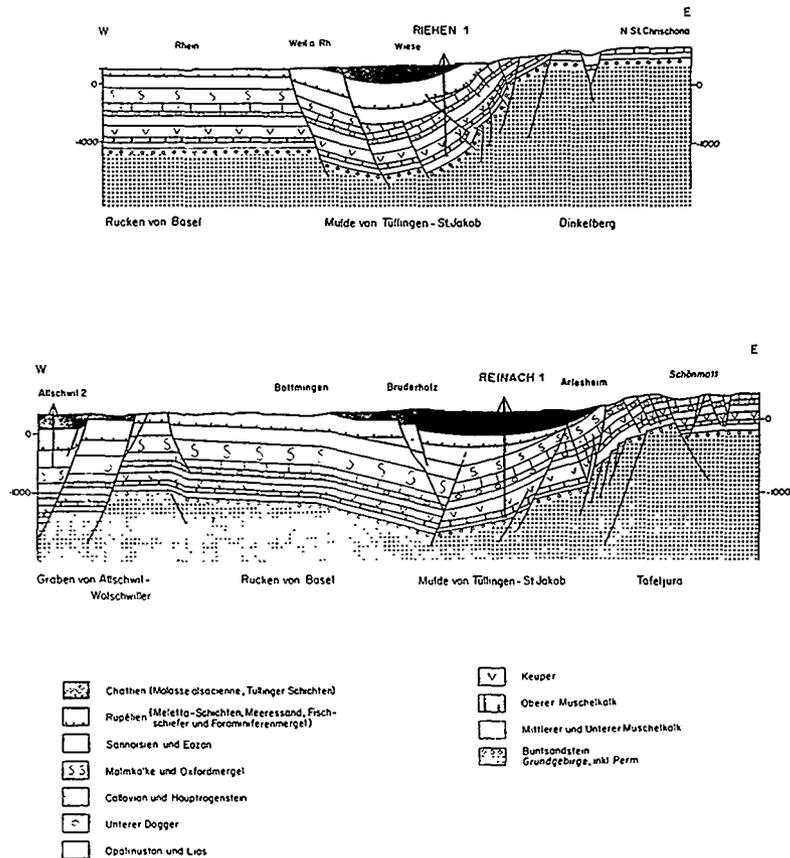


Abb 2: Geologische Profile durch die Geothermiebohrungen Riehen 1 und Reinach 1

Lörrach anzutreffen sind, während die Malmkalke erst etwas weiter westlich (Isteiner Klotz, Abb. 1) auftreten. Die Malmkalke fallen damit als möglicher "Geothermie-Horizont" weg.

Der Haupttrogenstein ist in beiden Bohrungen doppelt durchfahren worden. Dies lässt sich durch ein Abgleiten über tonigen und salinaren Gesteinen der Unterlage des Haupttrogensteins in Richtung Graben erklären. In beiden Bohrungen erwies sich der Haupttrogenstein als sehr schlecht durchlässig.

Der Obere Muschelkalk wurde in Riehen 1 von m 1444 - 1547 angetroffen, in Riehen 2 von m 1123 - 1223. In beiden Bohrungen sind Wasserzuflüsse zu verzeichnen gewesen. Das Wasser tritt auf einigen wenigen ausgeprägten Klufzonen aus. Soweit Kerne gezogen worden sind, - aber auch die Aufnahmen mittels Micro Formation Scanner (FMS), die Flowmeter- sowie die Temperaturlogs bestätigen es -, sind keine Anzeichen einer nutzbaren Verkarstung festgestellt worden.

Die hydrogeologischen und geothermischen Resultate

Beide Bohrungen weisen denselben hydraulischen Head von 300 m ü. M. auf; die Geländeoberfläche liegt in Riehen 1 bei 276,21 und in Riehen 2 bei 285,31 m ü. M.; es erfolgt somit ein artesischer Ueberlauf. Die Prognose lautete auf eine Ergiebigkeit von 20 l/s bei einer Absenkung von weniger als 200 m. Die Tests wurden in Riehen 1 mit 20,5 l/s und in Riehen 2 mit 22 l/s abgeschlossen, wobei in beiden Fällen die Absenkung den Betrag von 200 m nicht erreicht hat. Die Durchlässigkeitsbeiwerte (k-Werte) berechnen sich wie folgt: Riehen 1 = $8,5 \times 10^{-5}$ m/s, Riehen 2 = $1,1 \times 10^{-4}$ m/s. Die Aquifertemperaturen betragen in Riehen 1 = 66,4 °C und in Riehen 2 = 52,2°C. Damit war vorgegeben, dass Riehen 1 als Entnahmebohrung und Riehen 2 als Reinjektionsbohrung dienen sollte.

Probleme ergaben sich aus dem Chemismus. Mit 17 g/l gelöster Bestandteile (hauptsächlich Chloride und Sulfate), bei fehlendem Sauerstoff und starker CO₂-Führung (772 Ncm³/kg), sowie mit einem Eisengehalt von 8,9 mg/l musste bei Abkühlung und bei Entgasung mit Ausfällungen gerechnet werden. Eine Ableitung in ein Oberflächengewässer kam deshalb nicht in

Frage. Die Reinjektion des abgekühlten Wassers war die einzige Möglichkeit, die Wärme dennoch nutzen zu können. Dies hilft aber gleichzeitig mit, die Wasserbilanz im Oberen Muschelkalk nicht zu stören, denn obwohl der Muschelkalk östlich des Grabenrandes in geringer Entfernung oberflächlich ansteht, handelt es sich hier um altes Formationswasser, das nicht mit der oberflächennahen Zirkulation in Verbindung steht. Es enthält kein Tritium und keinen Kohlenstoff-14.

Die Geothermie-Anlage von Riehen

Gestützt auf diese Resultate und den daraus resultierenden Vorgaben hat sich die Gemeinde Riehen entschlossen, die durch diese Bohrungen erschlossene Erdwärme zu nutzen und sie in ihr Fernwärmenetz zu integrieren, auch wenn deren Energiepreise derzeit nicht mit den sehr niedrigen Erdöl- oder Erdgas-Preisen konkurrieren können. Die Nutzung der Erdwärme verringert die Verbrennung von 1750 t Erdöl pro Jahr und darf als substantiellen Beitrag an den Umweltschutz gesehen werden.

Die Anlage kann wie folgt beschrieben werden:

Wärmeerzeugung: Grundlast (5,25 MW), Spitzenlast (8,7 MW):

- Nutzung der Geothermie über Direktwärmetauscher und Elektrowärmepumpen
- Blockheizkraftwerk für die Erzeugung des Strombedarfs der Elektrowärmepumpen und der Hilfsbetriebe
- 3 ölbefeuerte Kesselanlagen für Spitzenlast

Wärmeverteilung:

- erdverlegte Fernleitungen, Anschlüsse indirekt über Hausstationen
- Vorlauf: gleitend 65 - 90 °C
Rücklauf: bestehende Gebäude max. 60°C, neue Gebäude max. 40 °C
- Verteilleitungen DN 25 - 250 = 5'480 m, Anschlussleitungen DN 20 - 100 = 1'810 m

Bauzeit:

- 1988 - 1990: Bohrungen und Langzeitpumpversuche
- 1989 - 1994: Leitungsnetz, Grundlast- und Spitzenlastzentrale

Wärmebezüger:

- Anzahl 1240, Leistung 15'200 kW, Verbrauch 31'000 MWh/a

Bauherrschaft: Gemeinde Riehen, CH-4125 Riehen

Zusammenfassend darf festgestellt werden, dass sich die SE-Ecke des Rheingrabens bei Basel zur Nutzung der Erdwärme eignet. Dass auch im südlichen Rheingraben ein gutes Potential vorhanden ist, zeigen die in Abb. 3 zusammengestellten geothermischen Isolinien. Von grundsätzlicher Bedeutung ist aber eine saubere geologische und technische Vorbereitung eines solchen Projektes. Der Fall von Riehen zeigt, dass dies möglich ist. Die Anlage arbeitet seit April 1994 zur allgemeinen Zufriedenheit.

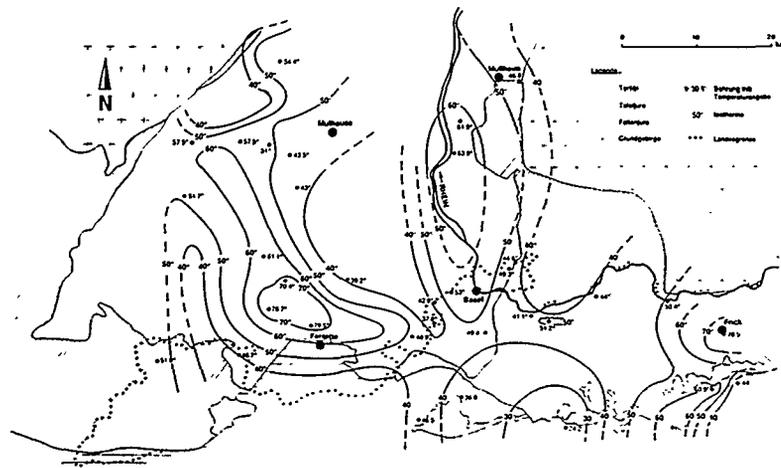


Abb. 3: Geothermische Isolinien für 1000 m Tiefe im südlichen Rheingraben

Geothermiebohrung Bad Schinznach. Erste Resultate

Markus O. Häring



Abstract

The spa of Bad Schinznach (Canton Argovia, Switzerland) endeavours to cover its heating requirements with geothermal energy. A recently drilled well to a depth of 890 meters encountered the regional aquifer of thermal water (Oberer Muschelkalk, Triassic) in three levels. Preliminary results indicate a productive aquifer in the uppermost level with a wellhead temperature of 42°C. An additional exploitation of the bottomhole formation temperature of 63°C is envisaged.

Kurzfassung

Das Bad Schinznach (Kanton Aargau, Schweiz) möchte im Rahmen der wirtschaftlichen Möglichkeiten seinen Wärmebedarf mit der Nutzung des Thermalwassers aus dem Oberen Muschelkalk (Trias) decken. Eine neulich abgeteufte Bohrung bis auf 890 Meter Tiefe hat die Formation auf drei Niveaus angetroffen. Erste Resultate deuten auf ein nutzbares Vorkommen im obersten Horizont mit einer Austrittstemperatur von 42°C. Eine zusätzliche Nutzung der hohen Formationstemperatur von 63°C auf Endtiefe wird erwogen.

Einleitung

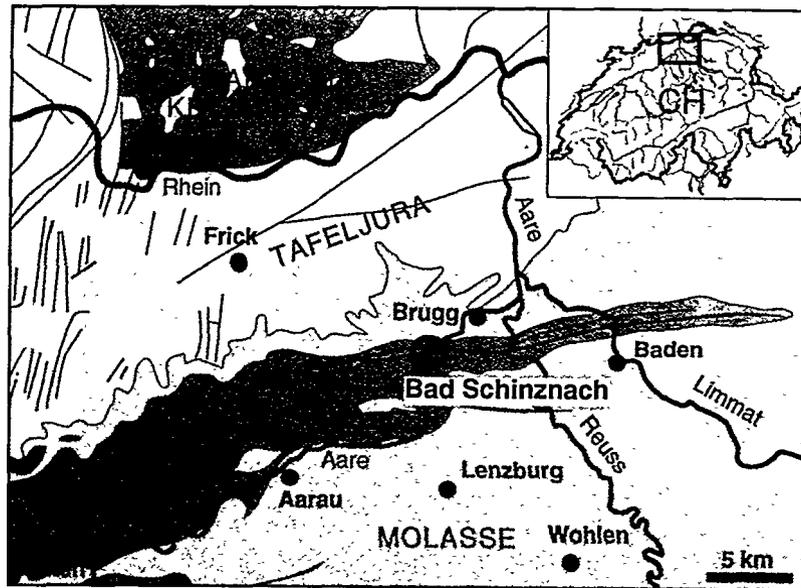
Die Bad Schinznach AG hat sich zum Ziel gesetzt, den Wärmebedarf ihres Betriebes, soweit wirtschaftlich vertretbar, mit geothermischer Energie zu decken. Das Thermalwasservorkommen, dem das Bad seine Existenz verdankt, soll besser genutzt werden. Damit soll eine lokale, umweltfreundliche Energiequelle optimal genutzt werden und ein wichtiger Beitrag zur Verminderung des Verbrauchs fossiler Brennstoffe geleistet werden. Mit dem Projekt kommt eine wegweisende Technik zur Anwendung und es sind wichtige Erkenntnisse zur Weiterentwicklung dieser zukunftssträchtigen und umweltfreundlichen Energiequelle zu erwarten.

Das Projekt wird von der schweizerischen Eidgenossenschaft (Bundesamt für Energiewirtschaft und vom Kanton Aargau finanziell unterstützt. Im Rahmen der Förderung von Pilot- und Demonstrationsanlagen erneuerbarer Energien übernimmt der Bund eine Risikogarantie.

Geologie

Das Bad Schinznach liegt im Aaretal an der Nahtstelle zwischen Tafel- und Kettenjura (Figur 1). Ein Teil des abgescherten mesozoischen Deckgebirges überschiebt nach Norden eine flach südwärts einfallende Schichtserie des angrenzenden Tafeljuras. Im Überschiebungsgebiet wird das abgescherte Deckgebirge steilgestellt und verschuppt. Der darunterliegende Sockel besteht aus permokarbonischen Sedimenten, die ein kristallines Grundgebirge überlagern. Das Bad Schinznach befindet sich nach jüngeren regional-seismischen Untersuchungen am Südrand des westsüdwest streichenden Permokarbon-Trogs.

Die Thermalquelle verdankt ihre Existenz dem steil nach Norden auftauchenden Oberen Muschelkalk. Der Obere Muschelkalk ist ein regionaler Aquifer, dessen Thermalwasser in der näheren Umgebung auch in Baden und Lostorf genutzt wird. Die bestehende Fassung S2 fördert rund 30°C warmes Schwefelwasserstoff haltiges Wasser aus 75 Meter Tiefe. Der Einzugsbereich des tiefliegenden Kluft- und Karstaquifers ist nicht restlos geklärt (Schneider, 1982). Der überdurchschnittlich hohe Temperaturgradient in der weiteren Umgebung vom Bad Schinznach des Thermalwasseraquifers sind schon seit längerem das Objekt umfassender Studien (vgl. NEFF 1980, Rybach et al. 1987, Schmassmann 1987).



Figur 1: Lage der Thermalquelle Bad Schinznach

Vorarbeiten

Eine erste Studie zur geothermischen Nutzung des Thermalwasservorkommens wurde von Schmassmann 1989 verfasst. Daraufhin wurden zur detaillierten Abklärung der geologischen Verhältnisse im selben Jahr reflexions-seismische Untersuchungen durchgeführt (Diebold, 1990). Ein erstes Projekt (Häring 1991) sah eine 1500 Meter tiefe Bohrung bis ins Permokarbon vor. Obwohl eine Bohrung ins Permokarbon vom geothermischen Aspekt her als vielversprechend anzusehen ist, wurde aufgrund des Risikos einer zu hohen Mineralisierung auf ein Vordringen in diese Tiefe verzichtet und das Projekt auf das vorliegende Mass redimensioniert.

Konzept

Mit einer Bohrung rund 400 Meter südlich der bestehenden Fassung S2 sollte der Obere Muschelkalk in einer Tiefe von 300 bis 700 Metern in der Hauptüberschiebung des Faltenjuras mindestens zweimal durchbohrt werden. In diesem Tiefenbereich sind Formationstemperaturen über 40°C zu erwarten. Das Projekt sieht nur eine Bohrung vor. Die Rückführung des abgekühlten Wassers erfolgt in den Vorfluter. In einer ersten Phase soll zunächst mit dem neu gewonnenen Thermalwasser die bisherige Nachheizung des Badewassers substituiert werden. Allein mit dieser Massnahme kann eine Ersparnis von 300 Tonnen Heizöl jährlich erreicht werden. In einer späteren Phase, soll dem Wasser vor der Einleitung mit Hilfe von Wärmetauschern und -pumpen zusätzliche Energie entzogen werden.

Als grösstes Risiko wird eine ungenügende Ergiebigkeit und eine übermässige Mineralisierung angesehen, welche die geothermische Nutzung verunmöglichen könnte.

Leistungserwartungen

Aufgrund des hohen thermischen Gradienten und Erfahrungswerten zur Wasserwegsamkeit des Oberen Muschelkalkes wird mit einer thermischen Leistung von 750 kW gerechnet. Im Rahmen des Programms Energie 2000 gewährt die schweizerische Eidgenossenschaft zusätzlich zur finanziellen Förderung eine Risikogarantie. Im entsprechenden Vertrag ist der Erfolg der Bohrung, auf die lokalen Verhältnisse angepasst, wie folgt definiert:

- Thermische Leistung ≥ 755 kW bei einer Abkühlung bis auf 14°C.
- Wassertemperatur am Bohrlochaustritt $\geq 40^\circ\text{C}$.
- Wasserqualität, mit welcher die Einleitungsbedingungen mit vertretbarem Aufwand realisiert werden können.

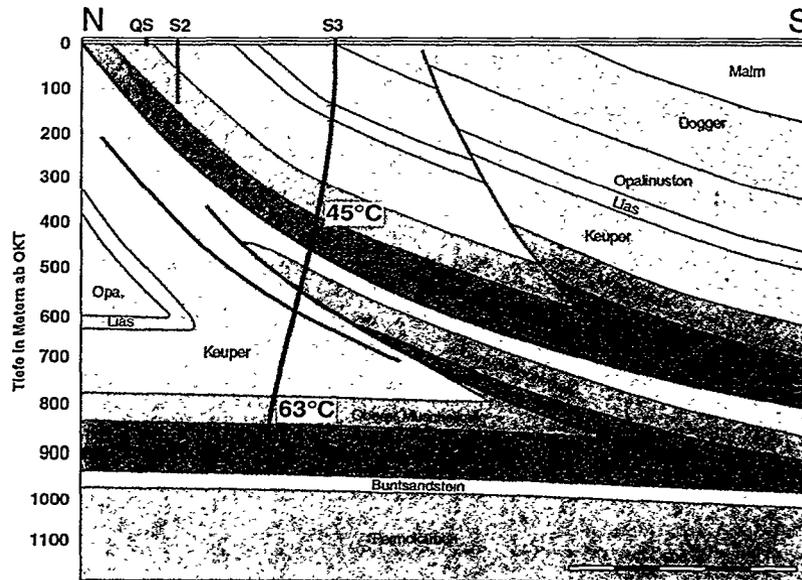
Ein vollständiger Misserfolg läge bei folgenden Bedingungen vor:

- Thermische Leistung ≤ 380 kW bei einer Abkühlung bis auf 14°C .
- Wassertemperatur am Bohrlochaustritt $\leq 30^{\circ}\text{C}$.
- Wasserqualität mit welcher das vorgesehene Ziel nicht mit vertretbarem Aufwand realisiert werden kann.

Dazwischen liegende Resultate werden als Teilerfolg gewertet.

Erste Resultate

Am 12. März 1996 erreichte die Bohrung die Endtiefe von 891 Meter. Die durchörterte Geologie entspricht weitgehend den Erwartungen. Der Obere Muschelkalk wurde auf drei Niveaus angetroffen. Als unter der zweiten Schuppe des Oberen Muschelkalkes noch einmal Keuper angefahren wurde, erhoffte man den Aquifer noch ein drittes Mal in autochthoner Lage anzutreffen, was sich schliesslich bestätigte (Figur 2).



Figur 2: Geologischer N - S Schnitt Bad Schinznach (QS: alter Quellschacht, S2: heutige Fassung, S3 neue Bohrung)

In allen drei Zielhorizonten wurden Kurzzeit-Pumpversuche durchgeführt. Eine quantitative Aussage zur Ergiebigkeit und zur Wasserqualität ist verfrüht. Zur Zeit der Schriftlegung dieses Berichts wird ein Langzeitpumpversuch in der obersten Schuppe des Oberen Muschelkalkes vorbereitet. Das dort gefundene Wasser entspricht nach bisheriger Kenntnis der Qualität des schon genutzten Thermalwassers. Die Temperatur am Bohrlochaustritt betrug beim Kurzzeit-Pumpversuch 42°C.

Auf Endtiefe (891 m) wurde eine unerwartet hohe Formationstemperatur von 63°C angetroffen. Allerdings ist die Ergiebigkeit der beiden tiefer liegenden Aquifere unbefriedigend. Zudem ist dieses Wasser wegen seiner hohen Mineralisation (10 resp. 24 g/l) zur geothermischen Nutzung mit Einleitung in den Vorfluter ungeeignet.

Aussichten

Mit diesen vorläufigen Resultaten stellte sich sogleich die Frage, wie man das gefundene Vorkommen optimal fassen kann. Einerseits liegt im obersten Aquifer ein nutzbares Wasser mit einer befriedigenden Temperatur vor, andererseits möchte man nicht auf die Nutzung der überdurchschnittlich hohen Formationstemperatur auf Endtiefe verzichten. Zur kombinierten Nutzung des Wassers und der Temperatur in der Tiefe wurde von der Bohrfirma (Foralith AG) eine spezielle Hybrid-Erdwärmesonde entwickelt. Darin würde das Thermalwasser des oberen Aquifers in einem geschlossenen System zuerst nach unten umgeleitet, um zusätzliche Wärme aufzunehmen, um dann schliesslich durch eine innere Steigleitung nach oben gefördert zu werden.

Erst die Ergebnisse der Langzeitpumpversuche werden den Entscheid ermöglichen, ob ein solches System zum Einsatz kommen wird, oder das Thermalwassers aus dem obersten Aquifer direkt gefördert werden soll. Es ist zu hoffen, dass die Resultate den Einsatz der Hybrid-Sonde rechtfertigen. Damit könnte ein Zeichen gesetzt werden, dass mit Kreativität und Innovation der sinnvollen Nutzung von Erdwärme zum Durchbruch verholfen werden kann.

Verdankungen

Es sei an dieser Stelle der Bauherrschaft für die Erlaubnis zur Veröffentlichung der ersten vorläufigen Resultate gedankt. Ein Dank gebührt auch allen involvierten Behörden für die wohlwollende Behandlung und Unterstützung des Projekts.

Referenzen

- Diebold, P. (1990): Die geologischen Resultate der Reflexions-seismischen Untersuchungen im Raume Bad Schinznach.- Interner Bericht, Bad Schinznach AG.
- Häring, M. (1991): Geothermiebohrung Bad Schinznach S3; Technischer Bericht.- Interner Bericht, Bad Schinznach AG.
- Nationaler Energie-Forschungs-Fonds, NEFF (1980): Geothermische Prospektion im Raume Koblenz-Wildegg-Dielsdorf.- Schlussbericht NEFF.
- Rybach, L.; Eugster, W.; Griesser, J.-C. (1987): Die geothermischen Verhältnisse in der Nordschweiz.- Eclogae geol. Helv. Vol. 80, Nr. 2 Seiten 521 - 534.
- Schmassmann H. (1987): Neue Erkenntnisse zur Beschaffenheit der Tiefengrundwässer der Nordschweiz..- Eclogae geol. Helv. Vol. 80, Nr. 2 Seiten 569 - 578.
- Schmassmann, H. (1989): Studie über das Vorgehen zur Erschliessung geothermischer Energie in Bad Schinznach. - Interner Bericht, Bad Schinznach AG.
- Schneider, J. (1982): Zur Mineraltherme von Bad Schinznach (Aargau).- Interner Bericht, Bad Schinznach AG.

Hydraulisches, thermisches und mechanisches Verhalten geothermisch genutzter Aquifere

Christoph Clauser

Es wird über den Stand eines zur Förderung vorgeschlagenen Projektes berichtet. Die primäre Zielsetzung des Vorhabens ist die Abschätzung der Veränderung von Porosität bzw. Permeabilität des Fluid-Gesteinssystems, die in einem geothermisch genutzten Aquifer durch Lösungs- und Ausfällungsreaktionen verursacht wird. Sie soll über eine Ankoppelung der chemischen Systemkomponente an die Dynamik der Gesteinsmatrix und des Wasserkörpers sowie an die Wärmebilanz des Systems erfolgen. Das resultierende komplexe fluiddynamische Transportsystem bildet die Ausgangsbasis für die Untersuchung von Fragestellungen an einem konkreten Beispielaquifer. Zur Erleichterung der praktischen Nutzung des entwickelten Programmsystems soll eine Benutzeroberfläche entwickelt werden, die die interaktive Modellerstellung unterstützt sowie die simulationsbegleitende Darstellung der Ergebnisse ermöglicht. Entsprechend der thematischen Breite des Vorhabens, werden unterschiedliche Aspekte in mehreren Teilprojekten durch Arbeitsgruppen bei den Geowissenschaftlichen Gemeinschaftsaufgaben in Hannover, den Geologischen Landesämtern Mecklenburg-Vorpommern und Hamburg sowie am Lehrstuhl für Geodynamik der Universität Bonn bearbeitet. Eine zentrale Koordinierung sorgt für die erforderliche Kommunikation zwischen den Teilprojekten.

Die geothermische Nutzung geeigneter Aquifere stellt einen Eingriff in das eng gekoppelte System von Gesteinsmatrix und strömenden Wasserkörper sowie der zugehörigen Stoff- und Energiebilanz dar. Die Intensität dieser Nutzung läßt entsprechend rasche Systemveränderungen erwarten, die im Sinne einer Bewertung über mathematisch-numerische Beschreibungen im Modellexperiment untersucht werden können. Ziel des Vorhabens ist es, durch eine Kombination von numerischen Fallstudien mit Daten aus einem realen Beispielaquifer praxisnahe Abschätzungen über die zu erwartenden hydraulischen, thermischen und mechanischen Veränderungen in geothermisch genutzten Aquiferen zu liefern. Hierzu soll zum einen ein Simulationsprogramm zur Modellierung von Strömung und Wärmetransport für die Simulation von Stofftransport weiterentwickelt und mit benutzerfreundlichen Serviceprogrammen zur Modellerstellung und Ergebnisdarstellung (sog. Prä- und Postprozessoren) versehen werden, die seine Nutzung einem größeren Kreis interessierter Anwender aus der Praxis zugänglich macht. Zum anderen soll eine Kopplung mit geochemischen Speziationprogrammen erfolgen, die die Lösung und Ausfällung von Primär- und Sekundärmineralen entsprechend den herrschenden Druck- und Temperaturbedingungen berechnen. Die hierdurch verursachte Veränderung des Hohlraumvolumens wird schließlich mit Hilfe eines fraktalen Ansatzes zur Berechnung der Veränderung der hydraulischen Permeabilität des Systems verwendet.



DE010658295

Geomikrobiologische Forschungsarbeiten an hochmineralisierten Tiefenwässern als Beitrag zur optimalen Nutzung geothermischer Energie

*Manfred Köhler, Fernando Völsgen, Klaus Hofmann,
S. Bochnig & Torsten Kellner*

Im Rahmen des vom BMBF geförderten Projektes "Geomikrobiologische Untersuchungen an geothermisch genutzten Tiefenwässern Nordostdeutschlands" (Mecklenburg - Vorpommern) haben wir uns auch nach voller Inbetriebnahme des Erdwärme-Heizwerkes Neustadt-Glewe (April 1995) auf die mikrobiologische Analyse des Thermalwassers konzentriert. Darüber hinaus wurde in Modellversuchen geprüft, unter welchen Bedingungen eine Massenentwicklung von Mikroorganismen im Aquifer bzw. Thermalwasserkreislauf möglich ist. Die Versuche haben gezeigt, daß unter Beachtung der erzielten Befunde bei sachgemäßer Betriebsführung die Langzeitstabilität der Anlage gewährleistet ist. Jedoch sind mikrobiologische Betriebskontrollen unerlässlich, um unerwünschte Prozesse im Thermalwassersystem rechtzeitig erkennen und verhindern zu können.

Ergebnisse der Keimzahlbestimmungen

Auf der Grundlage der erarbeiteten Arbeitsmethoden wurden differenzierte Analysen von Thermalwasserproben, die in regelmäßigen Zeitabständen entnommen wurden, durchgeführt.

Insgesamt wurden vier unterschiedliche Agar-Nährmedien für die Bestimmung der Keimzahlen nach dem Plattengußverfahren verwendet. Die Differenzierung halotoleranter bzw. halophiler Keime erfolgte durch Anwendung einer Kochsalzkonzentration von 20 %. Das Temperaturverhalten thermophiler bzw. thermotoleranter Keime wurde bei Bebrütungstemperaturen von 37 °C, 55 °C und >80 °C nachgewiesen. Zur Kultivierung von Thermalwasserbakterien >80 °C wurden Nährlösungen sowie Nährmedien mit Wasserglas als Verfestigungsmittel verwendet. Anaerobe Keime sind mit dem Anaerocultsystem der Fa. Merck kultiviert worden.

Die Ergebnisse der Keimgehaltsanalyse haben folgendes ergeben:

Die Gesamtzahl kultivierbarer Keime ist - trotz der extremen Bedingungen nach Inbetriebnahme der Anlage - insgesamt nicht wesentlich zurückgegangen und lag im Bereich von 45 - 8000/100 ml, zeitweise wurden in einzelnen Proben Keimzah-

Untersuchungen zur Verbesserung des Injektivitätsindex in klastischen Sedimenten

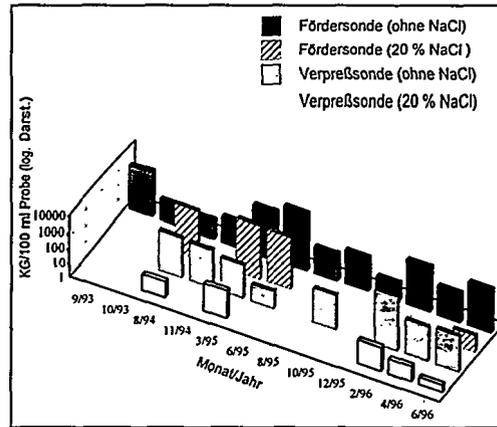
Peter Seibt

Inhalt: Den inhaltlichen Schwerpunkt des Forschungsprojektes bilden Untersuchungen zum besseren Verständnis der Mechanismen und Phänomene bei der Reinjektion von abgekühlten Thermalwässern in klastische Sedimente und das Aufzeigen von Lösungen bei zu geringer bzw. sich reduzierender Injektivität.

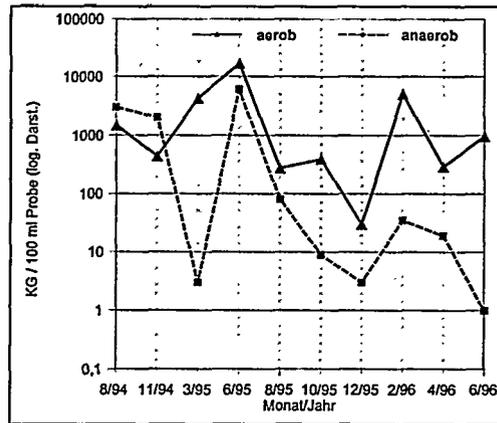
Aufbauend auf theoretischen Betrachtungen (Standstabilität, Partikeltransport im Porenraum, Einfluß nicht-isothermer Effekte) sind eine Reihe von Labor- und Feldversuchen, insbesondere in Verbindung mit Testarbeiten, am Standort Neustadt-Glewe / Mecklenburg-Vorpommern durchgeführt worden.

Neben den bisher ausschließlich in Forschungsprojekten betrachteten Kurzzeiteffekten ist das Langzeit-Verhalten im Hinblick auf die Veränderung der Injektivität vorrangiger Gegenstand der Untersuchungen. Dazu werden vorhandene und während der Projektbearbeitung gewonnene Daten auf der Grundlage neuer theoretischer Ansätze interpretiert, um damit die Voraussetzung für eine technologische Umsetzung zu schaffen.

len > 100 000 / ml ermittelt. Der Anteil anaerober, nicht desulfurizierender Keime ist relativ hoch, wobei es sich zumeist um fakultative Aerobier bzw. Anaerobier handelt (Abb. 1).



a) Gesamtkeimzahl kultivierbarer Keime, erfaßt auf vier verschiedenen Nährmedien mit und ohne NaCl bei 37 °C, 55 °C und 80 °C



b) Verhältnis aerober und anaerober Bakterien in Thermalwasserproben von Neustadt-Glewe

Abb.1: Ergebnisse der Keimzahlbestimmungen von Thermalwasserproben aus Förder- und Verpreßsonden (Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe); KG: Keimgehalt

Ein genereller Unterschied der Gesamtkeimzahlen zwischen Förder- und Verpreßsonde war nicht festzustellen, obwohl in einzelnen Proben relativ hohe Keimzahlen auch im Verpreßwasser vorhanden waren. Während Stillstandszeiten, z. B. bei geringer Auslastung der Anlage kann der Keimgehalt im Förderstrom um das Zehnfache ansteigen.

Der Anteil an halotoleranten bzw. halophilen Bakterien am Gesamtkeimgehalt in der Fördersonde sank deutlich ab, was vor allem auf die Wirkung der höheren Temperaturen (bis 96 °C bei voller Auslastung der Anlage) zurückzuführen ist. Die Anzahl derjenigen Keime, die bei 20 % NaCl-Zusatz im Kulturmedium insgesamt zur Entwicklung kamen, ist zwar relativ gering, jedoch wird deutlich, daß selbst bei hohen Temperaturen (>80 °C) noch vermehrungsfähige Keime im Thermalwasser vorhanden sind.

Bei der Bewertung der Keimzahlanalysen ist zu berücksichtigen, daß auf der Grundlage der angewandten Nachweisverfahren nur die Zahl kultivierbarer Keime erfaßt wird. Die ermittelten Keimzahlen sind daher als "Anzahl koloniebildender Einheiten" zu betrachten. Der Anteil identischer Keime auf den unterschiedlichen Nährmedien ist relativ gering und beträgt ca. 10 %.

Durch die Keimzahlbestimmungen werden nur Keime erfaßt, die im Thermalwasser suspendiert, d.h. nicht an den Oberflächen der Festphase des Aquifers adsorbiert sind. Über das Ausmaß der Adsorption von Keimen im Aquifer sollten Versuche mit Bohrkernen Auskunft geben. Hierfür wurde eine Durchlässigkeitsprüfanlage mit dreiaxialem Drucksystem verwendet. Entsprechende Modellversuche ergaben, daß nach Injektion von Bakteriensuspensionen unterschiedlicher Keimdichte (10^7 - 10^8 /ml) der überwiegende Teil der Zellen im Bohrkern adsorbiert wird. Der Anteil, der den Bohrkern durchläuft, ist relativ gering und liegt in der Größenordnung von ca. 0,1 % (Abb. 2).

Aus den jetzt vorliegenden Ergebnissen ist zu schließen, daß durch Keimzahlbestimmungen nur ein mehr oder weniger geringer Teil der tatsächlich im Aquifer vorhandenen Keime erfaßt wird. Dies würde auch erklären, warum im Thermalwasser permanent Keime nachweisbar sind und auch ein voller Thermalwasserstrom nicht zum allmählichen "Ausverdünnen" der Keimzahlen im Aquifer führt.

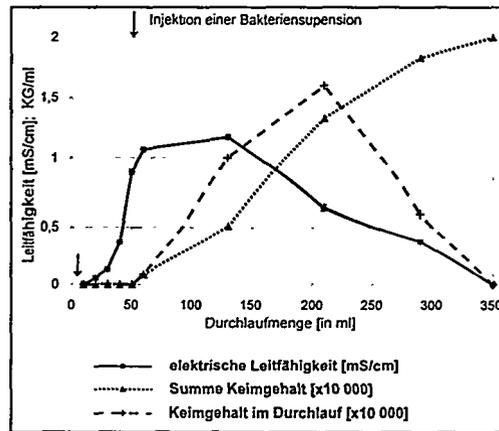


Abb. 2: Bestimmung der Adsorption von Thermalwasserbakterien (im Bohrkern aus der Bohrung Gt NG 1/88);
 Keimdichte der injizierten Bakteriensuspension: $10^7 - 10^8$ /ml in 5 %iger NaCl-Lösung
 Säuleninnendruck: 0,04 bar, Säulenaußendruck: 0,3 bar
 Durchlauf: 8 ml/min
 Nutzporosität des Bohrkernes: ca. 21 %

Charakterisierung isolierter Thermalwasserbakterien und -pilze

Die in den Jahren 1995/96 durchgeführten mikrobiologischen Analysen von Thermalwasserproben ergaben insgesamt ein heterogenes Bild. Neben einer großen Zahl von Sporenbildnern konnten auch nichtsporenbildende grampositive und gramnegative Bakterien sowie zeitweise Pilze bzw. Hefen identifiziert werden. In nahezu allen Proben gelang der Nachweis von Desulfurizierern bei Anwendung von Spezialmedien, die für eine optimale Entwicklung erforderlich sind. Eine Entwicklung dieser Desulfurizierer ist auch bei hohen Temperaturen (>80 °C) und Salzgehalten (200 mg NaCl/l) möglich. Darüber hinaus waren mit Hilfe der Elektronenstrahlmikroanalyse auch Fällungsprodukte nachweisbar, die unter anderem Ca, Si, O, Fe sowie S enthielten. Diese Ausfällungen bilden unter anderem einen dichten, zunächst schwarzen oder dunkelgrauen Belag an den Wänden der Kulturgefäße (vgl. Poster KÖHLER et al.).

Die Darstellung und Charakterisierung der Fällungsprodukte aus Anreicherungskulturen erfolgten mittels Phasenkontrast- und Elektronenmikroskopie. Es wurde u. a. das Vorkommen von Bakterienzellen an der Oberfläche mineralischer Ausfällungen nachgewiesen. In Kulturen von Thermalwasserbakterien und Partikeln der Feststoff-Filter konnte mit Hilfe der Röntgendiffraktometrie neben Halit, Quarz und Calcit auch Magnetit identifiziert werden. Inwieweit die Bildung von Magnetit auf die Beteiligung von Thermalwasserkeimen zurückzuführen ist, muß nachgeprüft werden.

Unter den zahlreich nachgewiesenen Bakterien befinden sich offenbar auch extremophile, nicht sulfatreduzierende Keime. Die Anreicherung derartiger Mikroorganismen gelang mit Hilfe einer halbkontinuierlich betriebenen Kultur. Es handelt sich dabei um eine Mischkultur verschiedener fakultativ aerober und anaerober Bakterien, die bei Temperaturen von $>75\text{ }^{\circ}\text{C}$ und 200 g NaCl/l zur Entwicklung befähigt sind. Dazu gehören auch methanogene Bakterien, wie aus dem positiven CH_4 -Nachweis (Prüfröhrchen n. DRÄGER) geschlossen werden kann. Die Beteiligung von Thermalwasserbakterien am Methanvorkommen im Thermalwasser kann daher nicht mehr ausgeschlossen werden.

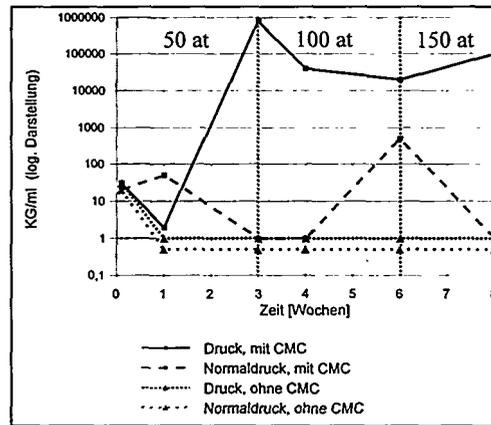


Abb. 3: Einfluß des Druckes auf die Vermehrung von Thermalwasserbakterien bei Verwertung von Carboxymethylcellulose (CMC, Serogel);
 Testmedien: Thermalwasser NGI + 0,1 % $(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4$
 KG: Keimgehalt

Insgesamt ergab sich bei der Prüfung physiologischer Merkmale der isolierten Thermalwasserkeime eine große Vielfalt sowohl hinsichtlich des Wachstumsverhaltens als auch bei der Verwertung organischer Verbindungen, z. B. Carboxymethylcellulose und modifizierter Stärke.

Wie bereits früher mitgeteilt, hat ein erhöhter Druck einen deutlichen Einfluß auf das Wachstum von Thermalwasserbakterien (KÖHLER und HOFMANN 1996). Auch bei der Verwertung von Bohrspülungschemikalien wird bereits durch einen Druck von 50 at (5 MPa) der Abbau bzw. die Keimentwicklung im Vergleich zu Versuchen bei Normaldruck deutlich stimuliert (Abb. 3).

Für die Überprüfung der oxidativen Abbaubarkeit von C-Quellen bzw. Bohrspülungschemikalien kann auch die sogenannte *Warburg*-Technik eingesetzt werden, wobei die O_2 -Zehrung als Maß für die Verwertung verwendet wird. Ein Vergleich unterschiedlicher Verbindungen weist auf einen besonders guten Abbau von modifizierter Stärke durch Thermalwasserbakterien bei 42 °C hin.

Anhand der ausgewählten Forschungsergebnisse kann gezeigt werden, daß unter den extremen Bedingungen des Thermalwassers bzw. Aquifers die Entwicklung speziell angepaßter, d. h. extremophiler Mikroorganismen möglich ist. Die Vermehrung von Thermalwasserkeimen kann durch Einsatz von Bakteriziden, z. B. 0,01 % DODIGEN 226 (Hoechst AG) gehemmt werden.

Die erarbeiteten Methoden und Verfahren stellen die Grundlage für die Anwendung einer Laborprüfmethode zur mikrobiologischen Charakterisierung geothermisch genutzter Tiefenwässer dar.

Literatur

KÖHLER, M., VÖLGEN, F., KASBOHM, J. u. BOCHNIG, S.

Elektronenmikroskopische und phasenanalytische Untersuchungen an Biofilmen von Bakterienkulturen aus geothermisch genutzten Tiefenwässern.- Poster 4. Geotherm. Fachtagung Konstanz (1996)

KÖHLER, M. u. HOFMANN, K.

Geomikrobiologische Untersuchungen von geothermisch genutzten Tiefenwässern Nordostdeutschlands (Mecklenburg/Vorpommern).- Geothermische Energie Nr. 16, 7-8 (1996)

Mineralogische Untersuchungen zur Rolle der Tonfraktion bei der Gewinnung geothermischer Energie

E. Althaus & Georg Frosch



Summary

Authigenic clay minerals strongly influence the quality of geothermal reservoir systems. Their precipitation may drastically change the properties of reservoir sandstones. They interact more strongly with non-equilibrium fluids than most other mineral phases.

The most abundant clay minerals in geothermal wells of Northeastern Germany are kaolinite, illite and mixed-layer minerals. Experiments are being carried out to study the dissolution rates of these minerals in NaCl brines at different pH-values.

Einleitung

Die Nutzung hydrogeothermaler Energie in Nordostdeutschland basiert auf der Förderung warmer, hochsalinärer Wässer aus Reservoirgesteinen, dem Gewinnen der enthaltenen Energie und dem anschließenden Reinjizieren in geeignete Schichten.

Die als Reservoir genutzten Sandsteine führen Tonminerale, die wesentlichen Einfluß auf die Eigenschaften der geothermischen Systeme haben können: Tonminerale reagieren stärker als fast alle anderen Mineralphasen mit Bohrspülungen oder ungeeigneten Injektionswässern. Ihr Vorhandensein im primären Porenraum reduziert die Permeabilität der Speicher, so daß eine Vorhersage der anzutreffenden Tonmineralvergesellschaftungen wünschenswert ist.

Im Rahmen des BMBF-Projektes „Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen“ werden am Mineralogischen Institut der Universität Karlsruhe (T.H.) Experimente zur Stabilität von Tonmineralen in geothermischen Systemen durchgeführt. Die Untersuchungen beziehen sich auf Gesteine und Solen, wie sie durch die nordostdeutschen Geothermiebohrungen Neustadt-Glewe, Rheinsberg und Neubrandenburg aufgeschlossen sind.

ARDE

Die untersuchten Gesteinsproben entstammen der oberen Trias und dem Jura. Die vergleichbaren stratigraphischen Einheiten sind in den Bohrungen in unterschiedlicher Teufe und Mächtigkeit anzutreffen: So finden sich die Contorta-Schichten (Rätkeuper) bei Neustadt-Glewe in ca. 2200 m, bei Rheinsberg in ca. 1680 m und bei Neubrandenburg in ca. 1250 m Tiefe.

Petrographie der Sandsteine

Die untersuchten Sandsteine zeichnen sich durch hohe Quarzgehalte, mäßige Feldspatanteile und sehr wenige Gesteinsbruchstücke aus. Sie werden deshalb als Quarzarenite oder Subarkosen bezeichnet.

Der Matrixanteil ist innerhalb dieser Gesteine gering, allerdings wechsellagern sie mit Silt- und Tonsteinen.

Die meisten der untersuchten Sandsteine sind Feinsandsteine, Grobsandsteine sind selten (z.B. Contorta-Schichten, Rheinsberg). Die Kornkomponenten zeigen keine Vorzugsorientierung. Die Quarzklasten sind angerundet bis gerundet und von mäßiger bis guter Sphärizität. Das Gefüge ist korngestützt.

Die Feldspäte wurden als nahezu reine Kalifeldspäte identifiziert. Sie weisen häufig deutliche Alterationsspuren auf (Abbildung) und sind partiell in Kaolinit umgewandelt. In einigen Sandsteinen findet sich Dolomit und auch Anhydrit. Als eisenführende Phasen konnten Pyrit, Hämatit und Ankerit identifiziert werden. Akzessorisch treten Zirkon, Rutil und nicht zuletzt Kohlestückchen auf. Vereinzelt wurde Baryt mit merklichen Strontiumanteilen gefunden.



Abbildung:

Die Dünnschliffphotographie zeigt ein mäßig alteriertes Feldspatkorn, das von einem Tonsaum begrenzt wird. Die lange Bildseite entspricht 0,8 mm. Contorta-Schichten, Neustadt-Glewe.

Die bedeutende Porosität ist überwiegend eine primäre Interpartikelporosität. Häufig zu beobachten ist die Bildung sekundärer Porosität durch Auflösung von Mineralphasen, zum Beispiel von Feldspat.

Zemente:

Viele Sandsteine zeigen sich schwach dolomit- bzw. calcithaltig. Gelegentlich kommt es allerdings auch zur Ausbildung von bis zu millimetergroßen Zementflecken aus Dolomit und Anhydrit. Für sie wird eine frühdiagenetische Bildung angenommen, da in diesen Aggregaten keine Anwachssäume der Quarzkörner zu erkennen sind.

Sowohl Feldspat- als auch Quarzkörner zeigen Neubildungserscheinungen.

Von besonderem Interesse ist die Neubildung von Tonmineralen. Es sind dies überwiegend Kaolinit, Illit und Wechsellagerungen vom Typ Illit / Smektit. Für letztere konnte ein Smektitanteil von bis zu 60 % bestimmt werden. Die authigenen Tonminerale füllen den Porenraum selten aus, meist bilden sie dünne Häutchen um die Körner oder markieren als stehengebliebene Brücken die Position aufgelöster Körner. Nur Ansammlungen von sog. „Kaolinite-books“ finden sich über ganze Poren hinweg, wobei trotzdem eine erhebliche interkristalline Porosität zurückbleibt.

Chlorit konnte nie mit Sicherheit identifiziert werden.

In den tiefen Bereichen der Bohrung Neustadt-Glewe werden die Smektitanteile sehr gering. Dies deckt sich gut mit einer Smektit-Stabilitätsgrenze von 60-80°C, wie sie von Aagaard und Helgeson (1983) angegeben wird.

Experimente

Derzeit werden Experimente durchgeführt, die die Kinetik der Tonmineralauflösung in hochsalinaren Lösungen unterschiedlichen Sauerstoffgehaltes und pH-Wertes zum Gegenstand haben. Dabei kann auf eine erprobte Anlage zurückgegriffen werden, die Batchversuche in einem Temperaturbereich bis 180°C erlaubt. Als Probenmaterial wird Kaolinit, Montmorillonit und eine Kaolinit / Illit-Mischung verwendet. Zu einem späteren Zeitpunkt sollen die Experimente auf Tonmineralseparate aus den oben beschriebenen Gesteinen ausgedehnt werden.

Um Vergleichsdaten zu erhalten werden Modellrechnungen durchgeführt. Resultate sind im Frühjahr 1997 zu erwarten.

Literatur: Aagaard, P. & Helgeson, H.C. (1983): Clays and Clay Minerals, v. 31, p. 575-582.

Geothermie in Mittel- und Osteuropa

Ingo Bachmann, Sven Böhm & Peter Seibt

Kurzfassung

Die Erdwärmenutzung ist für die Staaten Mittel- und Osteuropas nicht nur aus umweltpolitischen Aspekten wichtig, sondern auch wegen des Umstrukturierungsprozesses in der Wirtschaft und der damit einhergehenden Verteuerung der Energieressourcen von großer Bedeutung. Länder wie Polen, die Slowakei, Rußland (Kaliningrader Gebiet), Litauen und Lettland verfügen über beachtliche geothermische Potentiale, die bei einem effektiven Einsatz einen wirksamen Beitrag zur Lösung der ökonomischen und ökologischen Probleme leisten können.

Die geologischen Bedingungen sind denen in Norddeutschland teilweise ähnlich. In Osteuropa sind die für die Geothermie besonders interessanten Horizonte das Devon und das Kambrium. Die thermalwasserführenden Schichten befinden sich im Teufenbereich von 1200 bis 2200 m. Die hochmineralisierten Wässer weisen Temperaturen zwischen 42 und 95 °C auf. Vorzugsregionen für die hydrothermale Geothermie sind Nord- und Südpolen, das Kaliningrader Gebiet (Rußland), Westlitauen und Westlettland.

Da die Länder über gut ausgebaute Fernwärmenetze in den Städten verfügen, bieten diese gute Voraussetzungen für die Einbindung der Geothermie in die zentrale Wärme- und Warmwasserversorgung. Die Erdwärme kann somit Brennstoffe wie Schweröl, schwefelhaltige Kohle und Torf verdrängen.

Die durchgeführten geologischen Bewertungen und Einschätzungen der Machbarkeit an konkreten Standorten in Nordpolen, Litauen und Lettland zeigen, daß es bei Geothermieeinsatz durchaus möglich ist, die Verbraucher mit Wärmeenergie zu einem marktfähigen Preis zu versorgen. Der Vorteil der Erdwärmenutzung zu Heizzwecken besteht auch in einer deutlichen Komfortverbesserung für die Bevölkerung, da gegenwärtig aus Gründen der Brennstoffeinsparung nicht immer die geforderte Raumtemperatur erreicht wird.

Bei der Bearbeitung und Realisierung von Geothermieanlagen ist es wichtig, die einheimischen Spezialisten (Geologen, Energetiker u.a.) in die Arbeiten mit einzubeziehen und die teilweise gut entwickelte, den Erfordernissen jedoch erst anzupassende Ausrüstungs- und Zulieferindustrie der Länder zu nutzen. Wesentlich ist auch die richtige Auswahl der energietechnischen Anlagen, z.B. Kompressionswärmepumpen mit Elektroantrieb oder Absorptionswärmepumpen, da die Entwicklung der Primärenergie- und Strompreise unmittelbaren Einfluß auf die langfristige Effizienz einer Geothermischen Heizzentrale hat.

In den nächsten Jahren wird der Umweltschutz in den mittel- und osteuropäischen Ländern immer mehr in den Vordergrund rücken, und da die Erdwärme als saubere Alternative zu anderen Energiequellen hier vorhanden ist, erschlossen und genutzt werden kann, wird sie schnell an Bedeutung gewinnen.

Das hydrogeothermische Potential Südhessens

Carola Fitzer, Sylvia Fluhrer, Burkhard Sanner & Klaus Knoblich



DE01065832X

Abstract

The paper investigates rock series suited as storage media and the temperature distribution in the subsurface of Southern Hesse. It gives an idea of the possibilities for hydrogeothermal energy use in the area. The densely populated Rhein-Main-region provides a good demand potential for geothermal heat. A substantially elevated geothermal gradient of about 60 K/km as compared to the continental average of 30 K/km could be demonstrated in the northern part of the Upper Rhine Graben. Thermal anomalies could be localised. The Rotliegend-layers (Perm) provide the highest geothermal resources in the region. In more shallow depth, the Hydrobia layers (Tertiary) show reasonable values. To the north, the potential of these series decreases. Hence hydrogeothermal energy use should not be considered in the northern part of Southern Hesse. The highest potential can be expected from the Rotliegend layers in the area of Stockstadt and Biebesheim.

Kurzfassung

Die Untersuchung geht auf die möglichen Speichergesteine und die Temperaturverteilung im Untergrund Südhessens ein und gibt einen ersten Eindruck von den Möglichkeiten zur Nutzung der Hydrogeothermie in der Region. Für geothermische Wärme besteht im dicht besiedelten Rhein-Main-Gebiet eine gute Abnehmerstruktur. Im nördlichen Oberrheingraben konnte im Mittel ein deutlich erhöhter Temperaturgradient von etwa 60 K/km gegenüber dem kontinentalen Krustendurchschnittswert von 30 K/km nachgewiesen werden. Wärmeanomalien wurden lokalisiert. Die Rotliegendeschichten weisen im untersuchten Gebiet eindeutig die höchsten Ressourcen auf. In geringerer Tiefenlage erzielen die Hydrobienschichten noch beachtliche Werte. Nach Norden nimmt das Potential der Schichten ab. Daher ist von einer Nutzung der Hydrogeothermie im nördlichen Bereich Südhessens eher abzuraten. Die höchsten Ressourcen in Südhessen sind im Bereich von Stockstadt und Biebesheim in den Rotliegendeschichten zu erwarten.

Einführung

Das Ziel der Untersuchung bestand darin, die potentielle Eignung der Tiefenaquifere im Bereich des nördlichen Oberrheingrabens (Südhessen) zur hy-

drogeothermischen Nutzung zu überprüfen. Das Untersuchungsgebiet erstreckt sich vom Südrand des Rheinischen Schiefergebirges, über einen Teil des nördlichen Oberrheingrabens sowie den Odenwald. Der Main stellt die nördliche Abgrenzung dar, der Rhein die westliche.

Eine exakte Eingrenzung des Gebietes ist wenig sinnvoll, da die geologischen Gegebenheiten zum einen von vorrangiger Bedeutung sind und zum anderen das vorhandene Datenmaterial zu berücksichtigen ist. So wurden die erstellten Karten über die definierten Grenzen hinaus angelegt. Im Sinne der geothermischen Fragestellung wurde von der Bearbeitung des Odenwaldes abgesehen, der wegen seines kristallinen Aufbaus für die Nutzung uninteressant ist.

Zur Überprüfung geeigneter Tiefenaquifere wurden Literaturrecherchen durchgeführt. Außerdem sind Daten aus 118 Bohrungen mit einer Mindestteufe von 378 m und einer Maximalteufe von 2883 m ausgewertet worden. Der überwiegende Anteil der Bohrungen erfaßt einen Teufenbereich bis 1500 m.

Auf der Grundlage dieses Datenmaterials wurden Hangendgrenzen-, Mächtigkeits-, Schichtoberflächentemperatur- und Ressourcenkarten erstellt. Neben den archivierten Bohrprofilen im Hessischen Landesamt für Bodenforschung, Wiesbaden, standen Temperaturwerte einer vom Niedersächsischen Landesamt für Bodenforschung, Hannover, angelegten Datenbank zur Verfügung.

Geologische Übersicht

Das Untersuchungsgebiet umfaßt im wesentlichen den nördlichen Oberrheingraben. Nach der variszischen Orogenese lagerten sich in intramontanen Becken (Saar-Nahe-Becken) klastische Sedimente ab. Auf einer überregional angelegten Störungszone brach im Tertiär der NNE-SSW streichende Graben ein. Er wurde mit abwechselnd fluviatil-limnisch und marinen Sedimenten gefüllt, wobei die tonig-mergelige Fazies vorherrschte. Als potentielle Nutzhorizonte sind vor allem das Rotliegende (Perm) und die Hydrobienschichten (Tertiär) interessant. Diese Schichten erweisen sich aufgrund ihrer Ausbildung, Tiefenlage und Mächtigkeit als grundsätzlich geeignet.

Im Rotliegenden kann ein Kluft-/Poren-Grundwasserleiter erwartet werden. Der basale Abschnitt wird durch grobe Breccien und Konglomerate mit zwischengeschalteten Karbonaten und zersetzten pyroklastischen Sedimenten aufgebaut. Zum Top der Abfolgen kommt es zu einer Kornverfeinerung mit einem undeutlich horizontal, seltener schräggeschichteten, geröllführenden Grob- und Mittelsandstein. Konglomerate kommen weiterhin als Bänke oder auskeilende Linsen vor, wohingegen Ton-, Silt- und Feinsande stark zurücktreten.

Die Hydrobienschichten bestehen aus tonigen Mergeln, in denen sich Grundwasser auf Klüften bewegen kann. Die gesamten tertiären und quartären Sedimente des Oberrheingrabens erreichen ein Maximum an Mächtigkeit in dem Bereich nördlich von Mannheim-Ludwigshafen. Dort wurde, in der Bohrung Frankenthal 10, eine Mächtigkeit des Tertiärs und des Quartärs von insgesamt

3.335,7 m erbohrt. Die Sedimente sind meist in tonig-mergeliger Fazies mit in unterschiedlicher Häufigkeit auftretenden Kalkhorizonten ausgebildet. Die stratigraphische Abfolge der tertiären Sedimente gliedert sich vom Liegenden zum Hangenden in: Pechelbronner Schichten, Graue Schichten, Bunte Nieder-rödener Schichten, Cerithienschichten, Corbículaschichten und Hydrobienschichten.

Beurteilung der hydrothermischen Verhältnisse

Im Rahmen der Untersuchung wurde 325 Bohrungen ausgewertet. Temperaturdaten lagen von 231 Bohrungen in Form von kontinuierlich gemessenen Temperatur-Logs, BHT-Messungen und Fördertests vor. Schichtprofile und Gesteinsausbildung ergeben sich aus 115 Bohrungen.

Die Temperaturdaten wurden in Temperatur- und Gradientenprofilen dargestellt. Sie zeigen einen mit 60 K/km gegenüber dem kontinentalen Krustendurchschnittswert 30 K/km deutlich erhöhten Gradienten. Weiterhin gehen die Temperaturdaten in „Geoisothermenkarten“ und „Ressourcenkarten“ ein. Die Daten aus den Schichtprofilen sind in Karten wiedergegeben, in denen die Obergrenzen bestimmter Formationen, deren Mächtigkeit und die Ressourcen dargestellt sind.

Die Geoisothermenkarten lassen eindeutig Wärmeanomalien erkennen. Diese beruhen nach HOFFERS (1981) auf einer auf- bzw. abwärtsgerichteten Grundwasserzirkulation, wobei sich die Transportwege der Wässer an tektonischen Bruchmustern orientieren. Der erhöhte Temperaturgradient wird mit einer Hochlage der Moho begründet.

Hinsichtlich der potentiellen Eignung von niedrigthermalen Schichtwässern zur hydrogeothermischen Nutzung wurden folgenden Kriterien herangezogen:

- Temperatur in bestimmten Tiefen
- Ausbildung der Systeme in bezug auf ihre Nutzporosität
- Mächtigkeit der jeweiligen Tiefenaquifere

Temperatur an der jeweiligen Tiefenlage:

Die Schichten des Quartärs und des Jungtertiärs kommen wegen zu geringer Tiefenlage und, damit verbunden, niedrigen Temperaturen nicht in Betracht. Mit den Hydrobienschichten werden für die thermische Nutzung brauchbare Temperaturen bis 50° C erreicht. Die Rotliegendeschichten dagegen erreichen partiell Werte von 160° C (Abb. 1).

Ausbildung der Systeme in bezug auf ihre Nutzporosität:

Die tertiären Sedimentsysteme sind schlechte Grundwasserleiter, können jedoch durch Klüftung und Verkarstung partiell höhere Nutzporositäten erreichen. Das Rotliegende kommt aufgrund seiner grob- bis feinklastischen Ausbildung als Porengrundwasserleiter und Klüftgrundwasserleiter ebenso in Frage. Hierzu liegen jedoch keine Daten vor.

dung als Porengrundwasserleiter und Kluftgrundwasserleiter ebenso in Frage. Hierzu liegen jedoch keine Daten vor.

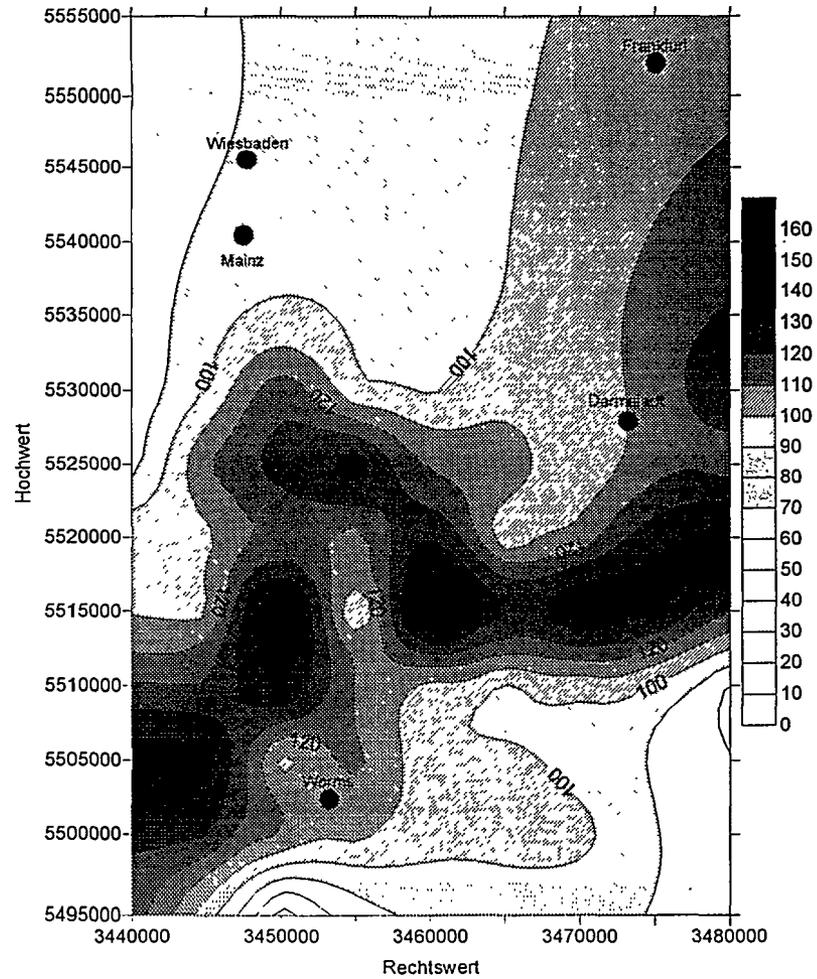


Abb. 1: Temperaturverteilung an der Oberfläche der Rotliegendeschichten (°C)

Mächtigkeit der Tiefenaquifere :

Um rentable Fördermengen zu erzielen, muß eine bestimmte Mächtigkeit des Tiefenaquifers gewährleistet sein. Diesem Kriterium werden in erster Linie die Hydrobien- und Rotliegendeschichten gerecht.

In den Ressourcenkarten kommen die geforderten Kriterien zum Ausdruck. Zur Ermittlung der Ressourcen wurde von der Europäischen Kommission eine einheitliche Vorgehensweise vorgeschlagen. Die wichtigsten Parameter bei der Berechnung der Ressourcen sind Temperatur, Mächtigkeit des geothermischen Grundwasserleiters und Porosität. Sie werden nach folgender Formel berechnet:

$$H_0 = [(1-P) \rho_m c_m + P \rho_w c_w] [T_t - T_0] A \Delta z$$

mit:

H_0 = Wärmeverrat in situ [J]

P = Porosität

T_t = Temperatur an der Oberfläche
des Grundwasserleiters [°C]

T_0 = Temperatur an der Oberfläche [°C]

Δz = Mächtigkeit des Grundwasserleiters [m]

A = horizontale Flächenausdehn.
des Grundwasserleiters [m²]

ρ_m = Dichte des Gesteins kg/m³

ρ_w = Dichte des Wassers kg/m³

c_m = spezifische Wärmekapazität
des Gesteins [Jkg⁻¹K⁻¹]

c_w = spezifische Wärmekapazität
des Wassers [Jkg⁻¹K⁻¹]

Diese Art der Ressourcenberechnung stellt eine sehr vereinfachte Form dar und dient lediglich der groben Abschätzung.

Die Rotliegendeschichten (Abb. 2) weisen die höchsten Ressourcen auf. In geringerer Tiefenlage erzielen die Hydrobienschichten (Abb. 3) noch beachtliche Werte. Nach Norden nimmt das Potential der Schichtkomplexe ab.

Aufgrund mangelnder Datendichte sind die Darstellungen am Kartenrand mit Vorbehalt zu interpretieren. Von einer Nutzung der Niedrigenthalpie im nördlichen Bereich Südhessens ist eher abzuraten. Dagegen könnte die Wärmespeicherung im Bereich des Untermaines die Ausgangsbasis einer Diskussion bilden.

Im Untersuchungsgebiet liegen die höchsten Ressourcen der Rotliegendeschichten direkt östlich des Rheins, im Gebiet um Biebesheim und Stockstadt. Hier werden Werte zwischen 200 und 300 MJ/m² erzielt. Im westlichen Oberrheingraben, außerhalb Hessens, erreichen die Rotliegendressourcen sogar Werte bis 500 MJ/m². Die Hydrobienschichten weisen im Raum Bobstadt und Biblis Beträge bis zu 70 MJ/m² auf.

In Hinblick auf umweltpolitische und längerfristig auch marktwirtschaftliche Entwicklungsmöglichkeiten ist eine gezieltere und effektivere Nutzung der bestehenden geothermischen Energieressourcen anzustreben.

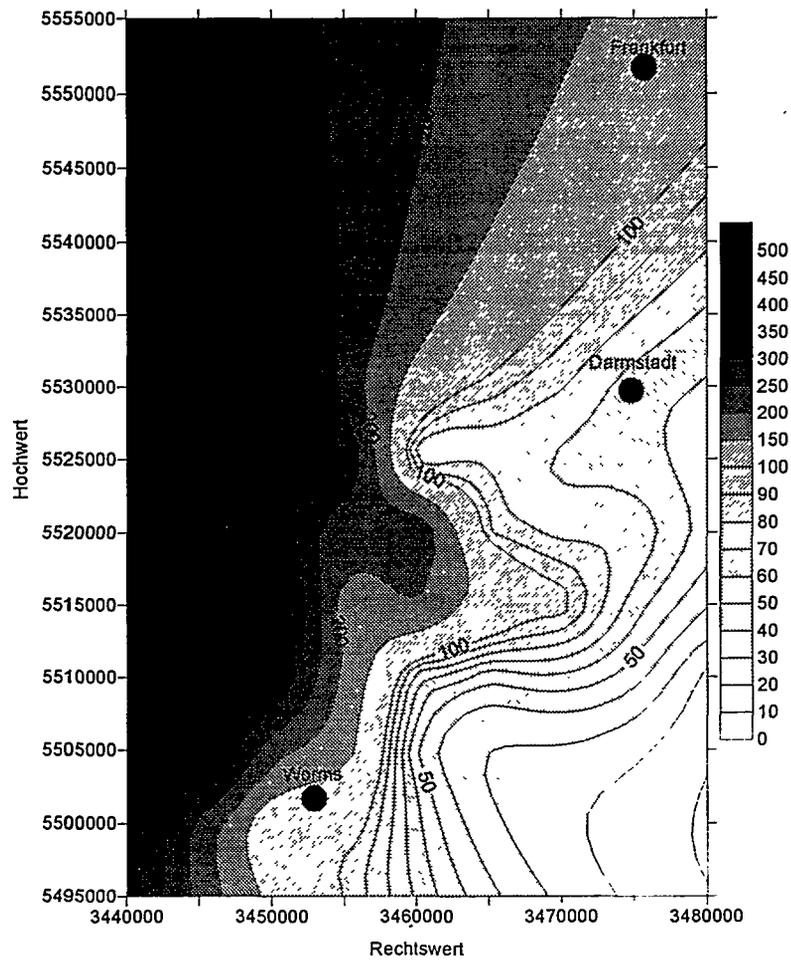


Abb. 2: Ressourcenkarte Rotliegendeschichten Südhessen (MJ/m²)

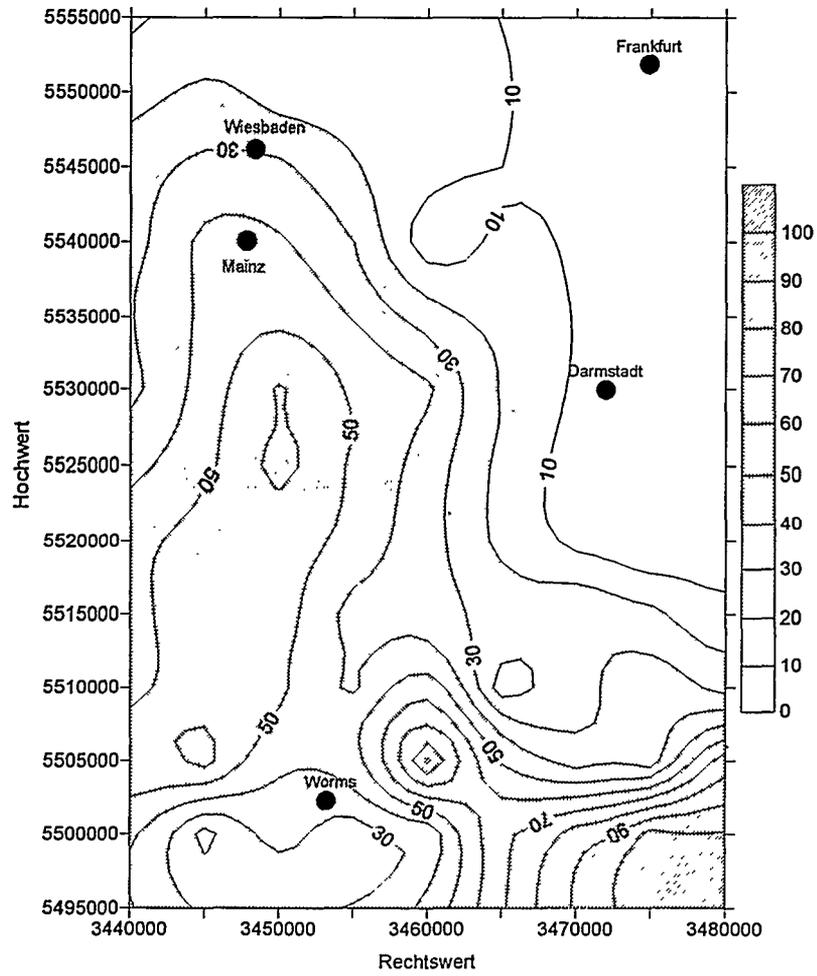


Abb. 3: Ressourcenkarte Hydrobienschichten Südhessen (MJ/m²)

Literaturverzeichnis

- HOFFERS, B. (1981): Ein Modell zur Erklärung der geothermischen Anomalien des Rheingrabens durch tiefgehende Wasserbewegungen und dessen tektonische Voraussetzung und Folgen. - Dissertation, Karlsruhe
- HURTER, S. et al (1992): Atlas of geothermal Resources in Europe. - Faltblatt des NLFb-GGA, Hannover
- JOBMANN, M. & SCHULZ, R. (1989): Hydrothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarstes im südlichen Molassebecken. - Studie im Auftrag des BMFT, 03E 6240 B, NLFb, Hannover
- LAUBSCHER, H.-P. (1970): Grundsätzliches zur Tektonik des Rheingrabens. - in: Graben Problems, S. 79-87, E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart
- MARELL, D. (1989): Das Rotliegende zwischen Odenwald und Taunus. - Geol. Abh. Hessen, Bd. 89, HLFb Wiesbaden
- SANNER, B., KNOBLICH, K. & WAGNER, J. (1994): Das geothermische Potential der Wetterau und des Vogelsberges. - Bericht 3. Geothermische Fachtagung Schwerin, S. 254-263
- SCHULZ, R. & SCHELLSCHMIDT, R. (1991): Das Temperaturfeld im südlichen Oberrheingraben. - Geol. Jhb. 1991, E48, S. 153-165, Hannover
- WALTER, R. (1992): Geologie von Mitteleuropa. - E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart

1985 - 1995 - 10 Jahre Geothermiebohrungen in Österreich

Johann Goldbrunner



DE010658339

Der Zeitraum 1985 - 1995 war in Österreich durch eine intensive Tiefbohrfähigkeit zur Erschließung thermaler Tiefengrundwässer gekennzeichnet. Insgesamt wurden 35.180 m Bohrmeter niedergebracht.

Thermalwassertiefbohrungen in Österreich 1985 - 1995

Bohrung	Jahr	Zweck	Geol. Einheit	Endteufe (m)	Ergebnis
Flirstenfeld Thermal 1	1985/86	E	STB	3.145	F
Tatzmannsdorf Thermal 1	1988	B	STB	898	F
Stegersbach Thermal 1	1989	B	STB	3.200	F
Altheim Thermal 1a	1989	E	OM	2.472	F
Lutzmannsburg Thermal 1 (E1)	1990	B	LB	954	F
Waltersdorf 2a	1990	E/B	STB	1.420	F
Obermoos Thermal 1	1990	B	NKA	2.469	NF
Geisdorf Thermal 1	1990/91	B	STB	700	F
Haag Thermal 1	1990/91	E	OM	2.056	F
Längenfeld	1991/92	B	MOA	943	F
Laa Thermal Süd 1	1992	B	NM	2.640	F
Gallspach Thermal 1	1992	B	OM	930	F
Oberfeld	1993/94	E	OM	1.560	F
Radstadt	1994/95	B	UOA	1.600	NF
Laa Thermal Nord 1	1995	B	NM	1.450	F
Gabelhofen Thermal 1	1995	B	MOA	2.000	F
Payerbach Thermal 1	1995	B	UOA	2.700	F
Blumau 3	1995	B	STB	1.200	F
Blumau 2	1996	E	STB	2.843	F
Gesamtbohrtiefe				35.180 m	

Erläuterung: E= Energetische Nutzung (energetic use); B = Balneologie (balneological use)
 STB = Steirisches Becken (Styrian Basin); NM = Niederösterr. Molassebecken (Molasse Zone of Lower Austria); OM = Oberösterr. Molassebecken (Upper Austrian Molasse Basin); MOA = Mittelostalpin (Middle Austro-Alpine Crystalline rocks); UOA = Unterostalpin (Lower Austro Alpine); NKA = Nördliche Kalkalpen (Northern Calcareous Alps)
 F = Fündig (successful); NF = Nicht Fündig (not successful).

Abstract: From 1985 to 1995 19 deep drillings with a cumulative length of more than 35 km have been sunk in Austria for thermal water for energetic or balneological use. Most of the drillings took place in the Styrian Basin and the Upper Austrian Molasse basin, which are the most favorable areas for the exploitation of geothermal energy.

Hydraulische Modellierung der Geothermiebohrungen Kreuzlingen und Konstanz

Thomas Mégel, Roland Wyss, Emil Greber & Werner Leu



DE010658348

Zusammenfassung

Modellierungen und Interpretationen haben gezeigt, dass unter der Annahme eines mindestens 30 km ausgedehnten Aquifers die Geothermiebohrungen Konstanz und Kreuzlingen auch längerfristig (30 Jahre) sich gegenseitig weder hydraulisch noch thermisch nennenswert beeinflussen (Konstanz 6.6 l/s, Kreuzlingen 3 l/s).

Die Existenz von hydraulisch signifikanten Bruchzonen zwischen den beiden Bohrungen würde die gegenseitige Beeinflussung vermindern.

Abstract

Assuming an aquifer of minimum 30 km extension, modelling and interpretation of the hydraulic situation at the geothermal wells Konstanz and Kreuzlingen have shown, that there is neither a significant hydraulic nor a thermal interrelation between the two wells (assumed production rate: Konstanz 6.6 l/s, Kreuzlingen 3 l/s).

Every hydraulic behaviour of supposed fracture zones between the two wells reduces the inter-related influence.

1. Einleitung

Die Geothermiebohrung Konstanz wurde 1974 erstellt. Seit 1979 werden aus der Oberen Meeresmolasse (OMM, 380 - 618 m Tiefe) 6-7 l Wasser pro Sekunde gefördert und für das Jakobsbad verwendet. Die Geothermiebohrung Kreuzlingen-2, die 3.5 km südwestlich von Konstanz (Fig. 1) liegt, wurde 1989 abgeteuft. Seit 1996 wird daraus das OMM-Thermalwasser durch die Oberstufengemeinde Kreuzlingen für ein Hallenbad genutzt (Konzession 0.8 l/s, Erergiebigkeit nach Pumpversuchen: 3 l/s; Geoform 1995).

Der in Kreuzlingen angetroffene OMM-Druckspiegel lag rund 20 m tiefer (384 m.ü.M.) als dies aufgrund des regionalen hydrogeologischen Bildes zu erwarten gewesen wäre (Fig. 2). Dieser Umstand soll anhand der nachstehenden Fragestellungen interpretiert werden.

Fragestellung

- Welches sind die hydraulischen Parameter des OMM-Aquifers?
- Wie wirkt sich eine Förderung in Kreuzlingen in der Bohrung Konstanz aus?
- Wie ist das hydraulische Verhalten der aufgrund von Seismik und Interpretation der Bohrresultate vermuteten, NW-SE-verlaufenden Bruchzonen (Büchi, Schlanke & Müller 1976)?
- Ist eine gegenseitige thermische Beeinflussung zu erwarten?

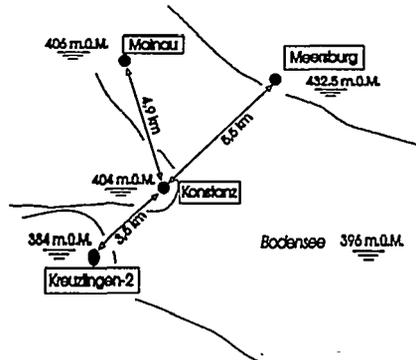


Fig. 1: Relative Lage der OMM-Bohrungen im Bereich Konstanz/Kreuzlingen.

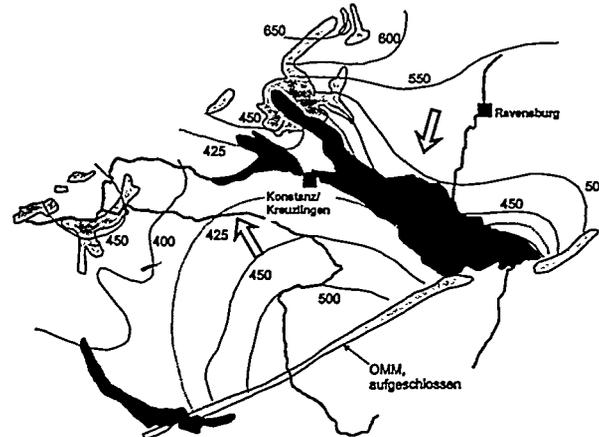


Fig. 2: Regionaler OMM-Druckwasserspiegel (nach Nagra 1988 und Bertleff et al. 1993).

2. Hydraulische Parameter/Auswertung der Pumpversuche

Zur Bestimmung der *Transmissivität* stehen die Datensätze der verschiedenen Pumpversuche in Konstanz und Kreuzlingen zur Verfügung (Fast 1976, Büchi & Müller AG 1990), die mittels analytischer Methode (Theis) für verschiedene Speicherkoeffizienten interpretiert wurden.

Bohrung	Jahr	Dauer	Fördermenge [l/s]	T_1 [m^2/s]	S	Skin
Konstanz	1974	17 Tage	5 - 10 (in 4-Stufen)	1,2 E-4	6 E-5	0
				1,05 E-4	6 E-4	0
				9 E-5	6 E-3	0
Kreuzlingen	1989	75 Tage	4	6,5 E-5	6 E-4	+11
				6,5 E-5	6 E-3	+12

Für die laterale Entwicklung des Absenkrichters, und damit die gegenseitige Beeinflussung der Förderbohrungen Kreuzlingen und Konstanz, ist der *Spei-*

cherkoeffizient die entscheidende Grösse. Der fehlende Einfluss des Pumpversuchs (PV) Kreuzlingen 1989 in Konstanz lässt auf den folgenden, minimalen Speicherkoeffizienten in Kreuzlingen schliessen:

Bohrung	Jahr	Dauer	Fördermenge [l/s]	T_r [m ² /s]	S (minimal)
Kreuzlingen	1989	75 Tage	4	6,5 E-5	6 E-4

Andererseits ergibt die Interpretation des Ruhewasserspiegels in Kreuzlingen 1989 von -20 m als Einfluss der 10-jährigen Förderung in Konstanz einen kleineren Wert:

Bohrung	Jahr	Dauer	Fördermenge [l/s]	T_r [m ² /s]	S
Konstanz	1979-1989	10 Jahre	6,6	1,2 E-4	6 E-5

Damit gelten für die beiden Bohrungen Kreuzlingen und Konstanz unterschiedliche Speicherkoeffizienten. Die Speichereigenschaften des Aquifers wechseln möglicherweise an einer Bruchzone zwischen den beiden Bohrungen, die aufgrund von Seismik und der Interpretation der Bohrresultate vermutet werden kann. Aufgrund der Pumpversuche, die keine lateralen Änderungen der hydraulischen Eigenschaften des Aquifers zeigten, muss diese Bruchzone (falls sie eine unterschiedliche Durchlässigkeit aufweist) innerhalb eines 1 km breiten Zwischenbereichs liegen (vgl. Fig. 3).

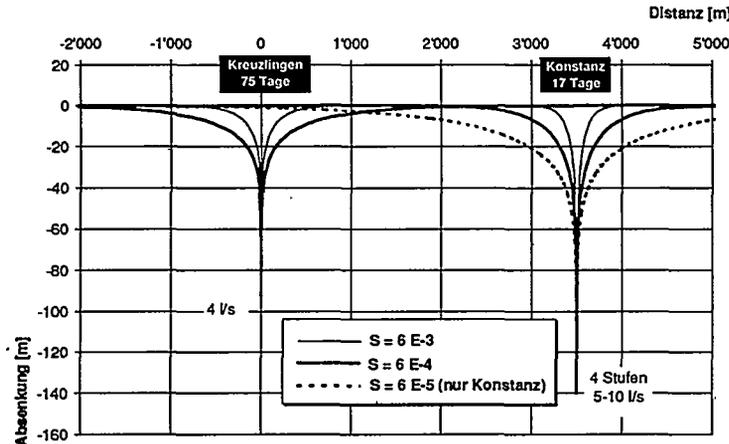


Fig. 3: Die Durchlässigkeit der Zone um ca. 1 - 2 km wurden durch die Pumpversuche 1974 und 1989 nicht getestet.

Da von inhomogenen Materialparametern ausgegangen werden muss, werden die Berechnungen der gegenseitigen Beeinflussung mit einem Finite Element-Modell (FE, Fig. 4) durchgeführt (Software FRACTure, Kohl 1992).

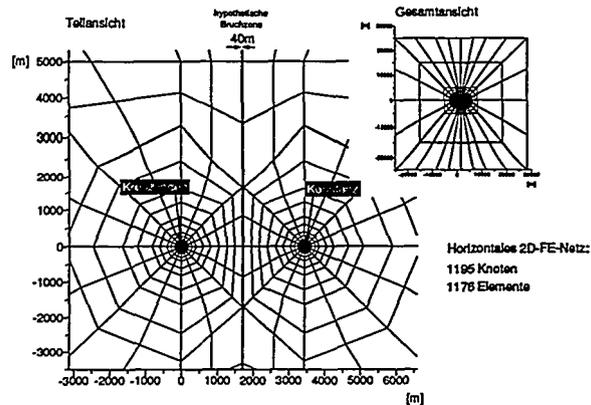


Fig. 4: FE-Netz für das angewandte hydraulische Modell.

3. Einfluss von Konstanz in Kreuzlingen

Der „Ruhwasserspiegel“ in Kreuzlingen 1989 lässt sich unter der Annahme von kleinen Speicherkoeffizienten als Einfluss der Förderung Konstanz seit 10 Jahren erklären. Langfristig ändert sich dieser Einfluss nur noch gering (Fig.5).

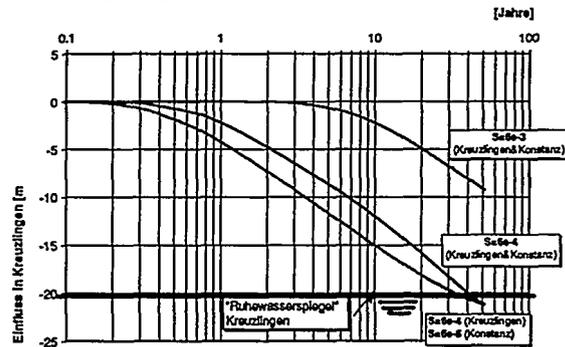


Fig. 5: Einfluss der Förderung von Konstanz in Kreuzlingen 1979 - 1989 für verschiedene Speicherkoeffizienten.

Wird der hypothetischen Bruchzone zwischen den beiden Geothermiebohrungen ein abweichendes hydraulisches Verhalten zugeordnet (schlechter oder besser durchlässig), so verringert sich in jedem Fall die gegenseitige Beeinflussung (Fig. 6).

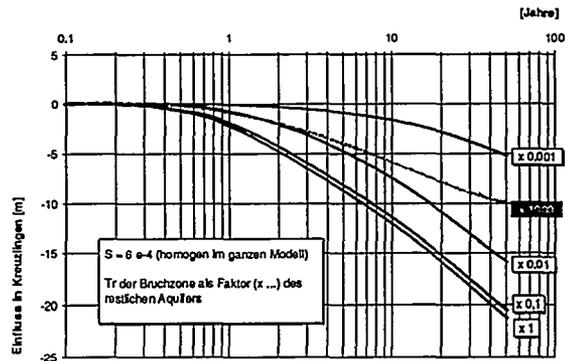


Fig. 6: Effekt einer Bruchzone auf den Konstanz Einfluss in Kreuzlingen. Jede Änderung ihrer Transmissivität verringert die gegenseitige Beeinflussung.

4. Druckabsenkung in der OMM

Langfristig wird der Druckspiegel in der OMM durch die beiden Förderungen weitreichend beeinflusst. Die gegenseitige Beeinflussung der Bohrungen ist aber im Vergleich zur Eigenabsenkung gering. Diese Eigenabsenkung wird zudem in Kreuzlingen durch einen positiven Skin-Effekt dominiert (vgl. v.a. Fig. 8).

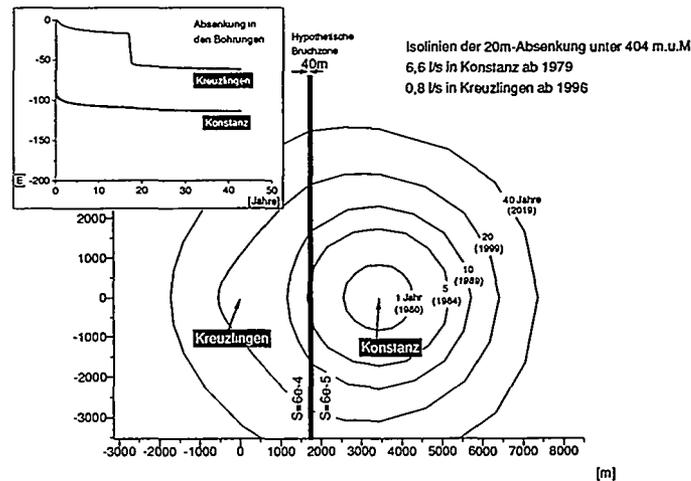


Fig. 7: Entwicklung des Druckspiegels in der OMM für die heute konzessionierte Entnahmemenge in Kreuzlingen (0.8 l/s).

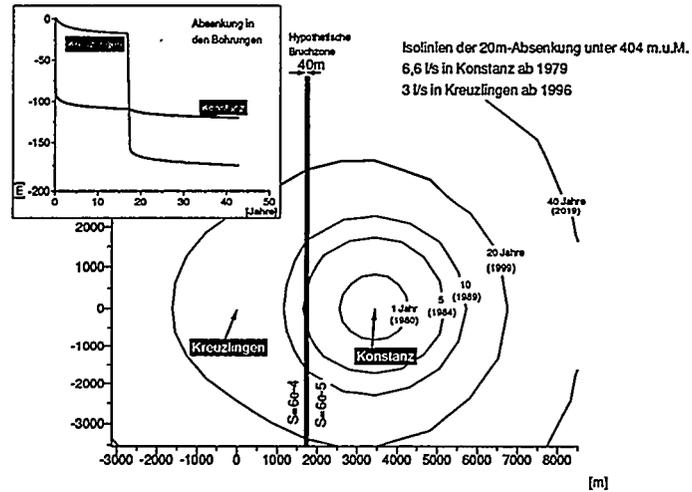


Fig. 8: Entwicklung des Druckspiegels in der OMM für die ursprünglich vorgesehene Entnahmemenge in Kreuzlingen (3 l/s).

5. Hydrochemie

Bei den eiszeitlich infiltrierten Wässern der beiden Bohrungen handelt es sich um Kationentauschwässer vom Typ $\text{Na-HCO}_3\text{-(SO}_4\text{)}$ resp. $\text{Na-HCO}_3\text{-SO}_4$. Im Vergleich zu Konstanz (TDS=707 mg/l, $T \sim 26^\circ\text{C}$) weist Kreuzlingen-2 eine höhere Gesamtmineralisation und höhere Temperatur auf (TDS=850 mg/l, $T \sim 29^\circ\text{C}$).

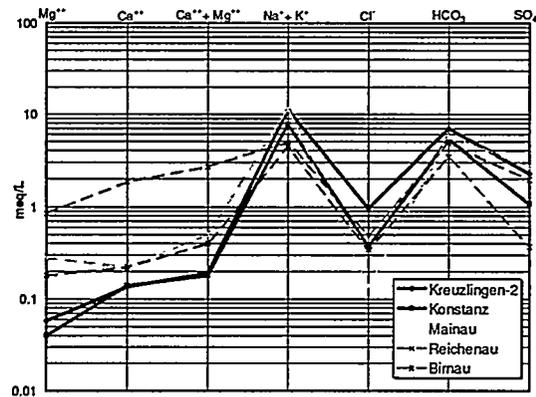


Fig. 9: Die Wässer der Bohrungen Konstanz und Kreuzlingen-2 unterscheiden sich weniger durch ihren Chemismus als durch ihre Gesamtmineralisation: Konstanz: 707 mg/L, Kreuzlingen-2: 850 mg/L.

Während die stabilen Wasserisotope der Bohrung Konstanz auf der Niederschlagsgeraden liegen, weichen die Daten von Kreuzlingen-2 von dieser Linie ab: Sie liegen bei positiveren $\delta^{18}\text{O}$ -Werten resp. bei negativeren δD -Werten (Geoform 1995). Die chemische und isotopische Unterscheidbarkeit schliesst allerdings eine gegenseitige hydraulische Beeinflussung nicht aus, da in Konstanz bis 1996 lediglich Wasser aus einem Radius von ca. 350 m angeströmt ist.

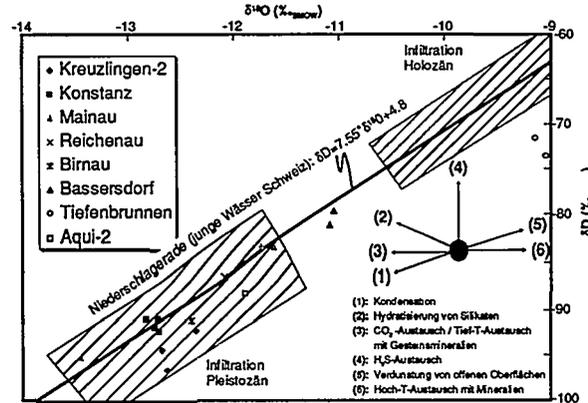


Fig. 10: Die Wässer der Bohrungen Konstanz und Kreuzlingen-2 sind isotopisch gut unterscheidbar.

6. Thermische Beeinflussung

Der in Konstanz und Mainau gemessene, artesische Ruhewasserspiegel von 404 bzw. 406 m ü.M. weist auf keine Ankoppelung an den Bodensee hin (396 m ü.M.). Der OMM-Aquifer, sowie auch allfällige Bruchzonen, sind offensichtlich gegen das Hangende abgedichtet, so dass infolge des Pumpetriebs in den beiden Geothermiebohrungen keine Zusickerung von höhergelegenen, kälteren Wasser zu erwarten ist. Damit darf auch längerfristig mit konstanten Fördertemperaturen gerechnet werden.

7. Schlussfolgerungen

- Das hydraulische Verhalten vermuteter Bruchzonen wurde durch die verschiedenen Pumpversuche nicht getestet (Fig. 3).
- Die Wässer von Konstanz und Kreuzlingen lassen sich chemisch und isotopisch unterscheiden (Fig. 9, 10). Dies lässt allerdings keine Aussagen über die gegenseitige Beeinflussung zu.

- Die FE-Analyse zeigt, dass jede Änderung der Transmissivität (+/-) der Bruchzone einen günstigen Effekt auf die *gegenseitige Beeinflussung* hat (Fig. 6). In der *Förderbohrung selber* bewirkt erst eine um einen Faktor 1000 dichtere Bruchzone eine zusätzliche Absenkung (ca. 5 % in 50 Jahren, hier nicht dargestellt).
- Die Druckentwicklung in der OMM zeigt bei einer Entnahme in Kreuzlingen von 0.8 l/s keine, bei 3 l/s nur eine geringe Beeinflussung in Konstanz (Fig. 7 und 8).
- Die Resultate der Pumpversuche lassen auf einen inhomogenen Speicherkoeffizienten schliessen (Absenkung in Kreuzlingen durch Konstanz (Fig. 5), keine Beeinflussung von Konstanz durch den PV in Kreuzlingen 1989).
- Durch die Förderung in beiden Bohrungen ist mit keiner Kaltwasserinfiltration zu rechnen: artesischer Ruhewasserspiegel, keine Ankoppelung an den Bodensee, konstant bleibender Chemismus des geförderten Wassers.

Literatur

- Bertleff, B., Ellwanger, D., Szenkler, C., Eichinger, L., Trimborn, P. & Wolfendale, N. (1993): Interpretation of hydrochemical and hydroisotopical measurements in paleogroundwaters in Oberschwaben, South German Alpine Foreland, with focus on quaternary geology. - In: Proc. Int. Symp. Applic. Isotope Techn. Studyng Past and Current Environm. Changes in the Hydrosphere and the Atmosphere, 19-23 April, 1993, IAEA Vienna, IAEA-SM-329/63, 337-357.
- Büchi und Müller AG (1990): Schlussbericht Geothermiebohrung Kreuzlingen-2. - Bericht Nr. 2082, unpubl.
- Büchi, U.P., Schlanke, S. & Müller, E. (1976): Zur Geologie der Thermalwasserbohrung Konstanz und ihre sedimentpetrographische Korrelation mit der Erdölbohrung Kreuzlingen. - Bull. Ver. Schweiz. Petroleum-Geol. u. -Ing., 42/103, 25-33.
- Fast, H. (1976): Grosse Heilwasseranalyse der Thermalquelle der Stadt Konstanz. - Bericht, unpubl.
- Geoform (1995): Thermalwassernutzung Kreuzlingen-2. - Bericht gf-173-1, 12 p, unpubl.
- Kohl, Th. (1992): Modellsimulation gekoppelter Vorgänge beim Wärmeentzug aus heissem Tiefengestein. - Diss. ETH Zürich Nr. 9802, 149 p.
- Nagra (1988): Sedimentstudie Zwischenbericht 1988. Möglichkeiten zur Endlagerung langlebiger radioaktiver Abfälle in den Sedimenten der Schweiz. - Nagra NTB, 88-25, 456 p.

Nutzung der Energie von geothermalen Gewässern zur Unterstützung der traditionellen Wärmeversorgungssysteme

Mieczyslaw Kabat, Wladyslaw Nowak & Roman Sobanski



ABSTRACT

In the Szczecin Region, there are considerable resources of geothermal waters with temperatures from about 30 to 120°C. The authors present in their paper, on the example of selected urban centres, a possibility of utilising geothermal energy for modernisation of traditional heating systems. Among others, the idea of using geothermal energy in combination with conventional heat and power plants has been discussed and the geothermal heating system in Pырzyce commissioned in February 1996 has been presented.

ZUSAMMENFASSUNG

In der Woiwodschaft-Szczecin sind beträchtliche Vorräte der geothermalen Gewässer mit den Temperaturen von 30° bis ca. 120°C vorhanden. Im vorliegenden Referat stellen die Autoren am Beispiel einiger städtischer Gebiete die Möglichkeit, die geothermale Energie zur Modernisierung der traditionellen Wärmeversorgungssysteme zu nutzen. Unter anderem wurde das Nutzungskonzept der geothermalen Wärmequelle gekoppelt mit konventionellen Heizkraftwerken beschrieben und das im Februar 1996 in Betrieb genommene geothermale Wärmeversorgungssysteme in Pырzyce präsentiert.

Polen verfügt über große Vorräte an geothermalen Energie mittleren und niedrigen Enthalpie. Sokolowski nach [3] befinden sich auf dem Gebiet Polens geothermale Gewässer mit einer Größe von 6500 km³ und einer Temperatur von 30°C bis 120°C. Besonders günstige Bedingungen für Förderung des geothermalen Wassers kommen zwischen dem Szczeciner und Lodzier (Łódź) Raum. Die geologische Struktur des sog. Szczeciner Tales, unter besonderen Berücksichtigung der geothermalen Gegebenheiten, ist detailliert in den fachlichen Literaturstellen [1, 3, 4] beschrieben.

Die geologischen Bedingungen im Raum Szczecin ermöglichen; bei einer Bohrungsförderleistung von einigen zehn bis 300 m³/h; das geothermale

Wasser mit einer Temperatur von 70°C bis 90°C fast 100% - ig zu gewinnen [5]. Sokolowski behauptet weiter, daß die im Szczeciner Raum gespeicherte Energie der geothermalen Gewässer ca. 246 000 Tonnen STE pro Quadratkilometer entspricht.

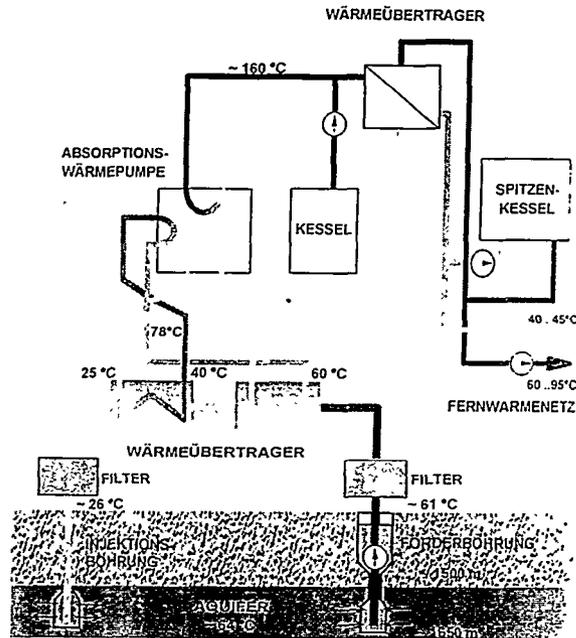


Bild.1. Geothermales Heizwerk in Pyrzyce

- Installierte Leistung 54,8 MW_t
- Leistung aus Erdwärme 14,8 MW_t
- Maximale Jahresarbeit 186200 MWh/a
- - davon aus Erdwärme 109000 MWh/a
- Aquifer Lias Sandsteine
- Wasserdördermenge 360 m³/h

Diese Schätzungen wurden beim Bau des geothermalen Heizwerkes in Pyrzyce bestätigt (Bild.1.). Dieses Heizwerk stellt den ersten Schritt in Richtung der Substitution der Steinkohle als Quelle der Wärmeerzeugung. Damit sind 68 lokalen mit der Steinkohle befeuerten Heizwerke ersetzt, die jährlich ca. 186000 MWh an Wärme liefern.

Des weiteren können die großen Vorräte am geothermalen Wasser mit der Zwei-Bohrungsmethode; ohne der Gefahr ihrer zu starken Abkühlung, genutzt werden. Diese günstigen Gegebenheiten haben die Verfasser dieser Veröffentlichung veranlasst, die Nutzungsmöglichkeiten der geothermalen Energie für die Heizzwecke in den ausgewählten Heizkraftwerken (HKW „Szczecin, HKW „Pomorzany“) zu beschreiben.

Zu den günstigsten Felsenarten gehören in der Nähe der beiden Heizkraftwerke die Lagerstätten aus der Niederjurazeit (Lias). Sie befinden sich in einer Tiefe von ca. 2000 m (HKW „Szczecin“) bis ca. 2200 m (HKW „Pomorzany“) [5]. Die Wassertemperatur liegt dort entsprechend bei ca. 80°C (HKW „Szczecin“) bzw. bei ca. 86°C (HKW „Pomorzany“). Die Mächtigkeit der wassertragenden Niederjura-Sandsteinen beträgt 220 m in der Nähe des Heizkraftwerkes „Szczecin“ und ca. 240 m im Raum des Heizkraftwerkes „Pomorzany“. Die hohe Porosität (über 20%) und Durchlässigkeit der Lagerstätten und somit eine große Heizleistung des Bohrungspaares (Förder- und Verpressbohrung) ermöglichen, eine hohe Förderleistung der Bohrung zu erzielen. Der Salzgehalt der geothermalen Lias-Gewässer bewegt sich zwischen 100 und 125 kg/m³. Die oben beschriebenen geothermalen Gegebenheiten berechtigen zur Annahme folgenden Parameter des geothermalen Wasser für die Durchführung der ersten Wärmeberechnungen:

— Wassertemperatur: 80°C,

— Förderleistung der Bohrung: 200 m³/h.

Die realen Werte können erst nach der Fertigstellung der ersten Bohrung bestimmt werden.

Als Ausgangspunkt für die Analyse der Kopplungsmöglichkeiten der geothermalen Anlage mit dem städtischen Fernwärmesystem Szczecin's wurde die Istanalyse der beiden Heizkraftwerken, des Fernwärmenetzes und des Wärmebedarfes der Abnehmer angenommen.

Laut Regelungsdiagramm des Netzwassers beträgt die maximale Temperatur des Rücklaufwassers bei $t_a = -16^\circ\text{C}$, $t_{p\max} = 65^\circ\text{C}$ und bei der mittleren Außentemperatur während der Heizperiode von $+3,8^\circ\text{C}$ entsprechend

$t_{pmax}=52^{\circ}C$. Der letzte Wert wird in die Vorberechnung der geothermalen Anlage als die mittlere Rücklaufwassertemperatur angenommen. Die reelle mittlere Rücklaufwassertemperatur, gemessen innerhalb den letzten drei Jahren; bewegt sich zwischen $46^{\circ}C$ und $50^{\circ}C$. Des weiteren hat man vorausgesetzt, daß das Netzwasser zuerst auf die Temperatur von $78^{\circ}C$ mit dem geothermalen Wasser und anschließend in der konventionellen Energiequelle auf die entsprechende Regelungstemperatur erwärmt wird. Auf dieser Grundlage wurden die geordneten Jahresdauerlinien für die beiden Heizkraftwerke erarbeitet. Im Bild 2 wurde als Beispiel das Diagramm für das Heizkraftwerk - Szczecin dargestellt.

Aus diesem Diagramm resultiert, daß man mit der geothermalen Heizenergie den Wärmebedarf im Sommer (Warmwasseraufbereitung) sowie am Anfang und Ende der Heizperiode vollständig abdecken kann. In der übrigen Zeit unterstützt die geothermale Anlage die konventionellen Wärmequellen. Man hat hier auch das Vorwärmen des Speisewassers des Heizsystems und des Wasser-Dampf-Kreislaufes, sowie des Gebrauchswarmwassers im Heizkraftwerk berücksichtigt. Bei den Berechnungen wurden zwei Varianten untersucht:

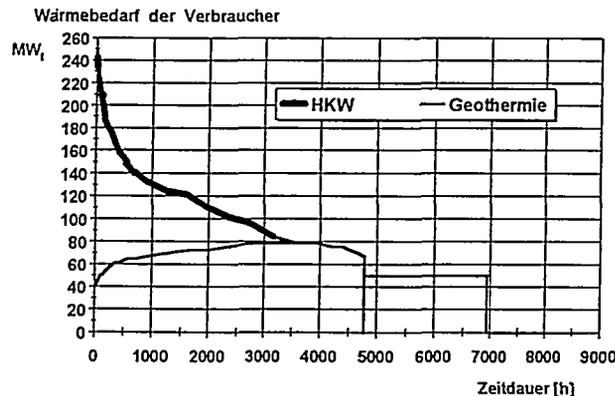


Bild.2. Heizleistung des Heizkraftwerkes - Szczecin nach der realen Wassertemperatur im Jahr 1993. Es wird hier auch die geothermale Leistung für eine ausgewählte geothermale Anlage angedeutet.

- Variante I: die geothermale Anlage wird ausschließlich mit den WÜ (geothermales Wasser-Netzwasser bzw. Speisewasser) ausgerüstet
- Variante II: die geothermale Anlage wird mit WÜ und Absorptionswärmepumpen, die über den Anzapfdampfstrom der Turbine angetrieben werden, ausgerüstet.

Die Wärmepumpenanwendung (bei der das Rücklaufwasser die untere Wärmequelle darstellt) soll dazu führen, die Enthalpie des geothermalen Wassers besser zu nutzen, sowie die Anzahl der Bohrungen zu minimieren.

Um einen hohen Nutzungswirkungsgrad der geothermalen Anlage zu erreichen, wird ihre Heizleistung auf dem Niveau des Wärmebedarfes für die Warmwasseraufbereitung (dh. 50 MW_t für jeden Heizkraftwerk) angenommen.

In der ersten Variante erreicht man die geplante Heizleistung beim Betrieb von 8 Doublets (Bohrungspaar) mit einer Förderleistung von 200 m³/h und einer Wassertemperatur von 80°C. Der erste Doublette dient nur zum Vorwärmen des Netz - und Speise, die anderen ausschließlich für die Erwärmung des Netzwassers. Die mittlere Temperatur des geothermalen Wassers in der Verpressbohrung - ~ 53°C, weist auf einen kleinen Enthalpienutzungsgrad des Wassers hin.

Bei der Nutzung der Wärmepumpe (Variante II) reduziert sich die Doubletsanzahl bis auf 3 und die Wassertemperatur in der Verpressbohrung sinkt auf 33°C.

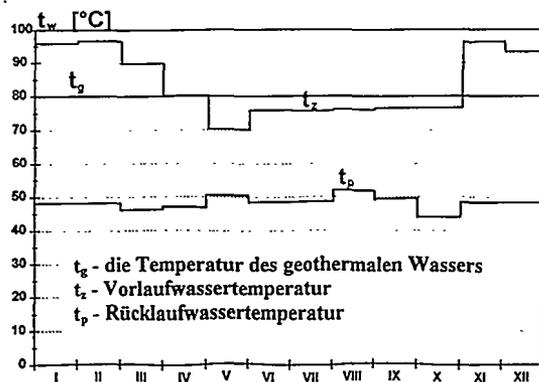


Bild.3. Mittlere Monatstemperatur des Netzwassers im Heizkraftwerk Szczecin im Jahr 1993

In den Bild 3 sind die Verläufe der mittleren Monatstemperaturen des Netzwassers für den Jahr 1993 in Szczecin dargestellt. Es ist ersichtlich, daß die Parameter des geothermalen Wassers in Szczecin eine effektive (aus dem technischen Gesichtspunkt) Nutzung der geothermalen Energie; bei der Unterstützung des schon existierenden städtischen Heizsystems; ermöglichen. Neben den technischen Aspekten hat auch die Kosten- sowie Investitionsanalyse gezeigt, daß die zweite Variante (mit den Wärmepumpen) eine günstigere Systemlösung darstellt. In den beiden Heizkraftwerken könnte man im Falle eines ganzjährigen Betriebes der geothermalen Anlage; durch die beachtlichen Mengen an der zugeführten, geothermalen Energie; den konventionellen Brennstoff einsparen. In der Tabelle 1 sind die entsprechende Berechnungsergebnisse (für die Steinkohle mit einem Heizwert von 23 GJ/Mg und einem Aschegehalt von 18%).

Tab 1. Maximal mögliche Nutzung der geothermalen Energie und die Steinkohleeinsparung

Nu.		HKW „Pomorzany”		HKW „Szczecin”	
		Var. I	Var. II	Var. I	Var. II
1	Größe der geothermalen Energie [GJ/a]	1 525 400	976 040	1 518 800	972 260
2	Größe der eingesparten Steinkohle [Mg/a]	78 000	49 930	91 700	58 710

Die Reduzierung der Steinkohleverbrennung führt logischer Weise zur Reduzierung der Schadstoffemission und den damit verbundenen Umweltschutzgebühren. Ein Vergleich im Bezug auf den Jahr 1994 wird in der Tabelle 2 dargestellt.

Tab 2. Zuerwartende Reduzierung der Schadstoffemission

Nu.		HKW „Pomorzany”		HKW „Szczecin”	
		Var. I	Var. II	Var. I	Var. II
1	Staub [Mg/a]	210	130	470	300
2	SO ₂ [Mg/a]	1 180	755	1 365	874
3	NO _x [Mg/a]	590	380	640	410
4	CO [Mg/a]	410	260	213	137

Das vereinfachte Schaltschema der mit einem konventionellen Heizkraftwerk gekoppelten geo-thermalen Anlage wurde in dem Bild 4 gezeigt.

Die erste Vorwärmungsstufe wurde hier besonderes hervorgehoben. Sie besteht aus der geothermalen Energiequelle, den Wärmeübertragern, den Wärmepumpen mit einem „Dampfkessel-Anzapfdampfturbinen-Block“. Die weitere Wassererwärmung bis auf die Regelungstemperatur erfolgt in den bestehenden Heizanlagen und Spitzenkessel der beiden Heizkraftwerke. Die detaillierte Ausführung der Kopplung dieser Art hängt sehr eng vom angenommenen, komplexen Sanierungsprogramm der Heizkraftwerken ab.

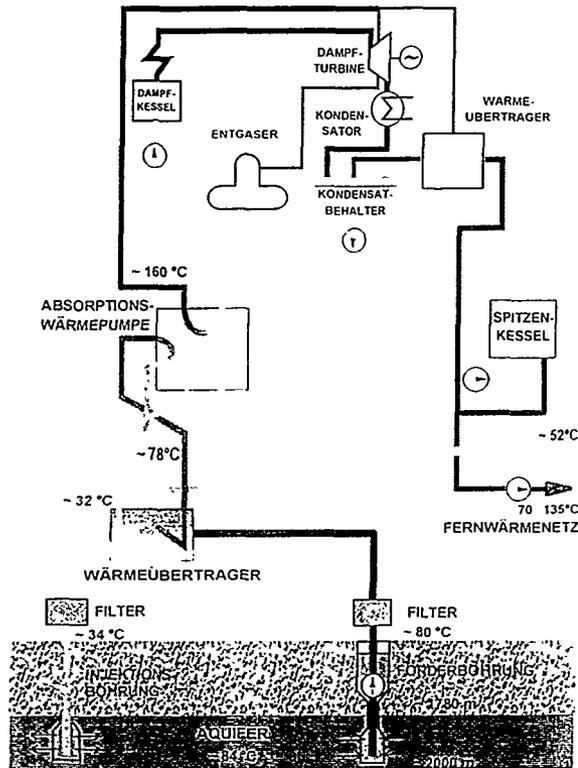


Bild.4. Kopplungsschaltschema der geothermalen Anlage mit dem konventionellen Heizkraftwerk.

- Aus den durchgeführten Studien, Analysen und Berechnungen kann man folgende Schlußfolgerungen formulieren:

- Die Kopplung der großen mit den fossilen Brennstoffen befeuerten Heizsystemen mit den niedertemperierten Wärmequellen, die die konventionellen Heiz- und Heizkraftwerke unterstützen sollen, wird immer öfters angewandt.
- Dank der Nutzung der geothermalen Energie kann die Menge der in den Heizkraftwerken für die Netzwasservorwärmung verbrannten Steinkohle deutlich reduziert werden.
- Durch die Anwendung der geothermalen Energie kann die Schadstoffemission im Raum Szczecin deutlich reduziert werden. Damit erreicht man zugleich den Abbau des Gesundheitsgefährdungspotentials der Einwohner von Szczecin.
- Ein Teil der geothermalen Energie kann vor dem Einpressen in die Verpressbohrung für die Erholungs- und Industriezwecke genutzt werden.

LITERATURVERZEICHNIS

1. Górecki u.a.: *Atlas der geothermalen Gewässer auf dem polnischen Tiefland*; ISE AGH Krakow; 1990
2. Kleemann M., Meliss M.: *Regenerative Energiequellen*; Springer Verlag; 1988
3. Ney R., Sokolowski J.: *Geothermalen Gewässer in Polen und ihre Nutzungsmöglichkeiten*; Nauka Polska Nr. 6; 1987
4. Sobański u.a.: *Nutzungsmöglichkeiten der geothermalen Energie für die Heizzwecke der Stadt Szczecin*; Konzeptstudium für EKO-Inwest GmbH Szczecin; 1992
5. Sokolowski u.a.: *Nutzungskonzept der geothermalen Energie im Raum Szczecin*; Techniki Poszukiwań Geologicznych, Geosynoptyka i Geotermia Nr.2; 1993
6. Pawłowski K., Zawadzki T.: *Emissionsquellen, Mengen und Art der Luftverunreinigungen im Bereich des Kraftwerkskomplexes Dolna Odra*; Tagungsunterlagen des Internationalen Symposiums „Atmosphärenschtz - technischen und ökonomischen Aspekte“; Szczecin 1994

Die Arbeit wurde im Rahmen des Projektes Nr PB 519/507/96/10 im Auftrage des Komitees für Wissenschaftliche Untersuchungen finanziert.



Elektronenmikroskopische und phasenanalytische Untersuchungen an Biofilmen von Bakterienkulturen aus geothermisch genutzten Tiefenwässern

Manfred Köhler, Fernando Völsngen, J. Kasbohm & S. Bochning

A) Im Rahmen eines vom BMBF geförderten Projektes (1994 - 1996) wurde das Vorkommen und Verhalten von Mikroorganismen in geothermisch genutzten Tiefenwässern Mecklenburg-Vorpommerns untersucht. Bisher wurden ca. 50 Bakterienstämme isoliert und hinsichtlich Zellmorphologie sowie relevanter physiologischer Eigenschaften charakterisiert. Von besonderem Interesse war darüber hinaus der Zusammenhang zwischen dem Massenwachstum von Mikroorganismen und der daraus resultierenden Bildung von Biofilmen. Hintergrund der Untersuchungen ist, daß sich diese Biofilme (Fällungsprodukte mit Mikroorganismenaufwüchsen) auf allen Rohrwandungen und sonstigen festen Oberflächen bilden können und im Falle eines Ablösens (z. B. bei Veränderung des Strömungsregimes in der Bohrung) zum Zusetzen der oberirdischen Filter führen können.

B) Mit den durchgeführten Untersuchungen konnte eine unmittelbare Beziehung zwischen Bakterienzellen und Fällungsprodukten nachgewiesen werden. Anhand der verwendeten Untersuchungsmethoden ist jedoch eine eindeutige Differenzierung zwischen biogenen (biochemischen) und rein chemischen Fällungsprodukten nicht möglich. Offenbar bestehen aber eindeutige Beziehungen zwischen Bakterientätigkeit und der Ausfällung anorganischen Materials.

Untersuchungsmethodik

Ein aus dem Thermalwasser des Erdwärme-Heizwerkes Neustadt-Glewe isolierter Desulfuriziererstamm wurde in Kulturröhrchen bei Temperaturen von 55 °C und 80 °C kultiviert, wobei es an den Wandungen der Röhrchen zur Bildung dünner, schwarzer Biofilme kam. Diese Biofilme wurden je nach Zielstellung der Untersuchungen mit unterschiedlichen Präparationsverfahren (Cryopräparation, Ultradünnschnitte, OsO₄-Fixierung, Uranylacetatfixierung u. a.) für weitere Untersuchungen vorbereitet. Als Hauptproblem erwies sich dabei der hohe Mineralisationsgrad der Kulturlösungen, in denen die Bakterien kultiviert wurden

(NaCl-Gehalt > 200 g/l). Zur Vermeidung von sekundären Ausfällungen mußten deshalb die empfindlichen Biofilme vor der Präparation entwässert oder mit Aqua dest. gewaschen werden. Dabei bestand die Gefahr, daß die auf den Biofilmen aufsitzenden Bakterien verloren gehen.

Zur detaillierten morphologischen und chemischen Beschreibung der Biofilme wurden spezielle elektronenmikroskopische und phasenanalytische Untersuchungsmethoden angewandt, die in Tabelle 1 aufgeführt sind.

Tab. 1: Überblick über die eingesetzten Geräte und Methoden

Methode	Eingesetzte Gerätschaften	Ziel der Untersuchungen
Rasterelektronenmikroskopie (SEM) mit Elektronenstrahlmikroanalyse (ESMA-EDX)	Analytisches Rasterelektronenmikroskop (SEM), JXA 840 (JEOL) mit Mikroanalytator KeveX 8005 und LINK OXFORD-Auswertungssystem und Cryotrans	Morphologie der Oberfläche und chemische Ansprache der Fällungsprodukte; Darstellung der Bakterien auf den Biofilmen (u. a. Anwendung der Cryopräparation)
Transmissions-elektronen-mikroskopie (TEM) mit Elektronenstrahlmikroanalyse (ESMA-EDX)	Analytisches hochauflösendes Transmissionselektronenmikroskop (TEM) JEM 1210 (JEOL) mit EDX-Mikroanalyse von LINK OXFORD, Rastereinheit (SEI & TEI) sowie SlowScan-Camera mit Bild-Imaging & -Processing	Detailuntersuchungen an den Biofilmen: z. B. Morphologie, Elementverteilung in den Fällungsprodukten und Bakterienzellen (u. a. an Ultradünnschnitten)

Elektronenmikroskopische Untersuchungen der Biofilme

Die rasterelektronenmikroskopischen Untersuchungen zeigten, daß die Biofilme aus wenigen μm (durchschnittlich 1 - 5 μm) dicken Platten bestehen (Abb. 1). Bei mechanischen Beanspruchung zerbrechen diese Biofilme aufgrund ihrer Sprödigkeit sehr schnell. Die Oberfläche dieser plattigen Biofilme besteht dabei stets aus dichten Packungen kugliger bis nierenförmiger eisenreicher

die Biofilme aus mehreren Lagen solcher kuglicher Aggregate aufgebaut sind. Vereinzelt konnte beobachtet werden, daß die Aggrgate durch schleimige Substanzen (Bakterienausscheidungen ?) miteinander verkittet sind.

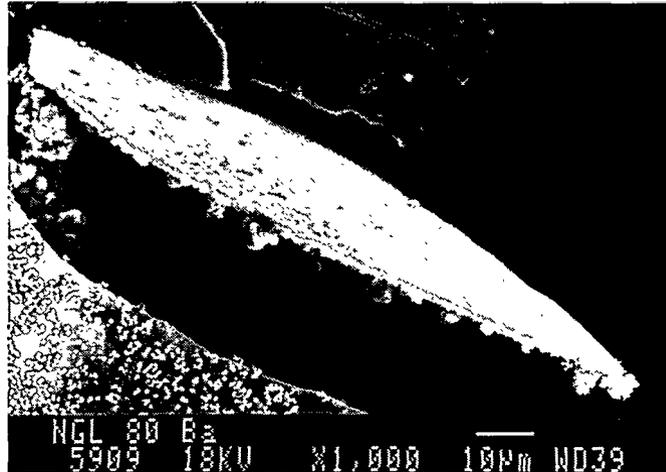


Abb. 1: Bruchstück eines Biofilmes; sichtbar ist die Unterseite des Biofilmes (zur Glaswandung des Kulturröhrchens gewandt)

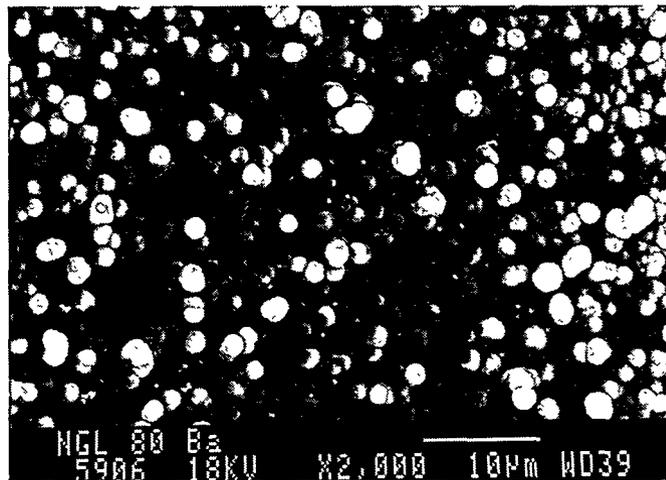


Abb. 2: Oberfläche eines Biofilmes, bestehend aus 1 - 2 µm großen kugeligen eisenreichen Fällungsprodukten

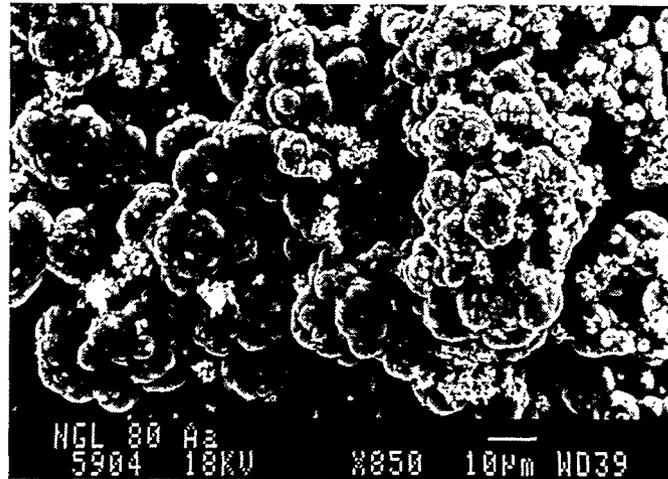


Abb. 3: Oberfläche eines Biofilmes, bestehend aus nierenförmigen eisenreichen Fällungsprodukten

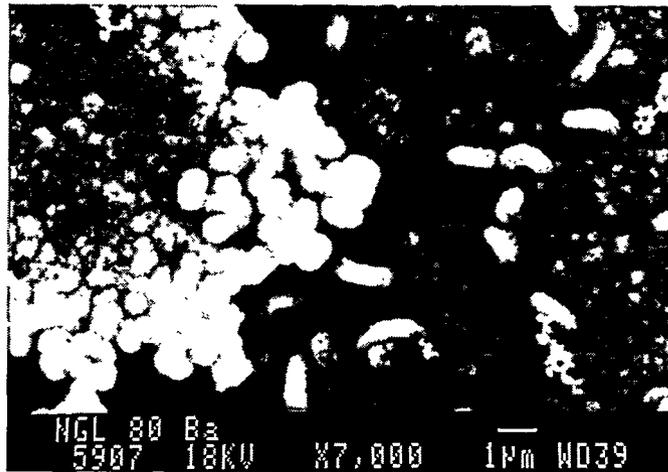


Abb. 4: Oberfläche eines Biofilmes mit Desulfurizierzellen in der rechten Bildhälfte und links die Bildung einer neuen Schicht (Kokken ?)

Bakterienzellen wurden ausschließlich auf der Oberfläche der Biofilme festgestellt, wobei es sich vorzugsweise um Desulfurizierer handelt. Die stäbchenförmigen, leicht gekrümmten Desulfurizierierzellen sind etwa 2 - 5 μm lang und haften gleichmäßig verteilt auf der Oberfläche der Biofilme (Abb. 4).

Darüber hinaus wurden auf den Oberflächen Schichten vorgefunden, die jeweils aus einer Lage gleichgroßer (ca. 1 μm) kugliger Aggregate bestehen. Trotz der Anwendung unterschiedlicher Untersuchungsmethoden konnte nicht eindeutig geklärt werden, ob es sich dabei um Kolonien von Kokken oder rein anorganische Fällungen handelt (Abb. 4). Zumindest konnte nachgewiesen werden, daß diese Schichten die Bildung einer neuen Lage des Biofilmes einleiten.

Unter den gegebenen Versuchsbedingungen war der Elementgehalt der Kulturlösung (Thermalwasser) der begrenzende Faktor für die Intensität der Biofilmbildung, d. h., der Dickenzuwachs der Biofilme erfolgte solange, bis das zu Versuchsbeginn in der Kulturlösung enthaltene Elementangebot durch das Bakterienwachstum und durch die Ausfällung der anorganischen Verbindungen aufgebraucht war.

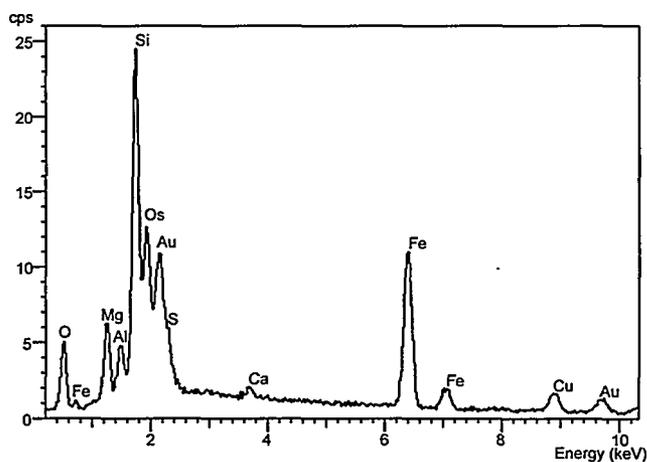


Abb. 5: Charakteristisches ESMA-Spektrum der Fällungsprodukte eines Biofilmes (die Gehalte an Os, Au und Cu sind auf die spezielle Präparation zurückzuführen)

Phasenanalytische Untersuchungen an den Biofilmen

Zur chemischen Charakterisierung der Ausfällungsprodukte wurden parallel zu den elektronenmikroskopischen Untersuchungen phasenanalytische Untersuchungen, speziell Elektronenstrahlmikroanalysen (ESMA-EDX), durchgeführt. Mit Hilfe dieser Methode konnte der Elementbestand von auf dem Bildschirm des Elektronenmikroskops ausgewählten Objekten und Flächen bestimmt werden. So wurden in den anorganischen Fällungsprodukten neben Eisen vor allem Calcium, Schwefel, Silizium, Magnesium, Aluminium und vereinzelt Barium (einzelne Barytkristalle) nachgewiesen (Abb. 5).

Anmerkungen

Die in Thermalwässern enthaltenen Bakterien, die an die extremen Milieubedingung gut angepaßt sind, können auf allen Rohrwandungen, insbesondere während Stillstandszeiten, zur Bildung von Biofilmen führen. Dabei kommt es je nach Elementgehalt des Thermalwassers zur Ausfällung verschiedener anorganischer Verbindungen. Im Thermalwasser aus Neustadt-Glewe kommt es aufgrund des hohen Eisengehaltes vor allem zur Bildung von eisenhaltigen Verbindungen. Infolge der Anwesenheit von Desulfurizierern sind Eisensulfide die dominierenden Fällungsprodukte.

Verändern sich in stark mit Biofilmen belegten Rohren die Fließverhältnisse, z. B. im Zuge einer Wiederinbetriebnahme der Fördersonde von Geothermaleizeentralen, kann es zur teilweisen Ablösung des Biofilms kommen. Die plattigen Bruchstücke sammeln sich dann im Filtersack der Anlage in größeren Mengen an.

Danksagung:

Die elektronenmikroskopischen und phasenanalytischen Untersuchungen erfolgten mit freundlicher Unterstützung der Fachrichtung Geowissenschaften der Universität Greifswald.

Fällungsreaktionen beim Reinjektionsprozeß einer Geothermischen Heizanlage. Feldmessungen, Modellierungen und Laborexperimente

Michael Kühn, Martin Kölling, Margot Isenbeck-Schröter, Horst D. Schulz & Torsten Kellner

Kurzfassung

Chemische Fällungsreaktionen, die beim Betrieb einer Geothermischen Heizzentrale (GHZ) durch Veränderungen der Druck- und Temperaturbedingungen auftreten, müssen prognostiziert und nach Möglichkeit durch entsprechende Steuerung der Betriebsbedingungen ausgeschlossen werden. Die Beeinträchtigung der Injektivität einer Verpreßbohrung kann durch die Ausfällung von Haupt-, Neben- und Spurenbestandteilen erfolgen. Aus diesem Grund ist eine möglichst umfangreiche Analyse der Thermalwässer Grundlage weiterer Betrachtungen. Für die Analytik hochsalinärer Wässer hat sich herausgestellt, daß die besten Gesamtergebnisse erzielt wurden, wenn die Polarographie, Titrations-, ionensensitive Elektroden, die Photometrie, die ICP-AES, die Spuren-Matrix-Trennung in Verbindung mit der ICP-MS vor-Ort sowie im Labor Verwendung fanden. Die Analysenergebnisse wurden mit den geochemischen Modellierungsprogrammen PHREEQC (PARKHURST, 1995), PHRQPITZ (PLUMMER et al., 1990), EQ 3-6 (WOLERY et al., 1993) und SOLMINEQ (PERKINS et al., 1988) hinsichtlich potentiell ausfallender Mineralphasen untersucht. Es wurden Sensitivitätsanalysen der chemischen Gleichgewichte für sich verändernde Druck- und Temperaturbedingungen durchgeführt. Beim Vergleich der Programme hat sich gezeigt, daß EQ 3-6 und PHREEQC die verlässlichsten Daten für die untersuchte Thermalwasserzusammensetzung produzieren und die Mineralphasen Anhydrit, Baryt, Celestit und Gibbsit möglicherweise ausgefällt werden. Im Vergleich mit Literaturdaten ergab sich für den untersuchten Fall, daß Baryt die Festphase ist, die in Laborexperimenten weiter untersucht werden sollte. In Löslichkeitsuntersuchungen der isolierten Fluidphase konnte die 3 fache Menge der

Ausgangskonzentration (=15 mg/l) Barium in der somit stark übersättigten Lösung stabil gehalten werden. Zur Validierung der Modellierungsergebnisse wurden Laborexperimente unter in-situ Druck- und Temperaturbedingungen konzipiert, welche die Stabilität der übersättigten Wässer bei Kontakt mit der Gesteinsmatrix zeigen sollten. Erste Ergebnisse der Kerndurchströmungen zeigen keine Permeabilitätsveränderungen im Sandstein mit einer Ba Ausgangskonzentration von 5.3 mg/l.

Analytik

Das untersuchte Thermalwasser besitzt eine Gesamtmineralisation von 216 g/l und wird mit einem pH-Wert von 5.15 einem E_H Wert von 180 mV und einer Temperatur von 96°C aus 2200 m Tiefe gefördert. In Tabelle 1 ist die Zusammensetzung des Wassers und die jeweils verwendete Analysemethode aufgeführt.

Tabelle 1: Analytierte Elementgehalte und verwendete Methode der Thermalwasseruntersuchung.

Spezies	Gehalt [mg/l]	Analytik	Spezies	Gehalt [mg/l]	Analytik
Na ⁺	72700	ICP-AES	Zn ²⁺	2,9	Polarographie
K ⁺	828	ICP-AES	Pb ²⁺	0,5	Polarographie
NH ₄ ⁺	70	Ionens. Elektrode	Cd ²⁺	0,0038	Polarographie
Mg ²⁺	1400	ICP-AES	Al ³⁺	0,0016	Chelex [®] 100
Ca ²⁺	8700	ICP-AES	Cl ⁻	131400	Titration
Sr ²⁺	450	ICP-AES	SO ₄ ²⁻	470	ICP-AES
Ba ²⁺	5,3	ICP-AES	Br ⁻	133	Titration
Fe ²⁺	82	ICP-AES	I ⁻	38	Titration
Mn ²⁺	18	ICP-AES	PO ₄ ³⁻	n.n.	Photometrie
B ³⁺	61	ICP-AES	NO ₃ ⁻	n.n.	Photometrie
Si ⁴⁺	20	ICP-AES	S ²⁻	n.n.	Polarographie

Modellierung

Geochemisch-thermodynamische Gleichgewichtsmodellierungen hochsalinärer Lösungen bei denen die Speziesaktivitäten auf der Basis der Debye-Hückel Theorie berechnet werden sind unzureichend. Die hohen Ionenstärken der Lösungen erfordern Aktivitätsberechnungen auf der Grundlage der Pitzer Gleichungen. Aufgrund der begrenzten Datensätze ist deren Einsatz jedoch auf die Hauptelemente beschränkt. Um die Abweichungen der Speziesaktivitäten zwischen den beiden Berechnungs-

arten zu bestimmen, wurde ein Vergleich zwischen den Programmen PHREEQC (Debye-Hückel), PHRQPITZ (Pitzer), EQ 3-6 (Pitzer) und SOLMINEQ (Debye Hückel kombiniert mit Pitzer) durchgeführt. Die Pitzeranwendung im Programm EQ 3-6 basiert auf Daten von HARVIE et al. (1984), welche eine Modellierung von Wässern bis Ionenstärken von 10 mol/l zulassen und damit die verlässlichsten Daten produziert. Die kleinsten Abweichungen der Aktivitätsberechnungen treten zwischen den Programmen EQ 3-6 und PHREEQC auf. In Meßfehlern ausgedrückt liegen sie im Bereich der Meßgenauigkeit (Reproduzierbarkeit der verwendeten Meßmethode) für die Spezies Na, Cl, SO₄, HCO₃, Br, Zn, Pb, und Cd mit 6.1, 1.7, 2.0, 9.8, 24.4, 5.6, 1.5 und 0.0 %. Daher wurden die PHREEQC Berechnungen hinsichtlich dieser Inhaltsstoffe bei der Interpretation mit verwendet. Im Gegensatz dazu müssen die Elemente Ca, Sr, Ba und Al aufgrund der Abweichungen von 31.1, 24.0, 29.7 und 25.3 % im Vergleich mit der Literatur und in Laborexperimenten genauer untersucht werden.

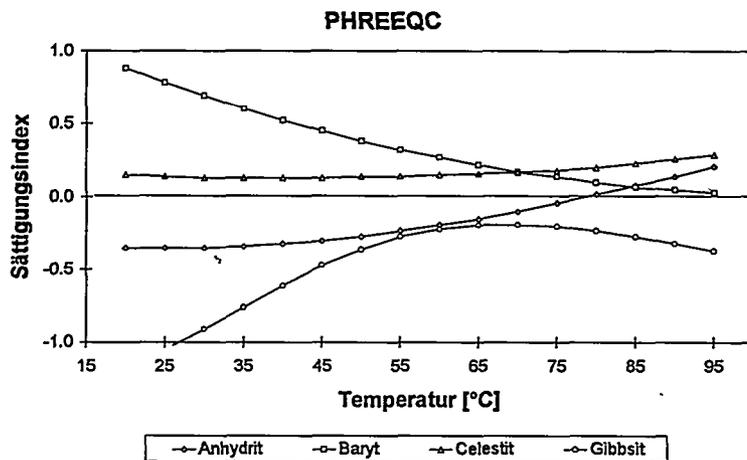
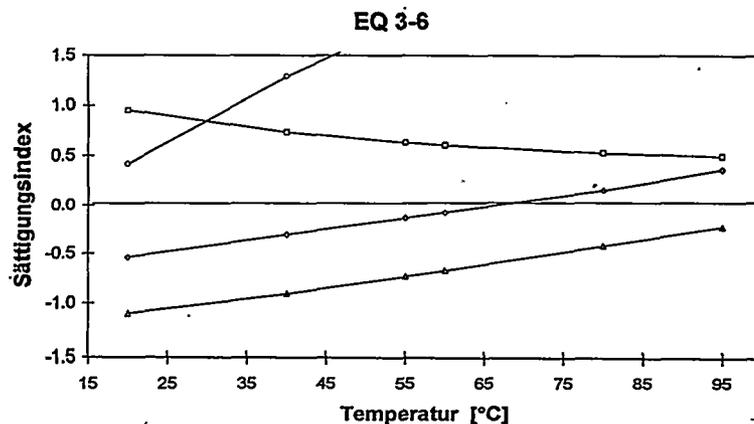
Von den untersuchten Mineralen (Tabelle 2), sind nur die Phasen mit Löslichkeiten im Bereich der Sättigung dargestellt. In Abbildung 1 und 2 sind die Sättigungsindizes in Abhängigkeit von der Temperatur für die Berechnungen mit EQ 3-6 und PHREEQC abgebildet. Es zeigt sich, daß Anhydrit, Celestit, Baryt und Gibbsit kritische Löslichkeiten im Bereich der Übersättigung zeigen. Im Vergleich mit Literaturdaten (MONNIN & GALINIER, 1988; VETTER et al., 1983; REARDON & ARMSTRONG, 1987; WESOLOWSKI & PALMER, 1994; CASTET et al., 1993; STUMM & MORGAN, 1995) ergibt sich, daß Baryt die einzige Mineraphase ist, die in Laborexperimenten genauer untersucht werden sollte.

Tabelle 2: Bei den Modellierungen untersuchte Mineralphasen

Calcit (CaCO ₃)	Al(OH) ₃ (amorph)	Pb(OH) ₂
Dolomit (CaMg(CO ₃) ₂)	Gibbsit (Al(OH) ₃)	Siderit (FeCO ₃)
Anhydrit (CaSO ₄)	Silica (amorph)	Fe(OH) ₃
Gips (CaSO ₄ *2H ₂ O)	Rhodochrosit (MnCO ₃)	Otavit (CdCO ₃)
Witherit (BaCO ₃)	Manganit (MnOOH)	Sylvin (KCl)
Baryt (BaSO ₄)	Smithsonit (ZnCO ₃)	Halit (NaCl)
Strontianit (SrCO ₃)	Zn(OH) ₂	Camallit (KMgCl ₃ *6H ₂ O)
Celestit (SrSO ₄)	Cerussit (PbCO ₃)	Partialdruck CO ₂

Die Abhängigkeit der Löslichkeiten vom Druck läßt sich mit keinem der untersuchten Programme zufriedenstellend modellieren. Bei einem Literatur-

vergleich (MONNIN, 1990) ist jedoch erkennbar, daß hohe Drucke die Löslichkeit der Minerale durchweg stärker erhöhen, als dies eine Abschätzung mit Hilfe der van t'Hoff Gleichung ergibt.



Abbildungen 1 u. 2: Temperaturabhängigkeit der Sättigungsindizes der Modellierungen mit EQ 3-6 und PHREEQC. Betrachtet wurden die Mineralphasen mit Löslichkeiten im Bereich der Sättigung.

Laborexperimente

Die Löslichkeit von Baryt in der Fluidphase wurde mit künstlichen Lösungen der oben angegebenen Zusammensetzung von Na-K-Ca-Sr-Ba-Cl-SO₄ in einem Batch-Versuch ohne Kontakt mit der Gesteinsmatrix durchgeführt. Ausgehend von einer Ba Konzentration des untersuchten Thermalwassers von 5.3 mg/l (Tabelle 1), die bereits thermodynamisch übersättigt ist (Abbildungen 1 und 2), konnte gezeigt werden, daß sogar die 3 fache Menge von 15 mg/l löslich ist (Abbildung 3). Es handelt sich um Parallelproben und es ist erkennbar, daß die übersättigten Lösungen teilweise über die Versuchszeit von einer Woche stabil sind.

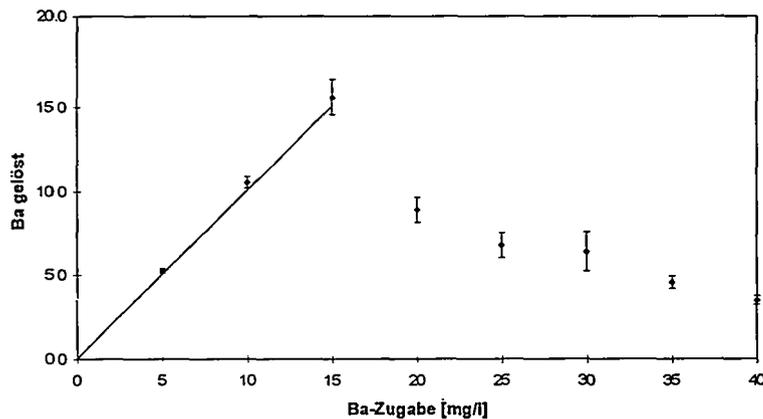


Abbildung 3: Löslichkeitsuntersuchung von Barium mit der isolierten Fluidphase (kein Kontakt mit der Gesteinsmatrix), bei der zu einem Salzwasser der Zusammensetzung des untersuchten Thermalwassers von Na-K-Ca-Sr-Ba-Cl-SO₄ unterschiedliche Menge Ba addiert wurden.

In einer Kerndurchströmungsanlage wurde ein Stück Bohrkern der Speicherformation mit einer sauerstofffreien und an Baryt übersättigten Lösung unter in-situ Speicherbedingungen (Druck u. Temperatur) durchströmt. Die Lösung wird mit einer HPLC Pumpe durch den Sandstein gepumpt, wobei der Druck in der Anlage durch Überdruckventile erzeugt wird, die hinter der Hochdrucksäule angebracht sind (Abbildung 4). Permeabilitätsänderungen durch Ausfällungen im Kern können während des Versuchs durch die Messung des up-stream und down-stream Drucks bestimmt werden.

Der Kernhalter ist aus einem Stück V4A Stahl gedreht. Der Sandsteinkern ist vorn und hinten mit Teflonkappen abgedeckt in die Glasritzen eingelassen sind. Kern und Kappen sind mit Teflonband umwickelt und in einen Teflonschlauch eingeschrumpft. Die PEEK Kapillaren sind durch die Bohrungen der Teflonkappen und der Abstandshalter innerhalb der Hochdrucksäule bis auf die Glasritzen geführt. Die Versuche sind zur Zeit noch nicht abgeschlossen. Erste Ergebnisse der Kerndurchströmungsexperimente zeigen keine Permeabilitätsveränderungen im Sandstein mit einer Ba-Konzentration von 5.3 mg/l und Temperaturen zwischen 25 und 70°C.

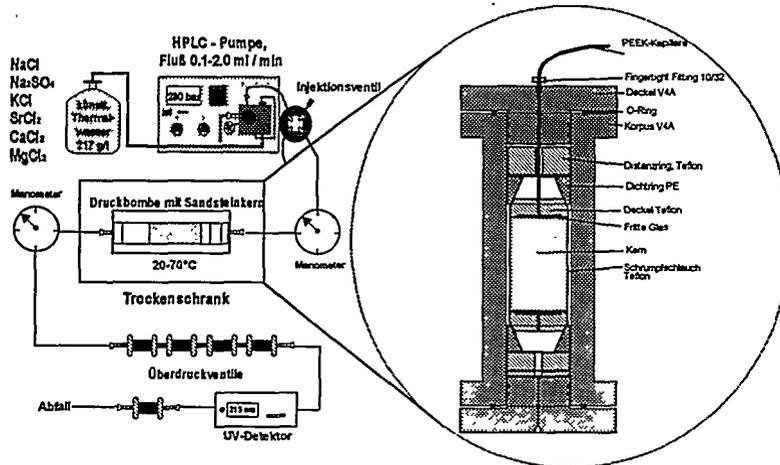


Abbildung 4: Kerndurchströmungsanlage für in-situ Druck- und Temperaturbedingungen.

Schlußfolgerungen

Die geochemischen Modellierungen der hochsalinaren Wässer haben gezeigt, daß die Berechnung der thermodynamischen Gleichgewichte durch die untersuchten Programme nur unzureichend ist. Die hohen Drucke im Speichergestein lassen sich mit keinem der untersuchten Programme simulieren. Die hohen Salzgehalte der Thermalwässer machen die Berechnung der Sättigungszustände auf der Basis der Pitzergleichungen mit EQ 3-6 notwendig, doch ist deren Anwendung auf die Hauptelemente beschränkt. Die zusätzliche Verwendung des Programms PHREEQC ist unter

den speziellen Randbedingungen des betrachteten Falls für einige Elemente möglich, doch ist ein Vergleich mit experimentellen Ergebnissen aus der Literatur unerlässlich. Die ersten Ergebnisse der Kerndurchströmungsexperimente zeigen keine Permeabilitätsveränderungen im Sandstein mit einer Ba-Konzentration von 5.3 mg/l und Temperaturen zwischen 25 und 70°C. Um abschließend eine Gefährdung der Permeabilität im Speichergestein durch ausgefällten Baryt abzuschätzen sind weitere Untersuchungen notwendig.

Literatur

- CASTET S., DANDURAND J.-L., SCHOTT J. & GOUT R. (1993): Boehmite solubility and aqueous aluminium speciation in hydrothermal solutions (90-350°C): Experimental study and modeling. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 57 p. 4869-4884.
- HARVE C.E., MÖLLER N. & WEARE J.H. (1984): The prediction of mineral solubilities in natural waters: The Na-K-Mg-Ca-H-Cl-SO₄-OH-HCO₃-CO₃-CO₂-H₂O system to high ionic strength at 25°C. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 48 p. 723-751.
- MONNIN C. & GALINIER C. (1988): The solubility of celestite and barite in electrolyte solutions and natural waters at 25°C: A thermodynamic study. *Chemical Geology* 71 p. 283-296.
- MONNIN C. (1990): The influence of pressure on the activity coefficients of the solutes and on the solubility of minerals in the system Na-Ca-Cl-SO₄-H₂O to 200°C and 1 kbar, and to high NaCl concentration. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 54 p. 3265-3282.
- PARKHURST D.L. (1995): *PHREEQC, A Computer Program for Speciation, Reaction-Path, Advective Transport, and Inverse Geochemical Calculations*, U.S. Geological Survey, Dallas, 143 p.
- PERKINS E.H., KHARAKA Y.K., GUNTER W.D. & DEBRAAL J.D. (1990): *Geochemical Modeling of Water-Rock Interactions using SOLMINEQ.88*, in: *ACS Symposium Series, Chemical Modeling of Aqueous Systems II* (D.C. Melchior und R.L. Bassett, eds.), No. 416, Chap. 9, American Chemical Society, Washington DC, p. 117-127.
- PLUMMER L.N., PARKHURST D.L., FLEMING G.W. & DUKE S.A. (1990): *A Computer Program Incorporating Pitzer's Equations for Calculation of Geochemical Reactions in Brines*, U.S. Geological Survey, Reston, p. 306.

- REARDON E.J. & ARMSTRONG D.K. (1987): Celestite solubility in water, seawater and NaCl solutions. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 51 (1) p. 53-72.
- STUMM W. & MORGAN J.J. (1995): Aquatic Chemistry, Chemical Equilibria and Rates in Natural Waters, 3rd Edition, John Wiley & Sons, New York, 1022 p.
- VETTER O.J.G., VANDENBROEK I. & NAYBERG J. (1983): SrSO₄: the basic solubility data. *Int. Symp. on Oilfield and Geothermal Chemistry, Denver, Colorado, American Society of Petroleum Eng.* p. 271-281.
- WESOLOWSKI D.J. & PALMER D.A. (1994): Aluminium speciation and equilibria in aqueous solution: V. Gibbsite solubility at 50°C and pH 3-9 in 0.1 molal NaCl solutions (a general model for aluminium speciation; analytical methods). *Geochimica et Cosmochimica Acta* 58, p. 2947-2969.
- WOLERY T.J.(1993): EQ 3/6, A Software Package for Geochemical Modeling of Aqueous Systems, Lawrence Livermore National Laboratory, California, p 247.

Gasanalytik an geothermisch nutzbaren hydrothermalen Wässern - Erste Ergebnisse der „on-line“-Analytik in Neustadt-Glewe

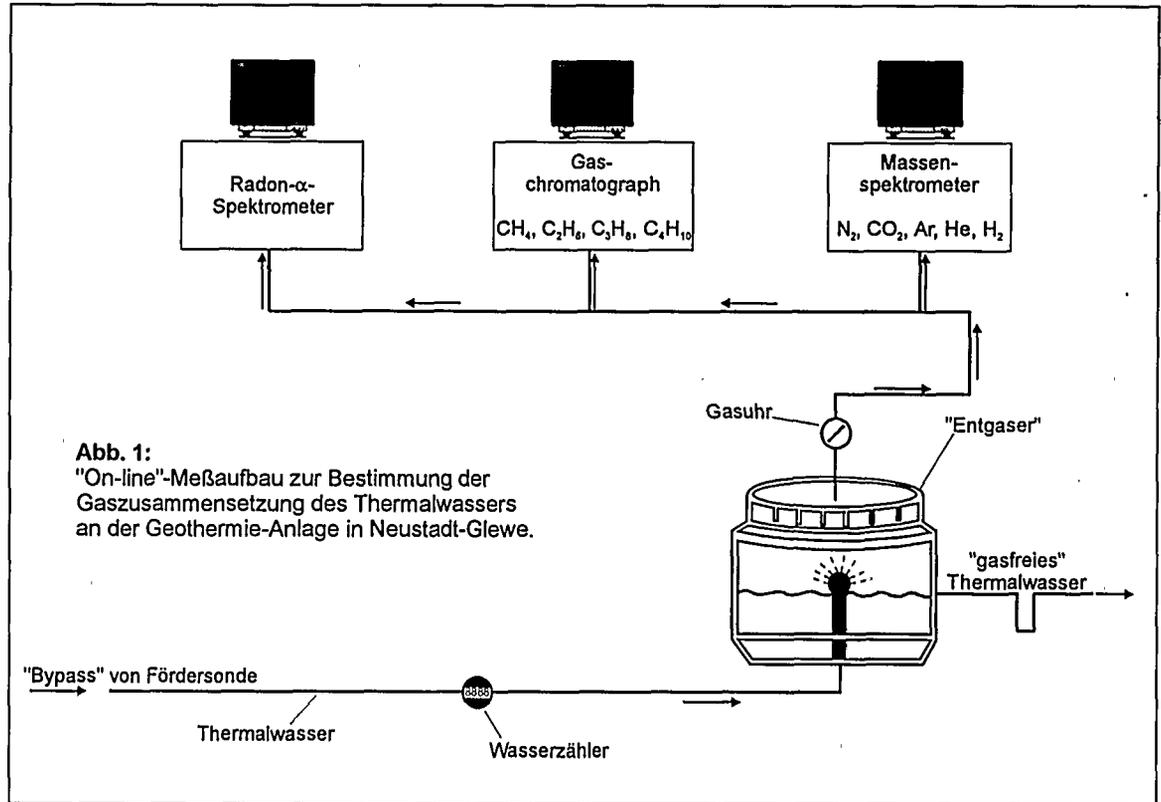
Dirk Naumann & Jörg Erzinger

Abstract:

Geothermal waters contain gases of variable composition at different water/gas-ratios. The aim of our investigation is to quantify the gas phase and to determine its composition quantitatively and qualitatively. This information is valuable in the operation of geothermal plants, and is necessary to determine the origin and age of geothermal fluids. During the first phase of this study we analysed thermal waters from the geothermal heat plant in Neustadt-Glewe (Mecklenburg-Vorpommern, Germany) in order to determine temporal variations in water/gas-ratios and gas compositions. For that purpose we combined an automatic degassing system with a quadrupole-mass-spectrometer, a gas-chromatograph and a radon- α -spectrometer. Our first results show that gas compositions and $^3\text{He}/^4\text{He}$ signatures reveal a crustal origin for the gases present in thermal waters at Neustadt-Glewe. Radon concentrations are at normal levels for fluids of this kind. Isotopic investigations and gas-monitoring at other geothermal plants are planned for the near future.

Einleitung und Zielsetzung

Hydrothermale Wässer zur geothermischen Nutzung enthalten Gase in unterschiedlichen Konzentrationen und Zusammensetzungen. Für eine geothermische Heizanlage sind der Charakter der freien und im Wasser gelösten Gase sowie die zeitlichen Konzentrationsänderungen von großer Bedeutung. Anhand der Zusammensetzung der Gaskonzentrationen sowie der Isotopensignaturen (z.B. der Edelgase) können Rückschlüsse auf Herkunft und Alter der Thermalwässer gezogen werden. Im Rahmen des BMBF-Vorhabens „Evaluierung



geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen“ hat sich unsere Arbeitsgruppe zum Ziel gesetzt, das geochemische Verhalten der Fluide, insbesondere der Gase, zu untersuchen.

Beschreibung der Geräte und Methoden zur „on-line“-Analytik

Die Entgasung des Thermalwassers erfolgt mittels eines selbstgebauten „Entgasers“ (Abb. 1). Zur „on-line“-Analytik stehen drei Meßgeräte zur Verfügung (Abb. 1): Mit einem transportablen **Quadrupolmassenspektrometer (QMS)** werden Stickstoff, Sauerstoff, Helium, Argon, Kohlendioxid und Wasserstoff bestimmt; die Kohlenwasserstoffe Methan, Ethan, Propan und Butan werden mit einem **Gaschromatographen (GC)** quantifiziert; und das radiogene Edelgas Radon wird mit einem **Radon- α -Spektrometer** bestimmt.

An dem GC ist ein Gassammelsystem angeschlossen, das bei Bedarf automatisch Gasproben nimmt, an denen im Labor des GFZ in Potsdam weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

Ergebnisse

Die ersten Auswertungen der Daten zeigen, daß das in Neustadt-Glewe geförderte Thermalwasser eindeutig von Kohlendioxid dominiert wird (80-85 Vol.-%). Als zweiter Hauptbestandteil tritt Methan auf (10-15 Vol.-%). Das Gas/Wasser-Verhältnis liegt durchschnittlich bei 100 l Gas pro m³ Thermalwasser.

Um die zeitabhängigen Konzentrationsänderungen darzustellen, wurde beispielhaft der Zeitraum von 21. Juni 1996, 17.30 Uhr, bis 24. Juni 1996, 5:30 Uhr, ausgewählt. Die beiden Hauptkomponenten Kohlendioxid und Methan weisen in diesem Zeitraum keine wesentlichen Konzentrationsänderungen auf, während Ethan, Wasserstoff und Helium in einem engen Konzentrationsbereich variieren (Abb. 2).

Unsere bisherigen Messungen haben ergeben, daß sich in der Gasphase des Thermalwassers von Neustadt-Glewe kein Argon nachweisen läßt und daß die Stickstoffkonzentrationen 1-2 Vol.-% nicht übersteigen. In einem Dreiecksdiagramm N₂-Ar-He nach NORMAN & MUSGRAVE (1994) plotten die „Neustadt-Glewe-Gase“ in einem Bereich, der eindeutig einer kristallinen Gaszusammen-

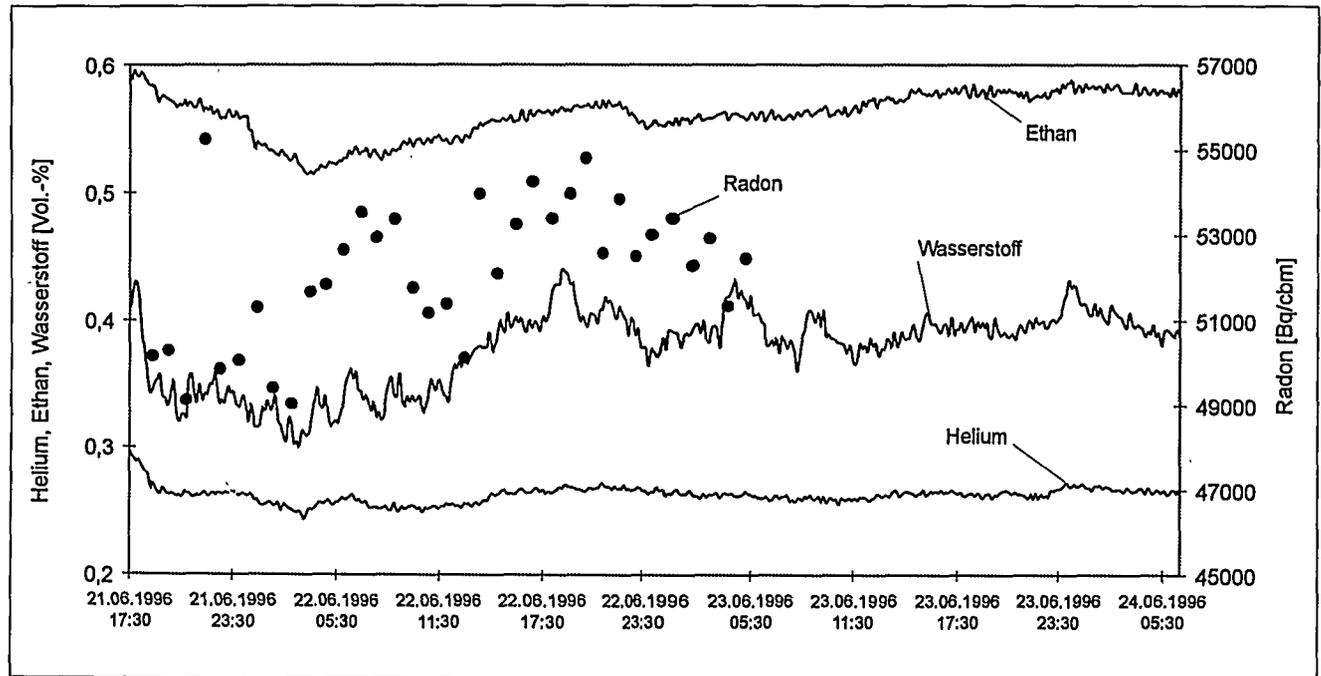


Abb. 2:
Helium-, Ethan-, Wasserstoff- und Radon-Konzentrationen in der Zeit vom 21.6.96, 17:30 Uhr, bis 24.6.96, 5:30 Uhr.

Tiefenwässer und Nutzungsmöglichkeiten in Thüringen

Torsten Kellner, Wilfried Rockel & Reinhard Werner

Kurzfassung

Im Sinne einer Bestandsaufnahme wird das Tiefenwasserpotential Thüringens in permischen und mesozoischen Aquiferen in klüftigen Speichern des Grundgebirges aus bergbaulichen Anlagen und aus natürlich austretenden Quellen vorgestellt.

Die Bearbeitungsmethodik wird erläutert.

Nach Einschätzung der wichtigsten geologischen Voraussetzungen und Gewinnungskriterien werden die energetischen und balneologischen Nutzungsmöglichkeiten eingeschätzt.

Es werden Vorzugsgebiete und Vorzugsobjekte ausgewiesen.

Abschließend werden Nutzungsbeispiele aufgezeigt und Empfehlungen für weitergehende Untersuchungen gegeben.

Geologische Prognose und Ergebnisse der Thermalwasserbohrung Gt Rheinsberg 1

Wilfried Rockel

Inhalt: Für die Stadt Rheinsberg/Mark im Norden des Bundeslandes Brandenburg waren die geologischen Voraussetzungen für das Auffinden von Thermalwasser zu untersuchen. In der angestrebten Nutzungskonzeption spielen sowohl wärmetechnische als auch balneologische Aspekte eine Rolle.

Auf der Grundlage älterer geophysikalischer und geologischer Untersuchungen (Reflexionsseismik, Tiefbohrungen) konnten in Teufenlagen 500 - 1.800 m fünf sandsteinführende Formationen als höffig ausgewiesen werden:

Eozän (Tertiär), Hauterive (Unterkreide), Aalen (Dogger),
Hettang (Lias), Contorta-Schichten (Oberer Keuper).

Entsprechend dem erreichten Kenntnisstand wurden für die wichtigsten geologischen Parameter

- Teufenlage
- Sandsteinmächtigkeit
- Porösität, Permeabilität
- Schichtproduktivität
- Thermalwasserzusammensetzung, Gesamtmineralisation, Dichte
- Schichtdruck, statischer Wasserspiegel

zu jeder Formation Erwartungswerte ermittelt, die Grundlage erster wirtschaftlicher Kostenabschätzungen sind. Danach war der Standort Rheinsberg / Mark insbesondere bei Nutzung der tieferen Formationen für die Aufnahme geologischer Erkundungsarbeiten geeignet.

Die in der Prognose ausgewiesenen potentiellen Nutzhorizonte wurden in der Bohrung Gt Rheinsberg durch

- Bohrlochmessungen und Kabeltests
- Kernuntersuchungen
- Gestängeliffteste im offenen Bohrloch sowie
- einen Leistungstest nach Installation des ausgewählten Nutzhorizontes

untersucht. Die Untersuchungskonzeption und die Ergebnisse werden vorgestellt.

Insgesamt haben sich die geologischen Prognosen bestätigt. Nutzungsfähige Sandsteine treten im

Hauterive, Aalen, Hettang und in den Contorta-Schichten,
zusätzlich auch im Domer, auf.

Nach den Gesteinseigenschaften, den Förderleistungen und den erreichten Thermalwassertemperaturen besitzt der Sandstein der Contorta-Schichten die günstigsten Voraussetzungen für eine Thermalwassernutzung. Der Vergleich mit den Realdaten zeigt, daß die Prognosewerte erreicht, vielfach auch übertroffen werden. Die chemische Analytik weist das Schichtwasser als *natürliches* Heilwasser aus, das als *jod- und eisenhaltige Thermalsole* charakterisiert werden kann.

Nach Abschluß der geologischen Erkundung steht den Stadtwerken Rheinsberg / Mark mit der Gt Rheinsberg 1 eine installierte, nutzungsfähige Bohrung zur Verfügung.

Systemanalytische Erfassung von Nutzungsanlagen hydrogeothermaler Ressourcen.

Einfluß der Temperaturen in den Abnehmersystemen auf den Wärmegestehungspreis

Kuno Schallenberg



Abstract

On the basis of a general investigation of the impact of geological situation, thermal water loop and consumer structure on the economy of heating systems, different geothermal plants are analysed in detail.

In the study, for example, variations of the temperature conditions in district heating systems were considered while the geologic conditions are maintained. It is shown that the specific costs calculated for the distributed heat are sensitive to the amount of heat extracted from the Earth's interior. Therefore, it was necessary to make assumptions for the duration curve of the consumer system. An exponential duration curve was verified by comparison with data from an existing district heating system. The calculated specific heat costs for different network layouts are transformed finally into an equivalent investment potential. The results clearly indicate the possibilities for an optimization of the system when investments into the heating network would be made.

Kurzfassung

Hydrogeothermale Nutzungsanlagen wurden auf Basis der Einflußgrößen Geologie, Thermalwasserkreis und Abnehmerstruktur systemanalytisch erfaßt. Daraus ergibt sich die Grundlage zum Vergleich verschiedener Anlagen.

Nachhaltige Einflüsse auf die Wirtschaftlichkeit von Geothermieanlagen ergeben sich aus der Betriebsweise der Abnehmerstruktur. Die dargestellten Untersuchungen zielen deshalb zunächst auf die Variation der Temperaturparameter des Netzes und deren Einfluß auf die Wärmegestehungskosten ab. Bei diesem Ansatz wurden zunächst die geologischen Eingangsgrößen konstant gehalten.

Grundlage der statischen Kostenrechnung in Anlehnung an VDI 2067 ist eine Kostenzusammenstellung der Einzelkomponenten einer geothermischen Heizzentrale. Um den geothermischen Beitrag zur Wärmeversorgung möglichst genau zu beschreiben, ist die Kenntnis von geordneten Jahresganglinien der Abnehmersysteme erforderlich. Zur mathematischen Beschreibung diente eine Exponentialfunktion, deren Aussagefähigkeit durch Vergleich mit Daten existierender Heiznetze verifiziert wurde. Die berechneten Differenzen der Wärmekosten lassen sich für vorgegebene Lebensdauern in ein äquivalentes Investitionspotential umrechnen. Dieses Potential ist von beachtlichem Umfang und bildet den Maßstab für die Wirtschaftlichkeit der Veränderungen.

Motivation der folgenden Betrachtungen

Eine systemanalytische Betrachtung von Nutzungsanlagen wird zunächst für die Zielgröße „Wärmegestehungskosten“ erstellt (hier ermittelt in Anlehnung an die VDI 2067 [VDI 2067, 1983]). Sie spiegelt die enge Verzahnung verschiedener Wissenschafts- und Ingenieurdisziplinen in jeder Phase der Erstellung und des Betriebes einer geothermischen Nutzungsanlage wider.

Neben den geologischen Randbedingungen werden Vorgaben durch den Abnehmer erstellt. Diese Daten beeinflussen die Zusammenstellung des Thermalwasserkreises. Zusätzlich bestehen eine Reihe von Randbedingungen, die sich z.B. aus administrativen, betriebswirtschaftlichen und standort-spezifischen Vorgaben ableiten. Um detaillierte Aussagen über die Bedeutung einzelner Einflußfaktoren treffen zu können, ist die jeweilige Variation unter Beibehaltung konstanter Verhältnisse in den anderen Einflußbereichen erforderlich.

Optimierungen von Geothermieanlagen in der Konzeptphase gehen heute meist von bestehenden Abnehmersystemen aus. Daher findet in diesem Bereich oft keine Variantenbetrachtung statt. Die folgenden Berechnungen sollen deshalb exemplarisch veranschaulichen, welchen maßgeblichen Einfluß dieser Bereich auf die Wärmegestehungskosten nehmen kann.

Grundlage zur Beschreibung einer Abnehmerstruktur

Zur Untersuchung des Einflusses von Abnehmerstrukturen ist die Kenntnis einer geordneten Jahresganglinie des Abnehmers erforderlich.

Hierzu kann auf Meßdaten aus bestehenden Netzen zurückgegriffen werden. Um jedoch eine einfache Möglichkeit zu schaffen, die die Übertragbarkeit einer Jahresganglinie auf andere Leistungsparameter garantiert und dabei die Beibehaltung der ursprünglichen Struktur ermöglicht, ist es sinnvoll, einen geeigneten mathematischen Ansatz zur Berechnung der Jahresganglinie zu finden. Hierzu wird der Ansatz von Sochinsky [Zschernig, 1994] gewählt.

Dieser Ansatz beschreibt eine exponentielle Abhängigkeit der vom Abnehmer geforderten Wärmeleistung von der Zeit:

$$\frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_{\max}} = 1 - (1 - \alpha_0) * \frac{t}{t_B}^{\frac{\alpha_m - \alpha_0}{1 - \alpha_0}}$$

mit	\dot{Q}	Heizleistung zur Zeit t
	\dot{Q}_{\max}	maximale Heizleistung
	α_0	minimale Belastung (Anteil der minimalen Leistung an der maximalen Leistung)
	α_m	mittlere Belastung (Steuergröße für die Durchbiegung der Kurve)

Das Auftragen dieser Funktion $\dot{Q}(t)$ liefert die geordnete Jahresganglinie. Die jährlich vom Abnehmer geforderte Wärmemenge ergibt sich dann aus der Integration der Kurve.

Zum Nachweis der Eignung des zitierten Ansatzes wurden die Meßdaten von einem in Betrieb befindlichen Heiznetz dem Ergebnis der Simulation dieses Netzes gegenübergestellt. Die konkreten Verlaufsdaten des Jahres 1994 weisen nur eine geringe Abweichung von durchschnittlich ca. 5% zwischen Simulations- und Meßdatenreihe aus. Daher wird der Ansatz nach Sochinsky als ausreichend genau für die weiteren Berechnungen angesehen.

Wird über den Ansatz zur Bestimmung der Funktion $\dot{Q}(t)$ hinaus eine Anpassung der Vor- und Rücklauftemperatur in einem Heiznetz an die geforderten Leistung zu jedem Zeitschritt vorgenommen, so kann eine Beschreibung des Heiznetzes geliefert werden, die, ebenfalls zu jedem Zeitschritt, die Aufteilung der Leistungslieferung durch verschiedene technische Einrichtungen zur Wärmebereitstellung ermöglicht.

Insbesondere bei Geothermieanlagen stellt sich in Abhängigkeit von der Temperatur des Mediums, an welches die Erdwärme übertragen werden soll, eine variierende Leistung ein. Zur Berechnung der geothermischen Leistung wird das Produkt aus Massenstrom und Wärmekapazität des Thermalwassers und der Temperaturdifferenz des Thermalwassers über den Wärmetauscher gebildet. Die förderseitige Sondenkopftemperatur wird als konstant betrachtet. Da die Austrittstemperatur aus dem Wärmetauscher von der sekundärseitigen Temperatur abhängt, stellt sich bei niedriger Temperatur auf der Sekundärseite des Wärmetauschers eine hohe geothermische Leistung ein. Steigt sekundärseitig die Temperatur an, so sinkt die geothermische Leistung.

Auf der Grundlage dieser Überlegungen und dem durch die Jahresganglinie vorgegebenen Wärmebedarf erfolgt eine Leistungsbestimmung für jede Komponente der Versorgungsanlage.

Abbildung 1 zeigt beispielhaft die Verteilung der Leistungsbereitstellung zu jedem Zeitschritt. Daraus kann durch Multiplikation der jeweiligen Leistung mit dem zugehörigen Zeitschritt und Addition aller Einzelergebnisse der Gesamtbetrag der gelieferten Wärmemengen bestimmt werden.

Folgende Randbedingungen gelten für die in Abbildung 1 dargestellte Struktur:

Maximalleistung		25 MW
Minimalleistung		0,875 MW
gleitende Temperaturparameter:	Vorlauf:	90 °C / 70 °C,
	Rücklauf	70 °C / 50 °C
Wärmepumpenleistung		1,5 MW
Leistungszahl		1,9
Geothermie: Temperatur		75 °C
Volumenstrom		125 m ³ /h

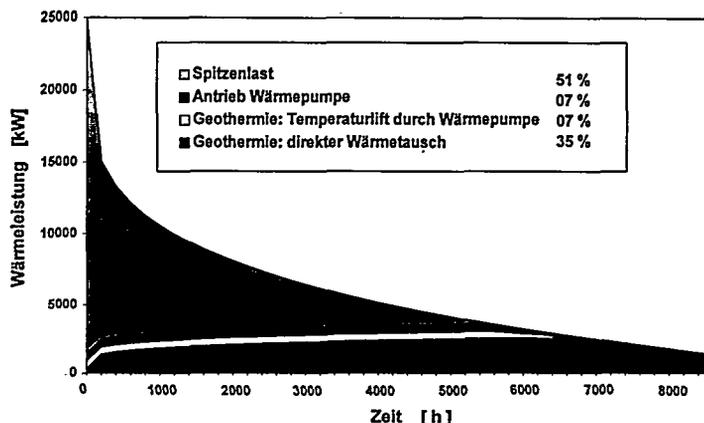


Abbildung 1: Leistungsaufteilung verschiedener Wärmeerzeuger in einer berechneten Jahressganglinie.

Variationen im Abnehmernetz

Die Wärmegestehungskosten wurden für ein konventionell versorgtes Netz und für ein Netz, welches mit einer Geothermieanlage und konventioneller Spitzenlastabdeckung beliefert wird, berechnet. Für die Geothermieanlage sind unveränderliche geologische Randbedingungen vorausgesetzt: Hier findet die Vorgabe einer Sondenkopftemperatur von 75 °C bei einer Förderung von 125 m³/h aus einer Tiefe von 2100 m Eingang.

Zur Berechnung der jährlichen Kosten für die Wärmebereitstellung werden die vier Posten der VDI 2067 (kapitalgebundene, betriebsgebundene, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten) berechnet und aufaddiert.

Eine ausführlichere Variation wird auf Seiten der Temperaturparameter der Abnehmer durchgeführt, außerdem werden die Kosten für zwei unterschiedliche Jahreswärmemengen berechnet. Hierbei wird die Zusammenstellung der Geothermieanlage nicht verändert. Durch die mit veränderlichen Rücklauftemperaturen im Heiznetz verbundenen Leistungsänderungen der Geothermieanlage wird die Anpassung der Investitionskosten, die innerhalb des Thermalwasserkreises mit der Leistung gekoppelt sind, notwendig. Daher ist auch die Aufteilung der Investitionskosten in Sinneinheiten erforderlich.

Ein Teil der verschiedenen Temperatur- und Netzparameter, die in die Kostenanalyse eingegangen sind, sind exemplarisch in der folgenden Tabelle wiedergegeben. Ihr Einfluß auf einzelne Anlagengrößen und die Wärmegestehungskosten ist hier ebenfalls dokumentiert.

Anlagenbeispiel	Geothermie 90/70; d; 2600 h	Geothermie 70/50, d; 2600 h	Geothermie 65/35; s; 2600 h	Geothermie 110/35; d; 2600 h	Geothermie 90/70; d; 2000 h	Geothermie 65/35; s; 2000 h
Geologische Bedingungen						
Sondenkopftemperatur [°C]	75					
Fördervolumenstrom [m³/h]	125					
Bohrtiefe [m]	2.100					
Anlagenzusammenstellung						
Spitzenleistung [MW]	25					
Leistung Geothermie [MW]	3,3	4,1	5,5	7,5	3,3	5,5
Vollaststundenzahl [h]	6.839	7.390	7.041	6.045	6.969	6.396
Heiznetz						
Spitzenleistung [MW]	25					
jährl. Gesamtwärmemenge [MWh]	65065				49932	
Vollaststunden [h]	2603				1997	
Vorlauftemperatur [°C]	dynamisch 90/70	dynamisch 70/65	statisch 65	dynamisch 110/70	dynamisch 90/70	statisch 65
Rücklauftemperatur [°C]	dynamisch 70/50	dynamisch 50/45	statisch 35	dynamisch 35/20	dynamisch 70/50	statisch 35
Kosten						
Gesamtinvestition [TDM]	15.220	15.441	15.794	16.325	15.220	15.794
davon: Spitzenlast [TDM]	3750					
Geothermie [TDM]	10.227	10.401	10.749	11.232	10.227	10.749
jährliche Kosten [TDM]	3.926	3.635	3.298	3.072	3.245	2.791
spezifische Kosten [DM/MWh]	60	56	51	47	65	56
Potential						
jährl. Potential zur Netzoptimierung [TDM/a]	Vergleichs- variante	291	628	854	Vergleichs- variante	454
Gesamtpotential bei Nutzungsdauer 20a [TDM]	Vergleichs- variante	3.085	6.657	9.044	Vergleichs- variante	4.808

Tabelle 1: Zusammenfassung der zentralen Anlagenparameter und der Ergebnisse einiger Variationen von Temperaturen in den Heiznetzen. Die eingabeseitig variierten Größen sind hinterlegt dargestellt.

Die in der Zeile „Anlagenbeispiel“ der Tabelle 1 wiedergegebenen Bezeichnungen der Varianten beinhalten die Temperaturdaten für den

Auslegungspunkt des jeweiligen Abnehmernetzes. Zusätzlich werden statische (s) oder dynamische (d) Betrachtung der Netztemperatur unterschieden (siehe auch Zeilen „Vorlauftemperatur“ und „Rücklauftemperatur“ in dieser Tabelle).

Im Rahmen der statischen Betrachtung wird von Netztemperaturen ausgegangen, die über die Zeit als konstant angenommen werden. Diese Betrachtung ist weit verbreitet und für Versorgungseinrichtungen, deren Leistung nicht oder nur wenig vom Temperaturniveau im Heiznetz abhängt, ausreichend. Eine dynamische Betrachtung im Sinne der Tabelle 1 beachtet, daß in der Regel eine Anpassung der Temperaturparameter im Heiznetz an die jeweilige Betriebssituation stattfindet.

Nach diesem Kennbuchstaben folgt die Anzahl der Vollaststunden im Heiznetz (siehe auch Zeile „Vollaststunden“).

Die Tabelle zeigt innerhalb des Blockes „Geologische Bedingungen“, daß für alle betrachteten Fälle gleiche geologische Verhältnisse vorausgesetzt sind. Trotzdem ergeben sich im Block „Anlagenzusammenstellung“ differierende Leistungen und Vollaststunden für den geothermischen Anlagenteil. Die Ursache hierfür ist in der vorstehend beschriebenen Berechnung dieser Leistung und damit in der Abhängigkeit von der Rücklauftemperatur des Versorgungsnetzes gegeben.

Die variierenden Beträge im Block „Kosten“ ergeben sich ausschließlich durch unterschiedliche Investitionen im Geothermierteil, während die Kosten für die Spitzenlastabdeckung konstant bleiben. Der über die Summe aus „Geothermie“ und „Spitzenlast“ hinaus aufgewendete Betrag ist nicht eindeutig zuzuordnen. Es handelt sich um Kosten für die Gebäude, das Grundstück und um Bau-nebenkosten.

Die Zeile „spezifische Kosten“ spiegelt für jede Variante die in Anlehnung an VDI 2067 bestimmten Wärmegestehungskosten je Megawattstunde wider. Die Werte sind in Form von Säulen für die tabellarisch dokumentierten und einige zusätzliche Varianten in Abbildung 2 wiedergegeben. Die erste dargestellte Säule weist die Kosten für eine vergleichbare konventionelle Anlage aus. Konventionell heißt in diesem Zusammenhang, daß es sich um eine üblicherweise zur Netzversorgung eingesetzte Anlage mit der erforderlichen Leistung (25 MW) und einen fossilen Brennstoff handelt. Die Unterschiede in den Wärmegestehungskosten, die sich aus der Wahl des Brennstoffes (Erdgas oder Heizöl) ergeben, sind ausgesprochen gering und werden deshalb hier nicht gesondert betrachtet.

Im Block „Potential“ findet eine Abschätzung der möglichen zusätzlichen Investitionen statt. Als Vergleichsvariante wird diejenige mit den Heiznetzparametern 90 °C/70 °C herangezogen: die Wärmegestehungskosten dieser Variante werden als Vorgabe für die anderen Varianten betrachtet.

Anschließend wird die Differenz der jährlichen Wärmegestehungskosten vollständig im Block „kapitalgebundene Kosten“ eingesetzt. Somit bleibt der Wärmepreis konstant (siehe hierzu Abbildung 3).

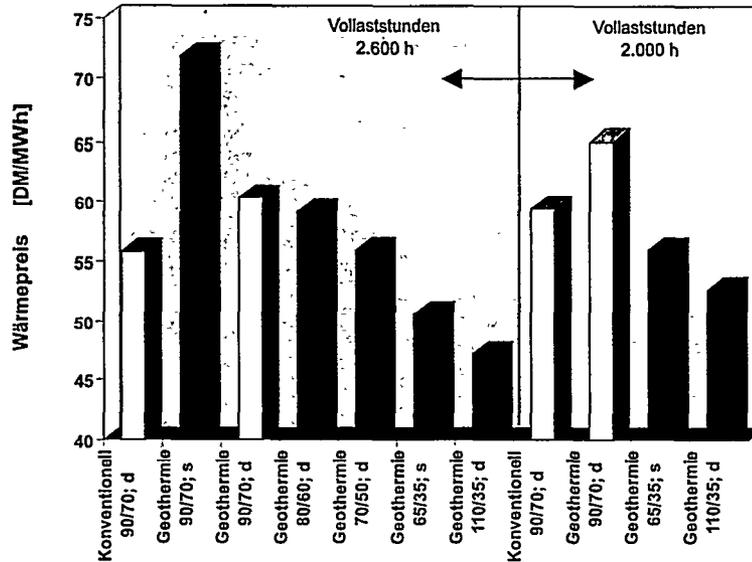


Abbildung 2: Wärmegestehungskosten bei gleicher geothermischer Heizzentrale aber mit unterschiedlichen Netzparametern



Abbildung 3: Vorgehensweise zur Berechnung des Investitionspotentials

Bei Vorgabe einer Nutzungsdauer von 20 Jahren wird aus den jährlich in Form von zusätzlichen kapitalgebundenen Kosten verfügbaren Beträgen ein zusätzliches Investitionspotential berechnet.

Die so bestimmten zusätzlichen Investitionskosten nehmen beachtliche Beträge an. Zur besseren Übersicht sind sie in Abbildung 4 als Säulen dargestellt.

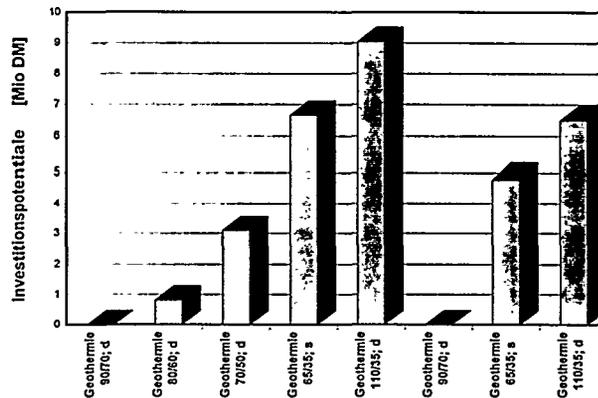


Abbildung 4: Zusätzliches Investitionspotential unter der Voraussetzung konstanter Wärmegestehungskosten und einer Lebensdauer der Investition von 20 Jahren

Zusammenfassung und Ausblick

Durch die Absenkung der Netztemperaturen ist es möglich, einen größeren Anteil an geothermischer Leistung in das Wärmenetz zu liefern. Daraus resultiert eine „Einsparung“ von Spitzenlastenergie, die unter Einsatz von konventionellen Treibstoffen bereitgestellt werden muß. Deren Verwendung schlägt sich im Anteil der verbrauchsgebundenen Kosten nieder.

Eine beachtliche Kostensenkung ergibt sich aus der Reduzierung des Anteils dieser verbrauchsgebundenen Kosten. Untersucht wurde hier die Anpassung der Temperaturparameter im Abnehmernetz an die Lieferbedingungen der Geothermieanlage. Dabei zeigt sich ein erhebliches zusätzliches Investitionspotential bei gleichbleibenden Wärmegestehungskosten.

Es bleibt jedoch zu überprüfen, ob dieses Potential ausreicht, um die im Heiznetz erforderlichen Änderungen zu finanzieren. Sind die Investitionskosten für die Ausführung dieser Veränderungen niedriger als das ausgewiesene Potential, so können die Wärmegestehungskosten durch abnehmerseitige Maßnahmen gesenkt werden.

Literatur

VDI, Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.): *Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen (VDI 2067)*, Beuth Verlag GmbH, Berlin und Köln, 1983.

Zschernig, J.; *Berechnung der optimalen Konfiguration von Wärme-erzeugungsanlagen*, Energieanwendung, Energie- und Umwelttechnik, 43. Jg., Heft 4, Leipzig Stuttgart, April 1994.

Kerndurchströmungsversuche zur Ermittlung von Fluid-Matrix-Wechselwirkungen (unter besonderer Berücksichtigung der Kernvorbehandlung)

M. Martin, P. Hoth & Andrea Seibt



DE010658384

Zusammenfassung / Abstract

Die Injektion von Fluiden in Aquiferspeicher führt zu Wechselwirkungen zwischen dem Speichergestein, den Formationsfluiden und den injizierten Lösungen. Für die Bewirtschaftung der Speicher sind insbesondere Kenntnisse über mögliche Permeabilitätsreduzierungen durch diese Wechselwirkungen von Bedeutung. Mit Hilfe von Kern-Durchströmungsexperimenten, durchgeführt unter Lagerstättenähnlichen Bedingungen mit Original- bzw. modifizierten Fluiden, wurde daher das Durchströmungsverhalten von unterschiedlich ausgebildeten Reservoirsandsteinen aus norddeutschen Geothermiebohrungen untersucht.

An den hochpermeablen und bindemittelarmen Reservoirsandsteinen des Jura/Keuper wurden bei den Experimenten unter N_2 Beaufschlagung keine Permeabilitätsreduzierungen während und nach den Durchströmungsversuchen festgestellt. Bei Sandsteinen mit erhöhtem Ton/Silt-Gehalt traten Permeabilitätsreduzierungen auf, die durch Umlagerung von feinen Partikeln und amorphem SiO_2 , durch Auskristallisation an Kristallisationskeimen (z. B. trocknungsbedingte NaCl oder Sulfatkristalle) und durch spezielle Tonmineralreaktionen verursacht wurden.

Für die Interpretation aller bisherigen Laborversuche gilt, daß Schädigungen des Porenraums der Sandsteine durch Trocknung, langfristige Lagerung, Probenvorbehandlung und mechanische Bearbeitung (besonders an den Einstromflächen) Berücksichtigung finden müssen.

The injection of fluids into sandstone reservoirs leads to interactions between these waters, the reservoir rocks, and the formation fluids. Estimations about possible permeability reducing processes caused by these interactions are therefore of great importance for the exploitation of sandstone aquifers as geothermal reservoirs. Percolation experiments under in situ conditions with core samples from North German geothermal boreholes were done in order to investigate these fluid-rock interactions.

Experiments with high permeable, clay poor quartz-sandstones and thermal waters of original composition (including reducing conditions) showed no permeability decrease during long lasting (up to 400 hours) percolation. Permeability damages on these sandstones appeared after drastic changes of the water chemistry only. In contrast, important permeability reducing processes were detected in sandstones with higher amounts of clay. These are due to mobilization of fine particles and amorphous quartz, crystallization on crystal

(urs. (AKF))

nuclei (e.g. halite and gypsum nuclei mainly created by drying of the cores) and special clay mineral reactions.

Damages of the pore space due to core storage and sample preparation have to be considered for the interpretation of the experiments in general.

1. Einführung

Bei der energetischen Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen greift man durch die Änderung der thermodynamischen Zustandsgrößen Druck und Temperatur in das Reservoirsystem ein. Die Anwendung des 1-Bohrloch/2-Schicht-Verfahrens und besonders eine sekundäre Nutzung der Thermalwässer, wie z.B. die Balneologie, können Unterschiede in der chemischen Zusammensetzung zwischen Formations- und Reinjektionsfluid bedingen und somit zu speziellen permeabilitätsmindernden Wechselwirkungen führen. Kerndurchströmungsversuche stellen eine Möglichkeit dar, den Einfluß von Gesteins-Fluid Wechselwirkungen auf die Strömungsprozesse abzuschätzen.

2. Laborative Kerndurchströmungsuntersuchungen

2.1 Auswahl des Kernmaterials

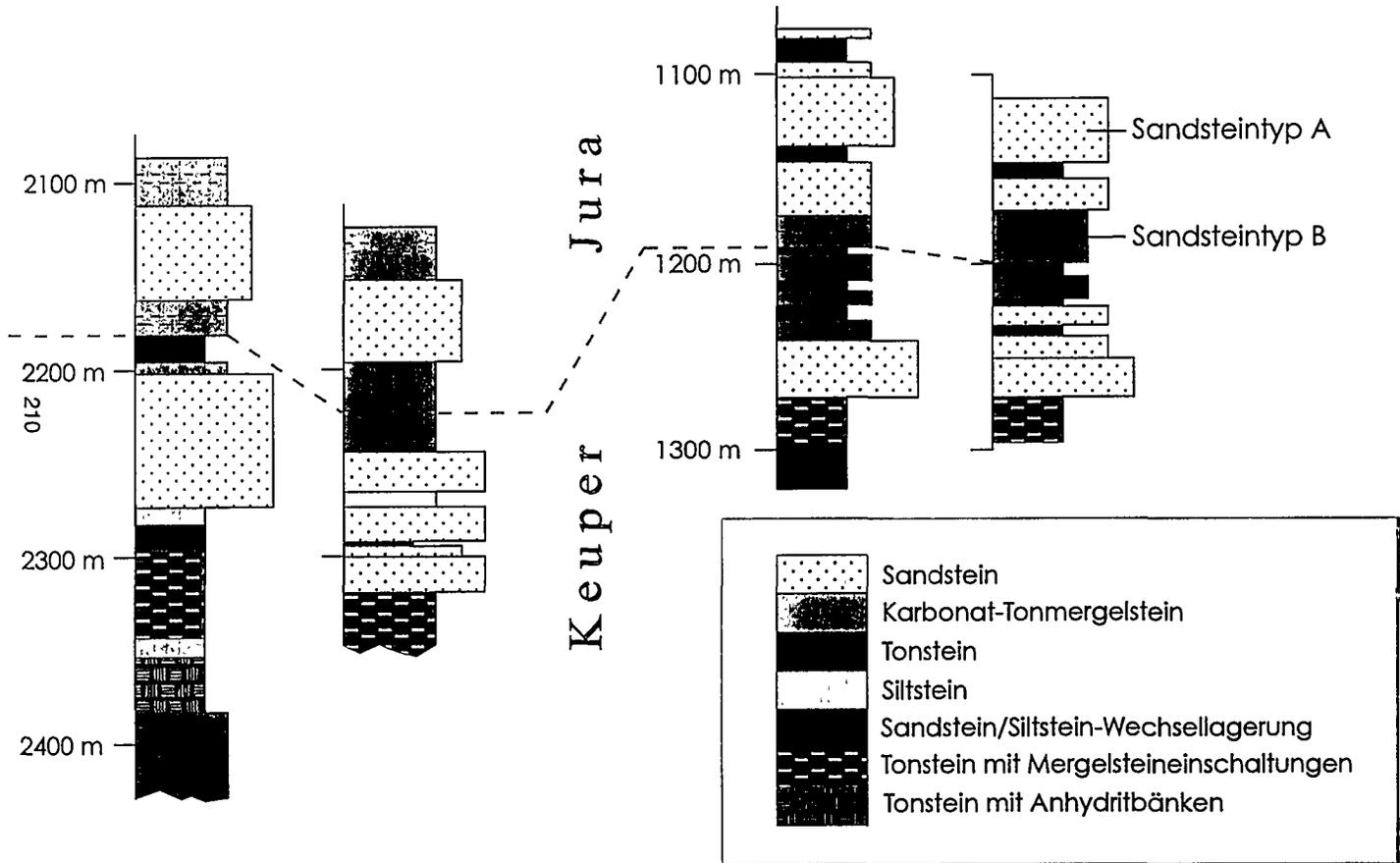
Die Übertragbarkeit von laborativen Kerndurchströmungsversuchen wird durch die Auswahl des Probenmaterials und der Fluide wesentlich bestimmt. Im Mittelpunkt der bisherigen Untersuchungen standen Jura / Keuper-Reservoire von Geothermiebohrungen des Ostteils des Norddeutschen Beckens. Die hier dargestellten ersten Ergebnisse beziehen sich auf fein- bis mittelkörnige Sandsteine aus dem Rät- und Dolomitmergelkeuper (Contorta- und Postera -Schichten) sowie aus dem Aalen und dem Hettang (siehe Abb.1). Neben Sandsteinen mit sehr guten Reservoireigenschaften (Sandsteintyp A), wie z. B. die der Förder- und Verpreßhorizonte der geothermischen Heizwerke in Neustadt-Glewe und Neubrandenburg, wurden auch feinkörnige, bindemittelreichere Sandsteine untersucht (Sandsteintyp B).

Charakteristisch für die zu den Durchströmungsversuchen benutzten Sandsteine mit sehr guten Speichereigenschaften sind Porositäten zwischen 20 und 34 % sowie Permeabilitäten von 300 mD bis 1,5 D . Der Quarzgehalt dieser Proben reicht von 85 bis 97 %, der Schichtsilikatanteil ist mit < 1 bis 3 % gering. Als weitere Phasen treten vor allem Feldspäte und Karbonate auf. Die untersuchten bindemittelreicheren Sandsteine weisen dagegen nur eine Porosität bis max. 20% und eine Permeabilität kleiner 200 mD auf. Der Anteil an Quarz liegt überwiegend unter 85%, ein Schichtsilikatanteil von 5 - 10 % sowie z.T. größerer Feldspat- u. Karbonatanteile sind typisch (siehe Abb. 2).

Für die Durchströmungsversuche wurden aus den in den Kernlagern beprobten Bohrkernen Probenkörper entsprechender Abmaße ausgebohrt und die Einströmflächen begradigt. Die bei 60 bzw. 105°C im Trockenschrank getrockneten Probenkörper wurden entgast und mit Schichtwasser bzw. einem synthetisch hergestellten Fluid gesättigt. Die Ergebnisse der Durchströmungsversuche sind als zeitabhängige Permeabilitätskurven erfaßt worden.

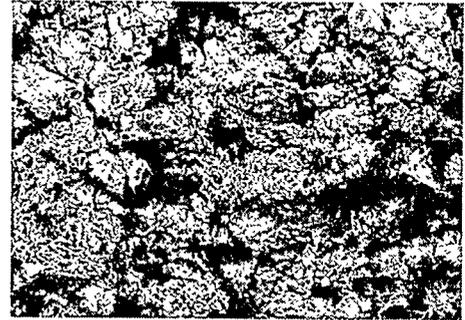
Neustadt-Glewe

Neubrandenburg





1 mm
Sandsteintyp A



200 μm
Sandsteintyp B (Tonmineralmatrix /
Zement aus Kaolinit, Illit und Illit/Smektit)



200 μm



20 μm

Abb. 2: Elektronenmikroskopische Aufnahmen der Porenstruktur der untersuchten Sandsteintypen

2.2 Versuchsbedingungen

Basierend auf langjährigen Erfahrungen mit Durchströmungsuntersuchungen im Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau der TU Bergakademie Freiberg wurde eine computergestützte Anlage (Abb. 3) zur Durchströmung von Kernmaterialien im Langzeitregime für Lagerstättenbedingungen umgebaut. Die Anlage RCCA 1000 der Firma Edinburgh Petroleum Services konnte mit präparativen HPLC-Pumpen und Bauteilen aus PEEK, sowie Silcosteel-Leitungen (glasbeschichteter Stahl) ergänzt werden. Aufgrund der bekannten korrosiven Wirkung hochmineralisierter Wässer sind alle fluidberührten Anlagenteile aus metallfreien oder beschichteten Werkstoffen gefertigt. Die Druckaufnahme erfolgt mit Drucksensoren unterschiedlicher Bauart. Die Strömungsrichtung durch die Kernprobe kann bei eingebauter Probe umgekehrt werden. Mittels eines Degassers wird der Gasgehalt der Durchströmungsfluide auf etwa 10 ppb gesenkt (erforderlich zur Erzielung konstanter Förderraten der Pumpen). Die Fluide werden durch 10µm Lösungsmittelfilter gesaugt. Diese apparatebedingten Behandlungen idealisieren die Injektionsbedingungen. Durch eine N₂-Beaufschlagung des gesamten Systems lassen sich lagerstättenähnliche Bedingungen (reduzierendes Milieu) erreichen.

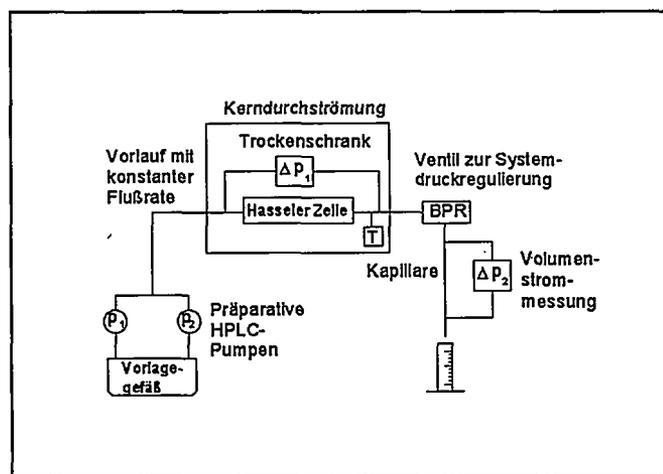


Abb. 3 Schema der Versuchsanlage

Eine Zusatzeinrichtung ermöglicht, blockierende Substanzen (z.B. mit definierten Partikelgehalten), gasgesättigte Lösungen, Bohrspülungen usw. zuzusetzen. Damit lassen sich Blockierungen und Möglichkeiten zur Beseitigung durch Säuerung, Reduktionsmittelzusatz oder Umkehrströmung untersuchen.

2.3 Ergebnisse

2.3.1 Sandsteinproben des Sandsteintyps A

Abbildung 4 zeigt die zeitbezogene Darstellung der Permeabilität für einen Durchströmungsversuch (Flußrate von 25 ml/min entspricht einer Darcy-Geschwindigkeit von 2 cm/min, unter reduzierenden Bedingungen) mit einem Reservoirsandstein (fast reiner Quarzsandstein) der Bohrung Neustadt-Glewe, welcher aus einem heute zur Verpressung genutzten Intervall stammt. Die Anfangspermeabilität des durchströmten Probenzylinders lag bedingt durch mechanische Veränderungen an den Einströmlächen etwa 100 mD unter der ursprünglichen. Die Permeabilität stieg in den ersten Stunden leicht und bei der Druckerhöhung auf 2,5 Mpa nach 50 h deutlich durch Partikelmobilisation an. Nach einer Druckreduzierung bei ca. 75 h stellte sich die vor der Druckerhöhung vorliegende Permeabilität in etwa wieder ein. Erst der Zusatz eines Konditionierungsmittels zum Fluid in Form eines Sauerstoffbinders nach etwa 200 h bewirkte deutliche Reaktionen im Porenraum. Nach einer Reaktionszeit von mehreren Stunden konnte sich das System jedoch stabilisieren und die anfänglichen Permeabilitätswerte wurden wieder erreicht. Die aus der Abbildung ersichtliche Blockierung des Kerns bei etwa 400h erfolgte durch eine Filterkuchenbildung nach Zusatz hoher Konzentrationen von CaCl_2 und Na_2CO_3 .

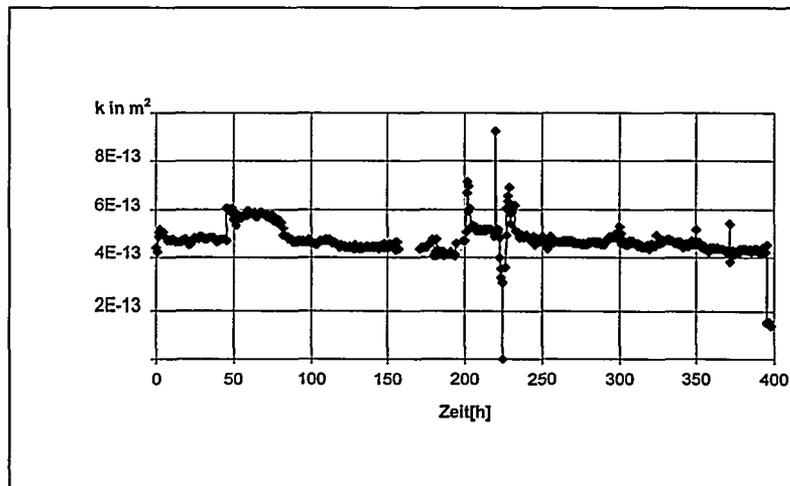


Abb. 4: Durchströmungsversuch mit einem Reservoirsandstein der Bohrung Neustadt-Glewe 1 (Flußrate von 25 ml/min, $T=20^\circ\text{C}$, $p=0,5-2,5\text{ MPa}$)

Die Probe zeigt beispielhaft, daß bei wenig empfindlichen Probekernen des Sandsteintyps A die Probenvorbehandlungen die Ergebnisse der Durchströmungsexperimente nur gering beeinflussen. Der Permeabilitätsverlauf macht

deutlich, daß auch bei Variation der Bedingungen (Änderung von Druck und Art des Durchströmungsfluids) die Permeabilität in diesem Sandsteintyp über lange Zeiträume konstant bleibt. Dies gilt bei einer Beaufschlagung des gesamten Systems mit N_2 ebenfalls sowohl für die Durchströmung mit Kavernensolungs-lösungen als auch von Fluiden mit unterschiedlicher Temperatur. Bei Zutritt von Luft in das System fällt die Permeabilität durch die Bildung von Fe-Hydroxiden generell deutlich ab.

Die Abbildung 5 stellt den Permeabilitätsverlauf einer Neubrandenburger Sandsteinprobe unter höherem Druck dar. Im Gegensatz zum Sandstein der Abb. 4 liegt ein deutlicher Schichtsilikatanteil von ca. 3% vor. Die mechanische Bearbeitung des gering verfestigten und kaum Quarzement enthaltenden Sandsteins verursachte bei der Probenkörperherstellung eine deutliche Veränderung der Porenraumstruktur besonders an den Stirnflächen der Probe. Die durch diese mechanischen Veränderungen bedingte Permeabilitätsreduktion ist wesentlich bedeutender als im vorhergehenden Beispiel. Typisch für den dargestellten Permeabilitätsverlauf sind starke Schwankungen in den ersten 13 h. Diese sind vor allem durch die Mobilisation von feinen Partikeln aus der Sandsteinmatrix verursacht worden. Nach dem teilweisen Austrag dieser Partikel bleibt die Permeabilität in etwa konstant. Am ausgebauten Probenkern konnten deutliche Mikrorisse festgestellt werden.

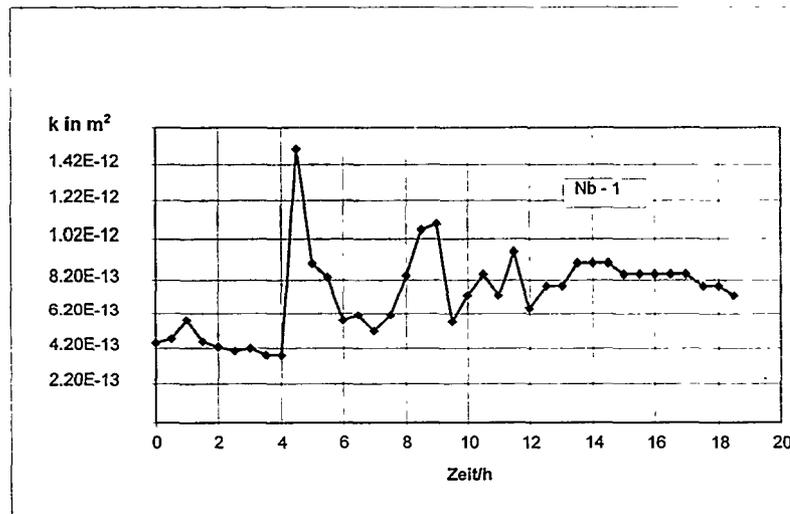


Abb. 5 Durchströmungsversuch mit einem Neubrandenburger Sandstein (Flußrate 5ml/min, $T=45^{\circ}C$, $p = 5MPa$)

Sandsteintyp B

Die in Abbildung 6 dargestellte Permeabilitätskurve stellt ein Beispiel für Durchströmungsversuche mit dem Sandsteintyp B dar. Dieser ist durch wesentlich geringere Permeabilitäten charakterisiert. Sowohl die thermische Probenvorbehandlung als auch das im Versuch angewandte Druckregime (bis 10 MPa Überlagerungsdruck) bewirkten Änderungen des durchströmbaren Porenraums dieses Sandsteins durch Kompression der Einzelporen, Mobilisierung und erneute Ablagerung von amorphen SiO_2 und Tonmineralveränderungen. Durch Änderung im Strömungsregime (Umkehrströmung) wurden nach ca. 7h verstärkt Partikel mobilisiert. Daraufhin stieg die Permeabilität deutlich an. Nach 8h kam es jedoch zur vollständigen Blockierung des Porenraumes. Dieses Beispiel zeigt, wie durch Wahl der Versuchsbedingungen bzw. Probenpräparation bei sensiblen Proben die Durchströmungsergebnisse beeinflusst werden können.

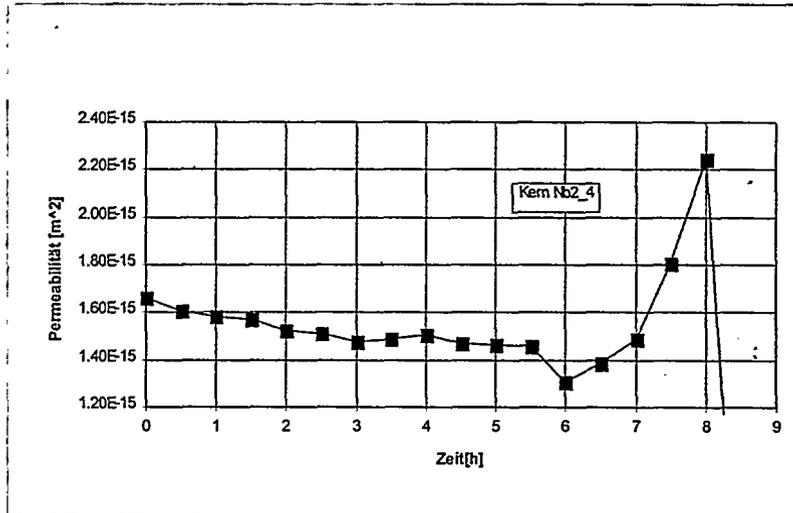


Abb. 6: Durchströmungsversuch mit einem bindemittelreichen (tonig-siltigen) Sandstein aus Neubrandenburg mit synthetischem Schichtwasser (Flußrate von 5ml/min, $T = 45^\circ\text{C}$, $p = 2\text{MPa}$)

Generell sind bei den Versuchen mit Proben des Sandsteintyps B Permeabilitätsschädigungen häufig beobachtet worden. Nach ersten Analysen stehen diese hauptsächlich mit der Mobilisation von feinen Partikeln, der Auskristallisation an Kristallkeimen vor allem in der Tonmatrix und speziellen Tonmineralreaktionen im Zusammenhang.

3. Schlußfolgerungen

An hochpermeablen und bindemittelarmen Reservoirsandsteinen des Jura/Keuper konnten keine Permeabilitätsreduzierungen nach den Durchströmungsversuchen unter lagerstättenähnlichen Bedingungen (N_2 Beaufschlagung, reduzierendes Milieu) nachgewiesen werden. Bei der Interpretation der Versuche ist generell jedoch eine Schädigung des Porenraums der Probenkörper, besonders an den Einströmflächen und ihrer Umgebung, durch die mechanische Bearbeitung zu beachten. Die Veränderungen sind bei gering verfestigten (absandenden) Sandsteinen besonders stark.

Bei Sandsteinen mit erhöhtem Ton/Silt-Gehalt sind Permeabilitätsreduktionen durch Tonmineralreaktionen, durch Umlagerung von amorphem SiO_2 und durch Auskristallisation an Kristallisationskeimen (z. B. trocknungsbedingte NaCl oder Sulfatkristalle) der bereits langfristig gelagerten Kerne möglich.

Die Labor-Durchströmungsversuche besitzen vor allem für den Nachweis von Spezialeffekten in den Speichergesteinen (z.B. bei sekundärer Thermalwassernutzung, Reaktionen auf Reduktionsmittel und Bohrspülungen, Verpressung von „Fremdwässern“) Bedeutung. Um den ursprünglichen Zustand des Kernmaterials so wenig wie möglich zu verändern, sind Versuche mit Proben anstrebenswert, deren Kerne im bergfeuchten Zustand ausgebohrt werden, um so den ursprünglichen Sättigungszustand des Probenmaterials zu erhalten.

Bei den folgenden Experimenten, die auch Sandsteine des Tertiärs, der Kreide und des Buntsandsteins einschließen, wird durch die Realisierung gebrochener Einströmflächen versucht, die mechanischen Beeinflussung der Proben zu vermindern. Außerdem sollen weitere Untersuchungsmethoden, wie z.B. die Bestimmung der elektrischen und elektrokinetischen Eigenschaften der Sandsteine, zur Erfassung und zum besseren Verständnis der im Speichergestein ablaufenden Vorgänge beitragen.

Ermittlung der Gesteinswärmeleitfähigkeit von Sedimentgesteinen aus Messungen am Bohrklein

Bernd Troschke & Hans Burkhardt



DE010658393

Kurzfassung

In vielen Bohrungen werden aus Kostengründen keine Kerne gezogen. Für die Ermittlung der Wärmeleitfähigkeit können deshalb nur in-situ-Messungen, die ebenfalls zeit- und kostenintensiv sind, oder Messungen am Bohrklein herangezogen werden. Es wurden daher Kerne aus drei Hydrogeothermalbohrungen des nordostdeutschen Beckens aufgemahlen, um so vergleichende Messungen am „Bohrklein“ aus Kernen mit bekannter Wärmeleitfähigkeit durchzuführen.

Durch eine geeignete Modellvorstellung des Zwei-Phasen-Systems Bohrklein/Wasser läßt sich die Wärmeleitfähigkeit der Gesteinsmatrix bestimmen und aus dieser durch ein Gesteinsmodell auch eine mittlere Wärmeleitfähigkeit des wassergesättigten Festgesteins berechnen.

Klar ist, daß bei Messungen am Bohrklein Einflüsse, die durch Gefüge (Anisotropie, Kornbindung) und Porenraumeigenschaften (Porosität, Sättigung, Permeabilität) hervorgerufen werden, verloren gehen. Dies führt dazu, daß für die Systeme Bohrklein/Wasser und Bohrkern/Porenfluid unterschiedliche Modellansätze gewählt werden müssen.

Abstract

Due to high costs core recovery in many wells is strongly restricted. To determine thermal conductivity in these cases measurements on cuttings are necessary, since in situ measurements are expensive and protracted, too. Therefore cores from three hydrogeothermal wells of the north-east part of the German sedimentary basin were grinded to compare the results of measurements on cuttings with known values of thermal conductivity from the original cores.

By a suitable model of the two-phase-system cuttings-water it is possible to calculate the thermal conductivity of the rock-matrix. On the basis of this value and a suitable rock-model an average thermal conductivity for the water saturated rock can be estimated.

Certainly all influences of the texture (anisotropy, grain bond) and of the characteristics of the porespace (porosity, internal surface, saturation, permeability) are lost with measurements on cuttings. Therefore for the different systems cuttings-water and rock-porefluid as well as for different rock types different models are necessary.

Probenmaterial und Meßmethodik

Bei den untersuchten Proben handelt es sich um Sedimentgesteine aus der Brandenburger Bohrung Rheinsberg (RB) 1 und den Bohrungen Neubrandenburg (NB) 2 und 3 und Neustadt-Glewe (NG) 1 und 2 in Mecklenburg-Vorpommern. Die Sedimente lassen sich stratigraphisch dem oberen Trias und dem unteren Jura zuordnen.

Probe	Teufe [m]	Grobe Probenansprache
RB 1	1516,82	Fein- bis mittelkörniger Sandstein, gut verfestigt
RB 2	1550,36	Feinkörniger Sandstein, schwach verfestigt
RB 3	1574,89	Feinkörniger Sandstein, wenig verfestigt
RB 4	1619,24	Fein- bis mittelkörniger Sandstein, wenig verfestigt
RB 5	1649,12	Mittelkörniger Sandstein mit kohligen Einschaltungen
RB 6	1679,41	Grobkörniger Sandstein, schwach konsolidiert
RB 7	1698,71	Feinkörniger Sandstein mit tonigen Einlagerungen
NG 1	2169,53	Sehr feinkörniger Sandstein, stark verfestigt
NG 2	2175,35	Feinkörniger Sandstein, stark verfestigt

NG 3	2291,90	Fein- bis mittelkörniger Sandstein, stark verfestigt
NG 4	2300,60	Feinkörniger Sandstein, stark verfestigt
NG 5	2272,00	Eisenschüssiger sehr heterogener fein- bis mittelkörniger Sandstein, stark konsolidiert
NG 6	2193,80	Sehr feinkörniger Sandstein, stark verfestigt
NG 7	2273,20	Tonmergelstein, stark verfestigt
NB 1	1545,15	Sehr feinkörniger Sandstein, stark verfestigt
NB 2	1144,40	Siltstein, geschichtet mit dünnen Feinsandsteinbändern
NB 3	1233,60	Feinkörniger Sandstein, gut verfestigt
NB 4	1267,25	Sehr feinkörniger Sandstein, gut verfestigt
NB 5	1275,50	Ton-Tonmergelstein, gut verfestigt

Als Meßmethode wurde das instationäre (transiente) Linienquellenverfahren eingesetzt. Die Messung wurde mit der konventionellen WLF-Meßapparatur TeKa 04 unter Benutzung der Auswertesoftware TEKASAM V3.20 durchgeführt.

Nach Beendigung der Messungen an den Kernen wurden diese bis zur Auflösung des Kornverbandes aufgemahlen. Aus dem so erzeugten "Bohrklein" wurde unter Zugabe von ca. 30 Vol.-% Wasser ein Zwei-Phasen-System erstellt.

Die ermittelten Wärmeleitfähigkeiten stellen jeweils die Mittelwerte aus einer Meßreihe von 10-15 Einzelmessungen dar. Zusätzlich wird auch jeweils die aus den Einzelwerten berechnete Standardabweichung mit angegeben.

Messungen am Kern

Als Meßsonde für die Kernmessungen wurde eine Halbraumlinienquelle (HLQ; Heizleistung 5 W/m; Heizdauer 80s; Sondenlänge 70mm; Sonden Durchmesser 2 mm) eingesetzt. Wegen der geringen Festigkeit der Proben wurden die Oberflächen der Bohrkerns lediglich mit wasserfestem Sandpapier geglättet. Die Messungen selber erfolgten nach etwa 48 Stunden Sättigung im Wasserbad, wobei die Proben bis zur Oberkante unter Wasser standen, so daß durch die feuchte Oberfläche eine gute thermische Ankopplung der Probe gegeben war. Die HLQ wurde dabei mit 10 bar an die Probe angedrückt.

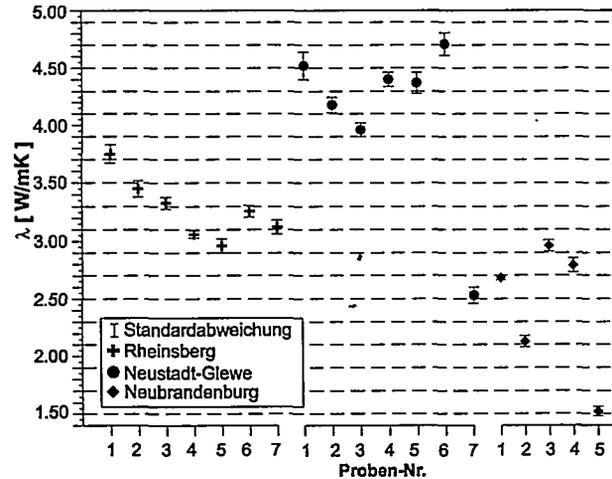


Abb. 1: Wärmeleitfähigkeiten gemessen am wassergesättigten Kern bei Raumtemperatur

Bis auf NG 5, NG 7, NB 2 und NB 5 handelt es sich bei den Proben um sehr homogene, fein- bis mittelkörnige Sandsteine, die den gleichen stratigraphischen Einheiten zugeordnet werden

können. Obwohl sich die Proben makroskopisch nur gering voneinander unterscheiden, zeigen sich doch deutliche Unterschiede in den gemessenen Wärmeleitfähigkeiten (s. Abb. 1). Die geringsten Wärmeleitfähigkeiten haben die Proben aus Neubrandenburg mit etwa 2,7 bis 3,0 W/mK. Die höchsten Wärmeleitfähigkeiten mit bis zu 4,7 W/mK weisen die Kerne aus Neustadt-Glewe auf. Diese Unterschiede lassen sich sowohl auf die unterschiedlichen Porositäten (s. Abb.2), als auch auf unterschiedliche Anteile von tonigen Bestandteilen im Bindemittel zurückführen.

Mit der archimedischen Bestimmungsmethode wurden die Porositäten an den intakten Kernen ermittelt. Beim Vergleich der Abbildungen 1 und 2 zeigt sich, daß kein eindeutiger Zusammenhang zwischen der Wärmeleitfähigkeit und der Porosität zu finden ist.

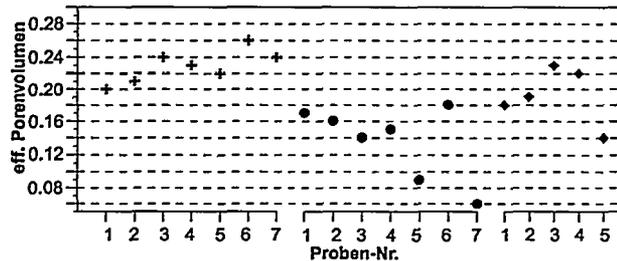


Abb. 2: Porosität der Kerne der Bohrungen RB (+), NG (●) und NB (◆)

Messungen am Bohrklein

Für die Messungen wurde ein Gemisch aus Bohrklein und etwa 30 Vol.-% Wasser ($\lambda_{Por} = 0,61$ W/mK) erzeugt. Die durchgeführten Untersuchungen zeigten (s. Abb. 3), daß bei diesem Mischungsverhältnis tatsächlich das für die weiteren Modellrechnungen benötigte Zwei-Phasen-System vorliegt. Für ein deutlich kleineres Mischungsverhältnis muß wegen der nicht näher quantifizierbaren Menge Luft ($\lambda = 0,024$ W/mK) noch von einem Drei-Phasen-System ausgegangen werden, welches zu geringe Wärmeleitfähigkeiten für die weiteren Berechnungen liefert.

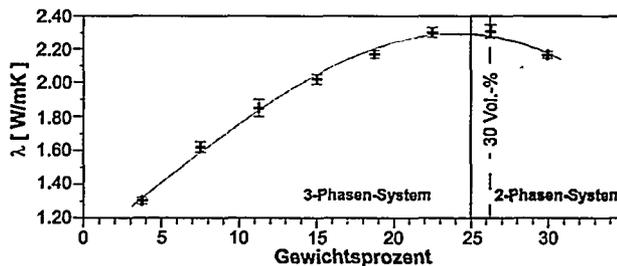


Abb. 3: Abhängigkeit der Wärmeleitfähigkeit von Wassergehalt des Gemischs Bohrklein/ Wasser

Die Messungen an dem Gemisch erfolgten mit einer Vollraumlinienquelle (VLQ; 4 W/m Heizleistung und 60 ms Heizdauer).

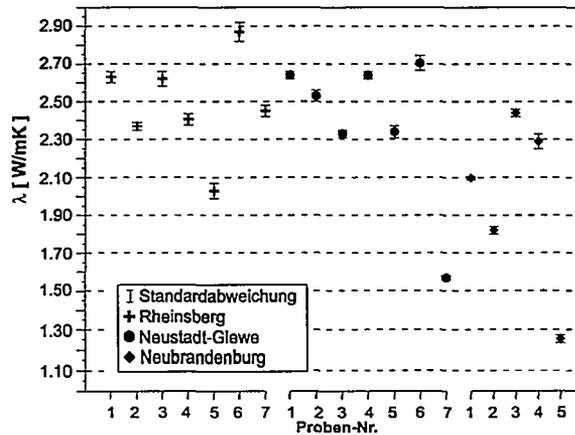


Abb. 4: Wärmeleitfähigkeiten gemessen am Zwei-Phasen-System Wasser/Bohrklein bei Raumtemperatur mit 30 (+, ♦) und 33 Vol.-% (●) Wasser

Ermittlung der Matrixwärmeleitfähigkeit

Die gemessene Wärmeleitfähigkeit ($\lambda_{\text{Meß}}$) des Zwei-Phasen-Systems setzt sich aus der Wärmeleitfähigkeit der Gesteinsmatrix (λ_{Mat}) und der bekannten Wärmeleitfähigkeit des Füll- bzw. Porenmediums Wasser (λ_{Por}) zusammen. Um die Matrixwärmeleitfähigkeit aus einer Messung an einem Zwei-Phasen-System zu ermitteln, muß eine Modellvorstellung zugrunde gelegt werden, die das Verhalten dieses Systems beschreibt. In der Literatur werden einige dieser Modelle für ein Zwei-Phasen-System beschrieben. Im Rahmen dieser Untersuchungen wurden das Dispersionsmodell (Hashin & Shtrikman; 1962), das Schichtmodell (Birch & Clark; 1940) und ein sphäroidales Porenraummodell (Zimmerman; 1989) mit prolatem (zigarrenförmig) und oblatem (diskusförmig) Porenraum zur Ermittlung der Matrixwärmeleitfähigkeit herangezogen. Zusätzlich wurde auch das geometrische Mittel aus λ_{Mat} und λ_{Por} mit der Porosität als Wichtung (Woodside & Messmer; 1967) berechnet.

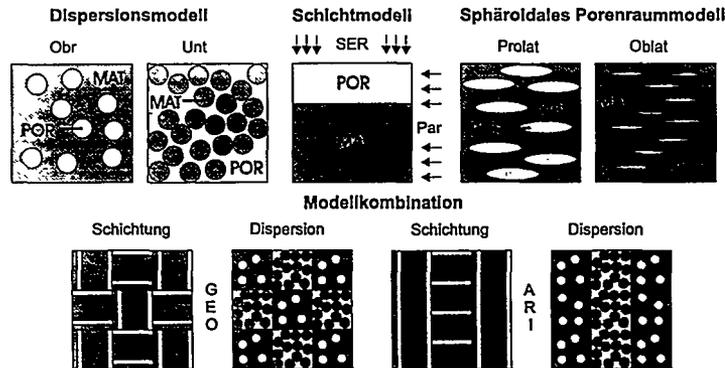


Abb. 5: Modellvorstellungen und die daraus resultierenden Grenz- und Mittelwerte (Obr / Unt: oberer und unterer Grenzwert des Dispersionsmodells Ser / Par: serielle und parallele Schichtanordnung GEO: geometrisches Mittel; ARI: arithmetisches Mittel)

Jede der drei oben dargestellten Modellvorstellungen liefert jeweils zwei Grenzwerte der Matrixwärmeleitfähigkeit. Da keine der beiden Werte einzeln die reale Situation des Zwei-Phasen-Systems widerspiegelt, werden zusätzliche Modellkombinationen durch Mittelwertbildung hinzu genommen (s. Abb. 6).

Beim sphäroidalen Porenraummodell (SP) sind zwei der drei Hauptachsen gleich lang. Aus dem Verhältnis der ungleich langen Achse zu einer der gleich langen Achsen ergibt sich der Aspekt α . Bei den Modellrechnungen wurde für SP-prolat $\alpha = 10$ und für SP-oblat $\alpha = 0,1$ festgelegt.

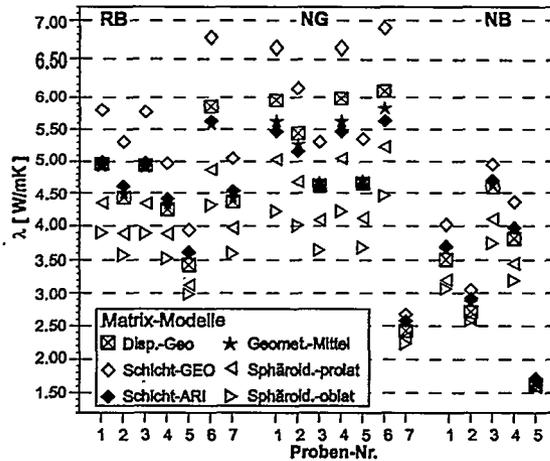


Abb. 6: Aus dem Zwei-Phasen-System berechnete Matrixwärmeleitfähigkeiten

Ermittlung der Gesteinswärmeleitfähigkeit

Mit den Matrixwärmeleitfähigkeiten (Abb. 6), die sich aus den unterschiedlichen Modellansätzen ergeben, lassen sich allerdings noch keine Aussage über die Wärmeleitfähigkeiten des wasser-gesättigten Festgesteins machen. Bei bekannter Porosität kann aber mit den oben beschriebenen Modellen, die zur Ermittlung der Matrixwärmeleitfähigkeit führten, über den umgekehrten Weg auch die Gesteinswärmeleitfähigkeit berechnet werden.

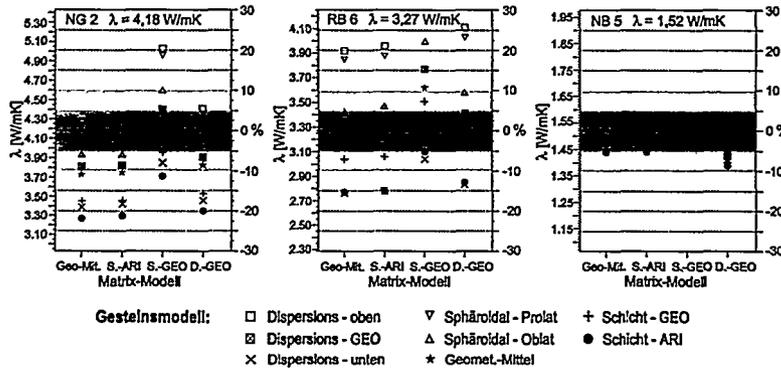


Abb. 7: Ermittelte Gesteinswärmeleitfähigkeiten für einen Feinsandstein (NG 2), einen Grobsandstein (RB 6) und einen Tonmergelstein (NB 5)

In der Abbildung 7 sind beispielhaft die berechneten Gesteinswärmeleitfähigkeiten für drei unterschiedliche Gesteinstypen dargestellt. Zusätzlich ist die prozentuale Abweichung zu der am Kern gemessenen Wärmeleitfähigkeit mit aufgetragen.

Für alle fein- bis mittelkörnigen Sandsteine können auf der Basis des Schichtmodells (GEO) als Matrixmodell mit dem geometrischen Mittel des Dispersionsmodells bzw. mit dem geometrischen Mittel aus Matrix- und Fluidwärmeleitfähigkeit vergleichbar gute Ergebnisse erzielt werden. Die prozentuale Abweichung der berechneten Gesteinswärmeleitfähigkeiten für diese Modellkombination zu der am Kern gemessenen Wärmeleitfähigkeit ist kleiner $\pm 10\%$.

Für grobkörniges Material eignet sich das Schichtmodell dagegen für die Bestimmung der Matrixwärmeleitfähigkeit nicht mehr. Hier liefern das Dispersionsmodell (GEO) bzw. das geometrische Mittel bessere Matrixwerte für eine weitere Berechnung der Gesteinswärmeleitfähigkeit.

Bei Gesteinen mit einer kleinen Wärmeleitfähigkeit und Porosität können wegen des geringen Wärmeleitfähigkeitskontrastes zwischen Porenfluid und Gesteinsmatrix mit fast allen Modellkombinationen Gesteinswärmeleitfähigkeiten berechnet werden, die nur gering von der am Kern gemessenen abweicht.

In Abbildung 8 ist neben der besten Modellkombination auch eine weitere Modellkombination (Schicht (ARI) - Dispersion (GEO) bzw. Geomet. Mittel) aufgetragen, die das prinzipielle Verhalten der weiteren Kombination aufzeigt. Für bestimmte Wärmeleitfähigkeiten (hier bis etwa 3,6 W/mK) lassen sich auch für diese Modelle gute Übereinstimmungen zwischen am Kern gemessenen und aus Bohrkleinmessungen berechneten Wärmeleitfähigkeiten finden. Mit zunehmender Wärmeleitfähigkeit wird der Fehler zwischen den gemessenen und berechneten Werten allerdings immer größer.

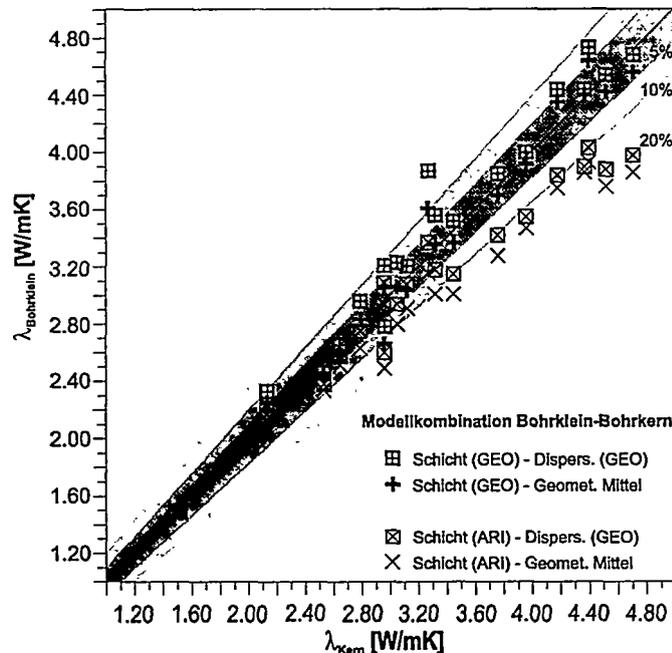


Abb. 8: Vergleich der aus Bohrkleinmessungen berechneten Gesteinswärmeleitfähigkeiten mit den am wassergesättigten Kern gemessenen Wärmeleitfähigkeiten.

Ergebnisse

- Die unterschiedlichen Strukturen der Systeme Bohrklein-Wasser und Bohrkern-Wasser führen auf unterschiedliche Modellansätze für die Berechnung der Matrixwärmeleitfähigkeit und der Gesteinswärmeleitfähigkeit.
- Das geometrische Mittel des Schichtmodells liefert die besten Matrixwärmeleitfähigkeiten für die Berechnung der Wärmeleitfähigkeit des Festgesteins.
- Für die Berechnung der Gesteinswärmeleitfähigkeit des wassergesättigten Festgesteins können auf der Basis der oben genannten Matrixwärmeleitfähigkeitsmodelle mit dem geometrischen Mittel aus Matrix- und Fluidwärmeleitfähigkeit und dem geometrischen Mittel des Dispersionsmodells vergleichbar gute Werte ermittelt werden.
- Eine weitere Einflußgröße für die Auswahl des Modells zur Berechnung der Matrixwärmeleitfähigkeit ist die Korngröße. Für grobkörniges Bohrklein eignet sich das Dispersionsmodell bzw. das geometrische Mittel am besten.
- Wegen des geringen Kontrastes zwischen der Wärmeleitfähigkeit des Porenfluids und der Gesteinsmatrix können bei Gesteinen mit kleiner Wärmeleitfähigkeit und Porosität mit fast allen Modellkombinationen gute Übereinstimmungen zwischen berechneter und am Kern ermittelter Wärmeleitfähigkeit gefunden werden.

Literatur

- Birch, F. & Clark, H. (1949): "The thermal conductivity of rocks and its dependence upon temperature and composite. Part I"; Am. J. Sci., 238, 529-558
- Hashin, Z. & Shtrikman, S. (1962): "A variational approach to the theory of the effective magnetic permeability of multiphase materials"; J. Appl. Phys., No. 33, 3125-3131
- Pribnow, D. (1994): "Ein Vergleich von Bestimmungsmethoden der Wärmeleitfähigkeit unter Berücksichtigung von Gesteinsgefüge und Anisotropie"; VDI Verlag 1994, Reihe 19: Wärmetechnik/Kältetechnik Nr. 75
- Sass, J., Lachenbruch, A. & Munroe, R. (1971): "Thermal conductivity of rocks from measurements on fragments and its application to Heat-flow determination"; J. Geophys. Res. 76, No. 14, 3391-3401
- Schön, J. (1983): "Petrophysik; Physikalische Eigenschaften von Gesteinen und Mineralen"; F. Enke Verlag Stuttgart, 287-322
- Woodside, W. & Messmer, J. (1961): "Thermal conductivity of porous media. I: Unconsolidated sands & II: Consolidated sands"; J. Appl Phys., No. 32, 1688-1699 & 1699-1768
- Zimmerman, R. W. (1989): "Thermal conductivity of fluid-saturated rocks"; J. Petr. Sci. Eng., No. 3, 219-227

Erkundung des regionalen Potentials für die Untergrundspeicherung thermischer Energie in Mainfranken (UTEM)

Roland Barthel, H.-P. Ebert, J. Fricke, Gerold Heinrichs & Peter Udluft



DE01065,840X

Abstract:

The following paper presents a research project that is planned as a cooperation of the Geological Institute, University of Würzburg and the Bavarian Center of Applied Energy Research. In this project the potentials for underground thermal energy storage will be investigated in the region of Mainfranken, Northern Bavaria (Main = the river „Main“, Franken = Franconia). All aspects of underground storage will be studied with respect to the specific geographical and geological situation of the area. The study will provide a detailed map of possible storage sites, from which several case studies and at least one demonstration projects will result.

Kurzfassung:

Im vorliegenden Beitrag wird ein Forschungsprojekt vorgestellt, das gemeinsam vom Institut für Geologie der Universität Würzburg und dem Zentrum für Angewandte Energieforschung in Bayern geplant wird. Ziel des Projekts ist die Erkundung des Potentials für die Untergrundspeicherung thermischer Energie in Mainfranken (Nordbayern). Alle Aspekte der Untergrundspeicherung werden regionalspezifisch betrachtet. Neben der Erstellung differenzierter Karten geeigneter Standorte sind Fallstudien und Demonstrationsprojekte in Planung.

Einleitung

Seit etwa 20 Jahren wird weltweit über Möglichkeiten nachgedacht, Wärme- und/oder Kälteenergie im Untergrund zur späteren Nutzung zu speichern. Der natürliche Untergrund, Boden und Grundwasser, stellt den einzigen ökonomisch und technisch möglichen Speicherraum für große thermische Energiemengen dar. Obwohl dies vielfach nachgewiesen wurde, sind entsprechende Techniken bislang kaum verbreitet. Den Grund hierfür sehen die Autoren dieses Beitrags u.a. auch im Fehlen regionalspezifischer Untersuchungen, die potentiellen Nutzern schon im Vorfeld ihrer Planungen die Möglichkeiten der Untergrundspeicherung an ihrem Standort aufzeigen.

Das Forschungs- und Entwicklungsvorhaben UTEM wird die Möglichkeiten zur Energiespeicherung im Untergrund der Region Mainfranken erfassen und bewerten. Die geologischen Verhältnisse sind aufgrund ihrer Vielfalt gut geeignet, verschiedene Untergrundspeicherverfahren zu betrachten. Die stratigraphischen Einheiten, die den Untergrund des Gebiets aufbauen (i.w. Trias, Jura sowie quartäre Bildungen), sind im gesamten mitteleuropäischen Raum weit verbreitet, so daß die Ergebnisse auf andere Regionen übertragbar sind.

Einen besonderen Schwerpunkt wird die Untersuchung des Kiesbettes des Mains als Speicherort darstellen. Das Maintal ist im Untersuchungsraum die am dichtesten besiedelte Region, so daß hier eine große Zahl potentieller Nutzer zu erwarten ist.

Als Ergebnis sollen eine differenzierte Planungskarte möglicher Standorte sowie Nutzungsvorschläge mit Wirtschaftlichkeitsberechnungen für ausgewählte Lokalitäten vorgelegt werden. In die Standortbewertung gehen neben den hydrogeologisch-physikalischen Parametern des Untergrundes, auch Überlegungen zur Umweltverträglichkeit ein. Die Verschneidung der zahlreichen Bewertungskriterien erfolgt über Datenbanken und Kartendarstellungen innerhalb eines Geoinformationssystems (GIS)

Der vorliegende Beitrag stellt den Untersuchungsraum vor und faßt die geologischen Bedingungen und ihren Einfluß auf die Speichermöglichkeiten zusammen.

Untergrundspeicherung thermischer Energie

Für die Langzeitspeicherung großer thermischer Energiemengen kommen derzeit die vier in Abbildung 1 gezeigten Verfahrensgruppen in Frage. Speichermedien sind jeweils Wasser, Gestein oder ein Wasser-Gesteins-Gemisch.

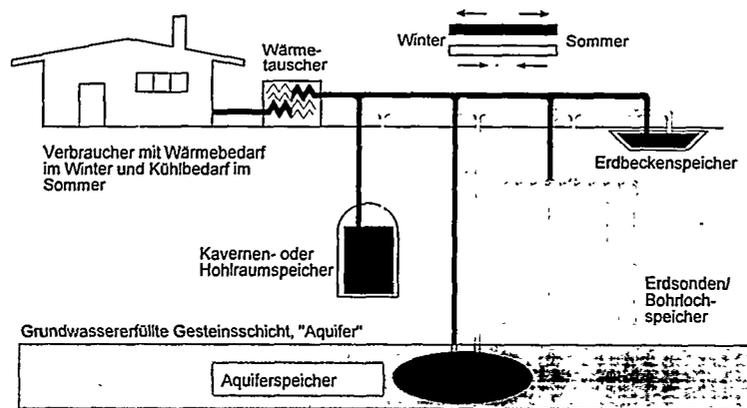


Abb. 1: Verschiedene Verfahren der Untergrundspeicherung.

Nach BAKEMA ET AL. (1995)

Erläuterungen zu Abbildung 1:

Erd- und Kiesbeckenspeicher: Künstlich angelegtes Becken, allseitig thermisch und hydraulisch isoliert, mit Wasser oder mit Kies-Wasser-Gemisch befüllt.

Erdsonden- und Bohrlochspeicher: Über ein Wärmeträgermittel, das in zahlreichen Bohrungen zirkuliert, wird ein Gesteinsvolumen aufgeheizt oder gekühlt. Erdsonden sind geschlossene Systeme, Bohrlöcher offene (das Wärmeträgermittel hat direkten Gesteinskontakt).

Aquiferspeicher: Ein natürlicher Grundwasserleiter wird partiell durch Injektion von warmem oder kaltem Wasser erwärmt bzw. abgekühlt.

Kavernenspeicher: Künstlich angelegte Hohlräume im Gestein, mit Wasser befüllt. Aus ökonomischen Gründen kommen nur bestehende Hohlräume (z.B. Berkwerksanlagen) in Betracht.

Entscheidend für die Wahl des Verfahrens sind neben der einzuspeichernde Energiemenge, der Speichertemperatur und der geforderten Be- und Entladegeschwindigkeiten, die geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse am Anlagenstandort. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Bedeutung wichtiger Gesteins- und Gebirgseigenschaften.

Speichertyp	allgemeine Gesteinsbeschaffenheit		hydrogeologische Parameter						thermische Eigenschaften							
	festes Gestein	lockeres Gestein	hoher Zonationsgrad	starke Klüftigkeit	homogener Schichtaufbau	gute Bohrbarkeit	hohe Standfestigkeit	starke GW-Bewegung	grundwassergesättigt	GW-ungesättigt	hohe Transmissivität	hohe Porosität	hohe Permeabilität	hohe sp. Wärmekapazität	hohe Wärmeleitfähigkeit	starke Wärmediffusion
Erd/Kiesbeckenspeicherung	--	++	-	0	0	0	--	0	0	0	0	0	0	-	-	-
Erdsondenspeicher	-	++	-	-	+	++	+	--	+	-	0	++	0	+	-	-
Bohrlochspeicher	++	/	++	-	+	++	++	--	-	-	-	-	-	+	-	-
Aquiferspeicher	-	++	-	++	+	0	0	--	++	/	++	++	++	+	0	-
Kavernenspeicher	++	/	++	--	++	++	++	--	-	-	--	-	--	--	--	-

Tabelle 1: Übersichtsdarstellung der geologischen Anforderungen an die verschiedenen Untergrundspeichertypen. Angaben nach SANNER & KNOBLICH, 1993 und BAKEMA ET AL., 1995.

Wie Tabelle 1 zeigt, können Beckenspeicher weitgehend unabhängig von der Geologie errichtet werden, sind dafür sehr teuer. Aquiferspeicher sind nur unter sehr speziellen Voraussetzungen zu realisieren aber vergleichsweise billig. SONDENSPEICHER nehmen eine Zwischenstellung ein. Kavernenspeicher sind nur in bestehenden und geeigneten Hohlräumen, also nur sehr selten möglich. Mit den steigenden Anforderungen an die Geologie nimmt auch der Planungsaufwand zu.

Im folgenden wird die geologische Situation im Untersuchungsraum Mainfranken vorgestellt. Die wesentlichen geologischen Einheiten werden beschrieben und eine Abschätzung gegeben, welche Form der Untergrundspeicherung jeweils geeignet erscheint.

Arbeitsgebiet

Die Region "Mainfranken" umfaßt als politisch und geographisch nicht fest definiertes Gebiet i.w. den Nordwestteil des Freistaates Bayern (Abbildung 2).

Das Untersuchungsgebiet wurde mit einer Fläche von ca. 10-15000km², bewußt klein gewählt, um eine ausreichend detaillierte Ausarbeitung der Planungsgrundlagen gewährleisten zu können.

Für das Mainingebiet liegen mit dem "Wasserwirtschaftlichen Rahmenplan Main" (GLA, 1993) geologische, hydrogeologische, hydrochemische und wasserwirtschaftliche Basisdaten vor.

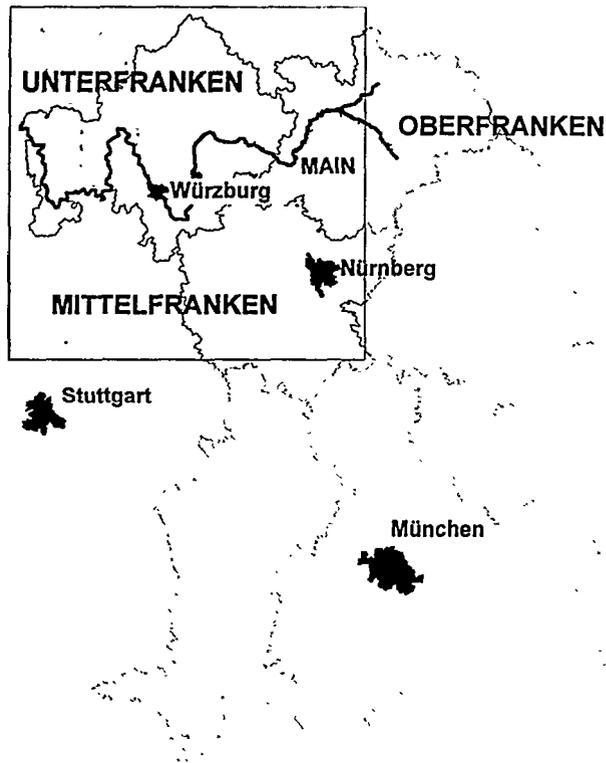


Abb. 2: Lage des Untersuchungsgebiets.

Der grau schattierte Rahmen zeigt die Grenzen des geologischen Blockbildes, Abbildung 3 an.

Geologischer Rahmen

Mainfranken liegt im nördlichen Bereich des süddeutschen Schichtstufenlandes. Bedingt durch das hier vorherrschende schwache Einfallen nach Osten bzw. Südosten, kommen im Untersuchungsgebiet von West nach Ost immer jüngere Schichten zum Ausstrich (Abbildung 3). Im Nordosten wird die sedimentäre mesozoische Schichtenfolge durch eine bedeutende Verwerfungszone, die Fränkische Linie, gegen die Böhmisches Masse abgegrenzt. Kristallin und präpermisches Basement treten nur im tieferen Untergrund auf und spielen ebenso wie die wenig verbreiteten tertiären vulkanischen Abfolgen keine Rolle für die Untergrundspeicherung.

Das geologische Blockbild in Abbildung 3 läßt erkennen, daß im Untersuchungsgebiet ein breites Spektrum verschiedener Speichergesteine anzutreffen ist.

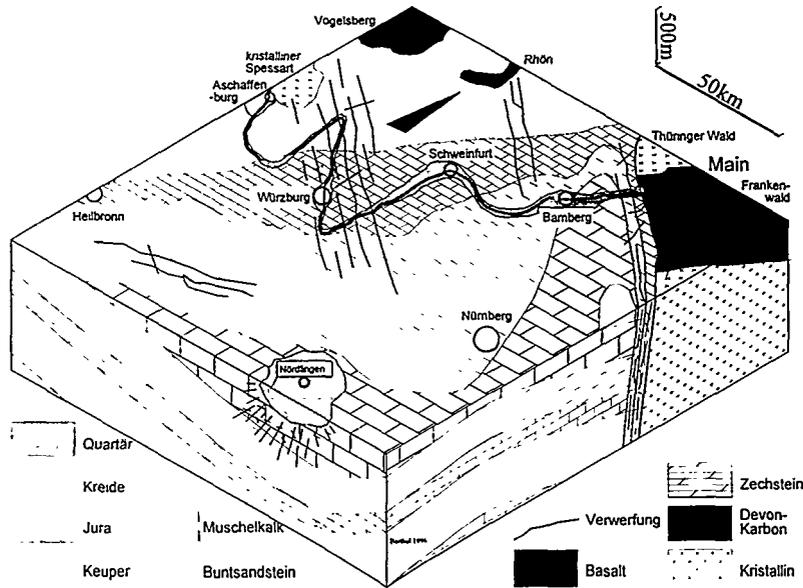


Abb. 3: Geologischer Bau des Untersuchungsgebiets im Blockbild (stark schematisiert).
(Ausschnitt markiert in Abbildung 2)

Beschreibung der Gesteinsabfolge

Den weitaus überwiegenden Anteil an den zutage ausstreichenden Schichten bilden in der Region "Mainfranken" die Gesteine der Trias und des Jura. Kreide und Tertiärablagerungen treten nur lokal auf. Perm kann nur in größeren Tiefen erschlossen werden.

Das Gesteinsspektrum reicht von reinen Karbonaten über Mergel und Tonsteine bis zu mittel- bis grobkörnigen Sandsteinen. Lockergesteine treten als quartäre Talfüllungen auf.

Abbildung 5 zeigt die Standardabfolge für die Region im Säulenprofil. Daneben sind im Text pauschalisierte Angaben zu den geologischen und hydrogeologischen Eigenschaften der einzelnen Schichtglieder sowie eine Beurteilung der Eignung für die Verfahren der Untergrundspeicherung aufgelistet. Die Angaben zur Eignung beruhen fast ausschließlich auf Abschätzungen (vgl. auch Tabelle 1). Mit wenigen Ausnahmen wurde in den dargestellten geologischen Einheiten bis jetzt keine Speicherprojekte verwirklicht.

Besonders berücksichtigt werden die quartären Lockersedimente im Tal des Mains („Mainquartär“). Diese Talfüllungen nehmen zwar nur vergleichsweise geringe Flächen ein, sind aber durch die hohe Bevölkerungsdichte im Maintal von besonderer Bedeutung. Es besteht eine große Anzahl potentieller Abnehmer für Kälte und Wärme (Industrie, Landwirtschaft).

Abbildung 4 zeigt schematisch die geologische Situation im Maintal im Bereich Würzburg. Tabelle 2 ergänzt die Abbildung mit zusätzlichen Informationen zur Geologie und Hydrogeologie.

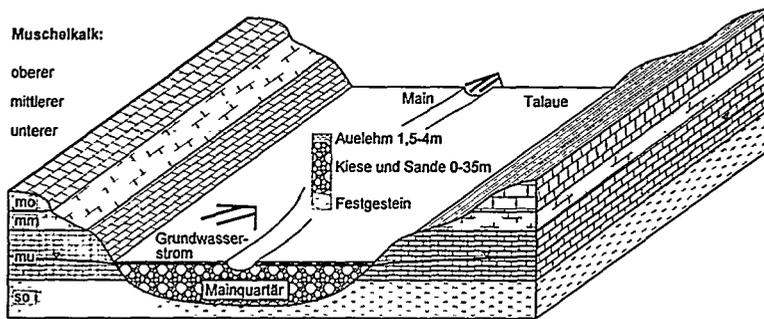


Abb. 4: Quartäre Kiesablagerungen im Maintal, schematische Darstellung der geologischen Situation

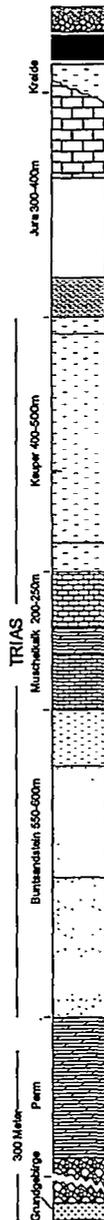
Talbreite:	500-8000m
Stratigraphie:	siehe Abbildung 4
Mächtigkeit:	sehr variabel; 5-35m
GW-Mächtigkeiten:	maximal 15m, sehr variabel
Porosität	20-40%
Durchlässigkeitsbeiwerte:	$K_f = 1,4 \cdot 10^{-2}$ bis $4 \cdot 10^{-5} \text{ m/s}$, Mittelwert aus 308 Werten = $1,3 \cdot 10^{-3} \text{ m/s}$
Hydraulisches Gefälle:	1 bis 0,1‰
GW-Fließgeschwindigkeit: (berechnet aus K_f -Werten und hydraulischem Gefälle)	maximal 500m/Jahr (Aschaffenburg) sonst 7-70m/Jahr = 2-20cm/Tag

Tabelle 2: Rahmendaten zur Geologie, Morphologie und Hydrogeologie im Maintal. Angaben nach GLA, 1993.

Die Auflistung der Daten in Tabelle 2 zeigt, daß die quartären Sande und Kiese im Maintal die geologischen Anforderungen an die Aquiferspeicherung (vgl. Tab. 1) teilweise sehr gut erfüllen. Sehr gute Durchlässigkeit und hohe Porosität lassen das rasche Ein- und Ausbringen großer Wasser-(Energie)mengen zu. Infiltrations- und Entnahmehäuser sind mit geringem Kostenaufwand zu errichten.

Weniger günstig sind die bereichsweise geringen Mächtigkeiten. Bei einer Grundwassermächtigkeit von i.M. 10m sind sehr große Speichervolumina nicht zu realisieren. Die Grundwasserfließgeschwindigkeiten im Mainquartär werden oft überschätzt, können aber dennoch, insbesondere bei geringen Speichervolumina, Probleme bereiten. In Bereichen mit sehr hoher Permeabilität, bei gleichzeitig großem hydraulischen Gefälle (Raum Aschaffenburg, hessischer Mainanteil) sind die Fließgeschwindigkeiten für eine Aquiferspeicherung in jedem Fall zu hoch. Ungeeignet sind wahrscheinlich Bereiche mit engem Talquerschnitt, da hier ein starker, senkrecht zum Main gerichteter GW-Strom auftritt.

Konflikte mit der wasserwirtschaftlichen Nutzung des Mainquartärs sind generell nicht auszuschließen.



- Quartär:** Sande und Kiese in Flußtälem „Mainquartär“. - Aquiferspeicherung.
- Vulkanisches Tertiär:** Basalte, Phonolithe und Pyroklastika, sehr variabel - Für alle Verfahren der Untergrundspeicherung ungeeignet.
- Kreide:** Limnisch-fluviatile Quarzsandsteine und Sande mit tonigen Zwischenlagen. Schlecht bis mäßig durchlässig. - Für die Speicherung hier unbedeutend.
- Malm:** Überwiegend karbonatische Gesteine, häufig verkarstet. - Für die Aquiferspeicherung aufgrund stark schwankender Durchlässigkeiten und hoher GW-Fließgeschwindigkeiten nicht geeignet. Für Erdsonden- und die Bohrlochspeicherung gut geeignet. Das Gestein ist i.allg. gut bohrbar
- Doggersandstein:** Feste, mittel- bis grobkörnige Sandsteine. Bedeutender Kluft (-Porenwasserleiter) mit bereichsweise sehr guter Durchlässigkeit. - Gut geklüftete Bereiche geeignet für die Aquiferspeicherung.
- Dogger, Opalinuston:** Tonsteine und Schiefertone. Meist undurchlässig. - Gut geeignet für die Erdsondenspeicherung.
- Lias:** Tonsteine, an der Basis Sandsteine, ausgeprägter Wasserstauer - Ausschließlich für die Erdsondenspeicherung geeignet, aber problematisch zu bohren!
- Oberer Keuper = Rhät:** Sand- und Tonsteine. Häufig sehr guter Kluft(-Poren)-Wasserleiter. - Aquiferspeicherung.
- Mittlerer Keuper, Feuerletten:** 40-80m, Grundwasserstauer - Für die Erdsondenspeicherung gut geeignet, Bohrbarkeit mäßig.
- Mittlere Keuper, Burgsandstein, Blasensandstein, Schilfsandstein:** 130-150m grobkörnige Sandsteine mit tonigen Zwischenlagen. Bedingte Kluft(-Poren)wasserleiter ($K_f 1 \cdot 10^{-5}$ bis $3 \cdot 10^{-4}$ m/s). - Lokal Aquiferspeicherung möglich. Gut zu bohren.
- Mittlerer Keuper, Estherienschiefer, Myophorienschiefer:** Tonmergel, Gipslagen, Steinmergel; 20-50m; Grundwasserstauer. - Nur Erdsondenspeicherung, gut geeignet aber mäßig zu bohren.
- Unterer Keuper:** Kalk-Ton-Sandstein-Wechselfolge, sehr heterogen.
- Oberer Muschelkalk:** Kalk- und Tonsteine, bedingter Kluft- (Karst)wasserleiter. - Optimale Voraussetzungen für die Erdsonden- und Bohrlochspeicherung, sehr gut zu bohren.
- Mittlerer Muschelkalk:** Dolomitische Mergel, Tonsteine, Zellenkalke, lokal Gips und Steinsalz, guter Karstwasserleiter, z.T. sehr stark mineralisierte Wässer. - Aquiferspeicherung bedingt möglich.
- Unterer Muschelkalk:** Kalksteinbänke mit dünnen Tonzwischenlagen. Bei Verkarstung (v.a. in Störungszonen) sehr guter GW-Leiter, häufig aber auch ausgesprochener GW-Stauer. - Wie der Obere Muschelkalk gut für Erdsondenspeicherung geeignet. Gut zu bohren.
- Oberer Buntsandstein, Röttonsteine:** Rote Tonsteine, GW-Stauer. - Sehr gut geeignet für die Erdsondenspeicherung aber Bohrungen oft nachbrüchig.
- Oberer Buntsandstein, Rötquarzit, Plattensandstein:** Feinsandsteine. Stellenweise guter Kluftwasserleiter. - Lokal evtl. für Aquiferspeicherung geeignet. Sehr gut zu bohren.
- Mittlerer und Unterer Buntsandstein, Sandsteine und Wechselfolgen:** Mittel- bis grobkörnige Sandsteine. I.allg. gute Kluft(-Poren)wasserleiter. - Aquiferspeicherung nur bei sehr hohem Vorerkundungsaufwand. Erdsondenspeicher Bohrlochspeicher günstig da durchwegs gut zu bohren.
- Unterer Buntsandstein Bröckelschiefer:** 0-70m Ton-, Silt- und Sandsteine. GW-Stauer. - Erdsondenspeicherung, aber sehr problematisch zu bohren.
- Zechstein:** Karbonate, Tonsteine, Anhydrit, Stein- und Kalisalz ("Zechsteinserien"), sehr stark mineralisierte Wässer. Bohrungen im Zechstein sind oft problematisch. - Speichermöglichkeiten sehr stark von lokalen Verhältnissen abhängig.
- Rotfliegend:** Sandsteine, Tonsteine und Fanglomerate, daneben Kohleflöze, Vulkanite und Pyroklastika. - Für die Untergrundspeicherung im Untersuchungsgebiet unbedeutend.
- Kristallines Grundgebirge:** Granite, Gneise, Glimmerschiefer. Wenig ergiebige Kluftwasserleiter, wasserwegsam nur in Störungszonen. Bohrlochspeicherung möglich, Kavemenspeicherung in aufgelassenen Bergwerken denkbar

Abb. 5: Stratigraphie, Angaben nach GLA, 1993.

Geoinformationssystem (GIS)

Die Entscheidung ob ein Standort für ein Unterspeicherverfahren geeignet ist, hängt von einer Vielzahl sehr unterschiedlicher Faktoren ab. Geoinformationssysteme bieten die Möglichkeit, beliebige, räumlich verteilte Daten miteinander zu verknüpfen und die Ergebnisse als Karten auszugeben bzw. über Datenbankanwendungen abzufragen.

Abbildung 5 zeigt die Arbeitsweise eines GIS: Unterschiedliche thematische Karten (eigentlich raumbegrenzte Daten) werden (bildlich) übereinandergestapelt. Aus diesem „Kartenstapel“ lassen sich über mathematische Berechnungen einfache oder komplexe Verknüpfungen unterschiedlicher Ebenen bilden.

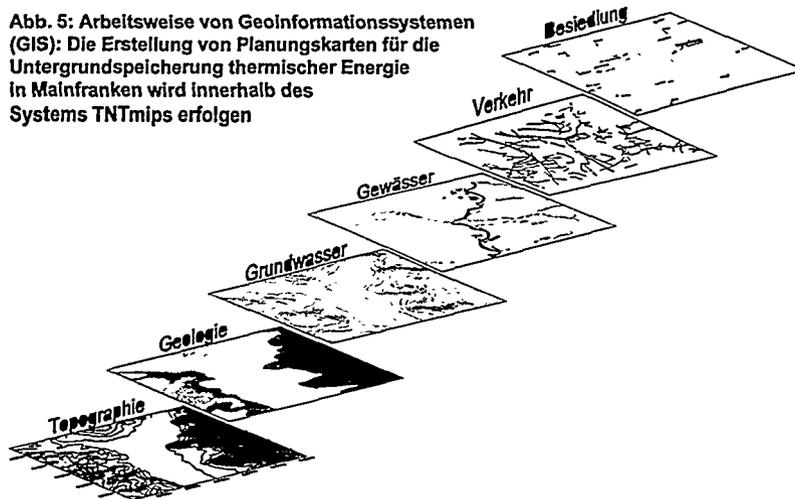
Ein Beispiel für eine einfache Verknüpfung, wie sie für die Erstellung einer Karte aller potentiellen Standorte für Aquiferspeicher lauten könnte:

Bilde die Schnittmenge aller Flächen auf denen

- + geeignete Aquifergesteine
- + unterhalb des Grundwasserspiegels
- + in Tiefenlagen von weniger als z.B. 100m liegen
- ausschließlich aller Naturschutzgebiete
- ausschließlich aller Wasserschutzgebiete usw.

Eine so erstellte, digitale Karte, kann sodann durch Datenbanken, die Informationen zu Flächen oder Einzelpunkten enthalten, ergänzt werden: z. B. Daten aus Bohrungen, Klimadaten. Solche Punkte werden „klickbar“ gemacht, der Mausclick ruft die entsprechenden Datensätze auf

Abb. 5: Arbeitsweise von Geoinformationssystemen (GIS): Die Erstellung von Planungskarten für die Untergrundspeicherung thermischer Energie in Mainfranken wird innerhalb des Systems TNTmips erfolgen



Literatur

- BAKEMA, G., SNIJDERS, A.L. & NORDELL, B. (1995): Underground thermal energy storage: State of the art 1994. - 83 S.; ISBN 90-802769-1-x, Arnhem.
- BAYERISCHES GEOLOGISCHES LANDESAMT (GLA, HRSG.) (1993): Wasserwirtschaftlicher Rahmenplan Main - Hydrogeologie. - 138 S., 53 Abb., 19 Tab., München.
- MARQUART, G. (mündliche Mitteilung): Angaben zur Bohrbarkeit der Gesteine. Dipl. Geol. und Brunnenbaumeister G. Marquart, Fa. Marquart, Brunnen und Bohren, in 97437 Haßfurt.
- SANNER, B., KNOBLICH, K. (1993): Standortparameter für die Nutzung des Erdreichs zur saisonalen thermischen Energiespeicherung. - Zeitschrift für Angewandte Geowissenschaften, Heft 12, S. 49-68, Gießen.

Erschließung permeabler Rißzonen für die Gewinnung geothermischer Energie aus heißen Tiefengesteinen

Reinhard Jung, Jörg Baumgärtner, Fritz Rummel & Helmut Tenzer

BMBF-Forschungsvorhaben 032 6690 A



DE010658419

Kurzfassung

Der Artikel beschreibt die wesentlichen Ergebnisse des Hot-Dry-Rock Projekts Soultz der letzten beiden Jahre. Nach den erfolgreichen Einbohrloch-Tests in der Bohrung GPK1 in der vorangehenden Projektphase, bei denen ein ca. 1,5 km² großes künstliches Rißsystem geschaffen wurde, aus dem infolge eines hydraulischen Anschlusses an großräumige permeable Störungszonen beachtliche Produktionsraten erzielt werden konnten, wurde im Winter 1994/95 die zweite Tiefbohrung GPK2 abgeteuft, um das Dublettensystem zu komplettieren. Trotz des erfolgreichen Abteufens der zweiten Bohrung in den Südflügel des bestehenden Rißsystems, erwies sich der hydraulische Anschluß zunächst als unzureichend, so daß ein massiver Stimulationstest in der neuen Bohrung angesetzt werden mußte. Bei diesem Test wurde im Teufenbereich unterhalb 3200 m ein ca. 1 km² großes Rißsystem erzeugt, das das Rißsystem der Bohrung GPK1 überlappt und teilweise durchdringt. Hydraulische Einbohrloch- und Zirkulations-Tests zeigten, daß auch das neue Rißsystem mit großräumigen permeablen Störungszonen verbunden ist, daneben aber auch einen direkten Anschluß zum Rißsystem der Bohrung GPK1 aufweist. Bei Zirkulationstests konnten in diesem peripher offenen System Zirkulationsraten von mehr als 20 l/s erzielt werden. Diese bisher höchste in einem HDR-System erreichte Fließrate entspricht bei der gemessenen Auslauftemperatur von 135 °C einer thermischen Leistung von 8 MW.

Abstract

The article describes the main results of the European Hot-Dry-Rock Project Soultz of the last 2 years. After a series of successful stimulation experiments and single-well hydraulic tests in the first deep well GPK1 (3590 m) in the previous project period the second deep well GPK2 (3876 m) was drilled during the winter 1994/95 in order to complete the doublet-system. Though the second well successfully penetrated the southern wing of the fracture system created in GPK1 the hydraulic connection was poor and a massive stimulation test had to be performed in GPK2 too. During this test a fracture system of about 1 km² in size was stimulated in the depth range below 3200 m. This fracture system overlaps and penetrates the fracture system of borehole GPK1. Single-well hydraulic tests showed that the new fracture system like the one in GPK1 is well connected to large permeable faults and that both fracture systems are also interconnected. During circulation experiments between the two wells flowrates in

(S) IAKF)

excess of 20 l/s could be achieved. This is the highest flow rate achieved so far in a HDR-system and corresponds to a thermal output of about 8 MW.

1. Einleitung

Das technisch größte Hindernis für eine breite Nutzung geothermischer Energie ist die im allgemeinen niedrige Permeabilität der Festgesteine. Nur in Ausnahmefällen wie hochporösem Sandstein, stark zerklüftetem oder verkarstem Gestein reicht die natürliche Permeabilität aus, um die für den Betrieb einer geothermischen Anlage notwendigen Produktionsraten von mindestens 10 l/s zu erzielen. Gemessen an dieser Anforderung sind die meisten Gesteine „Dry Rock“ und wenn Sie heiß genug sind, auch „Hot Dry Rock“. Der Hot-Dry-Rock-Technologie und hier insbesondere den Stimulationsverfahren kommt deshalb für die Zukunft der Geothermie eine Schlüsselrolle zu. Die im Hot-Dry-Rock Projekt Soultz in den letzten Jahren erzielten Fortschritte, über die im folgenden berichtet wird, sind deshalb für die Geothermie ganz allgemein von Bedeutung.

2. Das europäische HDR-Projekt Soultz

Das HDR-Projekt Soultz ist ein europäisches Forschungsvorhaben, an dem etwa 15 Arbeitsgruppen aus Deutschland, Frankreich, England, Italien, der Schweiz und Schweden beteiligt sind (Garnish et al., 1994). Ziel dieses Vorhabens ist der Nachweis, daß der Standort Soultz für ein industrielles HDR-Pilot-System geeignet ist. Das jährliche Gesamtbudget von ca. 6 Mio. DM wird zu etwa je einem Drittel von der EU, dem BMBF und dem französischen Forschungsministerium getragen. Die europäische Phase dieses zunächst deutsch-französischen Projekts begann 1991.

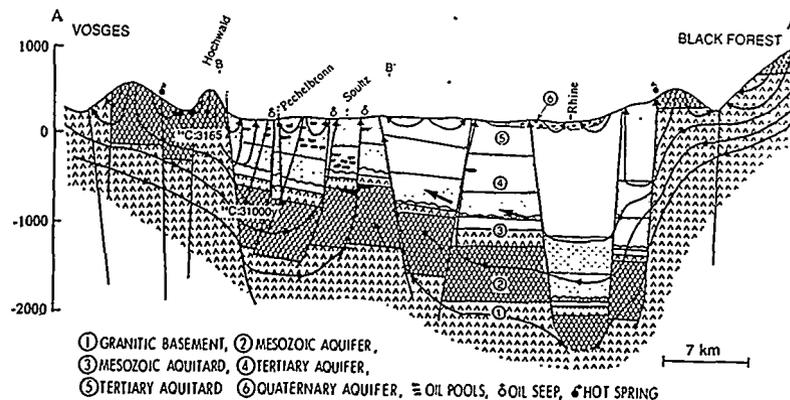


Abb. 1: Ost-West Schnitt durch den Oberrheingraben in Höhe des Versuchsstandorts Soultz sous Forêts (nach Otto, 1992).

3. Der Standort Soultz sous Forêts

Das HDR-Versuchsfeld liegt nahe der Ortschaft Soultz sous Forêts im mittleren Abschnitt des Oberrheingrabens, ca. 50 km nördlich von Straßburg und etwa 6 km vom westlichen Grabenrand entfernt (Kappelmeyer et al., 1991). Der Hauptgrund für die Auswahl dieses Standorts war seine Lage im Zentrum einer großen positiven Wärmeanomalie. Die Wärmeanomalie Soultz hat ihr Gegenstück in der 40 km nordwestlich gelegenen Wärmeanomalie Landau. Die Ergebnisse aus Soultz können deshalb direkt auf diesen deutschen Standort übertragen werden.

Ein weiterer Grund für die Wahl des Standorts Soultz ist die relative Hochlage des kristallinen Grundgebirges. Obwohl im Grabeninneren gelegen, wird der Granit bereits in 1400 m Tiefe angetroffen. Der Querschnitt des Oberrheingrabens (Abb. 1) zeigt, daß der Untergrund in Höhe des Standorts Soultz von einer Reihe grabenparalleler Störungen durchzogen ist, die die Sedimente aber auch das Grundgebirge in Schollen mit Dimensionen von einem bis zu wenigen Kilometern unterteilen (Elsass et al., 1995). Diese Störungen bilden, wie wir heute wissen, Aufstiegsbahnen für heiße Thermalwässer, die aus großer Tiefe bis in die den Granit überlagernden Sedimentgesteine: Buntsandstein und Muschelkalk, die beide als gute Aquifere angesehen werden, vordringen.

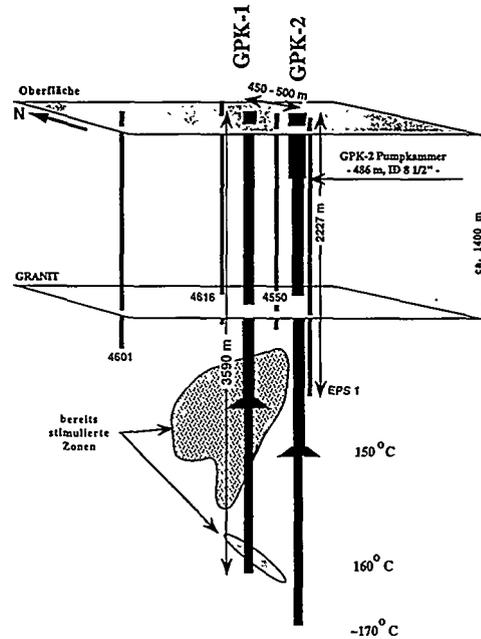


Abb.2: Bohrungen im HDR-Versuchsfeld Soultz mit einem Schema des in Bohrung GPK1 erzeugten Rißsystems.

Das aufsteigende Thermalwasser prägt das in den Bohrungen des HDR-Feldes Soultz gemessene Temperatur-Tiefenprofil (Schellschmidt & Schulz, 1991). In den geringpermeablen Gesteinsformationen oberhalb 1000 m überwiegt konduktiver Wärmetransport. Der Temperaturgradient ist hier aufgrund des erhöhten Wärmestroms mit ca. 100 K/km außergewöhnlich hoch. Im darunterliegenden Bereich des vorwiegend konvektiven Wärmetransports ist der Temperaturgradient deutlich unter normal (ca. 11° C/km). Die Konvektion reicht von etwa 1000 m bis mindestens 3,5 km. Unterhalb dieser Tiefe deutet sich ein allmählicher Anstieg des Temperaturgradienten an. Trotz des geringen Temperaturgradienten unterhalb 1000 m liegt die Temperatur in der tiefsten Bohrung in 3876 m Tiefe mit 170° C noch um ca. 50° C über der entsprechenden Temperatur an einem geothermisch normalen Standort.

4. Untersuchungsbohrungen und erste Stimulationstests

Im HDR-Versuchsfeld Soultz (Abb. 2) wurde zunächst die Tiefbohrung GPK1 abgeteuft. Diese erreichte im Frühjahr 1993 die Endteufe von 3590 m (161° C). Daneben wurde noch 4 ehemalige Erdölbohrungen aufgewältigt und bis in den Granit hinein vertieft. Die 1500 - 2200 m tiefen Bohrungen sind 0,5 km bis 1,5 km von der zentralen Bohrung GPK1 entfernt. In ihnen ist je ein 4-Komponentengeophon zur Registrierung und Ortung der bei den Frac-Experimenten ausgelösten Mikrobeben installiert.

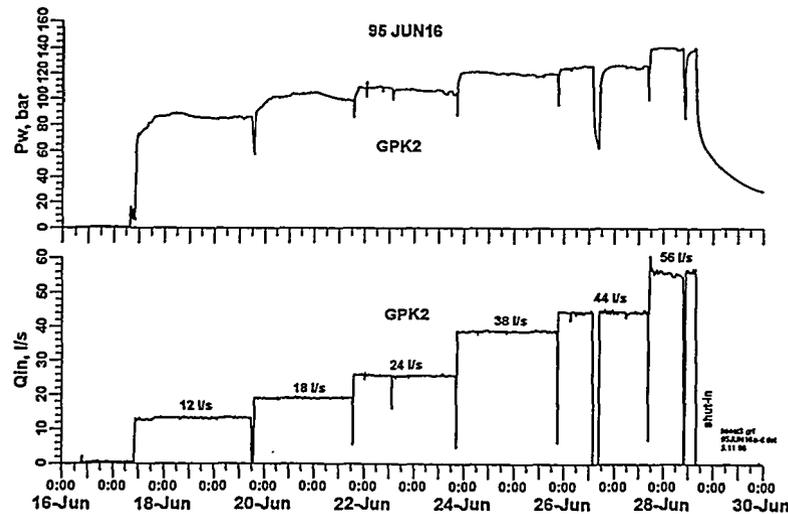


Abb.3: Registrierungen des Bohrlochkopfdrucks und der Injektionsfließrate während des massiven Stimulationstests in GPK2.

Im Sommer 1993 wurden durch zwei massive Frac-Tests in der Bohrung GPK1 zwei 1,5 bzw. 0,5 km² große Rißsysteme erzeugt, ersteres mit seinem Zentrum in 2900 m Tiefe, letzteres mit seinem Zentrum in 3500 m Tiefe. Nach erfolgreichen Injektions- und Produktionstests (Jung et al. 1995) wurde im Winter 1994/95 die zweite Tiefbohrung GPK2 abgeteuft mit dem Ziel den Südflügel des unteren kleineren Rißsystems zu durchhörern und auf diese Weise ein Zirkulationssystem zu erstellen. Diese Bohrung erreichte im Januar 1995 die Endteufe von 3870 m, wo einige Tage nach Beendigung der Bohrarbeiten eine Temperatur von ca. 170° C gemessen wurde. Ein erster Injektionstest in der neuen Bohrung zeigte, daß in der Tat ein Druckkontakt zwischen den beiden Bohrungen bestand. Die Injektivität der Bohrung GPK2 erwies sich mit ca. 0,3 l/(s·MPa) jedoch als viel zu niedrig, um eine nennenswerte Zirkulation zwischen den beiden Bohrungen zu erreichen. Die neue Bohrung mußte deshalb ebenfalls stimuliert werden.

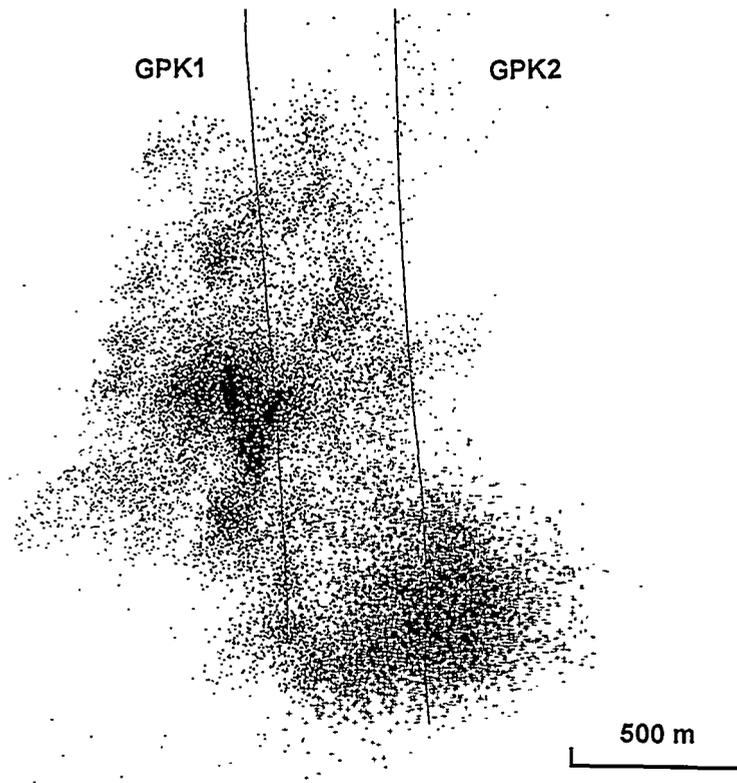


Abb.4: Hypozentren der ca. 20.000 Mikrobeben, die bei den Stimulationstests in GPK1 (Punkte) und GPK2 (Kreuze) registriert wurden. Ansicht von WSW. Daten von R. Jones, CSMA.

5. Komplettierung des Zirkulationssystems und Kurzzeit-Zirkulationstests

Um die Injektivität der neuen Bohrung zu erhöhen und die hydraulische Verbindung zwischen den beiden Bohrungen zu verbessern, wurde im Juni 1995 ein massiver Frac-Test im unverrohrten Bohrlochabschnitt der Bohrung GPK2 (3211 m - 3870 m) ausgeführt (Baumgärtner et al., 1996). Bei diesem Test wurden ca. 27.000 m³ Flüssigkeit (Lauge und Wasser) mit Fließraten bis zu 56 l/s verpreßt (Abb. 3). Der im Vergleich zu anderen Standorten niedrige Verpreßdruck von maximal 120 bar, der bei diesem Test beobachtet wurde, deckt sich mit den Beobachtungen in GPK1 und ist eine Folge der grabentypischen Spannungsbedingungen, die bereits bei den Hydro-Frac-Spannungsmessungen (Klee & Rummel, 1993) in Soultz nachgewiesen wurden.

Während des Frac-Tests in GPK2 und bei den früheren Frac-Experimenten in GPK1 wurden insgesamt mehr als 20.000 Mikrobeben registriert und geortet. Die räumliche

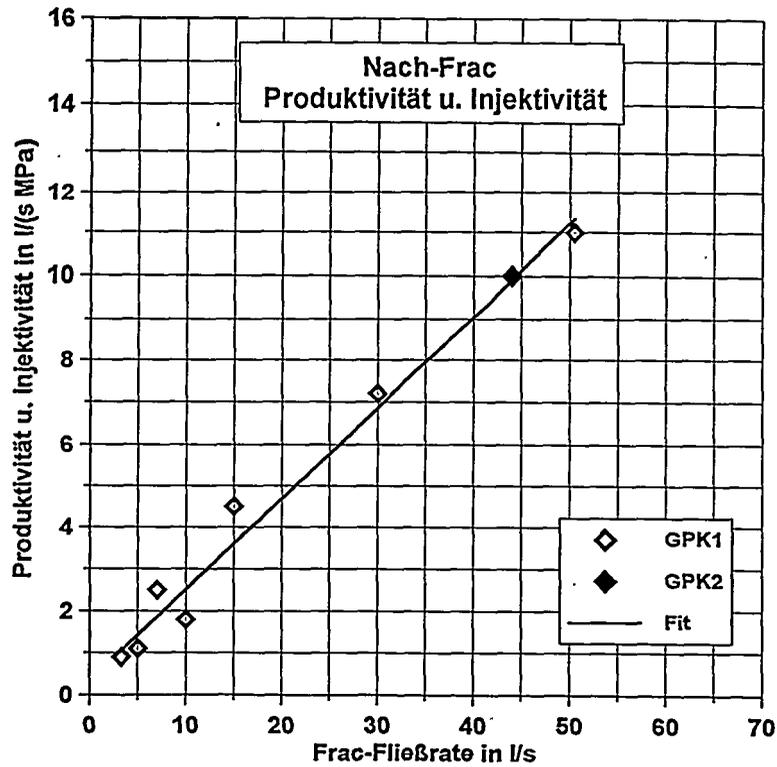


Abb.5: Nach-Frac-Produktivität bzw. -Injektivität als Funktion der bei der Stimulation angewandten Fließrate.

Verteilung der Mikrobebenherde (Abb. 4) zeigt, daß das neue Rißsystem wie die beiden Rißsysteme in GPK1 (Jones et al., 1995) annähernd vertikal verläuft und eine generelle Streichrichtung von NNW nach SSE hat und daß sich die Rißsysteme der beiden Bohrungen überlappen. Mit einer Gesamtgröße von ca. 3 km² bilden sie das weltweit größte künstlich erzeugte Rißsystem. Hydraulische Nachuntersuchungen zeigen, daß die hydraulische Verbindung zwischen den beiden Bohrungen verbessert wurde. Wichtiger aber ist, daß das neue Rißsystem wie schon zuvor die beiden Rißsysteme in GPK1 Anschluß an permeable großräumige Klüftzonen erhielt. Die Verscheidungen zwischen den stimulierten Rißsystemen und den Klüftzonen sind in den Abbildungen der Mikrobebenherde als geradlinige Begrenzungen erkennbar. Infolge dieses Anschlusses weisen beide Bohrungen eine beachtliche Nach-Frac-Produktivität bzw. -Injektivität auf. Die Zusammenstellung aller in unterschiedlichen Tiefenabschnitten der beiden Bohrungen gemessenen Daten (Abb. 5) zeigt, daß die Nach-Frac-Produktivität bzw. -Injektivität linear mit der während der Stimulation aufgewandten Fließrate zusammenhängt (Jung et al., 1995). Dieser überraschend einfache Zusammenhang ist eines der wesentlichen Ergebnisse der hydraulische Tests in Soultz. Er erklärt sich daraus, daß bei jedem Frac-Experiment letztendlich ein stationärer Zustand erreicht wurde, bei dem die Rißausbreitung zum Stillstand kam und die gesamte Injektionsrate von den angeschnittenen Klüftzonen aufgenommen wurde. Durch den Anschluß an die großräumigen Störungen erweitert sich das ohnehin schon große Rißsystem in eine Dimension die z. Z. noch gar nicht abgeschätzt werden kann.

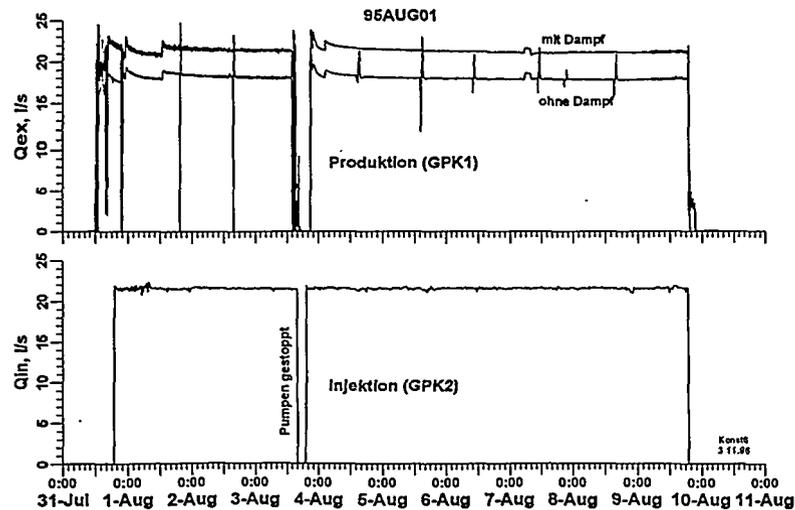


Abb.6: Registrierungen der Injektions- und der Produktions-Fließraten (mit und ohne Dampfanteil) während eines Zirkulationsexperiments zwischen GPK1 und GPK2. Produktion in GPK1 mit Unterwasserpumpe.

Es stellt sich natürlich die Frage, ob bei einem peripher offenem Rißsystem überhaupt von einer Zirkulation gesprochen werden kann und ob eine Reinjektion der aus einer Bohrung gewonnenen Flüssigkeit für die Aufrechterhaltung eines Kreislaufes notwendig ist. Diese Frage läßt sich durch einen Vergleich des Produktionsverhaltens mit und ohne Reinjektion beantworten. Bei den im Anschluß an den Stimulationstests durchgeführten Zirkulations-Experimenten zeigte sich, daß die Reinjektion bereits nach kurzer Zeit eine Erhöhung der Produktionsrate zur Folge hat und daß auf sie zur Aufrechterhaltung einer konstanten Produktionsrate langfristig nicht verzichtet werden kann (Baumgärtner et al., 1996). Bei freiem Auslauf konnten Produktionsraten von ca. 12 l/s erreicht werden, die sich durch verstärkte Reinjektion unter Zugabe von Oberflächenwasser nicht wesentlich steigern ließen. Deutlich höhere Produktionsraten konnten durch aktives Pumpen auf der Entnahmeseite, -ein Novum in einem HDR-System-, erzielt werden. Mittels einer Hochtemperatur-Unterwasserpumpe wurden bei einer Absenkung von ca. 25 bar Produktionsraten von mehr als 20 l/s erreicht (Abb. 6). Dies ist die höchste bisher in einem HDR-System erzielte Fließrate. Die thermische Leistung betrug bei einer Bohrlochkopftemperatur von 135° C ca. 8 MW_{th} und liegt damit bereits in einer Größenordnung, die das mittelfristige Ziel des HDR-Projekts Soultz, ein System von 50 MW_{th} zu erstellen, erreichbar erscheinen lassen.

6. Ausblick

In diesem Jahr (1996) wird durch einen weiteren Stimulationstest in der Bohrung GPK2 deren Produktivität weiter erhöht werden, um für das kommende Jahr einen Langzeitzirkulationstest mit Fließraten oberhalb 25 l/s zu ermöglichen. Bei diesem Langzeittest soll durch Zugabe von Tracer die Laufzeit der Flüssigkeit im Rißsystem ermittelt und damit eine Vorstellung über die Größe der Wärmeaustauschflächen gewonnen werden.

Im Jahr 1998 erfolgt schließlich der Start einer 6-jährigen Pilotprojektphase, in der ein HDR-System von 50 MW_{th} in größerer Tiefe bei Gebirgstemperaturen von 200° C errichtet und über längere Zeit betrieben werden soll. Das Pilotprojekt wird industriegeleitet sein. Drei EVU's, - die Pfalzwerke, die französische EdF und die italienische ENEL haben sich erfreulicherweise in einem Konsortium zur Leitung eines solchen Pilotvorhabens zusammengeschlossen.

Neben diesem Vorstoß in größere Tiefen und zu höheren Temperaturen sollte in den kommenden Jahren das Ausschwärmen in die Fläche nicht vergessen werden, um durch ähnliche Experimente an möglichst vielen Standorten, z.B. auch in nichtfündigen Hydrothermalbohrungen eine breitere Erfahrungsbasis zu gewinnen.

Danksagung

Die Autoren danken allen an den Experimenten beteiligten Arbeitsgruppen (SII, CSMA, NLFb, BRGM, MESY, GTC, IPG Straßburg). Besonderer Dank gilt Hrn. W. Reich (BGR), P.L. Moore/T. Gandhi/J. Good (SII), R. Weidler/T. Hettkamp (RUB), R. Olsson (Chalmers Univ. Göteborg) für ihren engagierten Einsatz während der Tests. Die Autoren bedanken sich außerdem bei der Kerngruppe des Soultz-Projekts A. Gerard/R. Baria/F. Kieffer/C. Kleber (Socomine) für die Unterstützung und die Koordination der Testarbeiten. Die Experimente wurden finanziert von der DGXII der Eu-

ropäischen Gemeinschaft, dem BMBF über KFA-Jülich BEO, der ADEME und dem CNRS (Frankreich), dem DTI (Großbritannien) und anderen nationalen und privaten Institutionen.

Literatur

Baumgärtner, J., Jung, R., Gerard, A., Baria, R., 1996. The European HDR Project at Soultz Sous Forets: Stimulation of the Second Deep Well and First Circulation Experiments. Proc. 21st Workshop on Geothermal Reservoir Eng., Stanford Univ., Cal., Jan. 22-24, 1996.

Elsass, P., Aquilina, L., Beauce, A., Benderitter, Y., Fabriol, H., Genter, A., Pawels, H., 1995. Deep Structures of the Soultz-sous-Forets HDR Site (Alsace, France). Proc. World Geothermal Congress, 18-31 May, 1995, Florence, pp. 2643-2647.

Garnish, J., Baria, R., Baumgärtner, J., Gerard, A., 1994. Transactions, Geothermal Resources Council 1994 Annual Meeting, Salt Lake City, 2-5 Oct. 1994.

Jones, R.H., Beauce, A., Jupe, A., Fabriol, H., Dyer, B.C., 1995. Imaging Induced MicroSeismicity During the 1993 Injection Tests at Soultz-sous-Forets, France. Proc. World Geothermal Congress, 18-31 May, 1995, Florence, pp. 2665-2669.

Jung, R., Willis-Richard J., Nicholls, J., Bertozzi, A., Heinemann, B., 1995. Evaluation of Hydraulic Tests at Soultz-sous-Forets, European HDR-Site. Proc. World Geothermal Congress, 18-31 May, 1995, Florence.

Kappelmeyer, O., Gerard, A., Schloemer, W., Ferrandes, R., Rummel, F., and Benderitter, Y., 1991. European Hot Dry Rock Project at Soultz-Sous-Forêts: general presentation. J.C. Bresee, editor, Geotherm. Sci. & Tech., Vol. 3(1-4).

Klee, G., Rummel, F., 1993. Hydrofrac Stress Data for the European HDR Research Test Site Soultz-sous-Forets. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr., Vol. 30, no. 7, pp. 973-976.

Otto, C.J., 1992. Petroleum Hydrogeology of the Pechelbronn-Soultz Basin in the Upper Rhine Graben, France: Ramifications for the Exploration in Intermontane Basins, Doc. Thesis, Dept. Geology, Univ. Alberta, Canada.

Schellschmidt, R., Schulz, R., 1991. Hydrogeothermic Studies in the Hot Dry Rock Project at Soultz-sous-Forêts, J.C. Bresee, editor, Geotherm. Sci. & Tech., Vol. 3(1-4).

Untersuchungen der Riß und Klufthydraulik im Kristall- in der Bohrung Soultz sowie Modellierung eines HDR- Wärmetauschers zur Nutzung der Erdwärme aus dem heißen Untergrund

Oskar Kappelmeyer, Fritz Rummel & Jürgen Dornstädter

Kurzfassung:

Die Extraktion von Wärme aus dem heißen tiefen Untergrund wird eine bedeutende Rolle für die Energieversorgung spielen, wenn es gelingt sehr weit ausgedehnte Kluftsysteme im kristallinen Grundgebirge als Wärmetauscher zu nutzen. Dies setzt voraus, daß man aus Bohrungen, in einigen tausend Metern Tiefe, Risse initiiert, und mit im natürlichen Zustand bereits vorhandenen Klüften hydraulisch verbindet, derart, daß ein geschlossenes Zirkulationssystem mit möglichst niedrigen hydraulischen Widerständen entsteht.

In dem Europäischen Geothermie-Forschungsvorhaben zur Energiegewinnung aus heißen Tiefengesteinen in Soultz sous Forêts wurden bis 3,5 km Tiefe experimentelle Untersuchungen über die Gesteinseigenschaften und den Spannungszustand des Untergrundes ausgeführt, die für das Verständnis der Kluftinitiation und zur Entwicklung von technischen Methoden zur Kluftweiterung im kristallinen Grundgebirge, notwendige Voraussetzungen sind. Außerdem wurde in Beobachtungsbohrungen in ca 1,5 km Tiefe, im Übergangsbereich zwischen Kristallin und Sediment, in der Umgebung der Tiefbohrungen, fortlaufend Registrierungen des Druckes im Grundwasser vorgenommen, die dazu geeignet waren die Ausbreitung von Druckerhöhungen bei Injektionstests in den Tiefbohrungen (in ca 3 km Tiefe), bis an die obere Begrenzung des Kristallins, zu erkennen.

Die experimentellen Erkenntnisse werden als Eingangsdaten für Modellrechnungen verwertet, die eine Auswertung im Hinblick auf eine langandauernde (mehrere Jahrzehnte) Energieentnahme gestatten und dazu dienen eine HDR-Versuchsanlage mit einigen Megawatt Leistungsabgabe zu planen.

Die bisherigen Ergebnisse sind ermutigend im Hinblick auf eine wirtschaftlich tragbare Energiegewinnung. Die Gesteinstemperatur in 3,8 km Tiefe liegt über 168°C; der Spannungszustand entspricht einem "normal faulting stress regime", mit einer Richtung der max. Spannungskomponente von N-S zu NNW-SSO. Entsprechend dieses natürlichen geomechanischen Zustandes gelingt es relativ einfach vorhandene Schwächezonen im Gebirge aufzuweiten, wobei die Ausbreitung der stimulierten Zone etwa in N-S Richtung erfolgt. Eine weiträumige Beeinflussung des hydraulischen Feldes im Untergrund während Injektionstests wurde aufgrund deutlich erkennbarer und korrelierbarer Druckänderungen in den Beobachtungsbohrungen im Grenzbereich zwischen Kristallin und Sediment nachgewiesen.

Beobachtung und Simulation von nicht-laminarem Fließverhalten am HDR-Standort Soultz

Thomas Kohl, K. F. Evans, Robert J. Hopkirk,
Reinhard Jung & Ladislaus Rybach



DE010658428

Kurzfassung

Hot-Dry-Rock

In den Jahren 1994 und 1995 wurden drei unabhängige Druck- bzw. Fließratentests in den Bohrungen GPK1 und GPK2 des (HDR) Standortes Soultz durchgeführt. Sowohl die stationären wie auch die instationären Druckaufzeichnungen gaben bereits klare Hinweise auf nicht-laminare, turbulent-ähnliche Strömungsverhältnisse. Zur genaueren Interpretation dieser Daten wurde das numerische Programm FRACTure erweitert. Unter der Annahme eines geometrisch einfachen Modells konnten die instationären Druckantworten sehr gut angepasst werden. Es gelang sogar, die beiden in GPK1 durchgeführten Tests durch dieselben Modellen zu erklären. Die hierfür benötigten Modellparameter liegen in einem physikalisch sinnvollem Rahmen und bestätigen z.T. frühere Untersuchungen. Die Existenz grosser Störungszone, welche von den Modellen vorausgesetzt werden, bestätigt ebenfalls frühere Charakterisierungen des HDR Standortes Soultz als ein teilweise offenes hydraulisches System.

Summary

Three independent multi-rate flow experiments were conducted in 1994 and 1995 in the open hole depth interval of a wellbore at the (HDR) test site Soultz. The steady state and transient downhole pressure records gave clear indications of non-Darcian flow. A numerical model has been set-up to evaluate these two measurements. An excellent fit of the transient pressure responses of all three flow tests could be achieved by assuming a simple model geometry. The models predict fluid transport along a conduit with substantial surface area in which fully-turbulent flow is occurring. The parameters required by our best-fit simulation all fall into a physically reasonable range. Sensitivity analysis demonstrates a non-Darcian flow regime along highly conductive features. The existence of high capacity far-field faults as postulated in our model confirms earlier characterisations of the Soultz test site.

1 Hydraulische Fließgesetze

Für viele - nicht nur die geothermische Hot Dry Rock (HDR) Nutzung betreffenden - anthropogenen Störungen des natürlichen Fließfeldes im geklüfteten Gestein ist die Charakterisierung des Fließverhaltens von Bedeutung. Als Beispiel sei hier die Endlagerung radioaktiver Abfällen in Fels und die Öl- Gasförderung sowie Grundwassernutzung aus geklüftetem Gestein genannt. Durch jüngste Aktivitäten in der Entwicklung von HDR Systemen wurden neue praktische und theoretische Erkenntnisse gewonnen, die zukünftig auch andere hydrologische Disziplinen beeinflussen werden.

Die Fließgeschwindigkeiten in den Klüften, welche durch die im kommerziellen HDR Betrieb benötigten Förderraten (über 50 l s^{-1}) auftreten, machen eine Untersuchung nicht-laminarer Strömungseffekte erforderlich. Erste Studien, welche die Gültigkeit des Darcy-Gesetzes untersucht haben, sind zu Beginn dieses Jahrhunderts für Rohrströmung durchgeführt wurden (i.e. Blasius 1913, Forchheimer 1930, Nikuradse 1933). Klüftströmung wurden später, meistens in Laboruntersuchungen analysiert (i.e. Lomize 1951, Louis 1967, Rissler 1977, Atkinson 1986). Das Darcy Gesetz drückt den linearen Zusammenhang zwischen Druckgradient und Fließrate wie folgt aus:

$$\frac{Q}{A_c} = -K \cdot \nabla P$$

mit ∇P dem Druckgradient, K der hydraulischen Leitfähigkeit, Q der Fließrate und A_c der Querschnittsfläche senkrecht zur Fließrichtung. Die den genannten Autoren durchgeführten Untersuchungen zeigten, dass Strömung entlang rauher Oberflächen bereits bei geringen Fließgeschwindigkeiten nicht mehr mit dem Darcy-Gesetz beschrieben werden kann. Auch kann z.B. das Zusammenfließen mehrerer Fließspfade zu einem Zusammenbruch dieser Gesetzmässigkeit führen. Abweichungen vom Darcy-Gesetz können durch zunehmende Energieverluste aufgrund zunehmender kinematischer Kräfte erklärt werden. Die Darcy-Strömung verliert ihre Gültigkeit, wenn diese inneren Kräfte die Grössenordnung der viskosen Fließkräfte erreichen. Hiermit erklärt sich auch der beobachtete, schneller einsetzende Wechsel der Fließregime von Darcy-Fließen zu Turbulenz bei Strömung zwischen rauhen Oberflächen als bei der zwischen glatten Platten. Da u.U. auch laminare Fließregime nicht unbedingt einem Darcy-Fließgesetz gehorchen, wird in diesem Beitrag zwischen Darcy und Nicht-Darcy Strömung unterschieden, wobei letztere ein turbulent-ähnliches Verhalten besitzt. Durch die Forchheimer (1930) Gleichung kann dieses allgemeine Fließverhalten beschrieben werden:

$$\nabla P = A \cdot Q + B \cdot Q^2$$

Unseres Wissens nach existiert nur eine geringe Zahl von Untersuchungen über das in-situ Fließregime im geklüfteten Gestein. So lieferten mehrere Datensätze aus Ölförderungen die Grundlage für Baker (1955) zur Ermittlung des kreisförmigen Bereiches um ein Bohrloch, in dem turbulente Strömung vorherrscht. Bei mehreren Injektionstests stellte Jung (1989) für Fließraten oberhalb 0.5 l s^{-1} Abweichungen vom Darcy-Verhalten fest. Trotz der offensichtlichen Bedeutung dieses Problems für Klüftströmung existiert nur eine geringe Anzahl von detaillierten quantitativen Untersuchungen über die physikalische Ursache dieses Problems. Abweichungen von Darcy-Gesetzmässigkeiten werden meistens als 'Skin-Effekte' bezeichnet, welche sich nur auf die Nähe der Bohrlochwand beschränken. Quantitative numerische Untersuchungen über das stationäre Druckfeld aufgrund der zwei Fließregime Darcy / Nicht-Darcy um ein Bohrloch existieren nur von Rissler (1977) und Atkinson (1986). In Ermangelung instationärer Untersuchungen von Nicht-Darcy Fließen wurde für die vorliegende Arbeit das eigenentwickelte Finite Element Programm *FRACture* (Kohl & Hopkirk 1995) erweitert.

Louis' (1967) empirische 1-D Fließgesetze bieten eine sehr gute Grundlage zur Analyse des Nicht-Darcy Fließens. Er fasste bisherige Untersuchungen zusammen und stellte in Abhängigkeit von Oberflächenrauigkeit und Klüftöffnung mehrere Gesetzmässigkeiten auf. Im Unterschied zu Darcy ist die Druckänderung nicht mehr linear mit der Förderrate sondern:

$$\frac{Q}{h} = -a \cdot \bar{K} \cdot \sqrt{\nabla P}$$

wobei

$$\bar{K} = 4 \cdot \log\left(\frac{1.9}{R_R}\right) \cdot \sqrt{\frac{a}{\rho}}$$

mit a der Klüftöffnung, R_R der relative Rauigkeit und ρ der Dichte des Fluids. Unter Einbeziehung der Kontinuitätsgleichung lässt sich instationäres Fließverhalten wie folgt beschreiben:

$$S_s \cdot \frac{\partial P}{\partial t} = \nabla \cdot (\bar{K} \cdot \sqrt{\nabla P})$$

2 Simulation von Hydraulik-Tests am HDR Standort Soultz

In der 3.6 km tiefen Bohrung GPK1 am HDR Standort Soultz wurden im Jahr 1994 zwei hydraulische Tests mit variierenden Fliessraten bzw. hydraulischen Druckpegeln durchgeführt, wobei jedes Niveau über mehrere Tage hinweg konstant gehalten wurde (Jung 1995). Der erste dieser beiden Tests war ein Produktionstest, welcher sich über 12 Tage im Juni 1994 hinzog (94JUN16), der zweite war ein 8-tägiger Injektionstest im Juli (94JUL04). Im Jahr 1995 wurden in der zweiten Tiefbohrung GPK2 ebenfalls Hydrauliktests durchgeführt, in denen die Fliessrate in vier, jedoch nur etwa 6 Std dauernden Schritten variiert wurde (95JUL01). Ziel der vorliegenden Untersuchung war eine numerische Modellierung dieser Tests, wobei bereits von Anfang an die besondere Bedeutung nicht-laminarer Fliessverhältnisse bekannt war (Jung 1995).

Für die Simulationen wurden einfache Modellgeometrien entworfen, welche aus den drei Materialien Bohrloch, Kluft und Matrix bestehen. An dem einen Ende der vertikal liegenden Einzelkluft wurde das Bohrloch angenommen, an dem anderen eine der grossen Störungszonen, welche für das Gebiet um Soultz sehr charakteristisch zu sein scheinen. Die Kluft sei von einer Matrix umgeben, welche nicht nur aus intaktem Fels sondern auch aus Nebenrissen bestehen soll. In dieser Matrix seien Darcy Fliessverhältnisse angenommen, in der Kluft wurde die von Louis (1967) zusammengetragenen und erstellten Fliessgesetze angenommen.

Unter Variation der vertikalen und horizontalen Ausdehnung (Höhe bzw. Länge) dieser Kluft wurden unterschiedliche Berechnungsläufe durchgeführt. Von besonderer Bedeutung ist hierbei auch, dass die Modellierung für die beiden in GPK1 durchgeführten unabhängigen Tests 94JUN16 und 94JUL04 mit derselben Modellgeometrie vorgenommen wurde. Für den GPK2 Test konnten andere Ausdehnungen erwartet werden. Es gelang für unterschiedliche Ausdehnungsverhältnisse, eine Anpassung an die Messkurven zu finden (s. Figuren 1, 2 und 3). Jede dieser Variationen erforderte unterschiedliche Werte für Matrixpermeabilität, Kluftlänge, Klufthöhe, Kluftöffnung und Speicherkoeffizient des Gesteins. Es war insbesondere dieser Speicherkoeffizient, der es erlaubte, die Kluftoberfläche besser einzugrenzen. Eine Variation dieser Grössen ist in Tabelle 1 für das Modell GPK1 zu finden.

Tabelle 1

Matrixpermeabilität	Länge	Höhe	Öffnung	S_s [Pa^{-1}]
$3 \times 10^{-16} \text{m}^2$	1000m	200m	0.24mm	2.0×10^{-11}
$3 \times 10^{-16} \text{m}^2$	1000m	100m	0.38mm	8.0×10^{-11}
$1 \times 10^{-16} \text{m}^2$	200m	200m	0.14mm	1.0×10^{-09}

Man erkennt aus dem Wert des spezifischen Speicherkoeffizienten, dass effektive Kluftflächen $>0.1 \text{ km}^2$ eine vernünftige Parameterwahl erlauben. Der Wert für die Matrixpermeabilität liegt etwa 1 Grössenordnung überhalb des vor der Stimulation gemessenen Wertes und kann daher als vernünftig angesehen werden. Kluftöffnungen im Bereich unterhalb 1 mm liegen ebenfalls in einer realistischen Bandbreite, insbesondere wenn man bedenkt, dass diese Fliesswege in Wahrheit nicht einem einzigen Kluftleiter, sondern mehreren unabhängigen Fliesspfa den zugeordnet werden müssen. Im Falle von GPK2 wurden ähnliche Resultate derselben Grössenordnung erzielt, jedoch ist die effektive Kluftoberfläche nur etwa halb so gross wie diejenige von GPK1. Es muss betont werden, dass diese Ergebnisse für eine relative Rauigkeit R_r von 0.05 erhalten wurden. Eine Änderung dieser Annahme hätte lediglich geringe Auswirkungen auf den Wert der Kluftöffnung zur Folge.

In der Modellierung wurde exakt der gemessene Fliessratenverlauf angenommen. Die entsprechende Modelleingabe wurde als stückweise lineare Funktion vorgenommen, wobei die Werte der Funktion linear zwischen den nächsten Stützstellen interpoliert wird. In den Abbildungen sind diese Stützstellen der modellierten Fliessrate als schwarze Punkte jeweils in der oberen Teilgraphik gekennzeichnet. Der Grad der Anpassung lässt sich in der unteren Teilgraphik der Figuren 1, 2 und 3 an dem Unterschied zwischen gemessener und modellierter Druckänderung ablesen. Man erkennt den hohen Grad der Übereinstimmung zwischen diesen beiden Kurven. Lediglich beim Injektionstest 94JUL04 ergeben sich Unterschiede während der dritten Fliesstufe. Wir

schreiben diese Unterschiede jedoch einem Klüftöffnungsmechanismus zu, der sich etwa 6 MPa unterhalb des kritischen Druckes (bei 3 MPa oberhalb des hydrostatischen Druckes) bemerkbar macht. Ausserdem sei auf die Druckeinschluss-Phase insbesondere von 95JUL01 hingewiesen. Während dieser Shut-in Periode sinkt der modellierte Druck unterhalb des gemessenen. Weitere hierzu durchgeführte numerische Experimente deuten auf eine Änderung des Fließverhaltens während des Druckeinschlusses von Nicht-Darcy auf Darcy Fließen hin.

3 Diskussion und Schlussfolgerung

Am HDR Standort Soultz wurden Fließverhältnisse beobachtet, welche nicht mit Darcy-Fließregimen erklärt werden können. Mit einfachen Modellvorstellungen wurde eine exzellente Datenanpassung erreicht. Diese Modelle liefern physikalisch vernünftige Parameter für Klüft und Umgebungsgestein, welche z.T. frühere Analysen bestätigen. Sie zeigen ausserdem klar erkennbare hydraulische Strukturen und deuten somit nicht auf eine hydraulisch relevante grossräumige Aufspaltung der Fließspfade hin. Die Tatsache, dass in GPK1 bei einer Druckänderung um +3MPa möglicherweise eine Rissaufweitung beobachtet wurde, diese jedoch nicht in GPK2 bei einer Druckänderung um +5,5MPa auftritt, deutet möglicherweise auf unterschiedliche Orientierungen der an das Bohrloch angeschlossenen hydraulischen Strukturen (Risse, Klüfte) hin. Die Tatsache, dass in GPK2 die halbe GPK1-Klüftoberfläche angeschlossenen ist, steht sehr gut in Übereinstimmung mit der Tatsache, dass eine dieser grossräumigen Störungszonen (welche an dem dem Bohrloch gegenüberliegende Klüftende als Randbedingung dient) beim Abteufen von GPK2 in 2000 m angebohrt wurde.

Die Bedeutung solcher Mehrstufen-Experimente muss bei dieser Gelegenheit unterstrichen werden. Nur hierdurch lassen sich Nicht-Darcy Fließregime identifizieren. Hingegen lässt sich ein Einstufen-Datensatz selbst im Fall von Nicht-Darcy Fließen immer durch Darcy Fließen erklären. Für das Design zukünftiger Tests ist es sicherlich sehr interessant, dass sich auch kurzzeitige Mehrstufen-Experimente (95JUL01) gut interpretieren lassen.

4 Literatur

- Atkinson C.L., A laboratory and numerical investigation of steady state, two regime, radial flow to a well from rough, horizontal, deformable fractures, *Ph.D. Thesis, Mem. Univ. Newfoundland, Canada*, 1986
- Baker W.J., Flow in fissured formations, *Proc. 4th World Petrol. Congress; II/E*, 379-390, 1955
- Blasius H., Das Ähnlichkeitsgesetz bei Reibungsvorgängen in Flüssigkeiten, *Forsch.-Arb. Ingenieurwesen*, 131, Berlin, 1913
- Forchheimer Ph., *Hydraulik*, Teubner Verlag, Leipzig, Germany, 1930
- Jung R., Hydraulic in situ investigations of an artificial fracture in the Falkenberg Granite, *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abst.*, 26(3/4), 301-308, 1989
- Jung R., J. Willis-Richards, J.D. Nicholls, A. Bertozzi & B. Heinemann, Evaluation of hydraulic tests at Soultz s.F., European HDR site, *Proc. World Geothermal Congress, Florence, Italy*, 2671-2678, 1995
- Kohl T. & R.J. Hopkirk, The finite element program "FRACTURE" for the simulation of Hot Dry Rock reservoir behaviour, *Geothermics*, 24(3), 345-359, 1995
- Lomize G.M., Water flow in fissured rocks, (in Russian), *Gosenergoizdat, Moscow*, 1951
- Louis C., Strömungsvorgänge in klüftigen Medien und ihre Wirkung auf die Standsicherheit von Bauwerken und Böschungen im Fels, *Ph.D Thesis, Institut für Bodenmechanik & Felsmechanik*, 30, Univ. Karlsruhe, Germany, (Translated in English by Univ. of California, UCRL-Trans-10469), 1967
- Nikuradse, J., Strömungsgesetze in rauhen Rohren, *Forsch.-Arb. Ingenieurwesen*, 361, Berlin, 1933
- Rissler P., Bestimmung der Wasserdurchlässigkeit von klüftigem Fels, *Ph.D Thesis, Institut für Grundbau, Bodenmechanik, Felsmechanik & Verkehrswasserbau*, 5, Univ. Aachen, Germany, 1977

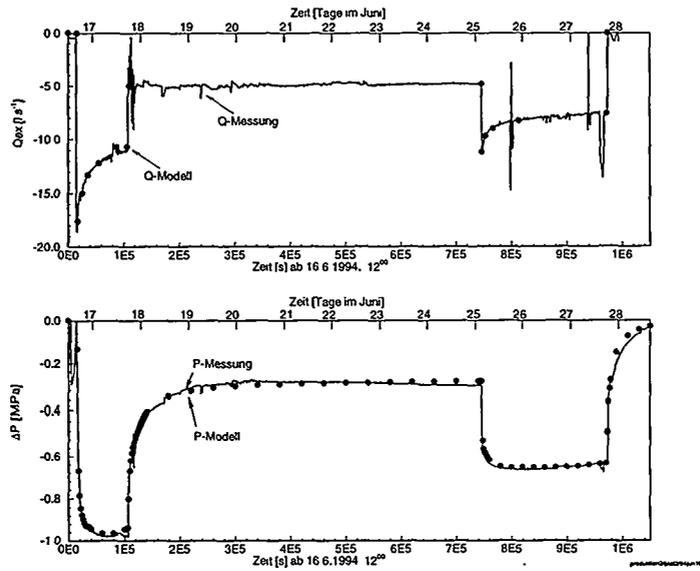


Fig. 1: Messung und Modellierung des Produktionstests 94JUN16. Die obere Graphik zeigt den Verlauf der Fließrate, die untere Graphik zeigt die dazugehörige Druckänderung. Die numerischen Resultate sind mit Kreissymbolen dargestellt.

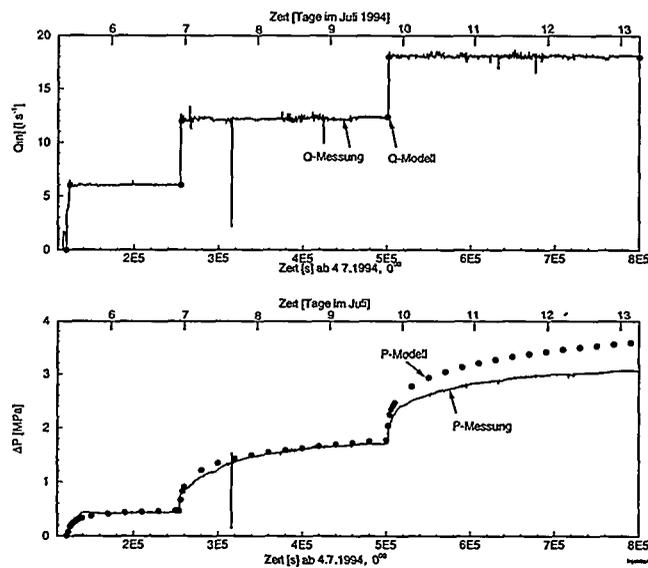


Fig. 2: Injektionstest 94JUL04.

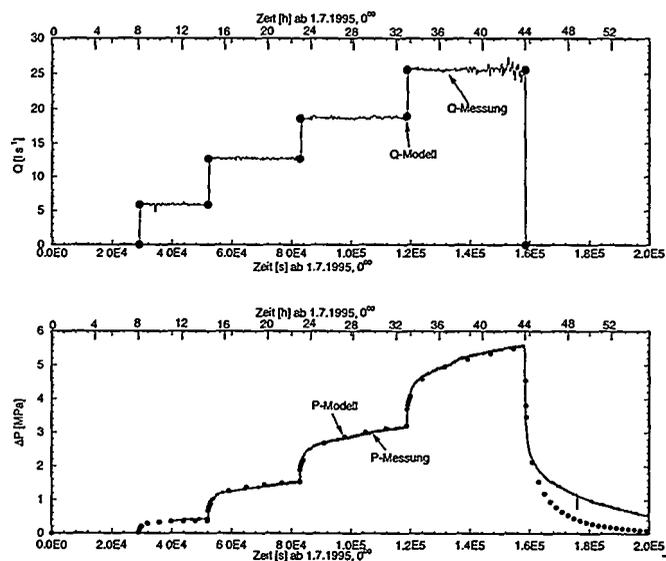


Fig. 3: Injektionstest 95JUL01.

Modellierung von Strömung und Wärmetransport in HDR in-situ Wärmetauschern mit Hilfe diskreter Klufnetzwerkmodelle

Christoph Clauser, Rüdiger Schellschmidt & Olaf Kolditz

Langzeitzirkulationsversuche in den europäischen HDR-Versuchsfeldern Rosemanowes (GB) und Soultz-sous-Forêts (F) liefern Daten für eine Kalibrierung numerischer Strömungs- und Wärmetransportmodelle in klüftigen HDR Reservoiren. Die von uns verfolgte Modellierstrategie strebt eine Anpassung der Komplexität des simulierten Klufnetzwerkes an die Qualität und Anzahl der verfügbaren Daten an. Hierzu wird ein vereinfachtes deterministisches Klufnetzwerk, dessen geometrische und hydraulische Kenngrößen von dem kartierten Klufinventar sowie dem herrschenden Spannungsfeld abgeleitet sind, in eine poröse Matrix eingebettet. Die hydraulische Impedanz dient hierbei als ein konzentrierter Parameter zur Beschreibung der hydraulischen Antwort des Reservoirs auf die aufgeprägten äußeren Versuchsbedingungen. Die Ergebnisse von 3D-Simulationsrechnungen zu Strömung und Wärmetransport in HDR in-situ Wärmetauschern werden direkt mit in den Versuchen gewonnenen experimentellen Daten verglichen.

Erkundung des kristallinen Untergrunds mit der Vertiefungsbohrung Urach 3 im Rahmen einer Machbarkeitsstudie für ein Hot-Dry-Rock- Demonstrationsprojekt

Helmut Tenzer, Albert Genter, A. M. Hottin

BEO/BMBF 0326938A, CEC JOU2 CT 92-0115



DE010658437

Kurzfassung

Die Forschungsarbeiten zur Weiterentwicklung des Hot-Dry-Rock-Verfahrens begannen am Standort Bad Urach im Jahr 1975. In einer ersten Phase wurde die Bohrung Urach 3 1977/78 auf 3334 m mit einer Gesteinstemperatur von 143 °C abgeteuf. Umfangreiche Hydraulische Tests und Frac-Versuche erfolgten. Hiernit wurden die Voraussetzungen für die Erkundung des Hot-Dry-Rock-Konzeptes in großen Tiefen und Temperaturen bis 147°C innerhalb Europas geschaffen. In einer zweiten Phase wurde 1982/83 das bestehende Bohrloch um 150 m auf 3488 m mit einer Temperatur von 147°C vertieft und ein Einbohrloch-Zirkulationssystem getestet. Aufgrund der hohen Fließwiderstände mußte in der weiteren Konzeption wieder das Doublet-System weiterverfolgt werden. Grundlegende Erkenntnisse zum Temperaturfeld, Kluftsystem sowie Spannungsfeld und dem hydraulischen Verhalten des Gebirges konnten gewonnen werden. Ein Antrag zum Abteufen einer zweiten Bohrung im Jahr 1984 und zum Aufbau eines untertägigen Zirkulationssystems konnte aufgrund von Änderungen in der Forschungspolitik zugunsten eines europäischen Projektes im Elsaß leider nicht realisiert werden.

In einer dritten Phase wurden 1990-1996 im Rahmen einer Machbarkeitsstudie die ortsspezifischen Randbedingungen ermittelt und die Gesteinsparameter mit Hilfe einer Vertiefungsbohrung auf 4445 m für die Durchführung eines Demonstrationsprojektes erkundet. Die Temperatur auf Bohrlochsohle der Vertiefungsbohrung in korrigierter vertikaler Teufe von 4394,72 m beträgt 170°C. Temperaturaufbaukurven lassen eine Maximaltemperatur von 175°C in 4500 m Teufe erwarten. Der Temperaturgradient im Kristallin beträgt gleichbleibend 2,9°K/100 m. Mit der Vertiefungsbohrung wurde eine Wechselfolge metamorpher Einheiten (Biotit-Gneis, Anatexit, Diatexit) durchteuft. Das Kluftsystem ist durch hydrothermale Umwandlungsprodukte (Tone, Karbonate, Sulfate) verheilt. Die Kluftweiten variieren zwischen einigen Zehntel Millimetern bis zu einem Zentimeter. Subvertikale sinistrale strike-slip Klüfte streichen N170°E und entsprechen der ausgeprägten kataklastischen Struktur an Bohrkernen. Die Borehole-Televuever- und FMI-Logs zeigen ab 3750 m ein überwiegend Nord-Süd gerichtetes Kluft- und Rißsystem mit, über große Teufenbereiche (3500-4100m) verlaufenden, etwa W-E (N 80°-120°E) orientierten Bohrlochwandausbrüchen. Die Richtung der maximalen Hauptspannung wurde mit NNW-SSE (ca. N 170° E) bestimmt. Die Hydrofrac-Spannungsmessungen am Wireline ergaben in Teufe 3352 m folgende Werte: $S_H = 41-50$ MPa, $S_H = 76-102$ MPa, $S_V = 89$ MPa (bei Dichte 2,7 g/cm³). Die Abschätzung der Spannungsmagnitude in 4420 m Teufe aus Anelastic Strain Recovery-Messungen an Kernen ergab für $S_1 = 63$ MPa. In einem hydraulischen Test wurden bis zu 400 l/min bei 24-MPa injiziert. Die Bohrung ist hydraulisch für Injektion und Produktion nutzbar. Die Ergebnisse zeigen im Vergleich mit anderen Kristallin-Forschungsbohrungen, daß die in Urach gewonnenen Erkenntnisse auf den gesamten süddeutschen und nordschweizerischen Raum übertragbar sind und daß der Standort Urach in einem weitverbreiteten Spannungsfeld mit horizontaler strike-slip Tektonik und mit seinen vielen, nahe der Bohrung liegenden potentiellen Abnehmern geothermischer Energie (Industriebetriebe, Kurmitteleinrichtungen und Wohnhäuser), gut für die Durchführung eines Demonstrationsprojektes (Energieprojekt) geeignet ist.

Abstract

The prerequisites for specific research into the use of Hot Dry Rock geothermal energy at great depths and temperatures of up to 147°C. in Europe were created with the drilling and completion of the 3334 m deep research drill hole Urach 3 in its phase I (1977/78), and its subsequent extension to 3488 m in phase II (1982/83) within the metamorphic gneiss rock of Urach. A single hole circulation system was tested. Basic results concerning the temperature field, joint system, stress field and hydraulic behavior of the rock were achieved. Due to high flow impedance the concept was turned back to a doublet system. The creation of a circulation system by a second drillhole in 1984 was not rendered possible due to amendments in research politics. The fundings had to be shifted to the french-german Soultz project.

6) According to the European HDR guidelines data from depths were a mean reservoir temperature of 175-180°C prevails were necessary to carry out a HDR pilot project. Within the scope of a feasibility study the already existing drill hole Urach 3 was extended from 3488 m to 4445 m depth where the required rock temperature of > 170°C was expected. The objective of the project was to determine rock parameters at depth of high temperatures. The bottom hole temperature at true vertical depth of 4394.72 m was determined with 170°C. It can be proved that the temperature gradient is constant with 2.9 °K/100 m depth. Temperatures expected at 4500 m depth are in the range of 175°C. As main lithological units metamorphic rocks as biotite-gneiss, anatectite and diatexite were determined in the extended drill hole. The different cristalline units are effected by brittle deformation. The resulting fracture system is sealed by hydrothermal products (clays, carbonates, sulfates). The aperture of fractures is in the range of some tenth to 10 millimeters. Subvertical sinistral strike-slip shears and faults which correspond to the most intense cataclastic structures are striking N 170° E. Televiwer and FMI logs show a general north-south orientated joint system and borehole breakouts around N 80-120° N. The orientation of maximum horizontal stress direction was determined with N 170°E. Wireline Hydrofrac Stress measurements at 3352 m depth yields values of S_{hmin} between 41-50 MPa. Estimated stress magnitudes of Anelastic Strain Recovery (ASR) measurements on cores from around 4425 m depth yields values of $S_{h1} = 63$ MPa. During a small scale hydraulic test up to 400 l/s of fluid at 24 MPa was injected. Due to the results of the investigations it is proposed that the Urach site located in a widespread tectonic horizontal strike-slip system is suitable for a HDR demonstration project. The results can be applied in south german and northern swiss regions and in other lagre regions of Europe. Many potential consumers of geothermal energy produced by the HDR concept are situated close around the Urach 3 drill site.

7) **1. HDR-Forschung in Bad Urach seit 1975** (e.g. IAKF)

Die erste HDR-Bohrung in Europa in große Tiefen, die Gesteine mit für die Stromerzeugung notwendigen Temperaturen von über 140 °C erkundete, wurde im schwäbischen Urach im Zentrum der geothermischen Anomalie abgeteuft. Hierbei wurde die Voraussetzung für gezielte Untersuchungen über die Nutzung geothermischer Energie nach dem Hot-Dry-Rock-(HDR)-Konzept in großen Tiefen innerhalb Europas geschaffen.

Die erste Phase begann, aufbauend auf den Erfahrungen des Los Alamos-Projektes, mit dem Abteufen einer 3334 m tiefen Erkundungsbohrung Urach 3. Zwei Thermalwasserbohrungen bis in 800 m Tiefe waren schon seit Anfang der 70er Jahre vorhanden. Nach etwa 290 Tagen Bohr-, Meß- und Testarbeiten war das Teleskop der Urach 3 in die Tiefe von 3334 m im Juli 1978 fertiggestellt. Die Bohrung wurde bis 3320 m verbohrt. Durch hydraulisches Öffnen mit Injektionsraten von über 20 l/s bzw. Reaktivieren von natürlichen Klüft-Systemen konnte ein erstes Rißsystem mit einer Wärmetauscherfläche von ca. 100.000 m² geschaffen werden (bezogen auf eine Rißweite von 1 mm).

Erfahrungen konnten auch im Einbringen von Stützmitteln zum Offenhalten der Klüfte gewonnen werden. Es wurde ein künstliches Zirkulationssystem (Einbohrloch System "Modell Urach") zwischen der Perforation in der Verrohrung ab etwa 3250 m und dem offenen Bohrloch geschaffen. Die Entfernung zwischen der Injektions und Extraktionsstelle betrug ca. 25 m, die Länge der Fließwege des Wassers im Gebirge ca. 40 -50 m. Es konnten nur Kurzzeitversuche gefahren werden. Über die Bohrlochwand-ausbrüche aus Kalibermessungen und Entlastungsklüften an Bohrkernen wurde die horizontale Hauptspannungsrichtung mit N 162°E±13 bestimmt.

Die Wärmestromdichte wurde mit 88 mW/m², die Wärmeleitfähigkeit des Gneisgebirges mit durchschnittlich 2,85 W/m/K ermittelt.

2. Erweiterung des Zirkulationssystems 1982/83

Die Ergebnisse der ersten Forschungsarbeiten zeigten, daß das bisherige Zirkulationssystem erweitert werden mußte. Die Bohrung Urach 3 wurde in einer zweiten Phase auf 3488 m vertieft und erreichte Temperaturen von 147 °C. Mit einem umfangreichen hydraulischen Stimulations- und Testprogramm wurde das Wärmetausch-System auf über 400.000 m² vergrößert.

Das Gebirge verhält sich auch bei Vergrößerung der Wärmetauscherflächen bis unterhalb des Öffnungsdruckes der Klüfte (ca. 17 MPa) wie ein räumlich unbegrenzter Aquifer mit natürlicher Transmissivität; beim Überschreiten diese Druckes erhöht sich die hydraulische Durchlässigkeit um den Faktor 10. Das Gebirge zeigt eine Gesamttransmissivität von etwa 3*10⁻⁴ m/s. Der Wassertransport erfolgt auf Klüften mit hoher Durchlässigkeit (Transmissivität = 7*10⁻² m/s).

Im Rahmen des Projektes wurde vom NLFb ein thermisches Flowmeter für hohe Temperaturen entwickelt und erfolgreich getestet sowie geothermische Computermodelle zur Energieextraktion und für

Lanzeitaussagen erstellt. Die geochemischen Reaktionen des erbohrten Gesteins mit dem Wärmetauschmedium können erfaßt werden. Druch die Einbeziehung von verschiedenen, gleichzeitig stimulierter Klufsysteme werden sich "Multi-Fracsysteme" mit räumlicher Energieextraktion realisieren lassen. Trotz dieser Voraussetzungen ließ sich keine Verbesserung des Einbohrloch-Zirkulationssystems erreichen. Der Ausbau zu einem Doubletten-System konnte 1984 in Urach aus förderpolitischen Gründen nicht mehr erfolgen, da die Mittel für das 1986 beginnende dt.-frz. HDR-Projekt im Oberheingraben bereitgestellt werden mußten.

Mit gemeinsamen europäischen Anstrengungen gelang es dann 1995 im elsässischen Souitz sous Forêts den wissenschaftlich-technischen Erfolg einer untertägigen hydraulischen Verbindung über die bisher längste Distanz von ca. 450 m zu erzielen.

3. Vertiefungsbohrung der Phase 3 (1991-1996)

Das Projekt war Teil des europäischen Hot-Dry-Rock-Geothermie-Forschungsprogramms, welches die Erkundung des kristallinen Gebirges am Standort Bad Urach für die Durchführung eines europäischen HDR-Demonstrationsprojektes zum Ziel hatte.

3.1 Zielsetzung

Zur spezifischen Selektion eines Standortes für die Durchführung eines HDR- Pilotprojektes sind Gebirgskennndaten aus Teufenbereichen mit einer mittleren Reservoirtemperatur von 175-180°C erforderlich. Diese Kennndaten waren im Rahmen einer HDR-Machbarkeitsstudie für den Standort Bad Urach zu ermitteln. Voraussetzung für diese Studie (Phase III) war die Vertiefung der bestehenden Bohrung Urach 3 von 3488 m bis zu einer maximalen Endteufe von ca. 4445 m, welche im Europäischen Hot Dry Rock-Erdwärme-Forschungsprogramm Joule 2 erfolgte.

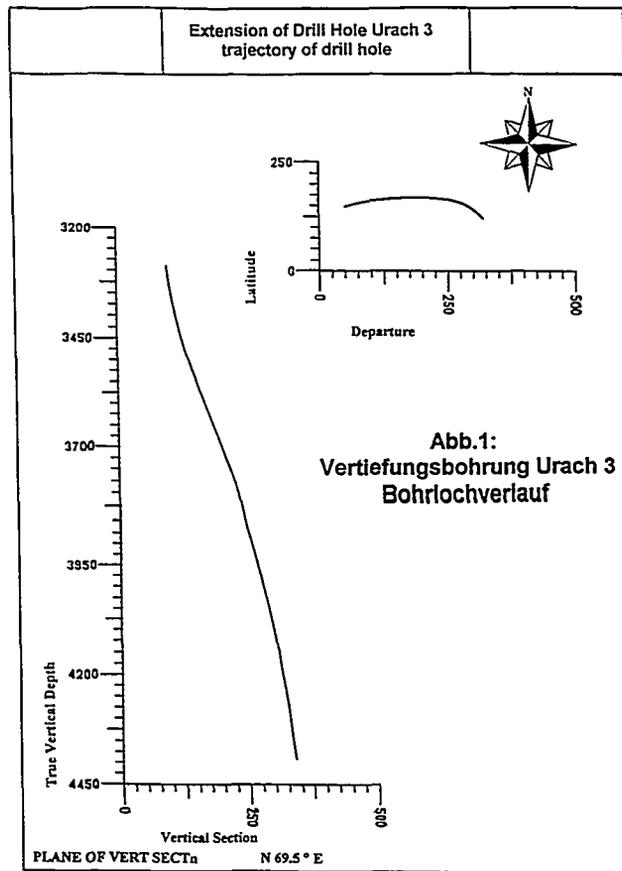
Das wissenschaftlich-technische Arbeitsprogramm gliederte sich wie folgt:

- Abteufen einer Vertiefungsbohrung bis zur einer Endteufe von 4444 m (7"-Rohrschuh bei 3320 m)
- Bestimmung der in der Bohrspülung enthaltenen gasförmigen Bestandteile zur Früherkennung von Störungszone und Indikation von Fluidzutritten
- Erkundung des kristallinen Untergrundes mit Hilfe geophysikalischer Bohrlochmessungen
- Erfassung des tektonischen Gefüges an Bohrkemmaterial mit Unterscheidung der Trennflächenarten
- Ermittlung der Orientierung des natürlichen Klufnetzes und planarer Diskontinuitäten
- Ermittlung der in-situ Raumlage des Kemmaterials zur Nachorientierung der Bohrkern
- Ermittlung des Stoff- und Mineralbestandes des erbohrten Gebirges
- Ermittlung der Orientierung von Mikrorissen an Kernproben.
- Auswertung der Bohrlochwandausbrüche und Bestimmung der horizontalen Hauptspannungsrichtung
- Ermittlung von Gebirgs-Spannungsdaten mittels Wireline Hydrofrac-Spannungsmessungen
- Ermittlung der in-situ Stressverteilung mittels Anelastic-Strain-Recovery-(ASR)-Messungen an Bohrkernen
- Ermittlung von hydraulischen Parametern mit Hilfe von Slug-, Injektions- und Stimulationstesten
- Interpretation der gewonnenen Daten im Hinblick auf die Gewinnung geothermischer Energie nach dem HDR-Konzept und die Machbarkeit eines Demonstrationsprojektes am Standort Bad Urach

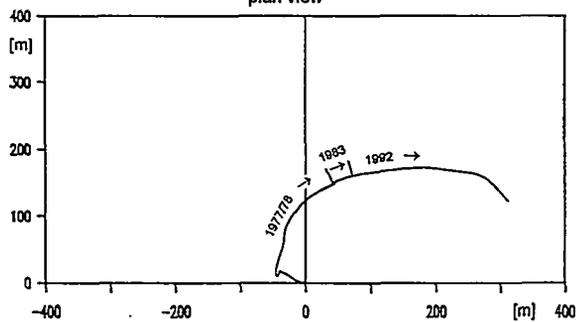
3.2 Stand der Arbeiten und Ergebnisse

3.2.1 Temperaturfeld

Die Temperaturmessungen erfolgten im nicht beruhigten Zustand der Bohrung. Die Temperatur auf Bohrlochsohle in korrigierter vertikaler Teufe von 4394,72 m beträgt 170°C. Messungen von Temperaturaufbaukurven und entsprechende Berechnungen lassen eine Maximaltemperatur in 4500 m Teufe von 172°C-175°C erwarten. Der Temperaturgradient ist somit gleichbleibend mit 2,9° K/100 m Teufe. Abwärts zirkulierende, den Gradienten reduzierende, natürliche Fluide sind nicht zu erwarten.



Drill Hole Urach 3
plan view



Depth 0 - 4445 m

Phase I: 1977/78 (final depth 3334 m)
Phase II: 1982/83 (final depth 3488 m)
Phase III: 1992 (final depth 4444 m)

3.2.2 Bohrlochverlauf von 3488 bis 4445 m

Nach Auswertung der Bohrlochmessungen (Neigung und Azimut) zeigt sich ein überwiegend östlicher, im unteren Bohrlochabschnitt ab ca. 4150 m leicht südöstlicher Bohrungsverlauf (N 110°-130° E). Die durchschnittliche Neigung des vertieften Abschnittes aus der Vertikalen beträgt 14,5°. Der maximale Neigungsaufbau beträgt 19,5° in 3695 m Teufe. Die horizontale Gesamtabweichung zum Bohransatzpunkt beläuft sich auf 335 m bei einer wahren Teufe des Landepunktes der Bohrung in 4394,72 m. Der horizontale Bohrlochverlauf der drei Bohrphasen 1977 bis 1992 ist aus Abb. 1 ersichtlich.

3.2.2 Bohrbarkeit des Uracher Gneisgebirges

Die Auswertung des Meißelberichtes und Aufzeichnungen bohrtechnischer Parameter zeigen, daß das Uracher Kristallin eine sehr gute Bohrbarkeit aufweist. Mit dem geringen Meißeldurchmesser von 5 7/8" konnten Bohrfortschritte von bis zu 3 m/h erreicht werden. Die Meißelstandzeiten der verbesserten Hughes 5 7/8"-Meißel betragen bis zu 60 Stunden und ließen Bohrstrecken von bis 130 m zwischen zwei round trips zu. Insgesamt konnten 934,3 m Meißelstrecke in 556,5 Stunden reiner Bohrzeit abgebohrt werden. Dies entspricht einem mittleren Bohrfortschritt von 1,67 m/h. Die gesamte Bohroperation benötigte 40 Tage.

3.2.4 Bohrtechnische Probleme kein Grund zur Aufgabe des HDR-Konzeptes

Nach Abschluß der Bohrarbeiten, beim Befahren des Bohrlochs ereignete sich ein Torsionsbruch an einem Gestängeverbinder. Bei den weiteren Arbeiten riß zudem noch das Fahrseil der Bohranlage. Diese, in ihrer Kombination aufgetretenen Vorfälle, waren nicht vorhersehbar. Das Bohrloch konnte bis 3250 m wieder befahrbar gemacht werden - aber aufgrund fehlender Finanzmittel nicht gänzlich geräumt, bzw. durch eine, wie in der Erdölindustrie übliche Ablenkbohrung, wieder auf Teufe gebracht werden. Die Bohrung ist hydraulisch offen und für weitere Injektions- und Förderteste nutzbar. Eine Fortführung des Vorhabens ist im Rahmen eines Energieprojektes vorgesehen.

3.2.5 Bohrkernprogramm

Im Rahmen des Kernprogramms wurden 4 Kermärsche durchgeführt:

Kermarsch 1 (Kern 57): 3876,0 - 3884,7 m
Kermarsch 2 (Kern 58): 4340,0 - 4346,2 m
Kermarsch 3 (Kern 59): 4420,0 - 4424,2 m
Kermarsch 4 (Kern 60): 4424,2 - 4427,2 m

Insgesamt konnte hiervon 14,8 m (mit bis zu 97% Kerngewinn) an Bohrkernen gewonnen werden. Von diesen Kernstrecken konnten über 90 % mittels Ergebnissen der Bohrlochmessungen in die in-situ Raumlage rückorientiert werden.

Über die Aufnahme und Untersuchung der Bohrkerne konnten in Zusammenhang mit der Auswertung der Bohrlochmessungen wesentliche Untersuchungsergebnisse zur Lithologie sowie zum Spannungsfeld und Klufnetz gewonnen werden.

3.2.6 Bohrlochmessungen

Das Bohrlochmeßprogramm wurde nach Abschluß der Bohrarbeiten in drei Teilmessungen durchgeführt, da zwischen den Messungen durch Entspannungsprozesse im Gestein Nachbohrarbeiten erforderlich wurden. Die durchgeführten Messungen sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Übersichtsprüfil der Vertiefung der Bohrung URACH 3

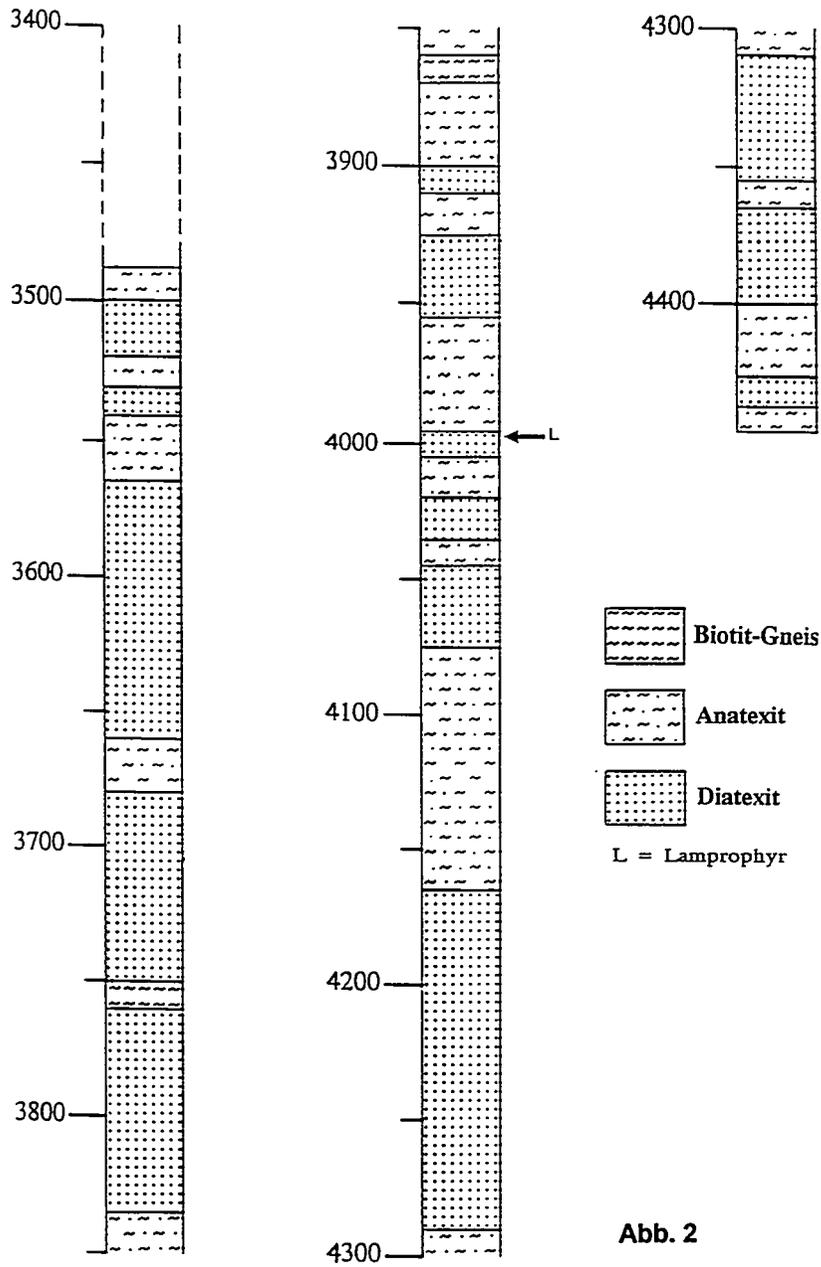


Abb. 2

Tabelle 1: Bohrlochmessungen in der Vertiefungsbohrung Urach 3

TEMP	Temperatur-Logs
FMI	Formation Micro Imager (8-Arm Tool), elektrische Messungen
FMS	Formation MicroScanner mit jeweils 4-Arm Kalibermessung und Widerstandslog
BHTV	Hochtemperatur Borehole Televier der DMT (Orientierung des Kluftsystems und der Bohrlochwandausbrüche)
AMS	Auxiliary (Kabelspannung und Temperatur)
DST	Digital Sonic Log (P-, S-, T-Schallwellen)
ARRAY SONIC	Schallwellenmessung
LDL	Litho Density Log (Gesteinsdichte)
CNL	Compensated Neutron Log (Porosität)
NGS	Natural Gamma Spectrometry (radioaktive Elemente, Ermittlung der Alterationszonen)
GR	Gamma Ray
ARI	Azimuthal Resistivity Imager (orientierte Widerstandsmessung)
BGT	Borehole Geometry Log (Bohrlochgeometrie)
ATS	Borehole Televier, Schlumberger, akustische Messung

3.2.7 Petrographie

Die petrographische Untersuchung der Bohrkern wurde i.W. durch A.M. Hoffin des BRGM, Orléans durchgeführt. Mit der Vertiefungsbohrung wurde eine Wechselfolge metamorpher Einheiten (Biotit-Gneis, Anatexit, Diatexit) durchteuft. Das von M. Polte erstellte Geologische Übersichtsprofil ist in Abbildung 2 ersichtlich.

Neben den von M. Polte durchgeführten Untersuchungen an Cuttings zeigen die Untersuchungen an den Kernen, daß Sillimanit im restitischen Habitus im metatektischen Gneis auftritt. Dies bedeutet, daß der Gneis mehr oder weniger von Silikatschiefer als Ausgangsmaterial gebildet wurde.

Die unterschiedlichen metamorphen Einheiten sind von spröder Deformation beinflusst. Das daraus resultierende Kluftsystem ist durch hydrothermale Umwandlungsprodukte (Tone, Karbonate, Sulfate) verheilt. Dies deutet auf eine vormals vorhandene tiefe hydrothermale Zirkulation hin.

3.2.8 Strukturanalyse an Bohrkernen

Die orientierten Bohrkern wurden im Rahmen des französischen Beitrags zum Forschungsvorhaben hinsichtlich ihrer Struktur und unterschiedlicher Typen planarer Diskontinuitäten von A. Genter, BRGM, Orléans untersucht. Die makroskopischen Strukturen wurden, entsprechend ihrer Entstehung untergliedert in

1. Magmatische Strukturen (Foliation)
2. Natürliche Spröddeformation (Scherklüfte, Störungen, Risse)
3. Entlastungsklüfte mit core-disking

Die natürlichen Diskontinuitäten am Kernmaterial sind beinflusst durch hydrothermalen Füllungen und tektonische Bewegungen (Strömung). Die Kluftweiten variieren zwischen einigen Zehntel Millimetern bis zu einem Zentimeter. Die Orientierung der Foliation des Kern 57 (3876-3885 m) streicht N130°E, N150°E und N180°E mit einem Einfallen von 50°. Subvertikale sinistrale strike-slip Klüfte streichen N170°E und entsprechen der ausgeprägten kataklastischen Struktur an diesem Kern.

Die Entlastungsklüfte streichen von N160°E bis N170°E sowie von N10°E bis N20°E. Die natürlichen Klüfte am Kern 59 (4420-4424 m) streichen N 100°E und N30°E mit zwei Submaxima in N70°E und N120°E. Diese Submaxima zeigen sich teilweise auch auf den Borehole Televier-Logs. Die Ergebnisse der Kernaufnahme sind in Abb. 3 dargestellt.

Strukturanalyse an Bohrkernen des Kristallins der Bohrung Urach 3

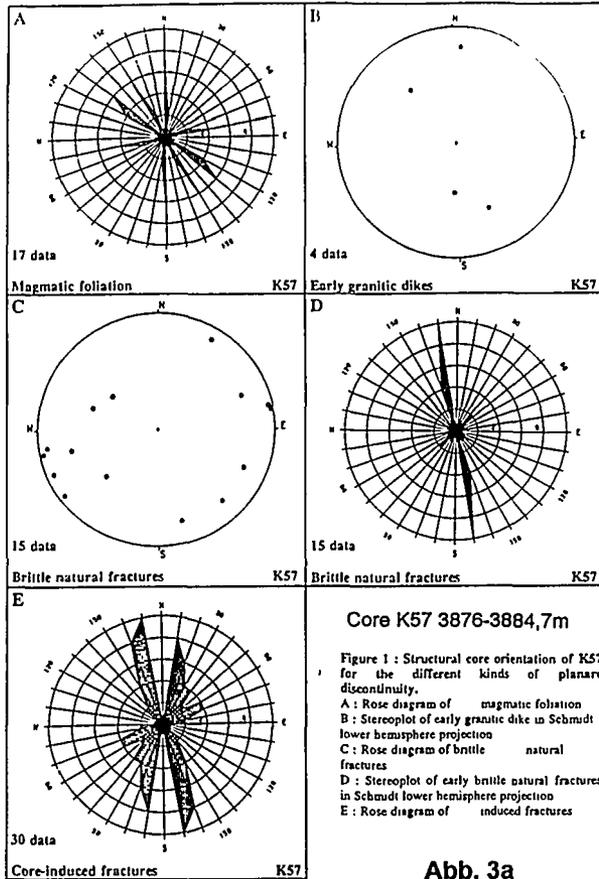


Abb. 3a

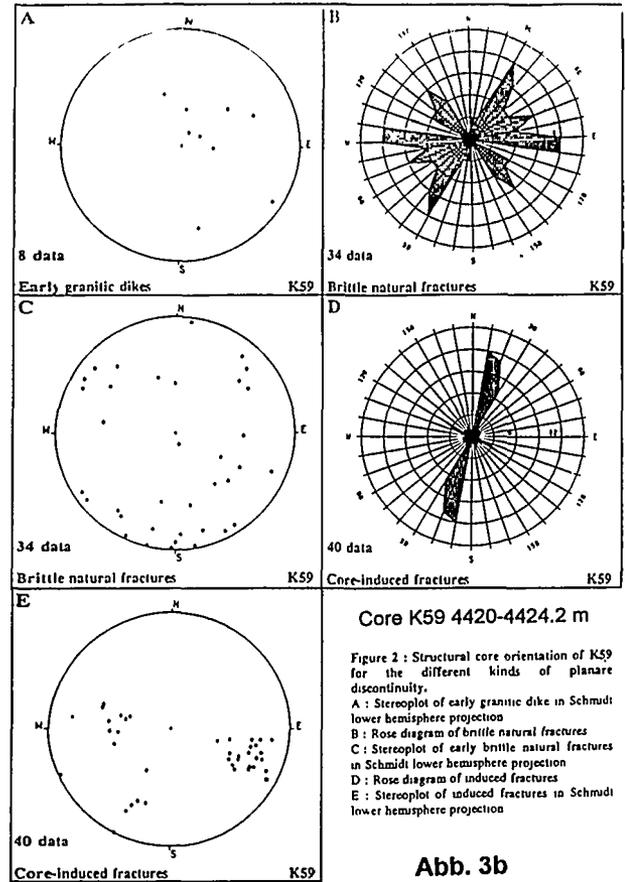


Abb. 3b

120 130 140 150 160 170 180 190 200 210 220 230 240 250 260 270 280 290 300 [m] 310 E

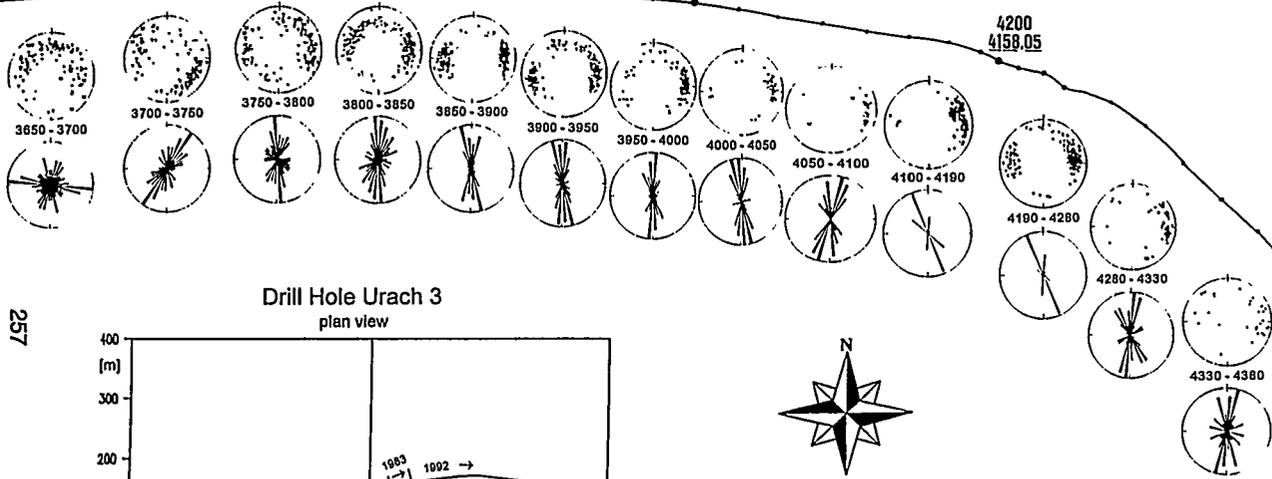
Schlumberger Nov. 1992

3800
3769.90

4000
3963.08

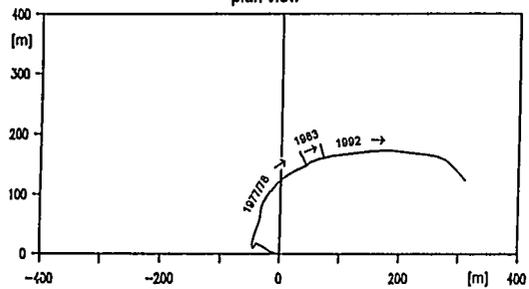
4200
4158.05

4445
4394.72



Drill Hole Urach 3
plan view

257



Extension of Drill Hole Urach 3
Orientation of planar discontinuities and
trajectory of drill hole

Depth 0 - 4445 m

Phase I: 1977/78 (final depth 3334 m)
Phase II: 1982/83 (final depth 3488 m)
Phase III: 1992 (final depth 4444 m)

Plan view of hole azimuth

4000 Depth (m)

3963 True vertical depth

Abb. 4: Vertiefungsbohrung Urach 3, Orientierung planarer Diskontinuitäten und Bohrlochverlauf

3.2.9 Strukturanalyse aus Bohrlochmessungen

Über abbildende akustische und elektrische Bohrlochmessungen (Formation Microscanner (-Imager), Borehole Televiwer wurde die Orentierung des Kluftsystems in der Bohrung Urach 3 ermittelt.

Orientierung des Kluftsystems:

Maximales Streichen um Nord-Süd
subvertikales Einfallen mit max. Einfallsrichtung nach West
Submaxima in NW-SE (3500-3550 m) ,
SW-NE (3600-3650 m und 3700-3750 m)
sowie E - W (3650-3700 m).

Ab 3750 m bis 4440 m Teufe verläuft die ausgeprägte maximale Streichrichtung des Kluftsystems in N-S Richtung. Untergeordnete Submaxima zeigen auf den Bohrloch-Logs Streichrichtungen von N70°E, N100°E und N145°E. Diese Streichrichtungen entsprechen i.W. den auf den Kernen eingemessen Kluftrichtungen.

3.2.10 Orientierung des nutzbaren Kluftsystems:

Das nutzbare Kluftsystem streicht ab einer Teufe von ca. 3750 m überwiegend in Richtung N160°-190°E. Diese Richtung liegt in enger Übereinstimmung mit der maximalen horizontalen Hauptspannungsrichtung welche mit verschiedenen Verfahren zwischen N157°E±20°E und S192°N±18 bestimmt wurde. Die ausgeprägte Vorzugsrichtung des Kluftsystems in möglicher Reservoirteufe läßt sich sowohl über eine vertikale Erstreckung von 690 m als auch über eine horizontale Distanz von über 160 m von West nach Est nachweisen (Abb. 4) und ist für die Schaffung eines Wärmetauschers besonders gut geeignet. Ein zur Hauptspannungsrichtung quer verlaufendes ausgeprägtes Kluftsystem wurde nicht festgestellt.

3.2.11 Ermittlung der Hauptspannungsrichtung:

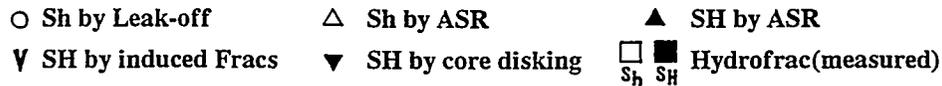
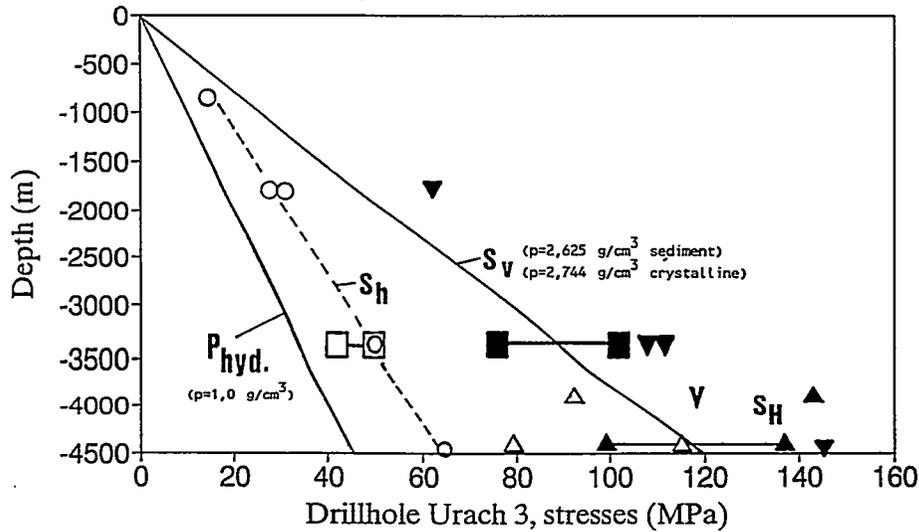
Zur Ermittlung der Orientierung und Abschätzung der Magnitude der Hauptspannungsrichtung wurden Ergebnisse verschiedener früherer Leak-off- und Influx-test neuinterpretiert sowie Cenerline Fractures und core diskng Effekte an Bohrkernen und die Ergebnisse der Hydraulik Fracturing Tests herangezogen. Die Orientierung der Hauptspannungsrichtung wurde in den Projektphasen I-III (1978-1993) mit verschiedenen Verfahren ermittelt. Sie beträgt im Mittel N175°E±15.

Verfahren	Orientierung von S_{Hmax}	
Fault Plane Solutions, P-Achse	N 157° E	
Bohrlochwandausbrüche	1900-3334 m Teufe	N 162° E±13
	3320-3488 m	N 172° E 7
Hydrofrac Tests	3352,4 m	N 157° E±20
Anelastic Strain Recovery und core diskng	3883 m	N 210° E±18
	4424 m	N 174° E±12
	4426 m	N 198° E±14

Bohrlochwandausbrüche aus BHTV-Logs zwischen 3488 - 4100 m zeigen eine Orientierung um N 80°E. Die Hauptspannungsrichtung dürfte somit um N 170°E liegen und damit den vorangegangenen Ergebnissen entsprechen. Auswertungen der GTC Kappelmeier ergaben aus Kaliberdaten zwischen 4000 und 4400m Teufe eine Orientierung der Bohrlochwadausbrüche von N60-70°E. Hier scheint die Richtung der horizontalen Hauptspannung nicht unbedingt senkrecht zu den Bohrlochwandausbrüchen zu liegen. Zur Erklärung sind lithologische Einflüsse, die Homogenität und Isotropie des Gebirges als Ursache zu suchen. Auch zeigt sich bei größerer Bohrlochabweichung unterhalb 4100 m Teufe eine konstante Richtung der Wandausbrüche. Die Orientierung ist somit nicht durch die Bohrlochabweichung beeinflusst und daher durch das Spannungsfeld induziert.

Abb. 5: Composite Log des Spannungsp Profils in der Bohrung Urach 3

Compilation of stress data



Zusammenstellung von Daten zum Spannungsfeld aus der Bohrung Urach 3
 Spannungsmagnituden wurden durch Neuinterpretation von leak-off und
 influx-Tests sowie Entspannungsklüften und centerline fractures ermittelt und
 diese mit Ergebnissen von ASR-Messungen und Tydrofrac-Tenten verglichen.
 Die Daten der nimalen horizontalen Hauptspannungsrichtung zeigen eine gut
 Übereinstimmung zwischen den verschiedenen Methoden.

3.2.14 Konzept einer HDR-Demonstrationsanlage

Die Nutzung geothermischer Energie nach dem HDR-Konzept ist nicht an ausgewählte Standorte gebunden. Sie kann nahezu überall erfolgen. Zur Stromerzeugung wird die Kraftwerksgröße eines Tages den Bereich einiger 10 bis 100 MW_{el} Leistung erreichen. Eine optimale Nutzung des HDR-Reservoirs ist bei gleichzeitiger Strom- und Fernwärmeerzeugung gegeben. Es wird daher ein Wasserdampfkreislauf mit kombinierter Strom- und Wärmeerzeugung vorgeschlagen. Am Standort Bad Urach sind äußerst günstige Voraussetzungen für die Wärmeabnahme gegeben. Der Aufbau einer industriellen Prozesswärmeversorgung könnte hier in einer ersten Ausbaustufe des HDR-Systems in idealer Weise erfolgen.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde von Siemens-KWU ein Nutzungskonzept erarbeitet. (Abb. 6). Im Wärmenutzungssystem sorgt ein Druckhaltesystem für ausreichenden Überdruck damit Sieden und Ausfällungen vermieden werden. Die Berechnungen des Nutzungskonzept beruhen auf einer Temperatur an der Produktionsbohrung von 175°C. Zur Verbesserung des Turbinenwirkungsgrades wird ein leicht überhitzter Prozeß (+10°K) vorgeschlagen. Der minimale Druck wurde entsprechend einer Sättigungstemperatur von 130°C mit 2,7 bar festgelegt. Bei 75 kg/s Massenstrom aus der Produktionsbohrung können bei diesen Frischdampfdaten 5,6 kg/s Dampf erzeugt werden. Aus dem Verdampfer strömt das Wasser mit 131,6°C zum Vorwärmer. Bei einer Begrenzung der Injektionstemperatur auf 70°C können ca 17 MW_{th} Fernwärme erzeugt werden. Die elektrische Leistung liegt bei ca. 3 WM. Bei völligem Verzicht auf die Stromerzeugung kann die Fernwärmeerzeugung auf ca. 33 MW_{th} gesteigert werden. Bei ausreichender Abnahme an Fernwärme ist das Konzept mit einer zusätzlichen Wärmeleistung aus Anzapfdampf wirtschaftlich. Die entgeltigen Auslegungsdaten sollen erst festgelegt werden, wenn die Kenndaten des Reservoirs ermittelt, bzw. durch entsprechende hydraulische Maßnahmen optimiert wurden.

4. Schlußfolgerung

Mit der Vertiefungsbohrung Urach 3 wurden trotz bohrtechnischer Probleme wesentliche Ergebnisse zur Machbarkeitsstudie gewonnen. Diese zeigen, daß der Standort Bad Urach sehr gut für die Durchführung eines HDR-Demonstrationsvorhabens geeignet ist. Hierbei sind die zahlreichen, nahe der Bohrung liegenden potentiellen Abnehmer geothermischer Energie (Industriebetriebe, Kummiteleinrichtungen, Hotels und Wohnhäuser) äußerst vorteilhaft. Der Vergleich mit Ergebnissen anderer Kristallin-Forschungsbohrungen zeigt, daß die in Bad Urach, in einem weitverbreiteten Spannungssystem mit Kompressionstektonik gewonnenen Erkenntnisse auf den gesamten süddeutschen und nordschweizerischen Raum übertragbar sind. Auch sind die Ergebnisse beispielhaft für weite Regionen Europas. Da an unterschiedlichen Standorten auch verschiedene, der Lokation angepaßte Konzepte verwirklicht werden müssen, sind die Arbeiten auch am Standort Bad Urach fortzuführen. Insbesondere ist zu überprüfen, inwieweit das in Soultz zu einem wissenschaftlich-technischen Erfolg geführte Konzept auch in Bad Urach umgesetzt und damit in einer zukünftigen weiteren Phase die Erdwärme im Rahmen eines Energieprojektes zur Nutzung gebracht werden kann.

5. Danksagung

Das Vorhaben ist Teil eines gemeinsamen europäischen Erdwärme-Forschungsprojektes. Die Arbeiten wurden gefördert vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie, der Kommission der Europäischen Gemeinschaft (DGXII), den Neckarwerken, der Stadt Bad Urach unter Beteiligung des BRGM, Orléans und der CSMA, Camborne. Den Institutionen sei hierfür herzlich gedankt. Ebenfalls für Ihre Mitarbeit seien gedankt der Bundesanstalt für Geowissenschaften, Hannover und Mesy GmbH, Bochum sowie Geothermik Consult Kappelmeyer GmbH, Karlsruhe und Socomine, dem Koordinator des europäischen HDR-Programms in Soultz sous Forêts.

Langzeit -Druckmessungen am HDR-Standort Soultz-sous-Forêts. Long-time water level observations at the HDR-Testsite Soultz-sous-Forêts

Jürgen Dornstädter, Barbara Heinemann-Glutsch & J. Zaské



DE010658446

Introduction

Pressure or water level measurements have been performed by GTC in different wells at the geothermal testsite Soultz-sous-Forêts for six years now. Figure 0.1 shows a cross-section of the testsite. The water level variations are mainly influenced by earth tides, barometric pressure variations, hydraulic testing and stimulation. All of these effects can be seen in figure 0.2, which shows wellhead pressure variations at different wells. The small scale variations are influenced by tidal and barometric forcing functions, the large scale variations by hydraulic testing and stimulation. By analyzing such measurements it is possible to get important information about the hydraulic connections between the boreholes, as well as aquifer parameters.

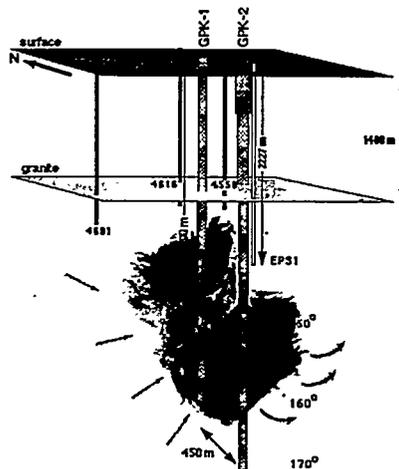


Fig. 0.1: Cross-section of the Hot-Dry-Rock testsite in Soultz-sous-Forêts .

Hydraulic testing and stimulation

The different wells at the Soultz test site are fairly close together (about 350 m to 1750 m apart), which provides the great opportunity to study hydraulic connections between the wells. In particular, monitoring far field pressure disturbances caused by hydraulic testing and stimulation is giving important information about the hydraulic connections between the wells, e. g. about possible fracture zones and systems. In 1995 intensive hydraulic stimulation at GPK2 and circulation in the deep underground of Soultz-sous-Forêts was performed. Figure 0.2 shows wellhead pressure variations at well 4550, 4616 and EPS1 for the complete test-period. A short description of the different test-phases (I - VI) can be found in table 0.1.

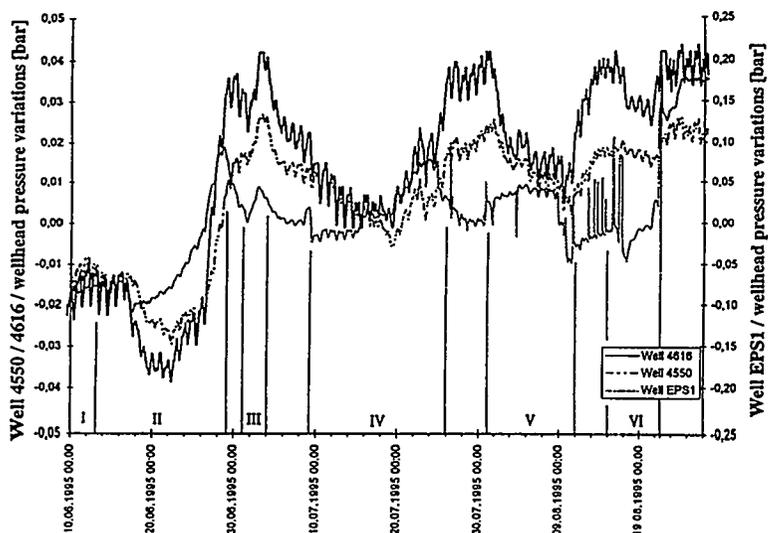


Fig. 0.2: Wellhead pressure variations at Well 4550, 4616 and EPS1 during test-period in 1995. The Numbers I - VI indicate different basic experiments (see table 0.1). Please note different Y-axis.

At all wells important disturbances due to hydraulic experiments were seen in the monitorings of piezometric water levels. The different wells react nearly synchronously. Two examples: During the stimulation in phase II a water level increase of about 6 (4550, 4616) to 11 (EPS1) times larger than the normal tidal effects was

observed. The diurnal and semidiurnal small scale variations are tidal effects. The strong spikes between phase I and VI in well EPS1 are due to a hydraulic connection between the annulus of GPK2 and EPS1. Both are connected to the same fracture zone in 2100 m depth. Therefore EPS1 reacts like a perfect piezometer to GPK2's annulus pressure, which was changing strongly.

Basic experiments:
(see figure 0.2)

- I. before stimulation: basic hydraulic investigations in the new deep well GPK2 (low rate injection tests)
- II. stimulation: initiation and extension of a deep hydraulic connection from GPK2 towards GPK1. The stimulation of the fracture network around GPK2 was performed through injection of fluid with high injection rates at GPK2. The injection flow rate was increased in 6 steps up to 56 l/s. The total volume injected in GPK2 was more than 28000 m³.
- III. evaluation of the hydraulic properties of the stimulated fracture network. 2200 m³ of mainly fresh water was injected at flowrates of 6, 13, 19 and 26 l/s at GPK2.
- IV. circulation a) using the natural buoyancy effect. Circulation experiments (injection in GPK2 & producing from GPK1) using mainly the buoyancy effect in GPK1 as driving force.
- V. circulation b) using an electrical submersible pump. Circulation experiments (injection in GPK2 & production from GPK1) using an electrical submersible pump in GPK1 in order to create a pressure sink in GPK1.
- VI. various short time experiments in order to characterize the communication between the two wells. This test series was performed in order to compare the production rate of GPK1 with and without reinjection in the deep exchanger in GPK2.

Table 0.1: Short description of the different test-phases during intensive hydraulic stimulation and circulation in summer 1995 (see figure 0.2).

Natural water level variations

The tidal volume strain, induced by the mass influence of the sun and the moon, leads to pore pressure disturbances within confined aquifers. These variations can be observed as well level fluctuations in a well intersecting the aquifer. The aquifers behave like dilatometers, whereby compression results in a level rise, extension in a level drop. Similarly, aquifers respond to surface loading effects, in particular to barometric loading. Barometric pressure variations also influence elastic deformations of the aquifer and thus cause pore pressure variations within the aquifer, too. The

effects mentioned above can be seen in figure 0.2 which shows the same eight-days time window of well level variations at well 4550 with expected tidal dilatation and barometric pressure variations. The tidal dilatation was calculated with the program ETGTAB from H. G. Wenzel for a Wahr-Dehant-Zschau earth model.

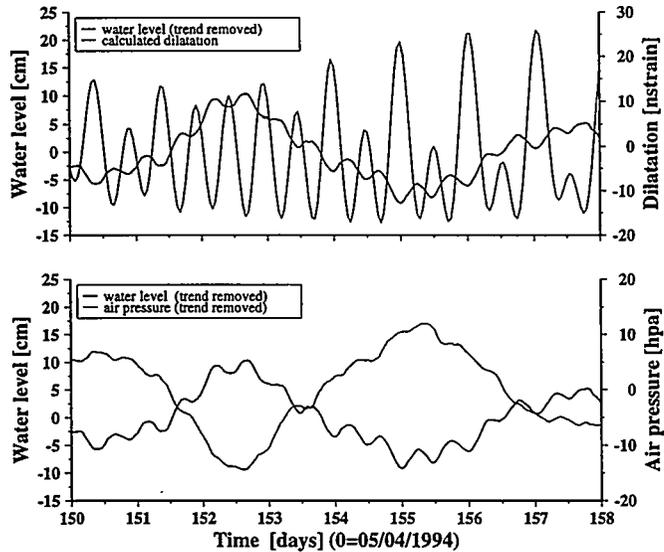
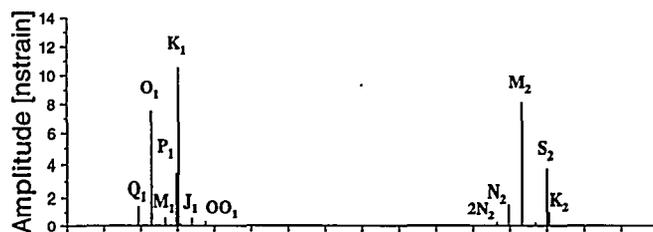


Fig. 0.2: Well level variations together with expected tidal dilatation and barometric pressure for the same eight-days time period.

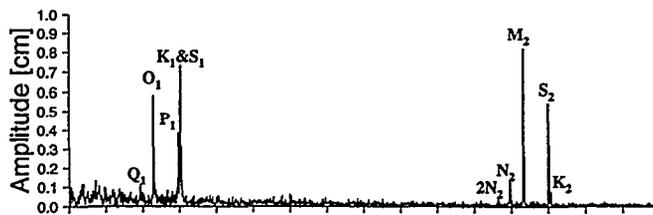
On the one hand this figure shows the interaction between expected tidal dilatation and well level, on the other hand between air pressure variations and well level for the same eight-days time period. The sign convention for dilatation is as generally adopted in continuum mechanics: Compression results in a level rise, extension in a level drop. In addition the open well reacts in typical anticorrelation to the air pressure variations.

In figure 0.3 the calculated amplitude spectra of the monitored well level and air pressure records are shown across the diurnal and semidiurnal tidal band together with the theoretical dilatation amplitudes in Soutz.

Theoretical amplitudes of dilatation



Amplitude spectrum of water level



Amplitude spectrum of air pressure

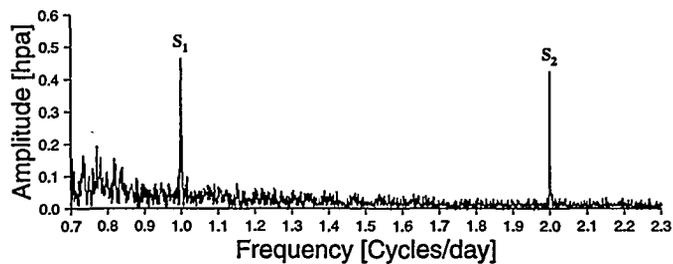


Fig. 0.3: Amplitude spectra of well 4550 water level and air pressure records across diurnal and semidiurnal tidal band together with calculated dilatation amplitudes for Sultz-sous-Forêts .

Well 4550 clearly records astronomically induced earth tides (O_1 , M_2 , etc.) as well as atmospheric tides (S_1 , S_2 , S_3). The amplitude spectra were calculated for a data series of about 600 days.

Wave	Period [days]	Frequency [Cycles/day]	Origin	
			M=Moon	S=Sun
Q ₁	1.1195	0.8933	M	
O ₁	1.0758	0.9295	M	
M ₁	1.0347	0.9664	M	
P ₁	1.0027	0.9973	S	
S ₁	1.0000	1.0000	S	
K ₁	0.9973	1.0027	M+S	
J ₁	0.9624	1.0391	M	
OO ₁	0.9294	1.0760	M	
2N ₂	0.5377	1.8598	M	
N ₂	0.5274	1.8961	M	
M ₂	0.5175	1.9324	M	
L ₂	0.5080	1.9685	M	
S ₂	0.5000	2.0000	S	
K ₂	0.4986	2.0056	M+S	

Table 0.2: The most important diurnal and semidiurnal tidal waves with characteristic period, frequency and origin.

Rock parameters by analyzing natural well level variations

It is possible to use tidal analysis to determine amplitude and phase shifts for individual tidal harmonics in the well level signal. Assuming some idealizing model configurations and making also use of the barometric phenomena one can constrain the values of several aquifer parameters that cannot be approached through other methods. Earth tides are influencing a large area, and therefore the parameters obtained by comparing water level variations to tidal analysis provide average information about a large volume of material, while short time injection tests provide information about a smaller area around the well. In 1990 a specific storage coefficient in the range of $1-2 \cdot 10^{-7}$ 1/m was determined by Mohr and Frey by analyzing well level fluctuations of the year 1990 of the 2000 m deep well GPK1 assuming a homogeneous rock matrix. With an assumed compressibility of less than $2.7 \cdot 10^{-11}$ Pa⁻¹ a porosity of less than 2.5 % has been deduced. In addition a barometric loading efficiency of about 0.3 has been deduced for the transmission of barometric variations to wellhead pressure variations. Because such observations have been made for 6 years now, it is possible to compare different time series before and after stimulation and notice changes of the aquifer behavior. By analyzing well level fluctuations of well 4550 of 1994, a specific storage coefficient of about $1.8-2.5 \cdot 10^{-7}$ 1/m, a porosity of about 4 % and a barometric loading efficiency of 0.38 was determined by Zaske et al. assuming a homogeneous rock matrix. Recent work concentrates on analyzing registrations of well 4550 with the same pressure probe before and after the testphase in 1995.

Wissenschaftliche Hot-Dry-Rock-Pilotanlage in Soultz-sous-Forêts

Jörg Baumgärtner, André Gérard & Roy Baria*

Inhalt: Strom und Wärme umweltfreundlich und möglichst wirtschaftlich aus Erdwärme erzeugen zu können, ist derzeit das Ziel weltweiter Forschungsaktivitäten. Bei uns in Europa konzentriert sich die Hot Dry Rock Forschung, d.h. allgemein die Erforschung der Technologie zur Nutzung der im tiefen Untergrund gespeicherten Wärmeenergie, auf das multinationale Projekt in Soultz-sous-Forêts im nördlichen Elsaß (Frankreich).

Die Entwicklung jeder neuen Technologie verlangt klar umrissene Zielsetzungen für die einzelnen Entwicklungsphasen. Für die Hot Dry Rock Technologie geht man im allgemeinen von 3 Entwicklungsphasen aus, die notwendig sind, um diese neue Technologie an den Energiemarkt heranzuführen:

- der wissenschaftlichen Erkundung des tiefen Untergrunds und der Erstellung einer Machbarkeitsstudie (1987 - 1997)
- Erstellung und Betrieb einer wissenschaftlichen Pilotanlage (1998 - 2002, (evtl. bis 2004))
- Erstellung und Betrieb eines industriellen Prototyps (ca. 20 MW_{el}, etwa ab 2005)

Die wissenschaftliche Erkundung des Untergrundes im Raum Soultz begann 1987 und ist heute weitgehend abgeschlossen. Die gegenwärtigen Arbeiten befassen sich mit Machbarkeitsuntersuchungen im Hinblick auf die Schaffung eines Wärmetauschers in großer Tiefe (3 - 4 km) und damit verbunden die erzwungene Zirkulation heißer Wässer über Distanzen von mehreren hundert Metern (derzeit: 450 m). Am Ende der Machbarkeitsuntersuchungen steht eine Ingenieurstudie für den Bau einer solchen Pilotanlage.

Wie könnte die wissenschaftliche Pilotanlage in Soultz aussehen?

Zielsetzung:

- es sollen Erfahrungen im Management und über das Langzeitverhalten eines tiefen Wärmetauschers gesammelt werden
- verfahrenstechnische Konzepte sollen erprobt und verbessert werden
- eine detaillierte Kostenanalyse soll erstellt werden
- die Industrie soll mit dieser neuen Technologie vertraut gemacht werden

Infrastruktur:

- 3 Bohrungen mit einer Endteufe von 4.500-5.000 m; Abstand zwischen den Bohrungen ca. 500 m
- Pumpen, Pipeline & Wärmetauscher
- Stromerzeugung zu einem späteren Stadium

erwartete Leistung

Zirkulationsrate:	~ 280 - 300 m ³ / Stunde
Temperatur am Bohrlochkopf:	~ 180 - 190 ° C
thermische Leistung:	~ 40 - 50 MW _{th}
Eigenverbrauch:	~ 1,5 - 2 MW _{el}
Stromerzeugung (Optional)	~ 5 MW _{el}

Kostenschätzung:

- ca. 50 Mio ECU (d.h. ca. 95 Mio DM) während einer Laufzeit von 5 - 7 Jahren ohne Stromerzeugung inklusive begleitender Forschung und Geräteentwicklung
- Stromerzeugung (Binärsystem) geschätzt auf 2.500 - 4.000 DM/KW_{el} installiert je nach Verfahren (konventionell/Prototyp) und Hersteller

MANAGEMENT

EUROPÄISCHE WIRTSCHAFTLICHE INTERESSENVEREINIGUNG (EWIV)

„Wärmebergbau“ (Vertragspartner bisher: Pfalzwerke, Electricité de Strasbourg, ENEL und RWE Option für späteren Beitritt)

*s. a. Anhang S. 494 ff

Exploration of joint systems and major horizontal stress direction in HDR drillholes of the Soultz site (Alsace, France) - Erkundung des Kluftsystems unter der Hauptspannungsrichtung in den HDR-Bohrungen des Feldes Soultz-sous-Forêts (Elsaß, Frankreich)

Albert Genter & Helmut Tenzer



DE010658455

Kurzfassung

Bohrlochmessungen mit dem akustischen Borehole Televiwer und elektrischen Formation MicroScanner (Imager) sowie dem Azimuthal Resistivity Imager und verschiedenen Sonic-Sonden ermöglichen eine kontinuierliche Aufnahme sowohl von natürlichen und künstlich erzeugten planaren Diskontinuitäten an der Bohrlochwand als auch der Bohrlochgeometrie. Es wurden die Orientierung und Charakterisierung des natürlichen Kluftsystems, das aktive Störungsmuster, die Alterationszonen, die Orientierung von Mikrorissen und die Orientierung der maximalen horizontalen Hauptspannungsrichtung ermittelt.

Die Verfügbarkeit von Strukturdaten aus Bohrlöchern durch Bohrlochmessungen und hydraulischen Testen ermöglicht die Bestimmung von hydraulisch aktiven Klüften und deren Beziehung zum regionalen Spannungsfeld. Mit Hilfe spezieller Bohrloch-Logs wurden die Orientierung und Häufigkeit planarer Diskontinuitäten und ihre scheinbare Öffnungsweite sowie die Vorzugsrichtung der verschiedenen scheinbaren Weiten bestimmt.

Innerhalb des gemeinsamen europäischen Hot-Dry-Rock-Geothermal-Forschungsprogramms wurden vielfältige Bohrlochmessungen in den Bohrungen GPK1 und EPS1 zwischen 1000 und ca. 3800 m Teufe im Muschelkalk, Buntsandstein und Granit bei Soultz sous Forêts durchgeführt. Die Hauptstreichrichtung des Kluftsystems im Granit wurde mit N 170° E bestimmt. Die Submaxima liegen bei N 10-30°E und N 90-110°E. Die Orientierung der horizontalen Hauptspannung wurde über indizierte Vertikalrisse mit N 169°E±7 ermittelt. Die Bohrung GPK2 mit einer Endteufe von 3880 m ermöglicht den Zugang zu einem 2,5 km mächtigen Abschnitt im oberen Bereich des Granits von Soultz. Über Bohrklein-Proben wurde die Petrographie bis zu einer Teufe von 2110 m bestimmt. Wegen totaler Spülungsverluste wurden unterhalb dieser Teufe keine Spülproben mehr gewonnen. Standard-Logs und abbildende Bohrlochmessungen wurden innerhalb des gesamten erbohrten Granits gefahren. Der Bereich zwischen 1420 und 2110 m Teufe repräsentiert geklüftete und alterierte Zonen innerhalb eines homogenen Granits. Im Vergleich mit der nahen nordwestlich gelegenen Bohrung EPS1 zeigt die GPK2 zwischen 1420 und 1542 m Teufe eine ähnliche rötliche Fazies. Unterhalb dieser Teufe erscheinen biotitreiche Einheiten die durch die Hauptstörung bei 2110 m durchzogen wird. Zwischen 2110 m und 2960 m wurde ein gering geklüfteter Granit durchteuft. Ein Bohrbereich mit Hauptklüften erscheint zwischen 2960 und 3510 m Teufe. Darunter nimmt die Kluft Häufigkeit wieder ab. Akustische Bohrlochmessungen (UBI-Sonde) wurden zwischen 1427 und 3804 m gefahren. Die maximale Streichrichtung von über 1820 Diskontinuitäten zeigt N 179°E mit Submaxima in N 159° E und N 20° E. Mit Hilfe subvertikaler Risse und Klüfte wurde die Horizontale Hauptspannungsrichtung zu N 175°E±17 ermittelt. Diese Ergebnisse entsprechen den Resultaten der Bohrungen GPK1 und EPS1.

(e.g. IACF)

Abstract

Borehole imaging logs enables continuous recording of natural and artificial planar discontinuities on the drillhole wall and data of the drillhole geometry to be made. Efforts were made to resolve the orientation and characterization of the natural joint system, the active fault pattern, the alteration zones, the orientation of microcracks and the direction of maximum horizontal stress. Intense logging operations and measurements were carried out in the HDR drillholes GPK1 and EPS1 between 1000 and 3600 m depth in the Muschelkalk, Bunter and Granite at Soultz sous Forêts. The fracture system in Soultz Granite was determined to be N 170° S with submaxima at N 10°-30° E and N 90°-110° E. The orientation of the maximum horizontal stress was determined by induced vertical fractures to be N 169° E ± 7°.

Petrographic units defined through the logging of GPK2 borehole have tentatively correlated with rock types identified in the upper and lower part of GPK1 and in EPS1 well. In drill hole GPK2 conventional well-log measurements and borehole imagery data were carried out on the whole granite section. Based on stable values poorly fractured granite was penetrated from 2110 down to 2960 m. A lot of major fractured zones, deduced from caliper data, occur from 2960 down to 3510 m. Deeper (3510-3820 m) a poorly fractured section was penetrated. It does not show a typical well logging response related to granite, as variability of both natural radioactivity and vertical magnetic field component with stable sonic P and S velocities. Bottom hole section (3210-3880 m) is mainly made of altered and fractured granite. Acoustic borehole imagery logs (UBI tool) were carried out from 1427 to 3804 m in order to record natural and artificial planar discontinuities. The orientation and frequency of the joint system were determined as well as the apparent aperture and its predominant orientation. The maximum strike direction of more than 1820 discontinuities is N 179° E coexisting with subtests in N159° E and N 20° E. The orientation of a large, hydraulically open fault system intersected at 2118-2125 m depth is N140-155° E with dip of 75-80° to the East.

With the help of investigations on subvertical fractures the orientation of the maximum horizontal stress direction was determined as N175° E ± 17°. These results are consistent with previous investigations performed in the boreholes GPK-1 and EPS-1.

Introduction

Borehole measurements with the Acoustic Borehole Televiwer and Formation Microscanner (Imager) as also the Azimuthal Resistivity Imager and borehole sonic tools enables continuous recording of natural and artificial planar discontinuities on the drillhole wall and data of the drillhole geometry to be made. Efforts were made to resolve the orientation and characterization of the natural joint system, the active fault pattern, the alteration zones, the orientation of microcracks and the direction of maximum horizontal stress. The availability of structural borehole data through the results of well logging and hydraulic tests permits the determination of hydraulically activated joints and their relationship to the regional stress field. With the help of specific well logs the orientation and frequency of planar discontinuities can be determined, also their apparent apertures as well as the predominant orientation of the different apertures.

Fracture System in GPK 1 and EPS1 drill holes

Within the common European Hot Dry Rock Geothermal Research Programme intense logging operations and measurements were carried out in the HDR drillholes GPK1 and EPS1 between 1000 and 3600 m depth in the Muschelkalk, Bunter and Granite at Soultz sous Forêts. The fracture system in Soultz Granite was determined to be N 170°

S with submaxima at N 10°-30° E and N 90°-110° E. The orientation of the maximum horizontal stress was determined by induced vertical fractures to be N 169° E±7°.

Geological monitoring in GPK2 drill hole

The drilling of the HDR GPK-2 borehole (Soulz-sous-Forêts, France) from 0 to 3880 m gives access to an insight within a 2,5 km thick section at the top of the Soultz granite massive. Chip samples have been logged on site in order to characterise the petrography of the granite and to identify fracture zones from 1420 m (top of granite) to 2110 m only. No cuttings were collected below 2110 m due to the occurrence of a main fault which caused total losses during drilling. Conventional well-logs measurements and borehole imagery data were carried out on the whole granite section and supply information. Between 1420 and 2110 m depth, fractured and altered zones represent basically the only significant feature which disrupt the relative homogeneity of the granite massive. By comparison with the closer borehole EPS-1, the upper section of GPK-2 well from 1420 down to 1542 m shows a similar reddish facies. Deeper, occurrences of biotite rich units which were crossed-cut by major fault zone (2110 m) were observed from drill cuttings analysis.

Petrographic units defined through the logging of GPK2 borehole have tentatively correlated with rock types identified in the upper and lower part of GPK1 and in EPS1 well. The following petrographic types were encountered in GPK2 between 1410 and 2110 m: a) standard porphyritic granite, b) biotite-rich granite, c) K-feldspar rich porphyritic granite, d) altered porphyritic granite related to fractured zones and divided into four alteration grades (low, moderate, high and very high).

The granite is fairly petrographically homogeneous from the top of the basement to the major fault located at 2110 m, except in some zones of limited extension between 1757 and 2100 m where variations of percentage of primary minerals (biotite and K-Feldspar) are ascribed to magmatic heterogeneities.

At a depth range between 1420 and 1550 m a general red colour of cutting sample is detected in GPK2 well. This red colour could be related to the superimposition of oxidising conditions related to Permian paleo-weathering effects and to hydrothermal alteration controlled by fluid circulation throughout the fracture network.

The top of the granitic section (EPS1 and GPK2) is highly fractured and altered. Basically, fractured and altered zones represent the only significant feature which disrupts the homogeneity of the granite massive (although the occurrences of biotite rich granite are suspected in the upper part of the GPK2- well). Fractured zones were probably developed during successive tectonic stages which may have affected the massive since its setting.

The drill rate values (m/h) are well correlated with the petrography of the granite. There is a clear relationship between high drill rate values and occurrence of altered zones. Values higher than 10 m/h are common for such zones, whereas the standard porphyritic granite or biotite rich granite show a mean drill rate of penetration around 5 m/h only. This close relationship was still observed in the deeper part of GPK1 well between 2000 and 3600 m from cuttings analysis. The rate of penetration (ROP) values are much higher in GPK2 than in GPK1. If we assume that drilling conditions used for GPK2 are similar to those used for GPK1, the granite penetrated in GPK2 could be softer, i.e. richer in biotite content, as well as more fractured than in GPK1.

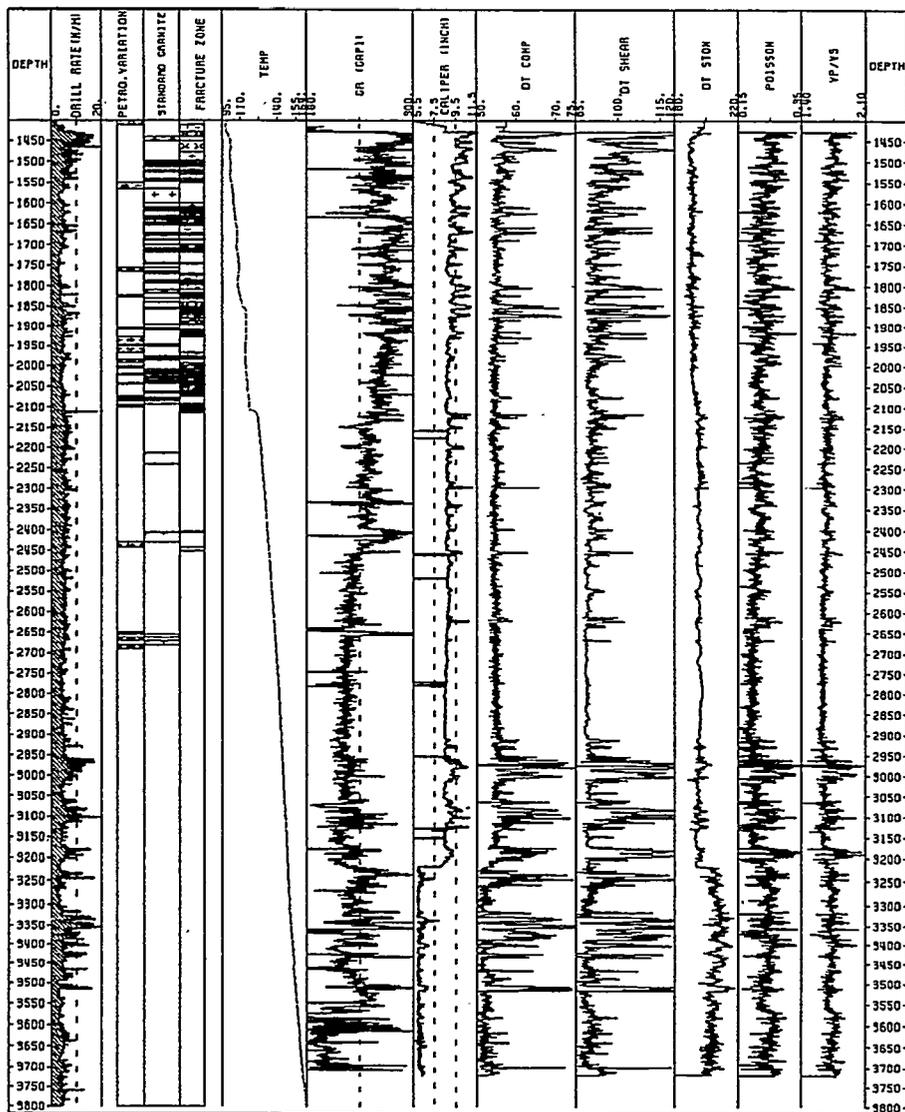
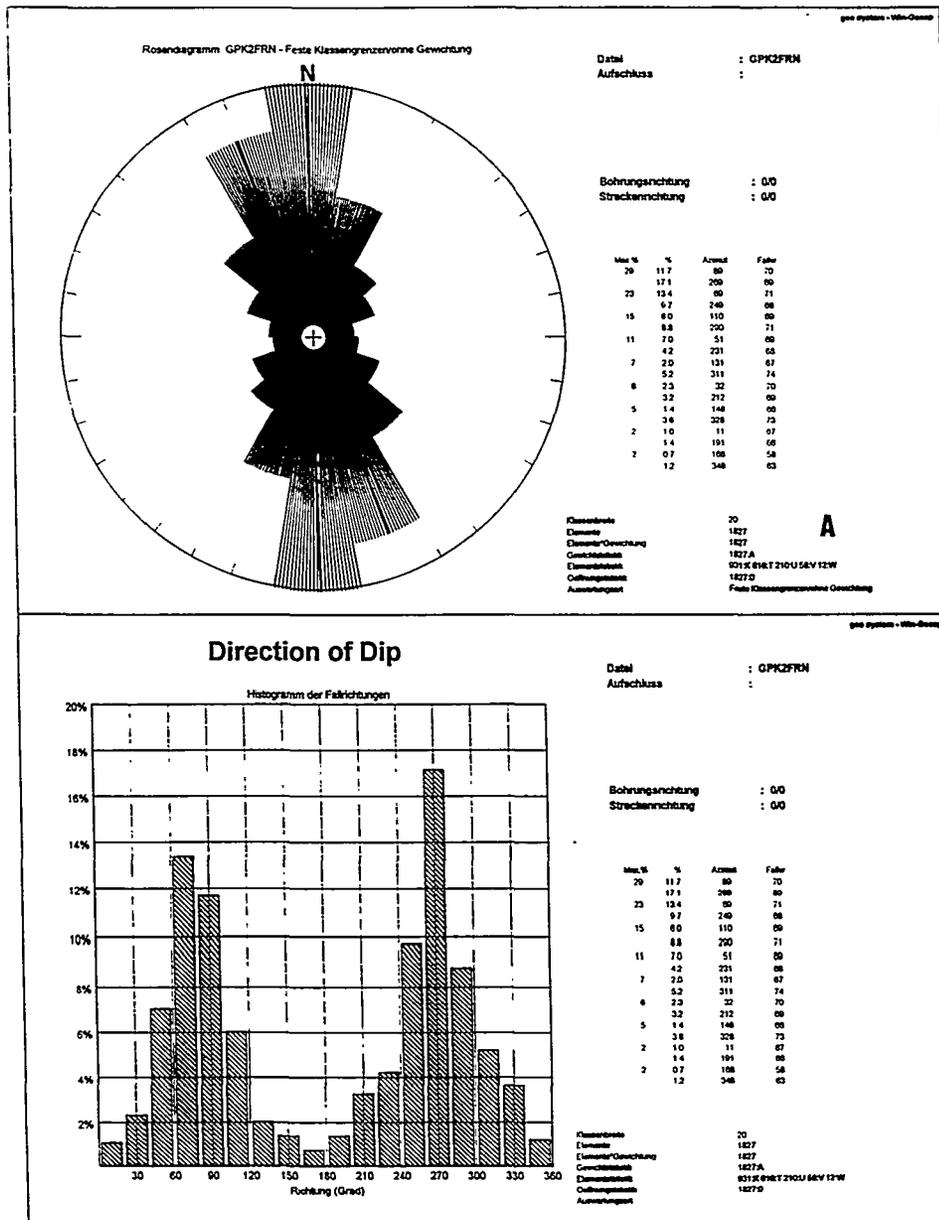


Figure 1: Synthetic composite log of GPK-2 between 1420-3880m including chip samples logging and conventional well logs data (Western Atlas). Drill rate in meter/hour, three distinctive petrographical types, temperature log (NLFB data), GR (Gamma Ray), Mean Caliper, DT COMP (transit time compressionnal wave in $\mu\text{s}/\text{f}$), DT Shear (transit time shear wave in $\mu\text{s}/\text{f}$), DT STON (transit time Stoncley wave in $\mu\text{s}/\text{f}$), Poisson ratio, VP/VS (P wave/S wave velocity ratio).

Fig. 1: Composite Log of Standard Well Logging in GPK2

Fig. 2: Maximum strike orientation of natural fractures N179° E



Well logging in GPK2

Various standard open-hole well logs (caliper, sonic, resistivity, and gamma ray logs) were performed in the well in order to determine the main distribution of the petrographic facies in terms of facies variations, standard granite and hydrothermally altered and fractured zones. The composite log is shown in Fig. 1. For a better understanding of the existing fracture network, Ultrasonic Borehole Imager (UBI) was run over the complete section providing fully processed images in real time on the Maxix 500 data acquisition imaging system.

Generally, radioactivity (Gamma ray) is rather stable for unaltered granite and varies strongly for fractured and altered zones. Three main parts within GPK2 were distinguished: (1) from the top of the granite (1420 m) down to 1900 m Gamma ray (GR) values are very high and strongly variable, (2) from 1900 m down to 2960 m GR curve shows a slight and regular decreasing trend versus depth as it was already mentioned in the other Soultz wells, (3) from 2960 m to the bottom hole logged section (3820 m), in which Gamma ray values slightly increase but are very variable.

Caliper data between 1420 m and 1950 m are very high and numerous caves occur. Between 1950 m and 2900 m, caliper data are very stable except locally within altered and fractured zones. The lower part of the well shows noisy data even in unaltered facies. A lot of cavities also occur in the deeper part which are related to fractured zones occurrences.

From P and S slowness data GPK2 can be separated into four main distinctive sections: (1) 1420-1950 m, rather altered and fracture granite (high P, S), (2) 1950-2960 m, massive crystalline medium (low and stable P and S values), (3) 2960-3520 m, very strong anomalies related to fractured zones are present, (4) 3520-3820 m, P and S slowness are noisy but very low suggesting that GPK2 penetrated a massive poorly fractured geological unit. The noise could be related to the borehole roughness which is very high in this section as it was observed from caliper data.

Fracture System in GPK2 drill hole

Based on stable values poorly fractured granite was penetrated from 2110 down to 2960 m. A lot of major fractured zones, deduced from caliper data, occur from 2960 down to 3510 m. Deeper (3510-3820 m) a poorly fractured section was penetrated. It does not show a typical well logging response related to granite, as variability of both natural radioactivity and vertical magnetic field component with stable sonic P and S velocities. Bottom hole section (3210-3880 m) is mainly made of altered and fractured granite. Acoustic borehole imagery logs (UBI tool) were carried out from 1427 to 3804 m in order to record natural and artificial planar discontinuities.

The orientation and frequency of the joint system were determined as well as the apparent aperture and its predominant orientation.

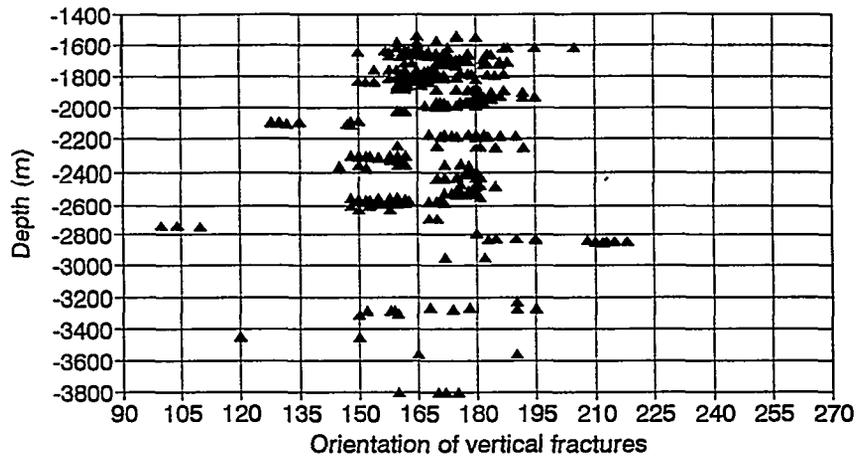
The maximum strike direction of more than 1820 discontinuities is N 179° E (29% of data) coexisting with subsets in N 159° E (23%) and N 20° E (15%). The orientation of the maximum strike is presented in Fig. 2.

Fractures dipping eastward (N 90° E) are mainly encountered between 1900 and 2900 m, and between 3550 and 3700 m depth. Fractures dipping westward (N 270° E) are mainly encountered between 1869 and 2600 m and between 3300 and 3800 m depth. The major direction of dip is N 269° E (17.1%) and N 69° E (13.4%) with submaxima in N 89° E (11.7%) and N 249° E. These results are consistent with previous fracture analyses performed in the closer boreholes GPK-1 and EPS-1.

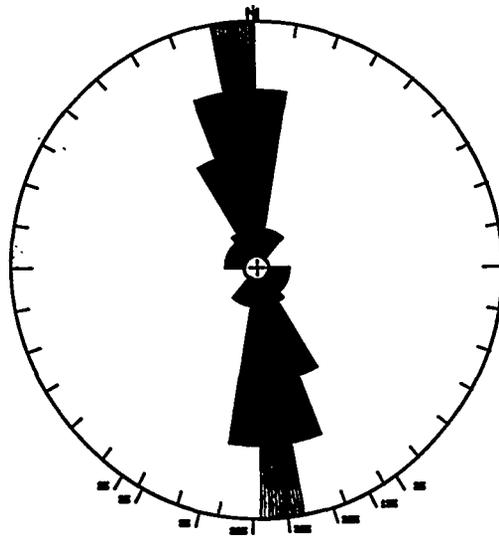
Between 1422 m (9 5/8" casing shoe) and 3804 m depth, the horizontal and vertical distribution of fractures was explored due to the inclination of the drillhole. Over a

Fig 3: Orientation of vertical fractures in GPK2 (N 175° E)

HDR Drill Hole GPK2 Vertical Fractures



▲ Azimuth of strike



horizontal distance of more than 100 m and a vertical distance of more than 2350 m the orientation of the maximum strike of the joint system is quite stable and around N-S. The orientation of a large, hydraulically open fault system intersected at 2118-2125 m depth is N140-155°E with dip of 75-80° to the East.

Determination of major horizontal stress direction

In nearly vertical well, the detection of vertical fractures is quite easy with the UBI tool which permits a full borehole wall mapping. Evaluation the borehole imagery logs revealed a large number of nearly vertical fractures. Breakouts in a opposite angle of 180° were not detected in GPK2. This could indicate a normal-faulting stress regime. Between 1430 and 3800 m depth, at least 395 m length contain vertical fractures which bisect the borehole and follow the borehole axis up to a few tens of meters. They are concentrated in the upper part of the well (1600-2000m) and their orientation is mainly N 175° E (Fig.3). Assuming that the vertical fractures were hydraulically and thermally induced by drilling, they should have formed parallel to the maximum horizontal stress. Then, the orientation of the major horizontal stress direction should be determined as N 175° E ±17.

Conclusions and further developments

The evaluation of the geological profile from chip samples examination has been realised on-site during the deepening of HDR GPK2 borehole between 1420 and 2110 m and providing daily petrographic logs.

This geological characterisation of a deep granite dedicated to HDR experiments, mainly based on previous experience of EPS1 cores and GPK1 cuttings, confirms the occurrence of a lot of hydrothermally altered and fractured zones at depth.

From a petrographical point of view, fractured and altered zones represent basically the only significant feature which disrupt the relative homogeneity of the granite massive encountered in GPK2. However, some facies variations occur (biotite rich granite) and well logs responses are not so clear to fully characterize the deep petrography of GPK2, especially below 3510 m. An additional Gamma ray spectral well-log (U, Th, K content) or a wireline side coring would be very useful for a better understanding of deep geology of GPK2.

From a structural point of view, fracture network geometry is characterized by a principle nearly vertical N 179°E (N-S) orientation which is similar to those deduced from closer deep Soult wells. Vertical thermal-induced fractures revealed from acoustic borehole televiewer show a mean striking orientation of N 175° E, which mainly corresponds to the striking azimuth of principal horizontal stress as it was still mentioned in results of closer deep wells.

Combination of standard well logging interpretation, borehole imagery analysis and geological data lead to propose a synthetic composite log of GPK2 between 1420 and 3800 m depth.

Acknowledgements

This research was carried out in the framework of the European Hot Dry Rock Projekt funded by the Commission of the European Communities (DGXII) and the German Ministry of Education, Science, Research and Technology. Geological investigations were supported in part by the BRGM (S07project) and in part by Stadtwerke Bad Urach (0326690A). The authors are grateful to R. Baria, J. Baumgärtner and A. Gérard (SOCOMINE) and also to J. Quixley and F. Vowles (DATALOG Technology Ltd.) for their helpful assistance on site during drilling.

Améliorer la productivité des sondes en terre. Calculs et mesures in situ

Bernhard Mathey, Daniel Pahud & Jakob Buchi

RESUME

Une étude paramétrique de 3 types de sondes en terre (annulaire, double U, multitube) conduit à définir les conditions d'utilisation de chacun des types et à proposer l'optimisation de leur conception. Parmi les mesures recommandées pour les sondes en double U, citons : remplissage annulaire avec du sable de quartz, circulation du fluide en régime turbulent ($Re > 2'300$), pose de distanceurs entre les tubes. Une sonde en double U optimisée voit sa résistance thermique diminuée d'un facteur 2, ce qui conduit à une augmentation de la température moyenne du fluide de 2 K ou la diminution de sa longueur de 20 à 25 %. Au-delà de 200 à 300 m de profondeur, seule la sonde multitube reste performante. Un essai in situ sur 4 sondes de composition différentes confirme ces résultats.

ABSTRACT

A parametrical study of three types of heat extraction boreholes (concentric inner tube, double-U shaped loop, multitubular) gives the field of use for each type. For the double-U type, the authors recommend the following conditions : annular filling with quartz sand, turbulent regime ($Re > 2300$), "distanceur" between the tubes.

The thermal resistance of an optimised double-U pipe is two times smaller than conventional, the average temperature of the fluid is thus 2 K higher. Deeper than 200 or 300 m., the only efficient sonde is the multitubular. An in situ test with 4 different geometries and fillings confirms these results for the double-U type.

1. INTRODUCTION

Partant de la question "les sondes en terre utilisées aujourd'hui constituent-elles le moyen le plus approprié pour extraire la chaleur du sol ?", il a été convenu de réaliser une étude paramétrique comparée de 3 types de sondes, à savoir (figure 1) :

- la sonde annulaire
- la sonde en double U
- la sonde multitube.

Grâce aux outils de calcul développés par l'équipe du Dept of Mathematical Physics de l'Université de Lund, on a examiné pour chacun des types de sondes les facteurs qui influencent la température du fluide caloporteur, celle-ci ayant une influence déterminante sur le coefficient de performance de la pompe à chaleur.

2. LA RESISTANCE THERMIQUE EFFECTIVE R_b DE LA SONDE EN TERRE

Les travaux de Claesson, Eskilson et Hellström conduisent à caractériser une sonde en terre par son coefficient de résistance thermique effective R_b . Ce coefficient "résume" à lui seul l'ensemble des propriétés géométriques (écartement des tubes, diamètres, nombre de tubes, profondeur) et physiques de la sonde dans son environnement immédiat (conductivité du matériau constitutif de la sonde, conductivité du remplissage, vitesse du fluide, nature du fluide, etc.).

La qualité de la sonde, et par conséquent, la température moyenne du fluide caloporteur sera d'autant plus élevée que la résistance de celle-ci est faible.

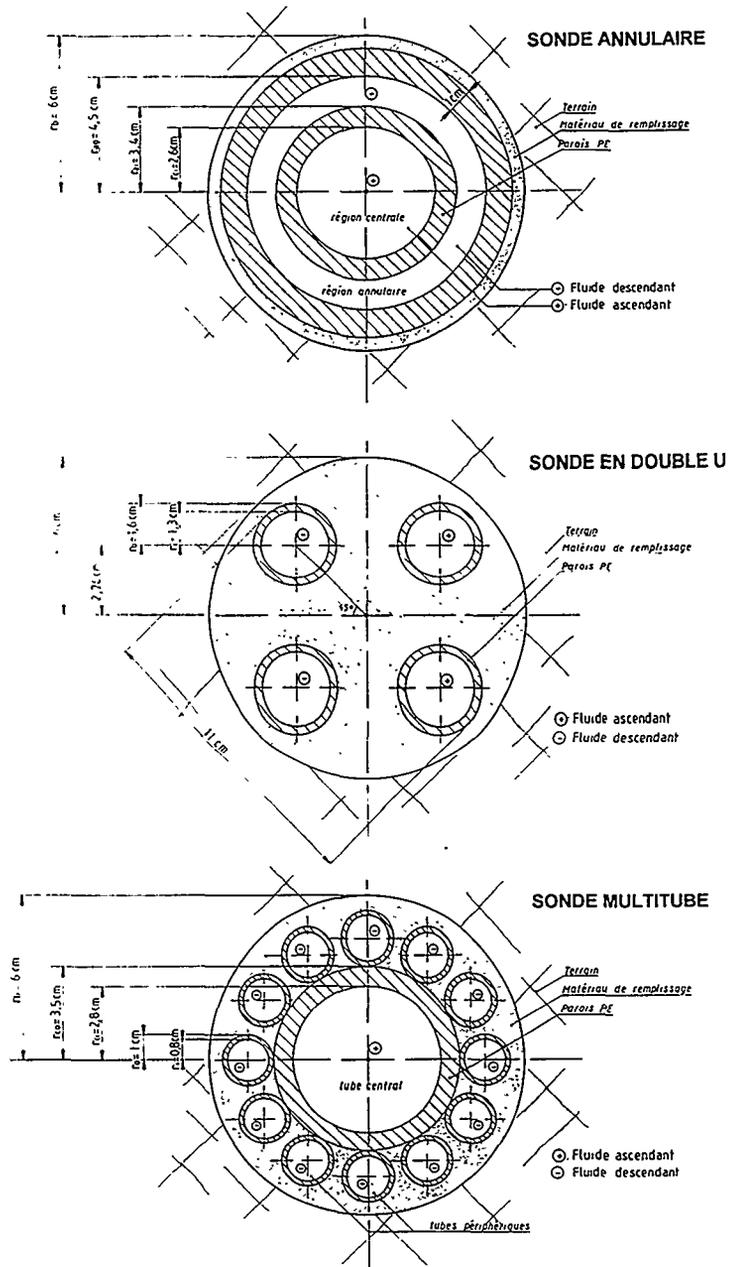
Les sondes en double U utilisées actuellement sur le marché ont un coefficient R_b compris entre 0,15 et 0,20 K/(W/m). L'abaissement de la résistance thermique effective R_b de la sonde constitue donc la voie nécessaire pour améliorer son efficacité.

3. LES RESULTATS DE L'ETUDE PARAMETRIQUE

3.1 La sonde annulaire

Les paramètres les plus déterminants sont l'épaisseur de la paroi du tube (ou la conductivité thermique du matériau constitutif), ainsi que le débit. Un tube en plastique de 11 cm de diamètre (polyéthylène, conductivité thermique de 0,5 W/mK) aura une paroi de 1 cm d'épaisseur

Figure 1 Coupes transversales à travers les sondes étudiées.



pour résister à une pression nominale de 10 bar. Le débit, quant à lui, doit être suffisamment élevé pour assurer un régime non laminaire et un faible ΔT pour ainsi limiter les effets négatifs des transferts de chaleur internes dans la sonde (le fluide qui remonte, plus chaud que le fluide qui descend, est refroidi par ce dernier).

Jusqu'à une profondeur de 300 m et pour autant que le régime soit turbulent, l'isolation annulaire entre les fluides montant et descendant a peu d'importance sur la résistance de la sonde. La conductivité thermique du matériau de remplissage a également une importance secondaire.

Dans le cas d'une sonde annulaire de 200 m de profondeur, l'influence de la conductivité thermique du tube extérieur, du matériau de remplissage et du débit dans la sonde sont illustrés à la figure 2. La différence entre la résistance thermique effective et la résistance thermique locale met en évidence l'importance des transferts de chaleur internes, grande pour un faible débit et négligeable lorsque le régime n'est plus laminaire, c'est-à-dire au-delà du saut observé dans les courbes du 3ème graphique de la figure 2.

3.2 La sonde en double U

Régime turbulent, bonne conductivité du matériau de remplissage et écartement maximum des tubes constituent les paramètres déterminants (figure 3). La conductivité thermique des tubes joue un rôle secondaire. En effet, les tubes, de diamètres plus petits que dans le cas de la sonde annulaire, ont une épaisseur de paroi plus mince pour résister à une pression nominale de 10 bar. Lorsque tous les paramètres sont optimisés, la sonde en double U peut atteindre un coefficient R_b inférieur à $0,06 \text{ W/(K/m)}$.

3.3 La sonde multitube

La sonde simulée est formée de 12 tubes périphériques dans lesquels descend le fluide caloporteur et d'un tube central pour le faire remonter.

Débit (régime turbulent) et conductivité du matériau de remplissage constituent les paramètres déterminants. L'avantage majeur des tubes multiples permet de diminuer le diamètre et donc l'épaisseur de la paroi des tubes. En revanche, et pour autant qu'on soit en régime turbulent et moins profond que 300 m, la pose d'un tube extérieur en acier ou d'isolation entre les fluides montant et descendant ont une influence secondaire (figure 4).

Figure 2 Sonde thermique annulaire de 200 m de profondeur.
Variations de la résistance de la sonde en fonction de la conductivité du tube extérieur, de la conductivité du matériau de remplissage et du débit.

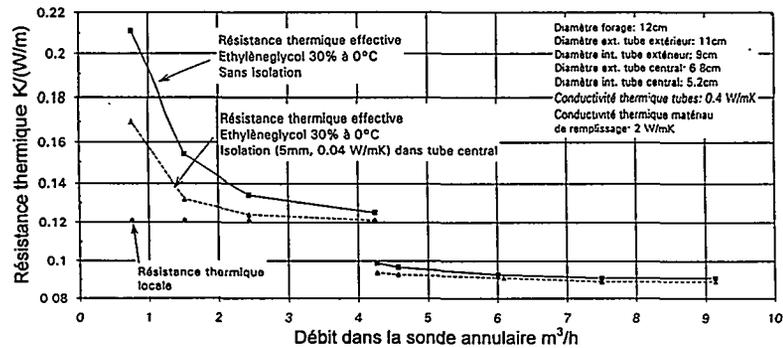
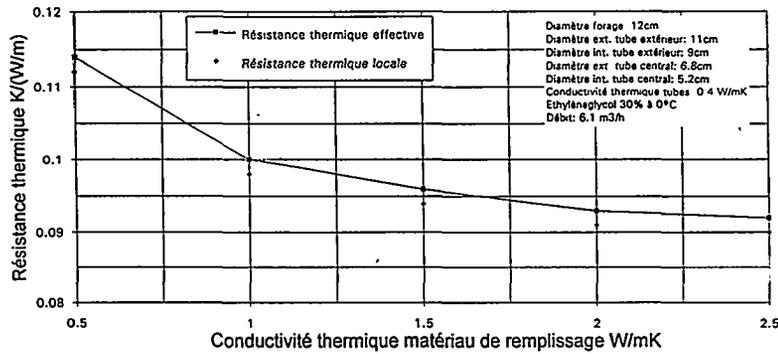
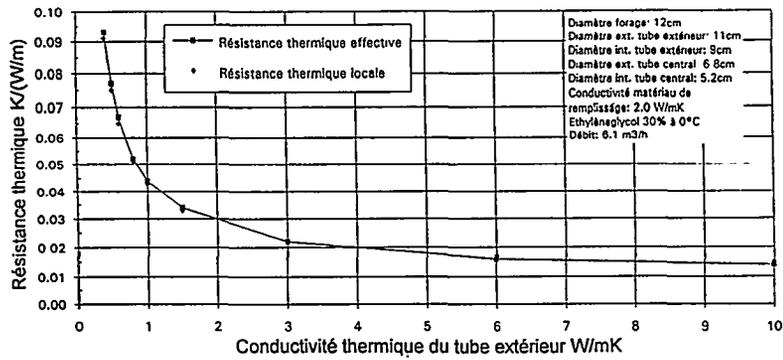


Figure 3 Sonde thermique en double U.
Variations de la résistance effective de la sonde en fonction du matériau de remplissage, de l'écartement des tubes et du débit.

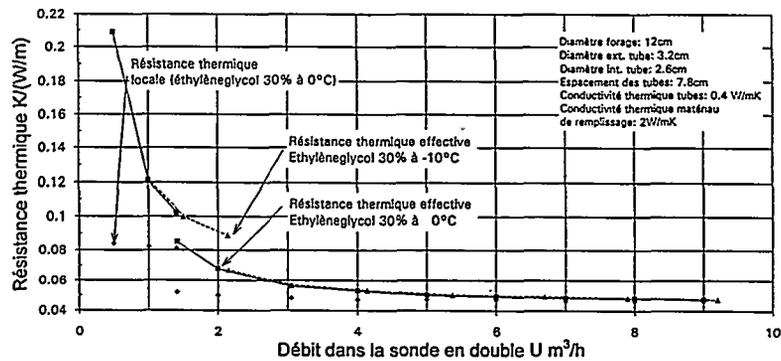
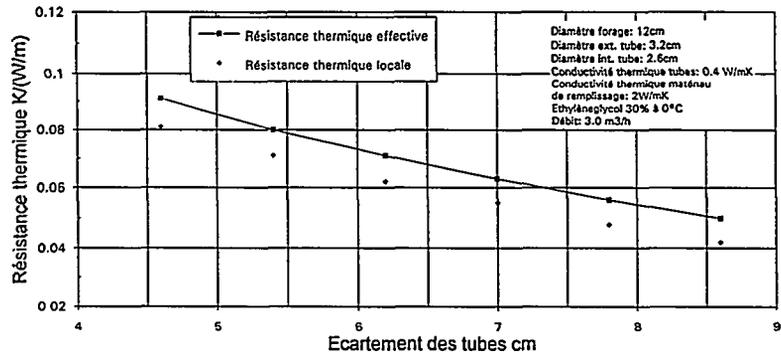
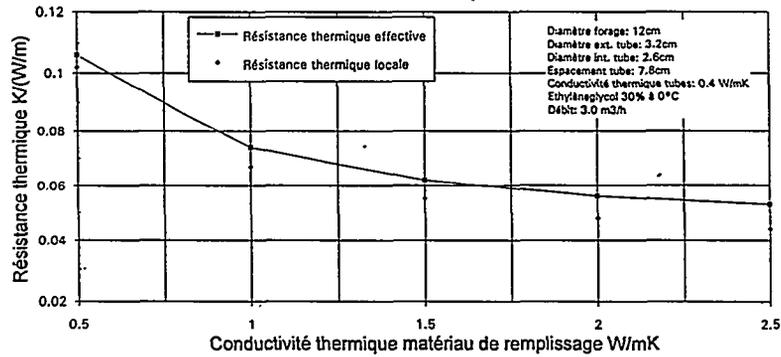


Figure 4 Sonde thermique multitube de 200 m de profondeur.
Influence du matériau de remplissage, du débit et du revêtement sur la résistance thermique effective.

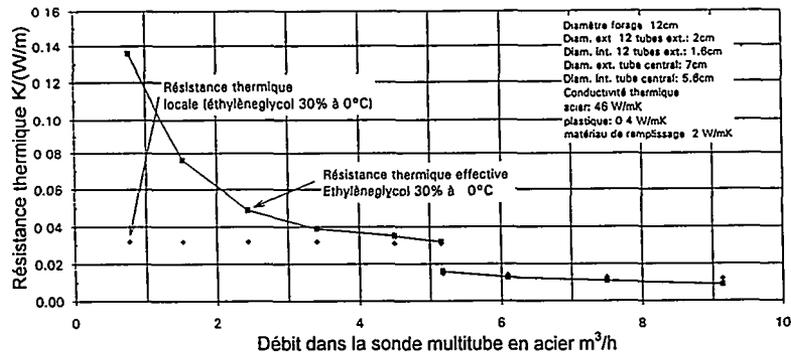
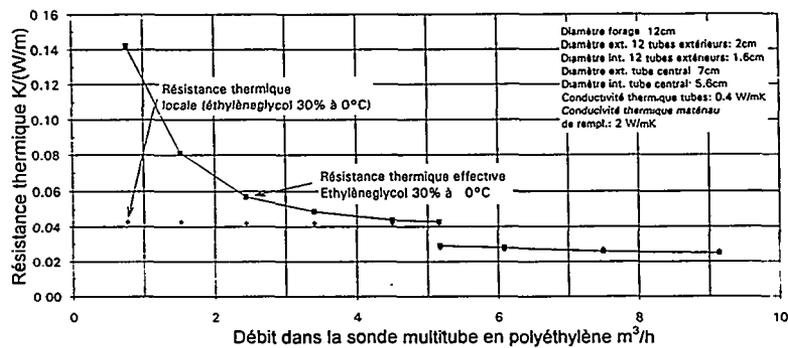
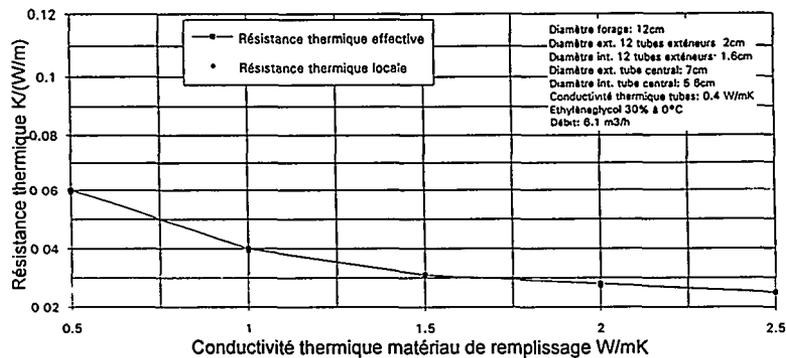
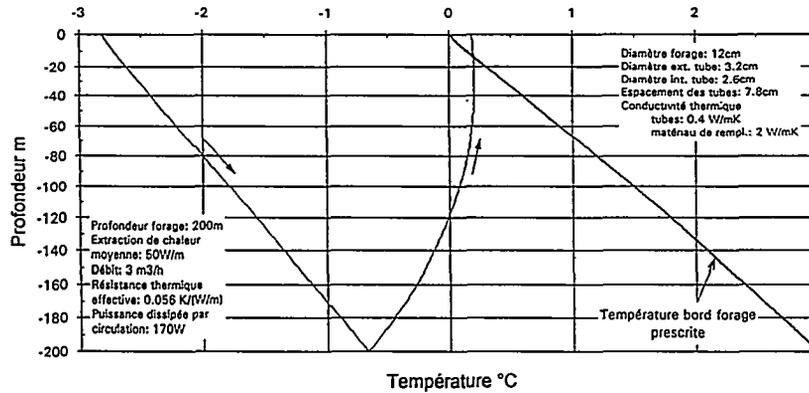


Figure 5 Températures comparées du fluide caloporteur dans une sonde double U et multitube de 200 m de profondeur.

SONDE EN DOUBLE U



SONDE MULTITUBE

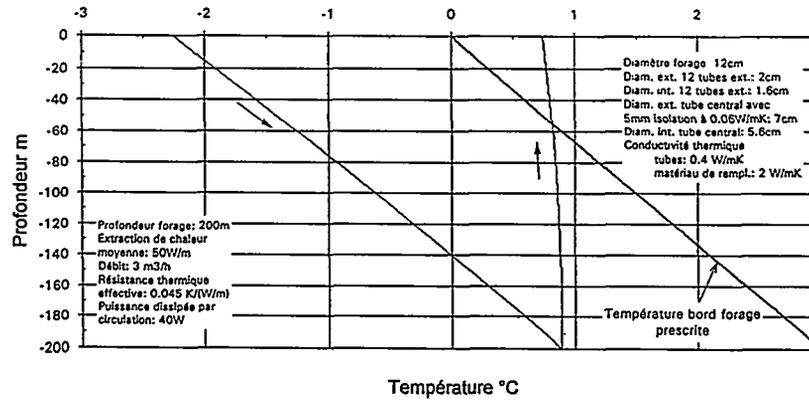
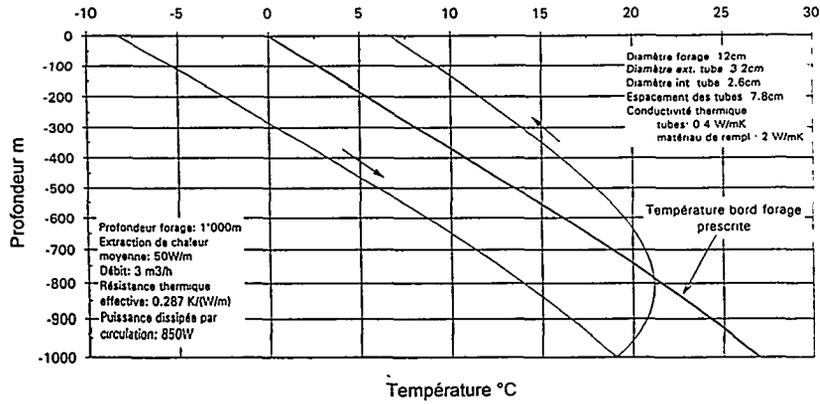


Figure 6 Températures comparées du fluide caloporteur dans une sonde double U et multitube de 1'000 m de profondeur.

SONDE EN DOUBLE U



SONDE MULTITUBE

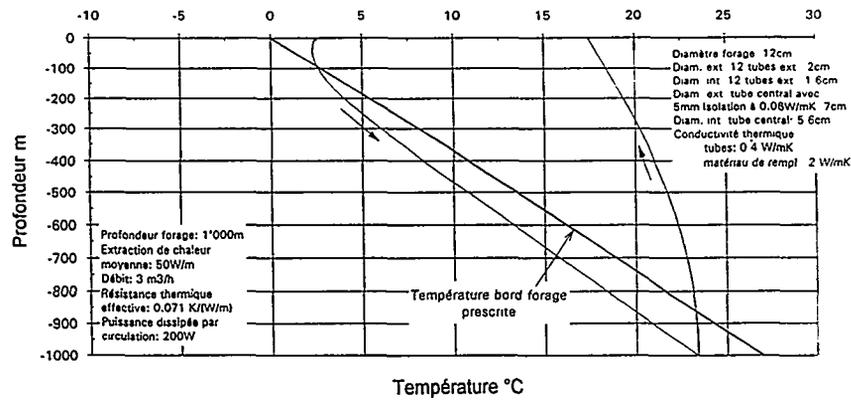
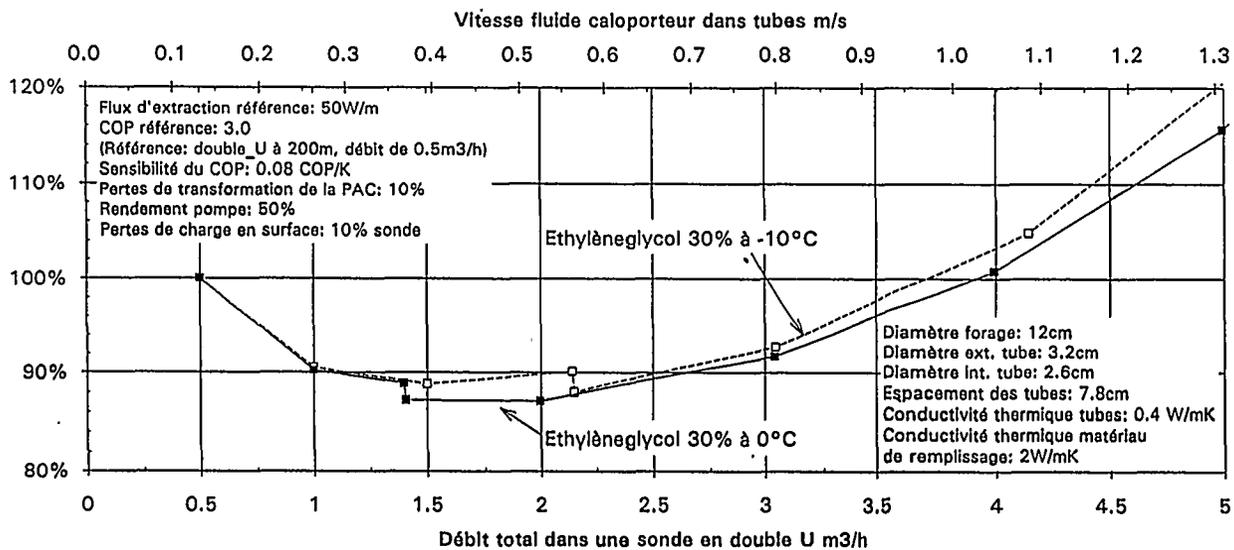


Figure 7 Consommation d'électricité relative (PAC et circulateur) en fonction du débit dans une sonde en double U de 200 m.



3.4 Profondeur et type de sonde

On trouvera à la figure 5 un profil comparé des températures du fluide caloporteur pour une sonde en double U et une sonde multitube d'une profondeur de 200 m. Les paramètres sont optimisés : vitesse élevée, remplissage conducteur, distanceurs et isolation annulaire de la sonde multitube. Pour les conditions imposées, la température moyenne du fluide est de 1,3 K inférieure à la température du terrain en surface (sonde en double U) et de 1,1 K dans le cas de la sonde multitube. La différence, 0,2 K est peu significative, les deux sondes sont équivalentes.

Dans le cas de sondes placées à 1'000 m de profondeur, le bénéfice de l'effet piston de la sonde multitube apparaît clairement. La température moyenne du caloporteur est de 9,7 K supérieure à celle de la sonde en double U. La baisse de la température sur la branche remontante de la sonde en double U est parfaitement évidente (figure 6).

Avantage complémentaire, la sonde multitube est en écoulement laminaire et la circulation du fluide ne nécessite que 200 W au lieu de 850 W pour la sonde en double U. A grande profondeur, l'avantage de la sonde multitube est donc évident.

3.5 Pertes et COP

La création d'un régime turbulent entraîne une élévation de température bénéfique pour le COP mais une consommation accrue de courant électrique pour le circulateur. La figure 7, établie pour une sonde en double U de 200 m de profondeur, montre qu'avec un débit de 2,5 m³/h (Re ~ 2'300) le bénéfice énergétique net de la turbulence est encore de 10 % relativement à un débit de 0,5 m³/h.

4. ETUDE EXPERIMENTALE

A l'occasion de la création d'un stock souterrain de chaleur par sondes verticales (30 sondes de 60 m) rechargé par 320 m² de collecteurs solaires, il a été procédé à un test de charge thermique sur quatre types de sondes en double U. L'essai a été réalisé en flux thermique injecté constant. L'analyse de l'évolution transitoire de la température par le modèle de Lund donne les résultats suivants :

Type de sonde	Remplissage	Distanceurs	Rb calculé	Rb mesuré
Double U	bentonite	non	0,24	0,13
Double U	bentonite	oui	0,14	0,12
Double U	sable + bentonite 50%	oui	0,12	0,11
Double U	sable de quartz	oui	0,10	0,08

Ces résultats confirment assez bien la validité du modèle de calcul, mais surtout le gain obtenu par le remplissage de sable de quartz. Pour le cas testé, il apparaît que les tubes étaient déjà bien écartés sans pose de distanceurs (figure 8).

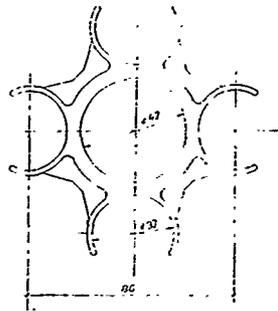


Figure 8 Plan d'un distanceur

5. CONCLUSIONS

Une sonde annulaire en plastique est moins performante (jusqu'à 200 m) qu'une sonde en double U optimisée. Les raisons en sont l'épaisseur du tube extérieur, la difficulté d'obtenir un régime turbulent et la dégradation des transferts thermiques en cas d'excentricité, même faible, du tube central.

La sonde en double U reste la plus attrayante par sa facilité à être manutentionnée et son prix. Jusqu'à 200 m, elle peut être considérée comme la meilleure solution, pour autant que les tubes soient distancés, que la vitesse d'écoulement soit turbulente ($Re > 2'300$) et que le matériau de remplissage soit conducteur (sable de quartz par exemple).

La sonde multitube est la meilleure dans tous les cas, mais son avantage n'est vraiment significatif qu'en présence d'un gradient géothermique, c'est-à-dire à partir de 200 m environ. Si le débit est faible, une isolation centrale est nécessaire.

L'analyse paramétrique de l'accroissement des performances avec l'accroissement du diamètre du forage et de son coût reste à faire.

6. REMERCIEMENTS

La présente étude a été financée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN CH-3003 Bern) dans le cadre de son programme de recherche géothermique. La commune de Peseux (Neuchâtel) a mis à disposition le site du Collège des Coteaux pour réaliser les essais in situ. Les sondages et leur équipement ont été réalisés par l'entreprise TECFOR - CH-1872 Troistorrents. Que toutes les personnes, institutions et entreprises qui nous ont appuyés trouvent ici l'expression de notre gratitude.

7. BIBLIOGRAPHIE

J. Claesson, P. Eskilson. Conductive Heat Extraction by a Deep Borehole. Thermal Analyses and Dimensioning Rules. 1987. Departement of Building Technology, Lund Institute of Technology, Box 118, S-22100 Lund, Sweden.

G. Hellström. Ground Heat Storage. Thermal Analyses of Duct Storage Systems. I. Theory. 1991. Department of Mathematical Physics, University of Lund, Box 118 S-22100 Lund, Sweden.

P. Eskilson, J. Claesson. Simulation Model for Thermally Interacting Heat Extractive Boreholes. 1988. Numerical Heat Transfer vol.B., pp. 149-165.

J. Bennet, J. Claesson, G. Hellström. Multipole Method to Compute the Conductive Heat Flows to and Between Pipes in a Composite Cylinder. 1987. Notes on Heat Transfer 3-1987. Dept. of Building Physics and Mathematical Physics, Lund Institute of Technology, Box 118, S-22100 Lund Sweden.

S. Frattini. Untersuchungen zur Rolle der Hinterfüllung bei Erdwärmesonden. 1992. Diplomarbeit an der Abteilung für Naturwissenschaften der Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich. ETH Zürich.

Fundamentals. 1989 Ashrae Handbook, SI Edition, American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA 30329.

R.J. Hopkirk. Eigenschaften von Wärmeträgerflüssigkeiten für die Anwendung in Erdwärmesonden. 1993. Schlussbericht, Polydynamics Limited, Zeltweg 16, 8032 Zürich.

Energiepfahlsystem im Neubau der PAGO AG, Grabs (CH)

Ulrich Scheuss

P+D Projekt Nr. 51'044, Schweizerisches Bundesamt für
Energiewirtschaft (BEW), Bern



DE010658464

Kurzfassung

Mittelpunkt der PAGO-Energietechnik ist das Energiepfahlsystem. Mittels 570 Betonpfählen und 80 km Rohrschlangen wird das Erdreich unter dem Gebäude als einen über 100'000 m³ grossen Wärme- und Kältespeicher genutzt. Über dieses Energiepfahlsystem wird dieser Druckereibetrieb mit hohen Anforderungen an das Raumklima und viel Maschinenabwärme sehr umweltschonend im Winter beheizt und im Sommer gekühlt. Das besondere an diesem System ist diese ganzjährige Doppelnutzung zu Heiz- UND Kühlzwecken. Aus diesem Grunde wurde dieses Projekt vom Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW) als Pilot- und Demonstrationsprojekt anerkannt. Zur Überprüfung von dessen Ausbeute und der Wirksamkeit der gesamten Energietechnik wurde vom BEW ein umfangreiches Messprojekt gestartet.

Der Innovationswert der PAGO-Energietechnik liegt allerdings nicht allein im Einsatz der alternativen Komponenten. Mindestens so wichtig ist die Konzeption und die Feinabstimmung der gesamten Energietechnik.

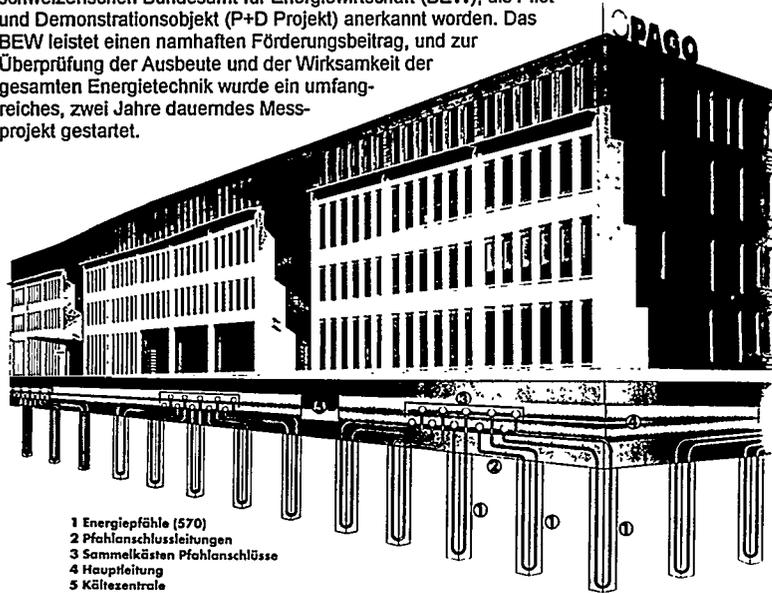
Der Betrieb lief in diesem 1. Betriebsjahr sehr positiv, von Anfang an ohne grössere Probleme. Die Messergebnisse zeigen auch den Erfolg unserer Bemühungen. Der Heizenergiebedarf inkl. Befeuchtungswärme liegt bei lediglich 50 MJ/m²a. 250 MJ/m²a wären nach Energiesgesetz erlaubt. Ähnlich tiefe Verbrauchswerte wurden auch beim Kältebedarf gemessen.

Das Energiepfahlsystem konnte im wesentlichen die Erwartungen erfüllen. Der etwas reduzierte Nutzen ist vor allem auf den erheblich unter den Erwartungen liegenden Heizenergiebedarf des Gebäudes zurückzuführen. Erwähnenswert ist das ausgeprägte Speicherverhalten des Erdreichs an diesem Standort, was auf einen minimalen Grundwasseraustausch schliessen lässt.

1 Das Energiepfahlsystem

Herzstück der PAGO-Energietechnik ist das Energiepfahlsystem. 570 Betonpfähle, auf denen das Gebäude auch seine Standfestigkeit findet, und 80 km Rohrschlangen verwandeln das Erdreich unter dem PAGO-Gebäude in einen rund 100'000 m³ grossen Wärme- und Kältespeicher. Damit kann mit wenig Energieaufwand ein grosser Anteil des Heiz- und Kühlbedarfs abgedeckt werden. Das Besondere am PAGO-Energiepfahlsystem liegt daran, dass mit dem selben System im Winter geheizt und im Sommer gekühlt werden kann. Das Erdreich wird zum Saisonspeicher, welcher in seiner Art und Grösse und in der Möglichkeit der ganzjährigen Energienutzung eine Neuheit darstellt.

Aus diesem Grund ist das Energiepfahlsystem der PAGO AG vom schweizerischen Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW), als Pilot- und Demonstrationsobjekt (P+D Projekt) anerkannt worden. Das BEW leistet einen namhaften Förderungsbeitrag, und zur Überprüfung der Ausbeute und der Wirksamkeit der gesamten Energietechnik wurde ein umfangreiches, zwei Jahre dauerndes Messprojekt gestartet.



2 Zielsetzung

Für diese Neubaurealisierung hat die PAGO AG einen Entscheid von langfristiger Bedeutung gefällt. Zur Sicherstellung des hohen Qualitätsstandards der innovativen PAGO-Produkte wurden einwandfreie Fabrikationsbedingungen und zum Wohlbefinden der 400 Mitarbeiter angenehme Arbeitsbedingungen gefordert.

Eine weitere klare Bedingung der Bauherrschaft lautete, diese Forderung mit einer langfristig sinnvollen und ökologischen Energienutzung zu realisieren.

Dafür erteilte die PAGO AG im Jahre 1990 uns vom Ingenieurbüro LIPPUNER & PARTNER AG den Auftrag für ein Gesamtenergie- und Haustechnikkonzept.

3 Problemstellung

Druckereibetriebe stellen in der Regel hohe Anforderungen an das Raumklima, denn die Verarbeitungsqualität hängt beim Papier nebst der Temperatur vor allem von der Luftfeuchtigkeit ab. Wegen der hohen Maschinendichte fällt viel Abwärme an, und die Druckwerke der Mehrfarben-Druckautomaten sind ganzjährig zu kühlen. Darüber hinaus entstehen Farbdämpfe, welche direkt an den Maschinen wirksam abgesaugt, gereinigt und über Dach abgeführt werden müssen.

4 Energiekonzept

4.1 Umweltfreundliche Heizung

Der PAGO-Neubau soll umweltschonend, möglichst ohne Heizöl beheizt werden. Zunächst wird die Abwärme der Druckluftkompressoren, danach diejenige der Druckmaschinen-Kühlung zur Raumheizung genutzt. Falls die anfallende Abwärme an kalten Tagen nicht ausreicht, wird zusätzliche Heizenergie mit der Wärmepumpe über die Energiepfähle aus dem Erdreich gewonnen. Die Ölheizung wird nur bei sehr tiefen Aussentemperaturen zur Spitzenabdeckung automatisch zugeschaltet.

4.2 Freie Kühlung mit Energiepfahlsystem und Aussenluft

An warmen Sommertagen liefert das kühle Erdreich die notwendige Kühlenergie, um die Druckmaschinen, die Produktionsräume und den Bürotrakt ohne Kältemaschine auf energiesparende Weise zu kühlen. Länger andauernde Energiepfahlkühlung hat im Erdreich eine langsame Temperaturerhöhung und damit eine unerwünschte Leistungseinbusse zur Folge. Deshalb wird, wann immer möglich, mit Aussenluft gekühlt. Reicht die freie Erdreich- und Aussenluftkühlung bei hohen Sommertemperaturen nicht aus, wird die Eisspeicher-Kälteanlage freigegeben.

4.3 Fein abgestimmte Energietechnik

Gemäss Zielvorgabe der PAGO AG soll trotz aufwendiger Haustechnik ein ausgewogener Energiehaushalt angestrebt werden. Nebst wichtigen baulichen Massnahmen ist die konsequente Abwärmenutzung von entscheidender Bedeutung. Die mit den Energiepfählen realisierte Erdkoppelung ermöglicht, einen hohen Energieanteil durch natürliche und erneuerbare Energiequellen sicherstellen zu können.

Um den Erfolg der PAGO-Energietechnik zu erhöhen, wurden zusätzlich die Möglichkeiten zur Reduktion des Energieverbrauchs ausgeschöpft; angefangen bei der Gebäudehülle, Einbezug der Gebäudespeichermasse zur Stabilisierung der Raumkonditionen, Einbau umfangreicher Wärmerückgewinnung, konsequente Quelllufttechnik, stromsparende und hygienische Luftbefeuchtung mit Kaltdampf-Generatoren, sanfte Flächenkühlung im Bürotrakt, tageslichtabhän-

gige Steuerung der Beleuchtung und vieles andere mehr. Es würde entschieden zu weit führen, an dieser Stelle alle realisierten Massnahmen zu erläutern.

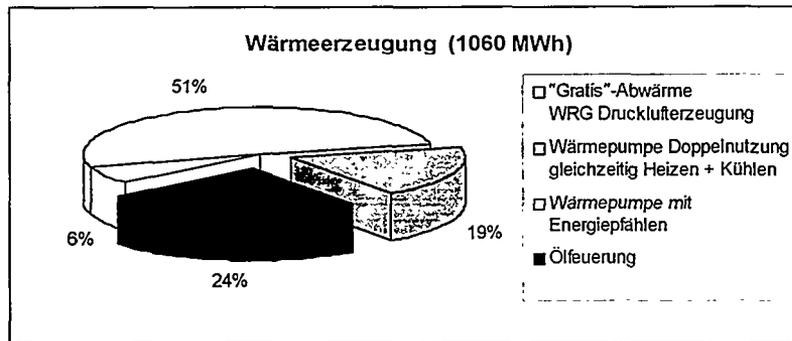
Der Innovationswert der PAGO-Energietechnik liegt nicht allein im Einsatz der alternativen Komponenten. Mindestens so wichtig ist die Konzeption und die Feinabstimmung der gesamten Energietechnik.

4.4 GEBÄUDELEITSYSTEM

Ein modernes und leistungsfähiges Gebäudeleitsystem kontrolliert alle Regel- und Schaltfunktionen. Mit einer wirksamen Leistungs- und Verbrauchskontrolle wird der Betrieb der gesamten Energietechnik überwacht. Unstimmigkeiten im Regelverhalten, im Energieverbrauch oder in der Energiebereitstellung können damit frühzeitig erkannt und eliminiert werden. Der Energiehaushalt wird laufend überprüft und mit Graphiken wöchentlich dokumentiert.

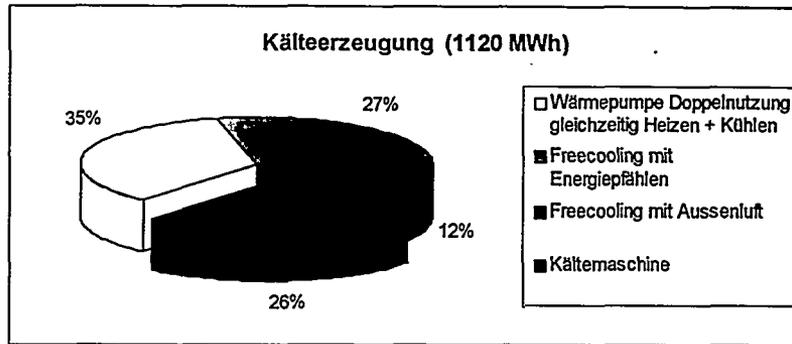
5 Messergebnisse

5.1 Wärmeverbrauch



Beim Heizenergieverbrauch (inkl. Befeuchtungswärme) haben wir mit tiefen Verbrauchszahlen gerechnet. Unsere optimistischen Erwartungen sind aber noch übertroffen worden, ein Erfolg der Speichereigenschaften des Gebäudes und der Wärmerückgewinnungen. Der Heizenergiebedarf (Jahreswärmeverbrauch pro beheizte Nutzfläche, normierte Energiebezugsfläche) für Raumheizung und Brauchwassererwärmung liegt bei 116 MJ/m²a. Von diesem Verbrauch werden nochmals 66 MJ/m²a mit der Wärmerückgewinnung aus Druckluft und Maschinenkühlung gedeckt.

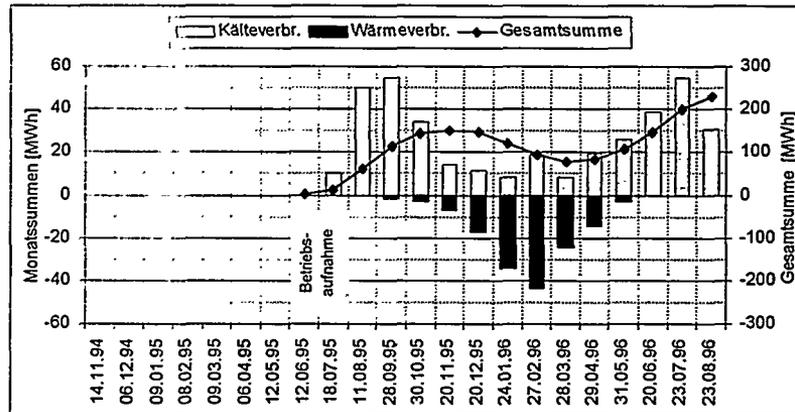
Der gemessene effektive Wärmebedarf liegt damit bei lediglich 50 MJ/m²a (gemäss Energiegesetz erlaubt 250 MJ/m²a) und wurde versorgt mit der Wärmepumpe aus Erdwärme und mit der Ölfeuerung.



Der Kältebedarf liegt mit 1120 MWh ebenfalls unter den Erwartungen. Über 70 % dieser Kühlenergie werden auf umweltschonende Weise, ohne Kältemaschine, entweder mit der Wärmepumpe, über freie Kühlung mit Aussenluft oder mit dem kühlen Erdreich bereitgestellt. Weniger als 30 % mussten aktiv mit der Kältemaschine erzeugt werden.

5.2 Temperaturen und Energieflüsse im Erdreich

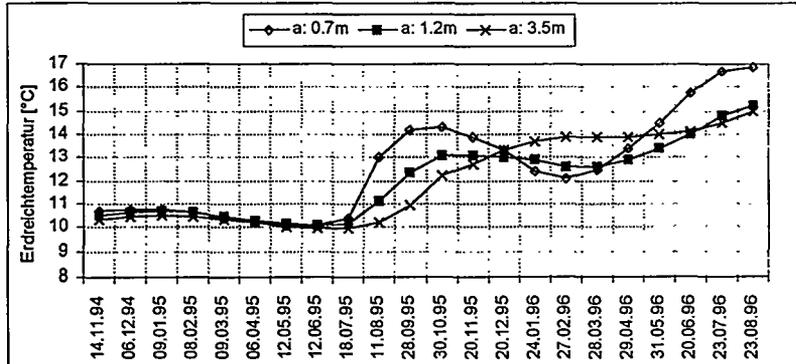
5.2.1 Energieflüsse



Diese Aufzeichnung der Energieflüsse zeigt, dass aus dem Erdreich deutlich mehr Kälteenergie als Wärmeenergie bezogen wurde. In diesem 1. Betriebsjahr betrug der Wärmebezug 150 MWh und der Kältebezug 300 MWh. Geplant waren Wärme- und Kältebezug je 500 MWh. Die Abweichungen sind vor allem eine Folge des geringen Heizenergiebedarfs. Zu erwähnen ist aber auch eine anfängliche verdeckte Fehlfunktion der Wärmepumpensteuerung.

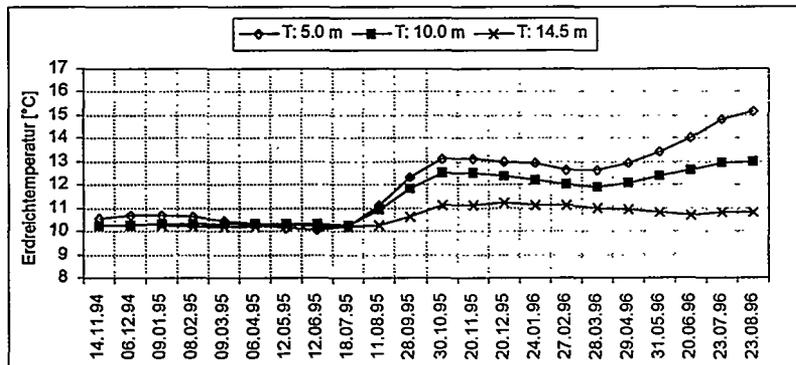
Zur Betriebsoptimierung sind erste Korrekturmaßnahmen bereits ausgeführt und weitere geplant.

5.2.2 Horizontalprofil Erdreichtemperaturen in Gebäudemitte in 5 m Tiefe



In diesem Horizontalprofil der Erdreichtemperaturen ist deutlich erkennbar die zeitliche Verschiebung der Temperaturen (Phasenverschiebung) in Abhängigkeit des Abstandes. Auffallend ist der fortwährende Anstieg der Temperatur in 3.5 m Abstand.

5.2.3 Vertikalprofil von Erdreichtemperaturen in Gebäudemitte mit Pfahlabstand 1 m



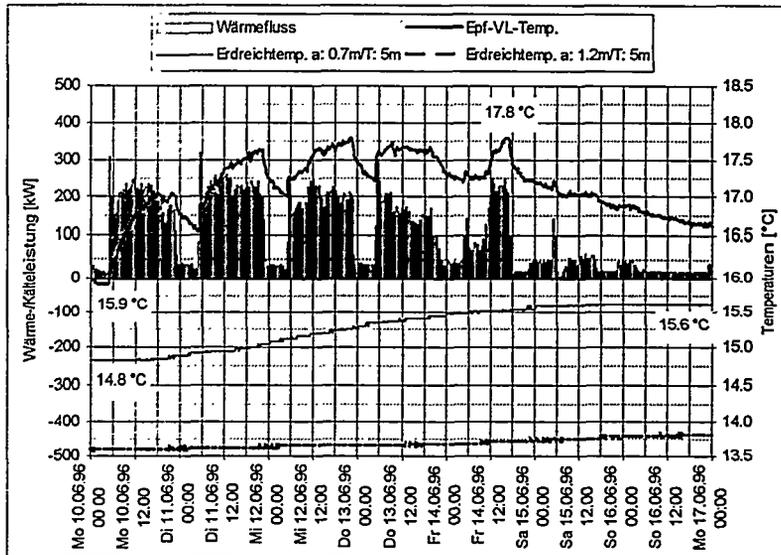
Beim Vertikalprofil fällt die Abhängigkeit von der Tiefe der Messung auf. Die aktive Pfahlänge beträgt 14 m, d.h. nur die Messung mit 14.5 m Tiefe liegt unter dem aktiven Bereich.

Diese Messungen zeigen einerseits den Einfluss der tieferen unberührten Erdschichten, andererseits den Störeinfluss des Gebäudes. Dieser ausgeprägte Störeinfluss ist zurückzuführen auf die fehlende Bodenwärmeeisolation gegenüber dem Erdreich. Auf diese verzichtete der Architekt aus Spargründen, da im Lagerbereich mit reduzierten Komfortanforderungen gerechnet wurde. Leider erwiesen sich diese Annahmen als falsch und die Raumtemperatur musste wegen den Produktionsanforderungen an das Papier nach kurzer Betriebsdauer von 13°C auf 18°C angehoben werden. Dies führt nun zu erheblichen Wärmeverlusten, die uns vor allem den Kühlnutzen schmälern.

Ebenfalls erkennbar ist ein klares Speicherverhalten des Erdreichs an diesem Standort. Bei einer reinen Wärmenutzung müsste hier das Erdreich (ohne den Wärmeeintrag aus dem Gebäude) regeneriert werden. Wir haben eine zweite Energiepfahlanlage in Betrieb (ebenfalls mit Messdatenerfassung), in der sich das Erdreich innert Monatsfrist wieder erholt. Grund für diese Unterschiede ist der unterschiedliche Grundwasseraustausch.

5.2.4 Vorlauftemperatur von Energiepfahlsystem

Aufzeichnung von der zweiten heissen Sommerwoche, vom 10. bis 16. Juni 1996:



Wir beobachten beim Vorlauf des Energiepfahlsystems über diese Woche mit hoher Belastung einen maximalen Temperaturanstieg von 2 °C innerhalb der 5 Werkzeuge und anschließender Erholung auf einen Anstieg von nur noch 0.8 °C. In 70 cm Entfernung, in der Mitte von zwei Pfählen einer 4-er Pfahlgruppe ist von den Tages-Lastschwankungen nichts mehr zu erkennen. Der Temperaturanstieg erfolgt etwa mit 24-stündiger Verspätung, ebenfalls um 0.8 °C. In 1.2 m Entfernung von den Pfählen, 1 m von der 1. Messung entfernt, steigt die Temperatur nur noch um 0.3 °C an, die Verzögerung 4 Tage.

Zu beachten ist, dass wir ende März auf dem hohen Temperaturniveau von 12.5 °C in die neue Kühlperiode starteten. Ziel wären mindestens 5 °C tiefer gewesen.

6 Schlussfolgerungen

Der Betrieb in diesem ersten Betriebsjahr verlief positiv, von Anfang an praktisch störungsfrei und ohne grössere Probleme.

Das Energiepfahlsystem konnte die gestellten Erwartungen erfüllen. Die Abweichungen sind auf betriebliche Einflüsse zurückzuführen.

Wirtschaftlich besonders interessant ist diese kombinierte Nutzung zum Heizen und Kühlen.

Hinweise

Im Planungsablauf ist speziell zu beachten, dass dieses *Energiesystem* in der ersten Bauphase montiert werden muss. Energiekonzept mit Dimensionierungsgrundlagen (Auslegertemperaturen, Leistungs- und Energiebedarf) müssen daher bereits zu diesem Zeitpunkt bekannt sein. Nachträgliche Anpassungen sind kaum mehr möglich.

ILP, 30.09.96/US

SERSO: Mit Sommer-Sonne gegen Winter-Glatteis

Walter J. Eugster, Karl Hess & Robert J. Hopkirk



DE010658473

Abstract

Road surfaces absorb energy from the incoming solar radiation in the summer months. The SERSO project was conceived to collect this energy, store it and reuse it during the following winter period to eliminate ice formation on those same road surfaces. The acronym SERSO (Sonnenergieerückgewinnung aus Strassengoberflächen) means "solar energy recuperation from road surfaces". This pilot unit having been conceived, researched an applied to a bridge on the Swiss national expressway A8 near Därligen on the south side of the lake of Thun was officially opened on 22nd August 1994.

Heat exchanger tubes carrying a water/glycol heat transfer fluid were built into the roadbed on the bridge, covering a total area of some 1'300 m². In summer these collect heat from the exposed carriageways, which is then transported in a closed hydraulic circuit to the neighbouring cylindrical underground rock heat storage volume. Within a diameter of 31.5 m and a depth of 65 m heat is exchanged between the heat transfer fluid and the rock via an array of 91 borehole heat exchangers. These comprise the other extremity of the closed hydraulic circuit and are connected in four concentrically arranged groups. The dimensioning of the heat exchange coils in the roadbed and of the underground heat store was undertaken with the help of numerical simulation techniques.

The operation of the pilot plant has been accompanied by detailed measurement campaign, whereby a total of 132 sensors are interrogated by remote datalogger. The data consist of temperature measurements at several depths and positions both in the roadbed and in the rock storage volume, of energy fluxes in the hydraulic system and of relevant meteorological data. The measurements help to achieve an empirical optimisation of the initially purely theoretically based regulation strategy, and serve at the same time to confirm the accuracy of the sizing of the individual components.

The experiences gained during the first two years of operation have shown that sufficient heat can indeed be collected in summer to maintain the bridge free of ice during the following winter. Moreover the energy balances derived from the measurements in the low temperature rock heat store have confirmed the predicted storage efficiency.

(O.J. IAKF)

Zusammenfassung

Verkehrsflächen heizen sich im Sommer durch Sonneneinstrahlung stark auf. Diese Sommerwärme zu sammeln, zwischenspeichern und im Winter zur Verhinderung von Glatteisbildung wieder zu nutzen bezweckt das Pilotprojekt SERSO (Sonnenergieerückgewinnung aus Strassengoberflächen) an einer Brücke der A8 bei Därligen am Thunersee. SERSO wurde am 22. August 1994 offiziell in Betrieb genommen.

In der Brückenfahrbahn sind auf einer Fläche von 1'300 m² Rohrregister eingebaut, in denen eine Wärmeträgerflüssigkeit zirkuliert. Im Sommer transportiert diese die Wärme in einen unter-

potentiell gewinnbaren Energiemengen bewerten, sowie dazu beitragen, die Grundlagen für eine Nutzung der geothermischen Energie in Nordbayern zu schaffen. Das Fränkische Sedimentbecken wurde als Untersuchungsraum ausgewählt, weil hier aufgrund der Datenlage exemplarisch die Anwendbarkeit verschiedener Methoden zur Erkundung und Bewertung des geothermischen Potentials demonstriert werden kann. Vergleichbare geologische Voraussetzungen finden sich in vielen Regionen Europas (Frankreich, Niederlande, Dänemark, Osteuropa), eine Übertragbarkeit der Untersuchungsergebnisse ist also gewährleistet.

Über die Anwendung von Geothermometern zur Bewertung des geothermischen Potentials liegen in Nordbayern noch keine Erfahrungen vor. Aus den USA sind Untersuchungen bekannt (SWANBERG & MORGAN, 1979), die einen linearen Zusammenhang zwischen dem SiO₂-Gehalt der Grundwässer und dem Wärmefluß feststellten. Da für einige Thermalwasservorkommen umfangreiche hydrochemische Analysen (z. T. Heilwasseranalysen) und geophysikalische Bohrlochmessungen vorliegen, bietet sich die Berechnung von Geothermometern und deren Kontrolle anhand der tatsächlich gemessenen Reservoirtemperaturen an.

5. Ziele

Mit einer Bewertung des geothermischen Potentials Nordbayerns (Fränkisches Sedimentbecken) sollen Möglichkeiten zur Erschließung und Nutzung neuer Thermalwasservorkommen untersucht werden. Basierend auf den Ergebnissen der bisherigen Forschung ist das Ziel dieser Explorationsstudie eine Synthese vorhandener Temperaturdaten aus Grundwasser- und Tiefbohrungen mit Forschungsergebnissen über den strukturellen Aufbau des Untergrundes. Neben einer Evaluierung der bekannten Vorkommen soll das Potential bislang als nicht- oder geringhöfing eingestufte Gebiete durch die Integration neuer strukturell-geologischer und geothermisch-hydrogeologischer Forschungsergebnisse untersucht und neue Prospektionsziele definiert werden.

6. Literatur:

- BAYERISCHES LANDESAMT FÜR WASSERWIRTSCHAFT (BLW), Andres, G. & Georgotas, N. (1978): Das Mainprojekt.- Schr. BLW, H. 7, XII + 315 S.; München.
- BEN DHIA, H., JONES, F. W., MEDDEB, N., LUCAZEAU, F. & BOURI, S. (1992): Shallow geothermal studies in Tunisia: Comparison with deep subsurface Information.- Geothermics, Vol. 21,4: 503-517.
- DALFSEN, W. VAN (1980): The shallow subsurface temperature field in the Netherlands. In: STRUB, A.S. & UNGEMACH, P. (eds.): Proceedings of the Second International Seminar on the Results of EC Geothermal Energy Research, held in Strasbourg, 4-6-March 1980.- Reidel Publ.; (Dordrecht).
- GUDDEN, H. (1983): Über Nutzungsmöglichkeiten von Erdwärme in Bayern.- Geol. Jb. C 33. Hannover.
- SWANBERG, C. A. & MORGAN, P. (1979): The linear relation between temperatures based on silica content of groundwater and regional heat flow: A new heat flow map of the United States. In: RYBACH, L. & STEGENA, L.: Geothermics and geothermal energy, Contrib. to Curr. Res. in Geophys., 7: 227-241. Basel
- UDLUFT, P. (1979): Das Grundwasser Frankens und angrenzender Gebiete.- Steir. Beitr. z. Hydrogeol., 31. Graz.

Als Novum kann auch angesehen werden, daß die Bohrungen Gunzenhausen und Regensburg auf einer Hochlage des Grundgebirges angesetzt wurden, wo Buntsandstein fehlt. Ebenso wurde Neuland mit der Bohrung Weiden betreten, die auf Rotliegendablagerungen des Nordostbayerischen Permokarbon-Trogs angesetzt wurde.

3. Datenbasis

Temperaturmessungen in Bohrungen mit kontinuierlichen geophysikalischen Meßverfahren stellen eine kostengünstige und einfach durchzuführende Methode zur qualitativen Bestimmung von Wazerzutritten in das Bohrloch dar. In den siebziger Jahren noch überwiegend auf Tiefbohrungen beschränkt, setzte sich diese Methode in den achtziger Jahren zunehmend auch als produktionstechnische Messung (Zuflußhorizonte, Überprüfung von Meßstellen und Brunnen) im Brunnenbau durch. Die Messungen sind relativ preiswert durchzuführen und erfordern einen geringen Geräteaufwand. Meßparameter ist die Temperatur der Fluidsäule im Bohrloch, die bei entsprechenden Voraussetzungen (Stillstandszeit der Bohrung) die Grundwassertemperatur und damit indirekt die Gebirgstemperatur widerspiegelt.

Die Temperatursonden werden meist in Kombination mit einem Salinometer gefahren, so daß zusätzlich Daten über die Mineralisation des Wassers erfaßt werden. Die Meßdaten liegen überwiegend aus Grundwasser-Erkundungsbohrungen vor und werden ergänzt durch einzelne Temperaturlogs aus Tiefbohrungen. Aus dem Untersuchungsgebiet wurden von Juli 1995 bis Juni 1996 ca. 460 Messdaten zusammengetragen. Diese Daten erfassen überwiegend (72%) Tiefen zwischen 30 - 150 m. Die Vergleichbarkeit der Daten verschiedener Meßfirmen ist dadurch gegeben, daß überwiegend mit einer Meßapparatur desselben Herstellers (GEOCOM, Celle) gemessen wird. Nachteilig auf die Datenqualität wirkt sich die oftmals zu geringe Standzeit der Bohrungen bei Durchführung der Messungen aus. Diesem Faktor kann durch Korrekturverfahren Rechnung getragen werden.

Die Regionalisierung der aus den Temperaturmessungen gewonnenen Untergrundtemperaturen erfolgt unter Anwendung geostatistischer Verfahren durch eine Kartendarstellung für verschiedene Tiefenhorizonte (bspw. 50 m, 200 m, 500 m und 1000 m). Die erzeugten Isothermenpläne werden mit den geologisch-strukturellen Elementen des Sedimentbeckens und seiner präpermischen Basis überschritten. Diese Verknüpfung der geologischen und geothermischen Daten soll Zusammenhänge zwischen dem geologischen Aufbau und möglichen Temperaturanomalien deutlich machen. Es wird erwartet, daß sich aus dem Verlauf der Isothermen auch Hinweise über die Bewegung der Tiefenwässer und somit auch über die Genese von Temperaturanomalien entnehmen lassen.

4. Problemstellung

Nach bisherigem Kenntnisstand sind in Nordbayern keine außergewöhnlichen Temperaturanomalien erwarten. Neue Thermalwasserfunde seit Anfang der achtziger Jahre sprechen jedoch für die Existenz lokaler geothermischer Anomalien.

Untersuchungen über Extrapolation flacher geothermischer Messungen zur Ermittlung des Temperaturfeldes im tieferen Untergrund wurden in den Niederlanden (VAN DALFSEN, 1980) und in Tunesien (BEN DHIA ET AL., 1992) durchgeführt. Diese Arbeiten zeigen die prinzipielle Anwendbarkeit dieser Methode in Gebieten mit wenigen Temperaturdaten aus Tiefbohrungen.

Das Untersuchungsvorhaben soll die Möglichkeiten einer Aquiferbewirtschaftung (energetische Nutzung, Trinkwassergewinnung, balneologische Nutzung) und die

Bohrung	Tiefe (m)	Aquifer	Temp. (°C).
Bad Colberg 1/74	910	m/s	40 (Auslauf)
Bad Kissingen Schönborn	584	s/z	21,2
Bad Königshofen	1027	s/z, nicht fündig	44,4
Bayreuth T1	1130	s	33
Berching FB	316	k/m/Kristallin	21,8*
Dinkelsbühl FB	562	Kristallin	29*
Fürth-Ludwig 1	357	s	22,1
Fürth-Ludwig 2	365	s	22,2 (Auslauf)
Fürth-Espan	370-440	s	21,8
Forcheim - Burg Feuerstein	312	k	20,9 (Auslauf)
Gräfenberg VB	250	k	23 (Auslauf)
Gräfenberg-Haidhof	117,5	jm	22,2 (Auslauf)
Gunzenhausen	450	Kristallin, nicht fündig	23,4*
Hersbruck 7.05	185	k	21
Mürsbach B1	1130	s/z	53
Mürsbach B6	1200	s/z	67
Neustadt/Saale	655	s/z	29
Nördlingen FB	1206	Suevit, Kristallin	56
Obernsees FB	685	m/s	42,9
Regensburg-Westbad	620	k	26,8
Riedenburg FB	310	k/Kristallin	22*
Rodach T1	652	s	33 (Auslauf)
Rodach T2	558	m	23,5
Rodach T2	1015	s	35 (Auslauf)
Staffelstein T1	1600	s/z/r	>50 (Auslauf)
Staffelstein T2	1160	s	>52 (Auslauf)
Treuchtlingen T1	496	k/m	27,4
Treuchtlingen T2	650	m, Randfazies	32
Weiden T1	1460	r	25

Aquifer: k = Keuper, m = Muschelkalk, s = Buntsandstein, z = Zechstein, r = Rotliegend, jm = Dogger-Sandstein

* = keine Angaben über die Menge der zutretenden Fluide

Tabelle 2: Übersicht über Thermalwässer und Untergrundtemperaturen in Nordbayern

2.2 Stand der geothermischen Forschung in Nordbayern 1983-1995

Seit 1983 wurden in Nordbayern mit folgenden Bohrungen Thermalwässer neu erschlossen: Weiden, Bayreuth (Dublette), Obernsees (Forschungsbohrung) und Regensburg. Erweiterungsbohrungen wurden in Treuchtlingen (T2), Rodach (1015 m) und Staffelstein (1160 m) abgeteuft. Nicht fündig waren die Thermalwasseruntersuchungsbohrungen Bad Königshofen und Gunzenhausen, als teilweise fündig sind die Bohrungen Weiden und Regensburg einzustufen (vgl. Tab. 2).

Betrachtet man die Umstände, die zur Niederbringung der Bohrungen führten, so hat sich das Bild seit 1983 grundlegend gewandelt. Nur noch eine Bohrung (FB Obernsees) wurde nicht gezielt aufgrund geologischer Vorarbeiten auf Thermalwasser ange-setzt. Die übrigen Bohrungen wurden für balneologische und Freizeitnutzung oder unter dem Aspekt einer geothermischen Nutzung abgeteuft.

2. Untersuchungsstand

2.1 Stand der geothermischen Forschung in Nordbayern bis 1983

Das geothermische Potential Nordbayerns wurde erstmals in den siebziger Jahren im Rahmen einer bundesweiten Untersuchung bewertet. Diese Auswertungen stützen sich in Nordbayern auf Temperaturdaten aus Erdölsuchbohrungen, Forschungsbohrungen und Thermalwasserbohrungen. In Nordbayern finden sich nach diesen Untersuchungen keine Anzeichen für einen erhöhten Temperaturgradienten.

Die bis 1983 in Nordbayern erschlossenen Thermalwässer in Bad Kissingen, Fürth, Rodach, Nördlingen, Treuchtlingen und Staffelstein (Übersicht Tabelle 2) dienen ausschließlich balneologischen Zwecken. Die in Fürth/Bay., Mürsbach und Nördlingen angetroffenen Thermalwässer werden zur Zeit nicht genutzt. Die Thermalwässer in Staffelstein und Rodach wurden gezielt aufgrund der geologischen Voraussetzungen erschlossen, während die übrigen Vorkommen zufällig bei der Suche nach Bodenschätzen oder Mineralwasser angetroffen wurden.

Die sehr zurückhaltende Bewertung GUDDENS (1983) „Über Nutzungsmöglichkeiten von Erdwärme in Bayern“ und der Rückgang der Rohölpreise nach der zweiten Ölkrise, stellten eine Zäsur in der Erforschung des Erdwärmepotentials in Nordbayern dar. In dieser Zusammenfassung bewertete GUDDEN das geothermische Potential als gering und hielt die Erschließung bedeutender Thermalwasservorkommen für wenig wahrscheinlich. GUDDEN selbst beschreibt jedoch im Coburger Umland erhöhte geothermische Gradienten von ca. $4,5^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ aus den Bohrungen Rodach und Staffelstein sowie der Gasspeichererkundung.

Bereits in den siebziger und Anfang der achtziger Jahren fanden sich in der Literatur Hinweise auf warme Grundwässer ($> 20^{\circ}\text{C}$) die nicht mit den o.g. Vorkommen in Zusammenhang stehen. Diese niedrigthermalen Grundwässer treten in Grundwasserleitern des Burgsandsteins (Keuper) und Doggersandsteins am Westrand der Fränkischen Alb auf. Ihre Herkunft kann durch konvektiven Wärmetransport aus dem Bereich der Frankenalb-Mulde erklärt werden (BLW, 1978).

Das Tiefengrundwasser Nordbayerns wird nach UDLUFT (1979) überwiegend durch die salinaren Ablagerungen des Zechsteins, untergeordnet auch durch Salzlager im Muschelkalk geprägt. Diese Salzvorkommen wurden im nördlichen Untersuchungsgebiet in den Werra- und Fulda-Becken (Zechstein) bzw. im Westen zwischen Rothenburg und Kitzingen (Muschelkalk) abgelagert. Die durch die Subrosion der Salinarfolgen entstandenen Solen sinken durch ihr höheres spezifisches Gewicht ab, bis sie auf einen Grundwasserstauer treffen. Dem Gefälle dieses Stauhorizontes folgend unterschichten die Salzwässer teilweise andere Grundwässer mit geringerer Dichte. Die vom Zechsteinsalinar geprägten Tiefenwässer wandern vom Werra-Becken nach Süden bis in den Raum Nürnberg. Der Mineralgehalt der Wässer verringert sich durch Diffusion mit zunehmender Entfernung vom Ablauggungsgebiet. Die Süß-/Salzwassergrenze liegt in Südthüringen bei etwa $+250\text{ m NN}$ und fällt auf etwa $+150\text{ m NN}$ im Raum Nürnberg ein. Südlich von Nürnberg werden die Salzwasservorkommen durch - das über die Süß-/Salzwassergrenze aufragende Kristallinloch (Dinkelsbühl-Berching) - begrenzt. Hier werden sie in Richtung Oberrheingraben, der vermutlich als Vorfluter dient abgedrängt.

Formation	Lithologie	Aquifertyp	Temperatur - bereich	Nutzungs- möglichkeiten	Beispiele
Rätolias	Sandstein	Kluft-(Poren-) GWLeiter	15 - 20 °C	Wärmepumpen, Trinkwasser	keine Nutzung bekannt
Keuper	Sandstein	Kluft-(Poren-) GWLeiter	20 - 30 °C	Wärmepumpen, hydrothermal, Trinkwasser	Weißenburg/By Nennslingen, Raitenbuch
Muschel- kalk	Karbonate randl. Sand- stein	Kluft-/Karst- GWLeiter	20 - 40 °C	hydrothermal, balneologisch, Trinkwasser	Obersees, Bad Colberg
Buntsand- stein	überwiegend Sandsteine	Kluft-(Poren-) GWLeiter	20 - 55 °C	hydrothermal, Trinkwasser, balneologisch	Staffelstein, Rodach, Bay- reuth
Zechstein	Karbonate Sandstein Rifffkarbonate	Kluft-(Poren-) GWLeiter	30 - 65 °C	hydrothermal, balneologisch	Mürsbach (z. Zt. nicht genutzt)
Rotliegend	Sandstein Fanglomerate Vulkanite	Kluft-GWLei- ter	30 - 100 °C	hydrothermal?, tiefe Erdwärme- sonden	bislang keine erfolgreiche Bohrung
Kristallin	Metamorphite Plutonite	Kluft-GWLei- ter	35 - 150 °C	hydrothermal, balneologisch, HDR, tiefe Erd- wärmesonden	KTB

Tabelle 2: Potentielle Thermalwasseraquifere in Nordbayern

Die jungpaläozoischen Sedimente und Vulkanite liegen in grabenartiger Position zwischen Grundgebirgshochlagen. Die überwiegend von mesozoischen Sedimenten bedeckten Intramontanbecken mit einer variierenden Lithofazies werden z.T. von Randbrüchen begrenzt und liegen in Tiefenbereichen der 30°C bis 100°C Isothermen. Sie weisen somit einige für eine Thermalwasserhöflichkeit günstige Voraussetzungen auf. Die Thermalwasserhöflichkeit des Permokarbons wurde bisher nur mit den Bohrungen Treuchtlingen T2 und Weiden getestet.

Wenig Informationen über Thermalwässer liegen aus dem Bereich der Kristallingebiete Nordostbayerns vor. Die metamorphen und kristallinen Gesteine des Grundgebirges werden, abgesehen von Störungszonen als weitestgehend impermeabel angesehen. Die KTB-Vorbohrung hatte im Bereich von Störungszonen im Grundgebirge Zuflüsse salinärer Wässer, deren Genese bislang nicht geklärt ist.

In Süddeutschland konzentrierte sich die Exploration geothermischer Energie bisher auf den Oberrheingraben und das Molassebecken. Für diesen Bereich liegt eine umfangreiche Studie vor (SCHULZ et al. 1989). Nordbayern ist aus geothermischer Sicht ein bislang wenig beachtetes Gebiet. Die vorhandenen Daten lassen bereichsweise gute Voraussetzungen für eine Nutzung niedrigthermaler Wässer erkennen. Die Bewertung des geothermischen Potentials von Zechstein und Buntsandstein in Nordbayern wurde daher auch durch die Geothermische Vereinigung e.V. als ein vorrangiges Forschungsziel definiert.

Geothermisches Potential Nordbayerns -Untersuchungen der geothermischen Verhältnisse durch Auswertung geophysikalischer Temperaturmessungen in Trinkwasser- und Tiefbohrungen

Wolfgang Bauer & Peter Udluft



Zusammenfassung:

Zielsetzung des Forschungsvorhabens ist die Bewertung des geothermischen Potentials Nordbayerns im Hinblick auf eine Nutzung von Tiefenwässern zur Gewinnung von hydrothermalen Energie. Die niedrigerthermalen Tiefenwässer bieten sich bspw. als Energieträger für Raumwärme, Bäderheizung und landwirtschaftliche Nutzung an. Die geologische Situation im Untersuchungsgebiet (Fränkischen Becken) kann als weitestgehend bekannt angesehen werden, so daß sich eine Bewertung auf eine Synthese geothermischer, geologisch-tektonischer und hydrogeologischer Daten stützen kann. a)

Die geothermischen Daten liegen in Form geophysikalischer Temperaturmessungen aus zahlreichen Trinkwasserbohrungen (< 150 m Bohrtiefe) und einigen Tiefbohrungen (> 150 m Bohrtiefe) vor. Nach Auswertung der Temperaturdaten sollen Isothermenkarten für verschiedene Tiefschnitte (50 m, 100m, 500 m etc.) erstellt werden. Gleichzeitig soll auch die Beziehung der Untergrundtemperaturen zum geologischen Bau des Untersuchungsgebietes, besonders dem Relief und der Lithologie des unterlagernden variszischen Grundgebirges untersucht werden. Hiervon werden Informationen über den Wärmetransport und das hydraulische Regime im Sedimentbecken erwartet. b)

Die Bewertung des geothermischen Potentials Nordbayerns soll Bereiche aufzeigen, in denen aufgrund der geologischen Voraussetzungen die Nutzung geothermischer Energie sinnvoll erscheint und zur Erschließung neuer potentieller Standorte beitragen. Sie soll als Planungsgrundlage für potentielle Erdwärmennutzer dienen und zu einer Minimierung des Explorationsrisikos beitragen. c)

1. Geologische und hydrogeologische Voraussetzungen

Der Untersuchungsrahmen wird durch die Begrenzung des Fränkischen Sedimentbeckens in Nordbayern vorgegeben (s. UDLUFT, 1979). Über dem variszisch deformierten Grundgebirge, das in mehreren Tiefbohrungen angetroffen wurde, folgen sedimentäre Ablagerungen des Jungpaläozoikums und des Mesozoikums mit einer maximalen Mächtigkeit von ca. 2,8 km.

Aufgrund ihrer geologischen Verbreitung und Tiefenlage sind in Nordbayern besonders die Aquifere des Buntsandsteins und Zechsteins, bereichsweise auch des Muschelkalks und Keupers von Interesse. Diese Aquifere sind in Nordbayern als Kluft- (Poren) Grundwasserleiter und Karstgrundwasserleiter entwickelt. Weitere potentielle Thermalwasseraquifere große Störungszonen, tiefliegende Permokarbon-Tröge und die Impactstruktur des Nördlinger Ries.

irdischen, zylinderförmig angelegten Felsspeicher mit einem Durchmesser von 31.5 m und einer Tiefe von 65 m. Das Gesamtvolumen beträgt mit den anrechenbaren Randgebieten rund 55'000 m³. Die Oberfläche des Speichers ist wärmegeklämt. Der Wärmeaustausch zwischen Felsspeicher und Wärmeträger erfolgt über insgesamt 91, hydraulisch in vier Ringe zusammengefasste Erdwärmesonden. Die Dimensionierung der Rohrregister und des Felsspeicher wurde mit Hilfe von Modellrechnungen vorgenommen. b)

Die Pilotanlage wird zusätzlich mit einem umfangreichen Messprogramm mit 132 Messstellen (Belags- und Speichertemperaturen an verschiedenen Standorten und Tiefen, Kreislauftemperaturen und -mengen sowie Meteodaten) wissenschaftlich begleitet. Mit Hilfe der Messkampagne wird einerseits die Anlagesteuerung optimiert und andererseits die einzelnen Anlageteile auf ihre optimale Dimensionierung hin untersucht. c)

Die ersten zwei Betriebsjahre haben gezeigt, dass dem Belag im Sommer genügend Wärmeenergie entzogen werden kann, um im Winter damit die Brücke eisfrei zu halten. Die Bilanz der saisonalen Niedertemperaturspeicherung im Fels bestätigt die im voraus berechneten Effizienzen. d)

→ IRKF)

1. Einleitung

Verkehrsflächen heizen sich in unseren Breitengraden im Sommer durch Sonneneinstrahlung bis auf über 60°C auf. Die in den Belägen aufgestaute Wärme verpufft bis heute in der Regel ungenutzt in die Atmosphäre. Diese Wärme zu sammeln, zwischenzuspeichern und im Winter wieder zu nutzen – dies ist die Grundidee von SERSO (Sonnenenergierückgewinnung aus Strassenoberflächen). In den Jahren 1991 bis 1994 hat das Tiefbauamt des Kantons Bern in Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Strassenbau an einer Brücke der Nationalstrasse A8 bei Därligen ein Pilotprojekt realisiert, bei dem die im Sommer aus dem Brückenbelag gewonnene Wärme in einem Felsspeicher zwischengelagert und im Winter zur Eisfreihaltung derselben Brücke wiederverwendet wird. SERSO wurde am 22. August 1994 offiziell in Betrieb genommen und hat heute bereits zwei vollständige Betriebsjahre hinter sich.

Der praktische Nutzen dieses Projektes liegt darin, im Winter die Unfallgefahr auf der Autobahnbrücke bei Därligen zu reduzieren, indem der Fahrbahn bei akuter Glatteisgefahr Wärmeenergie aus dem Felsspeicher zugeführt wird. Dies Nutzungsart der Wärme ist allerdings nur eine von vielen Anwendungsmöglichkeiten von SERSO.

SERSO besteht im wesentlichen aus drei Anlageteilen:

a) Brücke und Fahrbahn

In den Belag auf der Brücke wurden Rohrregister eingebaut, in denen eine Wärmeträgerflüssigkeit (Wasser-Ethylenglykol-Gemisch) zirkuliert, die im Sommer die Wärme aus dem Belag in einen Felsspeicher abtransportiert und im Winter umgekehrt Wärme in den Belag zurückführt. Die 160 einzelnen Register aus rostfreiem Stahl decken eine Belagsfläche von

1'300 m² ab. Die Register der beiden Fahrbahnhälften ("Bergseite" und "Seeseite") sind hydraulisch getrennt und können unabhängig betrieben werden. Sie liegen rund 7 cm unter der Belagsoberfläche und sind in einen Vermörtelungsbelag eingebettet.

b) Felsspeicher

Zur Speicherung der Wärme dient ein unmittelbar neben der Brücke gelegener, vorwiegend aus Hohlkalksandstein bestehender Felsspeicher von 30 m Durchmesser und 65 m Tiefe. Mit den angrenzenden Randbereichen umfasst der Speicher ein Volumen von 55'000 m³. Er enthält 91 vertikale Erdwärmesonden, die gleichmässig verteilt in den Fels abgeteufelt, untereinander gekoppelt und mit den Rohrregister im Belag verbunden sind.

c) Hydraulisches System

Es umfasst Pumpen und Verbindungsleitungen, die von der Brücke über das Betriebsgebäude in den Felsspeicher führen. Die Pumpen und die elektronische Steuerung des Systems sind im Betriebsgebäude untergebracht.

Die Rohrregister und der Felsspeicher wurden mit Hilfe von Modellrechnungen dimensioniert.

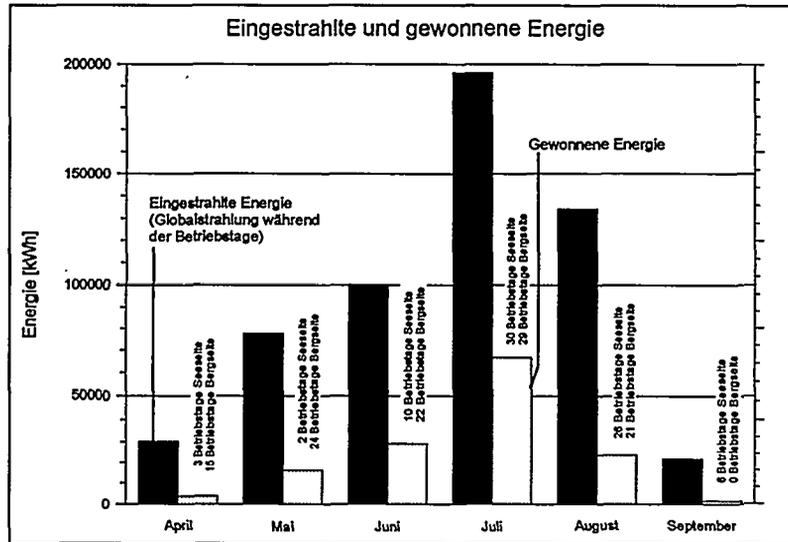
Die Energiebilanz von SERSO ist sehr vorteilhaft, da nur die Umwälzpumpen und die Steuerung mit elektrischer Energie betrieben werden – die benötigte Wärme besteht aus im Untergrund gespeicherter zurückgewonnener Sonnenwärme. Es existiert weder eine Zusatzheizung noch eine Wärmepumpe.

SERSO wird mit einem umfangreichen Messprogramm mit 132 Messstellen (Belags- und Speichertemperaturen an verschiedenen Standorten und Tiefen, Kreislauftemperaturen und -mengen sowie Meteodaten) wissenschaftlich begleitet. Mit Hilfe der Messkampagne wird einerseits die Anlagesteuerung optimiert und andererseits die einzelnen Anlageteile auf ihre optimale Dimensionierung hin untersucht.

Das Betriebsverhalten der Anlage wird im folgenden anhand des zweiten Betriebsjahres (Frühjahr 1995 bis Frühjahr 1996) aufgezeigt. Vor Beginn dieses Betriebsjahres wurden bereits gewisse Optimierungen an der Steuerungslogik vorgenommen.

2. Speicherladung im Sommerhalbjahr 1995

Im Sommer 1995 wurden gesamthaft 141 MWh an Wärme aus dem Belag gewonnen. Der Anteil der beiden Randmonate April und September am Energieentzug ist erwartungsgemäss bescheiden (siehe Figur 1). Beinahe die Hälfte der Energie wurde allein im Juli entzogen.



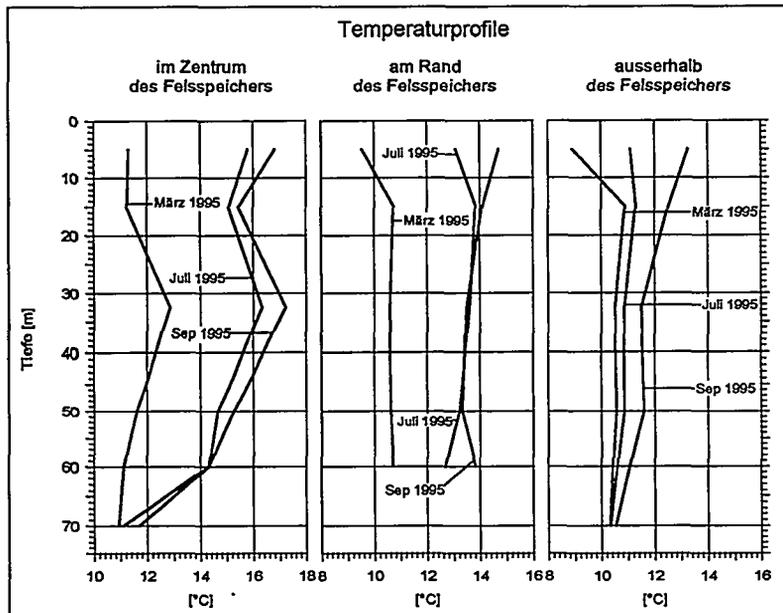
Figur 1: Vergleich der eingestrahlenen Energie (Globalstrahlung während der Betriebstage) und der aus dem Belag gewonnenen Energie im Sommer 1995.

Die Steuerung der Anlage ist so programmiert, dass bei minimaler Laufzeit mit möglichst hoher Entzugsleistung Wärme auf möglichst hohem Temperaturniveau gewonnen werden kann. Die Kollektoreffizienz (Verhältnis zwischen eingestrahelter und gewonnener Energie) beträgt für den Sommer 1995 knapp 25%. Die mittleren Entzugsleistungen liegen bei 105 W/m^2 bzw. 140 kW für die gesamte Brücke mit Spitzenwerten bei rund 700 kW .

Entsprechend der beschriebenen Entzugsgeschichte verhält sich die Temperaturzunahme im Felspeicher. Figur 2 zeigt für ausgewählte Monate die Temperatur-Tiefenprofile für das Zentrum und den Randbereich des Felspeichers sowie ausserhalb des eigentlichen Speicherbereichs.

Das Temperaturverhalten am Rand und ausserhalb des Speichers ist ein deutliches Anzeichen für das kontinuierliche Wegfliessen von Wärme aus den inneren Speicherbereichen. Mit gegen Ende der Ladephase zunehmender zentraler Speichertemperatur nehmen auch die Verluste zu.

Das Anfangstemperaturniveau am Rand und ausserhalb des Speichers ist rund 1 K höher als vor Inbetriebnahme der Anlage 1994. Im Zentrum ist diese Differenz noch grösser. Im Sommer 1995 nahm die Temperatur im Speicher um Werte zwischen 5.5 K (zentraler oberster Speicherbereich) und 2.2 K (unterster Speicherbereich am Rand) zu.



Figur 2: Temperatur-Tiefenprofile im Zentrum, am Rand und ausserhalb des Felspeichers jeweils anfangs, mitte und Ende der Speicherladephase im Sommer 1995.

3. Speicherentladung im Winterhalbjahr 1995/96

Im Winterhalbjahr wird mit Hilfe der eingespeicherten Energie die Glatteisbildung auf der Brücke verhindert. Die Anlagesteuerung ist so programmiert, dass die Anlage bei Lufttemperaturen unterhalb von +4°C und Belagtemperaturen unterhalb von +3°C den Betrieb aufnimmt. Sobald die Belagtemperaturen +4°C übersteigen, stellt die Anlage den Betrieb wieder ein. Die Wärmeträger-Eintrittstemperaturen in den Brückenbelag sind aussentemperaturabhängig geregelt und nehmen Werte zwischen +6°C und +10°C an. Der Speicher wird von aussen nach innen entladen.

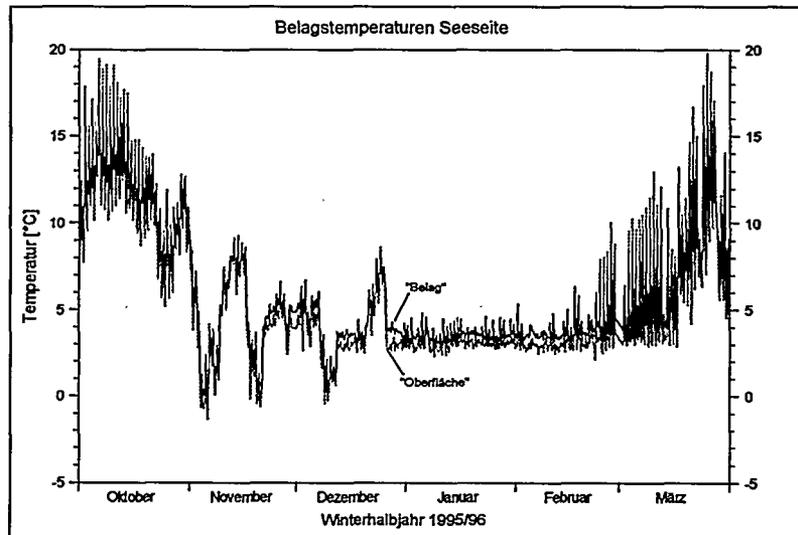
Der Oktober 1995 wies eine mittlere Lufttemperatur von über 10°C auf. Ab Mitte November pendelte die Lufttemperatur bei Werten um 0°C, d.h. zwischen -5°C und +5°C. Dies bleibt im wesentlichen bis Mitte März 1996 so bestehen. Die Temperaturminima lagen im Dezember bei -5°C und -7°C. Der Januar wies Lufttemperaturen von generell mehr als -3°C auf. Im Februar und im März wurden wiederum Minimalwerte von -7°C erreicht.

Die Belagtemperaturen der Brücke folgen bis anfangs November diesem Verlauf, da der eigentliche Heizbetrieb noch nicht begonnen hat (siehe Figur 3). Anfangs und Mitte November sowie anfangs Dezember fiel die Belagstemperatur trotz Heizbetrieb unter den Wert von 0°C. Ursache hierfür waren nicht korrekt eingestellte Regelwerte. Dieser Fehler wurde im Dezember behoben. Danach verlief der Betrieb der Anlage störungsfrei. Die Belagtemperaturen erreichten ab diesem Datum Werte von wenigstens +3°C. Ab Mitte März – bei ausgeschalteter Anlage – nehmen die Belagtemperaturen wieder deutlich zu.

In der Zeit zwischen November 1995 und März 1996 wurden dem Brückenbelag rund 97 MWh an Wärme zugeführt. Die Monate Dezember und Februar wiesen dabei mit je ca. 30% die grössten Bezüge auf.

Die mittlere Abgabeleistung an den Brückenbelag hat auf der Seeseite 55 kW und auf der Bergseite 40 kW betragen. Die maximale Leistung erreichte jeweils rund 2.5-fach höhere Werte. Die mittlere Entzugsleistung im Speicher erreichte einen Wert von 120 kW. Dies entspricht einer spezifischen Entzugsleistung von ca. 20 W/m.

Während des Entladebetriebs kühlte sich das Zentrum des FelsSpeicher im obersten Bereich um 5.1 K, im mittleren Bereich um 3.9 K und im untersten Speicherbereich um 3.5 K ab.



Figur 3: Verlauf der Belagtemperaturen in der seeseitigen Brückenhälfte über das ganze Winterhalbjahr 1995/96 in 5.5 cm ("Oberfläche") und 10 cm ("Belag") Tiefe.

4. Ueberblick über die ersten zwei Betriebsjahre

Das erste Betriebsjahr diente primär der Gewinnung einer gewissen Betriebserfahrung. Für das zweite Jahr wurden bereits verschiedene Optimierungen bei der Anlagesteuerung vorgenommen.

Die Energiebilanz über die ersten beiden Betriebsjahre ist in Tabelle 1 dargestellt. Tabelle 2 fasst die mittleren Temperaturänderungen über den ganzen Speicherbereich zusammen und Tabelle 3 zeigt die Betriebszeiten der Anlage und den Stromverbrauch für die Umwälzpumpen.

Tabelle 1: Energiebilanz für den Speicher über die ersten beiden Betriebsjahre

Periode	Energieumsatz gemessen [kWh]	Verluste geschätzt [kWh]	Total pro Periode [kWh]	Saldo [kWh]
Energieeintrag Sommer 1994	180'000	-47'500	132'500	132'500
Energieverbrauch Winter 1994/95	-67'000	-24'500	-91'500	41'000
Energieeintrag Sommer 1995	140'000	-42'500	97'500	138'500
Energieverbrauch Winter 1995/96	-88'000	-16'500	-104'500	34'000

Tabelle 1 zeigt, dass gegenüber dem Ruhezustand im April 1994 selbst nach dem 2. Betriebsjahr ein Energieüberschuss im Felspeicher von 34'000 kWh bestehen geblieben ist. Im Winterhalbjahr 1995/96 wurde trotz nahezu halbiertes Betriebszeiten gegenüber dem Vorjahr rund ein Drittel mehr an Wärme für die Temperierung der Brücke benötigt.

Die Speichereffizienz gibt das Verhältnis zwischen den Verlusten und der eingelagerten Energie an. Ueber beide Betriebsjahre zusammen beträgt sie knapp 60%.

Tabelle 2: Die mittleren Temperaturänderungen über den ganzen Speicherbereich für verschiedene Zeitabschnitte gegenüber dem Ruhezustand im April 1994 ("Saldo").

Zeitpunkt	Temperaturänderung	Saldo
Ruhezustand Frühjahr 1994	0.00	0.00
Energieeintrag Sommer 1994	4.63	4.63
Energieentzug Winter 1994/95	-3.20	1.43
Energieeintrag Sommer 1995	3.40	4.83
Energieentzug Winter 1995/96	-3.65	1.18

Tabelle 3: Betriebszeiten der Anlage und elektrischer Stromaufwand für den Betrieb der Pumpen für die ersten beiden Betriebsjahre.

Phase	Betriebszeit [h]	Pumpenstrom [kWh]
Speicherladephase Sommer 1994	1'650	7'850
Speicherentladephase Winter 1994/95	1'530	7'150
Speicherladephase Sommer 1995	1'320	6'500
Speicherentladephase Winter 1995/96	880	4'450

5. Schlussbemerkungen

Das Konzept der *Sonnenenergie-Rückgewinnung* funktioniert. Es lässt sich genügend Energie aus dem Brückenbelag entziehen, um den gleichen Belag im Winter eisfrei zu halten. Das Konzept stellt aber hohe Anforderungen bezüglich Flexibilität und Genauigkeit an die Anlagesteuerung.

SERSO ist ein gut funktionierendes Beispiel für einen saisonalen Niedertemperatur-Felsspeicher. Das Konzept und die Idee, welche hinter SERSO steckt, erschöpft sich aber keineswegs in der Eisfreihaltung einer Strassenbrücke. Das Zurückgewinnen und das Sammeln von Sonnenwärme, welche andernfalls ungenutzt in die Atmosphäre abstrahlt, das Aufbewahren für eine spätere Wiederverwendung – gewissermassen als *Energie-Recycling* – lässt sich vielmehr auf eine ganze Reihe von weiteren Anwendungen ausdehnen, z.B. auf:

- Flughafen-Areale
- Hubschrauber-Landeplätze
- Industrie-Areale
- Ausbildungszentren
- Sport- und Freizeitanlagen
- Parkplätze; Strassenabschnitte, Brücken und Rampen

6. Literatur

Es existieren diverse nicht veröffentlichte Projektberichte über Voruntersuchungen, Detailuntersuchungen und theoretische Studien sowie über die Bau- und die bisherige Betriebsphase. Empfänger und Auftraggeber der Berichte war das Tiefbauamt des Kantons Bern, Abt. Betrieb und Unterhalt, CH-3011 Bern.

Kälte und Wärmespeicherung im Zentrum Berlins

*Peter Seibt, Wulf Brandt, Frank Kabus, Gerd Möllmann
& Joachim Poppei*



DE010658482

Kurzfassung

Im Zentrum des Systems der Energieversorgung der Parlamentsbauten steht die autarke Energiebereitstellung durch den Einsatz von Motorheizkraftwerken (MHKW).

Als Treibstoff dient verestertes Pflanzenöl (Bio-Diesel).

Die MHKW werden entsprechend dem jeweils abgeforderten Strombedarf gefahren.

Die bei der Stromerzeugung anfallende Wärmeenergie auf dem für Heizzwecke günstigen Temperaturniveau > 100 °C dient direkt der Wärmeversorgung bzw. dem Antrieb einer Kältemaschine / Wärmepumpe zur Bereitstellung von Niedertemperatur-Kühlenergie im Sommer und Niedertemperatur-Wärme im Winter.

Da der jeweilige Bedarf an Wärme und Strom oftmals nicht gleichlaufend ist, kommt es zeitweise zu einem Überschuß des Wärmeangebots aus den MHKW und zu anderen Zeiten wiederum zu einer Deckungsücke. Überschüssige MHKW-Abwärme wird darum in einem Wärmespeicher zur Rückgewinnung und Nutzung bei Heizbedarf im Winter gespeichert. Dazu wird erstmalig ein etwa 300 m tiefer salzführender Aquifer genutzt. Die MHKW-Abwärme wird auf einem Temperaturniveau von 60 ... 70 °C in diesen Wärmespeicher eingeleitet und auf einem Temperaturniveau von 60 ... 20 °C zurückgewonnen und genutzt.

Ein flacher Aquifer-Kältespeicher in einer Tiefe von ca. 60 m dient der Gebäudekühlung: Die im Winter gespeicherte Umgebungskälte versorgt im Sommer auf direktem Wege Kälteabnehmer des Gebäudes.

Beide Speicher sind durch eine über 100 m mächtige Tonschicht voneinander getrennt.

Der Kühlungsbedarf bei Luftentfeuchtung auf einem Temperaturniveau von 6/12 °C wird über eine Kältemaschine realisiert, die ebenfalls mit dem Aquifer-Kaltwasser gekühlt wird.

Summary

The concept of energy supply of the Reichstag building as the future seat of the German Parliament follows general objectives:

- saving and rational use of energy
- high technical security of supply
- a large degree of self-sufficient supply
- utilisation of environment-friendly natural resources and systems
- cost optimisation under business management and national economic aspects
- good prospects for the option of future integration into the system planned for the river Spree curve.

The concept of energy supply for the seat of the German Parliament is based on self-sufficiency by using motor-driven district heating power stations. Esterified vegetable oil (bio-diesel) serves as fuel. These motor-driven power stations are operated depending on the amount of power required actually.

The heat energy which is released when generating power at the temperature level > 100 °C - which is favourable for heating purposes - serves directly for heat supply or the driving of a refrigerating machine/heat pump for the supply of cooling energy in summer and low-temperature heat in winter.

As the demand on heat and power supply often will not be parallel, there will be a temporary surplus of heat offered by the motor-driven power station, and at other times it will be deficient.

That is why surplus heat from the motor-driven power station is stored in a deep aquifer heat reservoir for recovery and utilisation for heating in winter.

By using a geothermal saline water reservoir, the waste heat from the motor-driven power station can be fed into it at a temperature level ranging from 60...80 °C and recovered and utilised at a temperature level ranging from 60...20 °C.

A shallow groundwater aquifer cold storing reservoir serves for cooling: the cold stored in winter is supplied in summer to the cooling equipment of the building by direct cooling with the cold water from the aquifer (heat exchange) at a temperature level of 14/15 °C.

The cooling demand in case of air dehumidification at a temperature level of 6/12 °C is covered by a cooling machine which is also cooled with the cold water from the aquifer.

As cooling machine/heat pump an environment-friendly, CFC-free absorption machine is used working on a combination of water and lithium bromide. The machine is driven by the waste heat from the motor-driven power plant.

1. Energiekonzept

Die Bundesbaugesellschaft Berlin (BBB) beabsichtigt bei Planung und Ausführung von Um- und Neubauten für den Umzug des Deutschen Bundestages und der Bundesregierung nach Berlin die Anwendung moderner, zukunftsweisender Konzepte und Techniken.

Mit deren Hilfe sollen sowohl der Energiebedarf dieser Bauten als auch die mit der Energiebereitstellung verbundenen ökologischen Belastungen bei günstigen Betriebskosten so gering wie möglich gehalten werden.

Im Zuge der Planung der Energieversorgungsanlagen der Parlamentsbauten im Spreebogen entstand eine Lösung, die aus folgenden Elementen besteht:

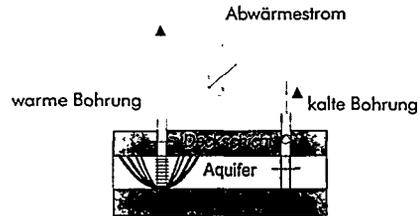
- Motorheizkraftwerke (MHKW) zur gekoppelten Produktion von Wärme und Strom in der Grundlast des Versorgungssystems und zur gleichzeitigen Sicherstellung von Ersatzstromversorgungen
- Einsatz von Pflanzenöl in Form von Pflanzenölmethylester (PME), vorzugsweise zum Antrieb der MHKW, als vorbildhafte Alternative zu Heizöl und Erdgas
- Deckung der elektrischen Spitzenlast durch den öffentlichen Versorger
- Absorptionskältemaschinen/-wärmepumpen, die mit der Abwärme der MHKW angetrieben werden
- Integration zweier Aquiferspeicher zur
 - saisonalen Verschiebung der Nutzung augenblicklich überschüssiger Abwärme der MHKW
 - Nutzung von Umweltkälte des Winters für die direkte Kühlung der Gebäude im Sommer
 - Abführung von Kältemaschinenabwärme und saisonale Verschiebung ihrer Nutzung in die Wintermonate, wo sie als Wärmequelle von Wärmepumpen fungiert.

2. Energiespeicherung in Aquiferen

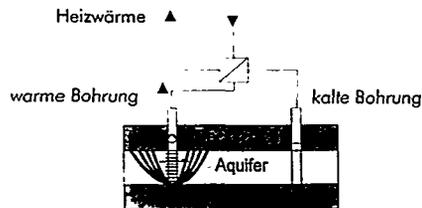
Die effiziente Speicherung von Energie über längere Zeiträume ist ein wesentlicher Bestandteil zukunftsweisender Konzepte für eine energiesparende und umweltfreundliche Energieversorgung.

Unmittelbar nach der ersten Erdölkrise wurde in Deutschland und in anderen westlichen Industrieländern 1974 ein umfangreiches Forschungs- und Entwicklungsprogramm für effiziente Speichertechnologien begonnen. Im Ergebnis dieser Untersuchungen wird die Speicherung von Energie (vorrangig Niedertemperatur-Wärme oder Kälte) in grundwasserleitenden Schichten (Aquiferen) als ein sehr aussichtsreiches und kostengünstiges Verfahren eingeschätzt.

Die Kältespeicherung in Aquiferen ist mit bekannten Technologien der Geotechnik und der Verfahrenstechnik umsetzbar. Als natürlich vorhandene Speicherbehälter werden dabei Grundwasserleiter (Aquifere) genutzt, die nach oben und unten durch undurchlässige Gesteinsformationen begrenzt sein sollten. Eine Speicheranlage besteht aus mindestens zwei Bohrungen, die den gleichen Aquifer erschließen (Bild 1). Beide Bohrungen sind mit Pumpen ausgestattet, die das Durchströmen der Anlage in beiden Richtungen erlauben. Wärmetauscher, die in das die Bohrungen verbindende über-tägige Rohrleitungssystem integriert sind, ermöglichen das Ein- und Auspeisen von Energie in einem geschlossenen Kreislauf.



Verfahrensschema während des Einspeicherzyklus



Verfahrensschema während des Ausspeicherzyklus

Bild 1: Prinzip der Wärmespeicherung in Aquiferen

Vor allem im Ausland ist das Konzept des natürlichen Aquiferspeichers in den vergangenen Jahren weiterentwickelt und in Pilot- und Demonstrationsanlagen erprobt worden. Die Betriebsergebnisse dieser Anlagen wurden in einem umfangreichen Forschungsprogramm der

Internationalen Energieagentur (IEA) bewertet, das sich auf die systematische Untersuchung der Wasserchemie und Mikrobiologie sowie der Wasseraufbereitung konzentrierte.

Die am Standort Spreebogen angetroffenen geologischen Bedingungen ermöglichten es, zwei Aquifere in unterschiedlichen Tiefen in die Energieversorgung einzubeziehen.

Ein flacher Aquifer-Kältespeicher in einer Tiefe von ca. 60 m dient der Gebäudekühlung. Die im Winter gespeicherte Umweltkälte versorgt im Sommer auf direktem Wege Kälteabnehmer der Gebäude.

Überschüssige MHKW-Abwärme wird dagegen in einem ca. 300 m tiefen salzwasserführenden Aquifer mit Temperaturen von 60 ... 70 °C eingeleitet und auf einem Temperaturniveau von 60 ... 20 °C zurückgewonnen und genutzt (Bild 2).

Aus genehmigungsrechtlicher Sicht ergeben sich aufgrund der verschiedenen Aquifertiefen (Grenze 100 m) verschiedene behördliche Zuständigkeiten. Während der Kältespeicher auf Grundlage des WHG bei der zuständigen Wasserbehörde zu genehmigen ist, unterliegt der tiefere Wärmespeicher dem Bergrecht und ist damit beim zuständigen Bergamt bzw. Oberbergamt zur Genehmigung zu beantragen.

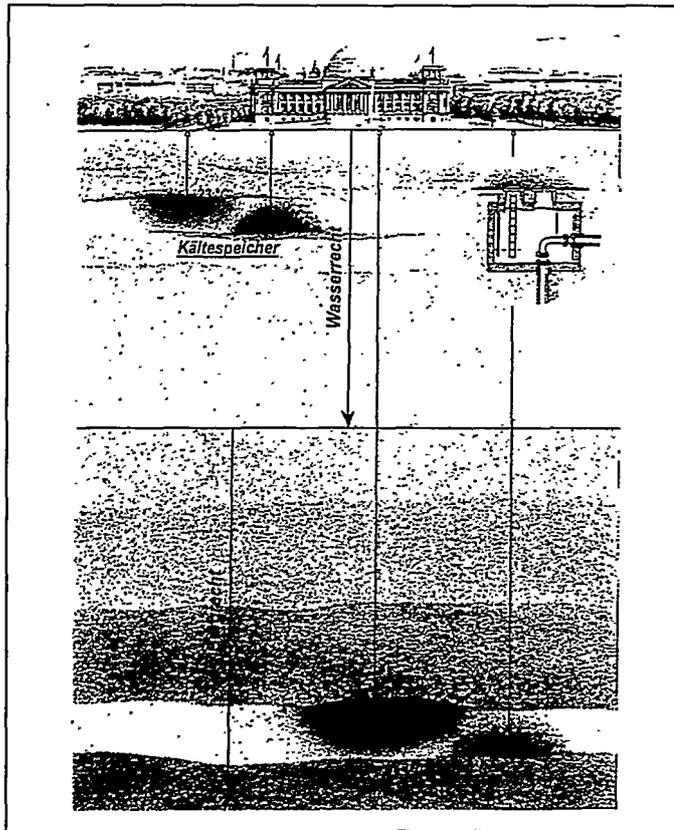


Bild 2: Schematische Darstellung des Kälte- und Wärmespeichers

Im folgenden soll der Bearbeitungsstand kurz dargestellt werden.

2.1 Kältespeicherung

Im Rahmen der Planung und zur Vorbereitung des Genehmigungsantrages erweist sich ein umfangreiches geowissenschaftliches Untersuchungsprogramm als notwendig. Grundsätzlich sind vor dem Stellen des Antrages auf Genehmigung der Aquiferspeicherung erforderlich bzw. zu beachten:

- die Recherche der geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse anhand vorhandener Dokumentationen,
- falls erforderlich, die Durchführung von weiteren geologischer Aufschlußarbeiten und Pumpversuchen zur Verdichtung des Kenntnisstandes,
- die geohydrodynamische und geothermische Simulation der Aquiferspeicherung,
- die Wasserchemie,
- die Mikrobiologie,
- die Botanik,
- die Landschaftsplanung,
- das Beweissicherungs- und Monitoringkonzept.

Die standortkonkreten Untersuchungen im Spreebogen lieferten dazu folgende Ergebnisse:

Detailkenntnisse der hydrogeologischen Standortbedingungen resultieren aus den umfangreichen Untersuchungen im Zusammenhang mit den Planungen der Verkehrsanlagen im Spreebogen, der Auswertung der Ergebnisse von 180 Bohrungsaufschlüssen und Pumpversuchen sowie einer zusätzlich abgeteufelten, tieferen Pegelbohrung am Standort der warmen Bohrungen des Kältespeichers. So wurde nördlich des Reichstagsgebäudes in der Nähe des Spreebogens eine Geschiebemergelscholle nachgewiesen, die als Abdeckung für das Umfeld der warmen Bohrung zur Unterbindung der freien Konvektion dient. Diese bietet einen Schutz gegen die thermische Beeinflussung oberflächennaher Bereiche.

Mit Hilfe der Modellierung sind die hydrodynamische Beeinflussung der Grundwasserstände, der sich mit dem Betreiben der Förder- und Injektionsbohrungen einstellenden Absenk- bzw. Aufhöhungstrichter und die Reichweite der thermischen Beeinflussung des Aquifers bzw. oberflächennaher Bereiche prognostiziert worden (Bild 3).

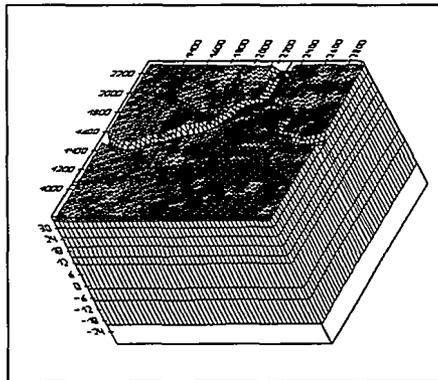


Bild 3: Modellgebiet mit Diskretisierung (133.000 Elemente)

Zur Simulation der geohydrodynamischen und thermodynamischen Transportprozesse wurden zwei Simulatorcodes angewendet, nämlich:

- FEFLOW - 3D (WASY GmbH Berlin, Version 4.3. von 1994)
- CFEST (Batelle Inst. Columbus, Ohio, 1987).

Für ein verfahrenstechnisches Extrembeispiel (worst-case-Szenario) und ein Beispieljahr wurden mögliche Auswirkungen der Warmwasserinjektion berechnet.

Die Simulationsergebnisse für das verfahrenstechnische Extrembeispiel, das für praktisch relevante Fälle nicht zu erwarten ist, haben deutlich gemacht, daß:

- keine weitreichenden Beeinflussungen der Spiegel (Absenktichter) zu erwarten sind (Bild 4),
- sich die zu erwartenden Spiegeländerungen nur in unmittelbarer Bohrungsnähe außerhalb des jahreszeitlichen Schwankungsbereiches (0,5 m) befinden,
- eine thermische Beeinflussung der Oberfläche durch eine lokale Temperaturerhöhung von maximal 1 K eintreten kann (Bild 5).

Die Jahressimulation hat deutlich gemacht, daß die in den Sommermonaten injizierte Wärme lokal begrenzt bleibt und nahezu vollständig wiederabgebaut wird.

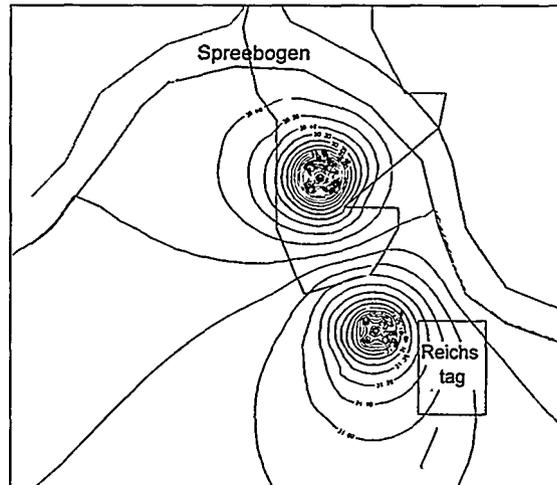


Bild 4: Spiegelverteilung im Fall der Kälteeinspeicherung

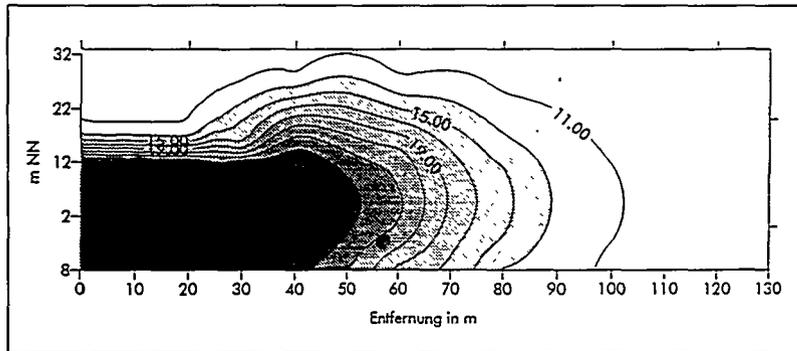


Bild 5: Thermische Beeinflussung der Oberfläche durch eine lokale Temperaturerhöhung

Die geochemische Modellierung zur Bewertung möglicher Wechselwirkungen Grundwasser ↔ Gestein bei Einspeisung / Entnahme temperaturveränderten Wassers ergab, daß chemisch bedingte Veränderungen der Grundwasserbeschaffenheit nicht zu befürchten sind.

Es wurden bei Annahme des geschlossenen technischen Zirkulationssystems im untersuchten Temperaturbereich für alle Betriebsregime nur geringe karbonatische Ausfällungen und bei Sauerstoffzutritt Eisenausfällungen prognostiziert, die technisch beherrschbar sind und keinen Einfluß auf das Verfahren haben. Das sich im hydraulisch beeinflussten Bereich um die Bohrung ausbildende neue geochemische Gleichgewicht minimiert die Gefahr von Lösungs-/Fällungsreaktionen.

Mikrobiologische Veränderungen im Grundwasser und im erwärmten/ausgekühlten Gestein des Aquifers einschließlich mikrobieller Verockerungen werden, abgeleitet von den Recherchen und Untersuchungen, nicht in technisch bedeutsamen Größenordnungen erwartet und sind bei regelmäßiger Brunnenwartung nicht relevant.

Untersuchungen zu potentiellen Auswirkungen auf die Vegetation haben ergeben, daß die Auswirkungen einer Bodentemperaturerhöhung von 1 K durch den Kältespeicherbetrieb auf die Vegetationsbestände im Bereich des Spreebogens zu vernachlässigen sind.

Bei der Anordnung und Gestaltung der Bohransatzpunkte und Brunnenstuben wurden landschaftsplanerische Aspekte berücksichtigt. Im Ergebnis können Beeinträchtigungen der zukünftigen Grünanlagen im Regierungsviertel durch die Außenanlagen der Wärme-/Kältespeicherung weitestgehend vermieden werden.

Über- und untertägige technische Anlagen werden so konzipiert, daß im geschlossenen System eine Beeinträchtigung oder Beeinflussung der Umwelt durch Fremdstoffe nahezu ausgeschlossen werden kann. Die on-line-Überwachung des Wasserchemismus garantiert das frühzeitige Erkennen von Veränderungen und ermöglicht schnelles Eingreifen. Zur Überwachung der hydrodynamischen und thermischen Beeinflussung des Speicherbetriebs wird im Ergebnis der Simulation und der gutachterlichen Stellungnahmen ein entsprechendes Konzept vorgeschlagen (Bild 6).

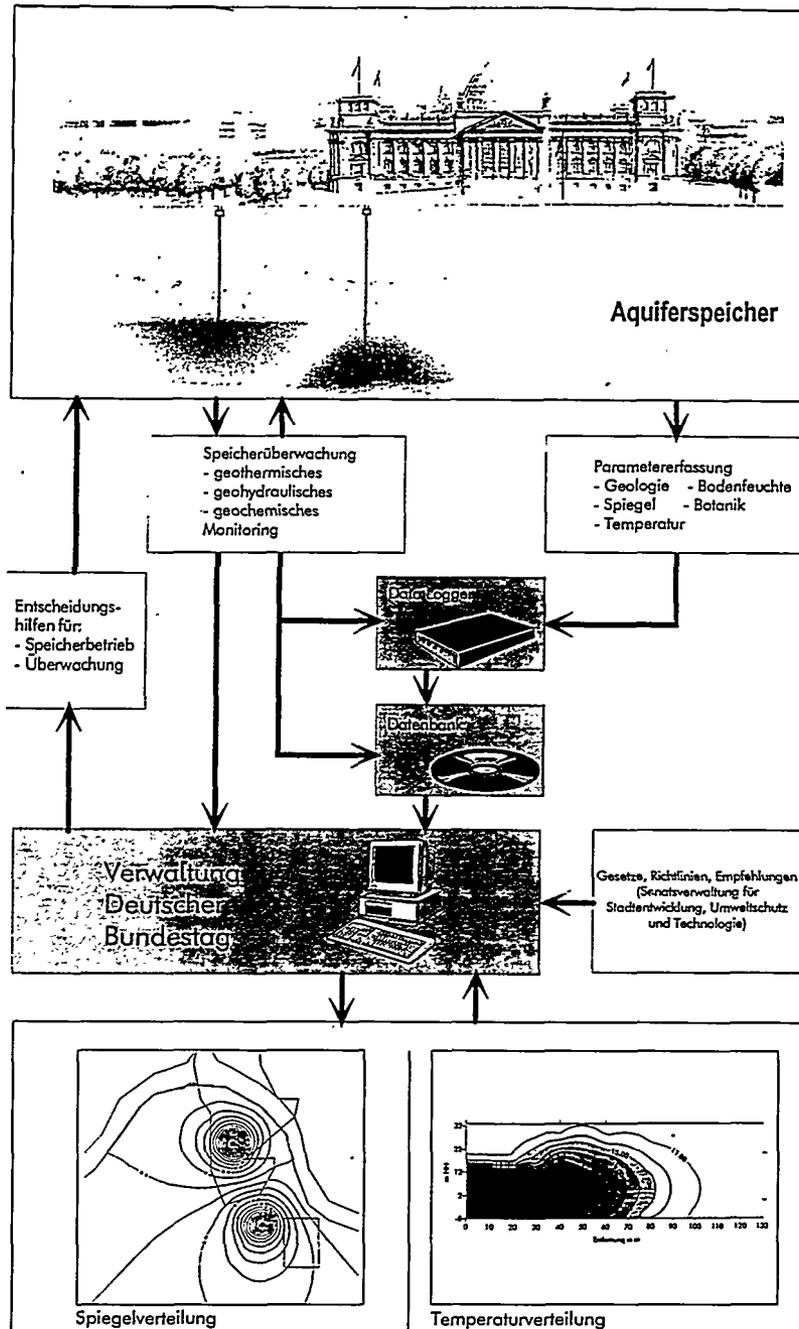


Bild 6: Konzept zur Überwachung der hydrodynamischen und thermischen Beeinflussung des Speicherbetriebes

2.2. Wärmespeicher

Im Rahmen der geologischen Voruntersuchungen für den tiefen, erstmals in einem salzwasserführenden Aquifer auszuführenden Wärmespeicher wurde im April/Mai 1996 eine Erkundungsbohrung abgeteuft, die so projektiert ist, daß sie als technische Produktionsbohrung in den zukünftigen Speicher eingebunden werden kann (Bild 7).

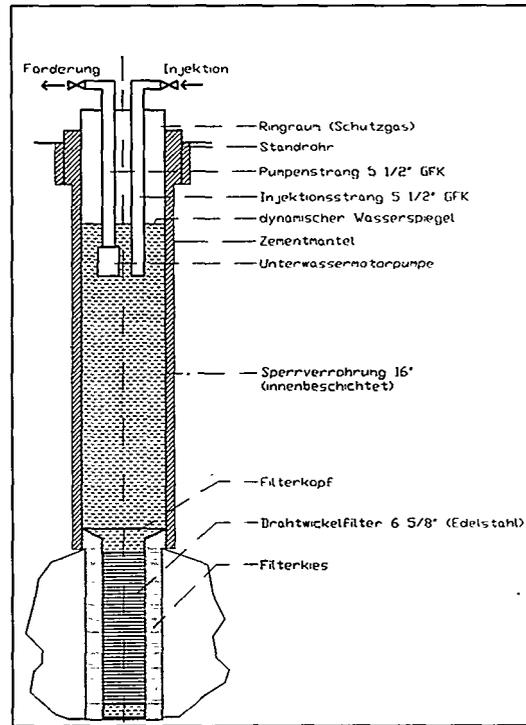


Bild 7: Wärmespeicherbohrung für einen Volumenstrom von 100 m³/h

Die Bohrung lieferte nachfolgende Ergebnisse:

- Ausreichend mächtige Sandsteine wurden im Bereich Hettang-Untersinemur angetroffen. Die stratigraphische Einordnung ist durch Korrelation der Bohrlochmeßkurven und Ergebnisse mikropaläontologischer Untersuchungen gesichert.
- Als Nutzhorizont wurde der Sandsteinabschnitt III (Teufe 286,5 - 315,3 m) festgelegt, der durch eine 1,7 m mächtige Schluffstein-/Tonsteinbank abgedeckt wird. Damit wird der Nutzhorizont neben den regional wirksamen Abdeckungen durch den Rupelton (73,7 m) und Tonstein des Lias (66,0 m) am Projektstandort durch eine weitere hydro- und thermodynamisch wirksame Barriere gesichert (Bild 8).

- Der verfügbare Porenraum des Sandsteins besteht zu einem außerordentlich hohen Anteil (88,8 - 92,5 %) aus Großporen (> 5.000 nm). Der mittlere Porenradius variiert zwischen 11.421 nm und 14.520 nm. Damit wird im Vergleich mit Ergebnissen aus anderen Thermalwasserprojekten ein Gestein mit guten Speichereigenschaften charakterisiert.
- Die bei Testarbeiten ermittelte Leistungsfähigkeit der Formation wurde mit $214 \text{ m}^3/\text{h} \cdot \text{MPa}$ bestimmt. Die berechnete Gesteinspermeabilität ist mit $4,5 \text{ } \mu\text{m}^2$ sehr hoch.
- Mit den Testarbeiten werden die Ergebnisse der Gesteinsuntersuchungen bestätigt. Die technologisch gestellten Anforderungen hinsichtlich der Volumenströme bei Förderung und Injektion werden mit $100 \text{ m}^3/\text{h}$ voll erfüllt.
- Das Schichtwasser hat eine Dichte von 1.019 kg/m^3 und weist eine Mineralisation von 29 g/l auf. Neben den Hauptbestandteilen Na und Cl treten Mg, Ca, SO_4 , HCO_3 , K, Br u.a. auf.
- Die initiale Temperatur im Nutzhorizont wurde mit $19,3 \text{ } ^\circ\text{C}$ bestimmt.
- Im Ergebnis der geochemischen Modellierungen konnte eine mögliche Einspeichertemperatur von $70 \text{ } ^\circ\text{C}$ festgelegt werden.

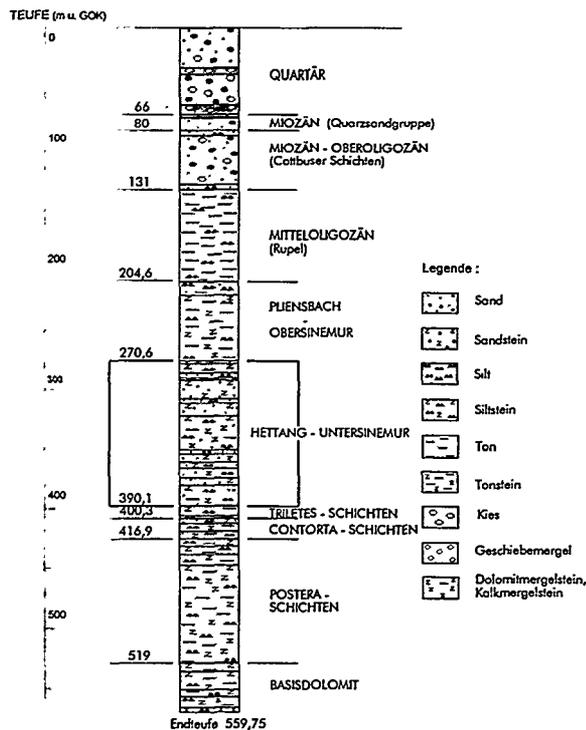


Bild 8: Übersichtsprofil zur Bohrung „Am Reichstag 1“

Mit den o.g. Parametern wurde die Zielstellung der Erkundungsbohrung erfüllt. Damit sind die geologischen und technischen Voraussetzungen für die Nutzung des Aquifers als Wärmespeicher bestätigt.

Zusammenfassung

Die Ergebnisse der geotechnischen Untersuchungen bestätigen die in der Vorplanung getroffenen Annahmen. Damit sind die Voraussetzungen für die erfolgreiche Realisierung des Projektes gegeben.

Die technische Fertigstellung der Energieversorgungsanlagen für die Parlamentsbauten im Spreebogen ist bis 1998 vorgesehen. Gegenwärtig wird die Einbeziehung weiterer Parlamentsgebäude in das vorgestellte Energieversorgungskonzept im Rahmen eines Verbundes vorbereitet.

Mit der technisch, wirtschaftlich und vor allem ökologisch sinnvollen Einbeziehung der Wärmespeicherung in Aquiferen an diesem exponierten Standort verbindet sich die Erwartung, daß diese Technologie auch in Deutschland breite Anwendung findet. Mehrere neue Projekte im Umfeld von Berlin zeigen diesen Trend bereits deutlich.

Untersuchung der zeitlichen Entwicklung von Schicht- temperaturen in einer Bohrung bei Wärmeaus- und Wärmeeinspeisung mit Hilfe faseroptischer Tempera- turmessungen

Eckart Hurtig, Stephan Groswig & Michael Kasch



DE010658491

Abstract

The relations between the thermal processes around a 200 m deep geothermal well and the petrographic composition were studied using the fibre optic temperature sensing method. The heat injection and heat extraction properties depend on the petrographic properties (porosity, permeability) of the individual layers. Coarse sandy, water saturated layers have good properties, silts and clays have poor properties for heat storage and heat extraction. Heat transport occurs in well defined layers with good hydraulic properties and can be explained by a convective heat transport model.

Kurzfassung

Mit faseroptischen Temperaturmessungen in einer Erdwärmesonde (EWS)-Bohrung wurde der Zusammenhang zwischen den thermischen Prozessen unmittelbar um die EWS und dem petrographischen Aufbau untersucht. Das Wärmeein- bzw. -ausspeisevermögen hängt von der petrographischen Ausbildung der einzelnen Schichten ab (Porosität, Kf-Wert). Grobsandige bis kiesige, wassergesättigte Schichten haben günstige, schluffig-tonige ungünstige Eigenschaften für die Wärmeaus- bzw. -einspeisung. Der wesentliche Wärmetransport erfolgt in definierten geringmächtigen Schichten mit guten hydraulischen Eigenschaften. Der Wärmetransport in porösen, wassergefüllten Schichten kann mit einem konvektiven Wärmetransportmodell erklärt werden.

1. Problemstellung

Es liegt eine Reihe von Untersuchungen über die Temperaturentwicklung in der Umgebung von Erdwärmesondenanlagen vor (s.z.B. Rybach, Eugster und Hopkirk (1991), Eugster (1991), Rohner (1994) und Hänel (1995)). Dabei wurden Thermofühler in unterschiedlichen Tiefen und unterschiedlichen Entfernungen von einer Erdwärmesonde (EWS) angebracht. Die Ergebnisse u.a. von Rybach, Eugster und Hopkirk zeigen deutlich die zeitliche und räumliche Entwicklung des Temperaturabsenktrichters um eine EWS. Detaillierte Untersuchungen über den Einfluß der petrographischen Ausbildung im Umfeld der EWS und über den Einfluß hydrogeologischer Randbedingungen (z.B. Porosität, Permeabilität) und möglicher hydraulischer Prozesse können allerdings mit den nur an wenigen Punkten installierten Thermofühlern nicht gemacht werden. Für derartige Messungen bietet sich die faseroptische Temperaturmeßmethodik an, um den Zusammenhang zwischen dem petrographischen Aufbau der Gesteinsschichten sowie dem Wärmeabgabe- bzw. -aufnahmevermögen, der Langzeitentwicklung der Temperatur in der unmittelbaren Umgebung einer EWS und dem Wärmetransportmechanismus im Umfeld einer EWS zu untersuchen.

2. Das faseroptische Temperaturmeßverfahren

Das Verfahren basiert auf der OTDR-Methode (Optical Time Domain Reflectometry). Das Licht eines Impulslasers wird in einen Lichtwellenleiter eingekoppelt. Bei der Ausbreitung des Laserlichtimpulses wird das Licht an den Molekülen des Lichtwellenleiters gestreut. Intensität und spektrale Zusammensetzung des Rückstreulichtes werden durch die Moleküle im Lichtwellenleiter und deren Verhalten bestimmt. Die Wechselwirkung des Laserlichtes mit optischen Phononen ist die Ursache für das Raman-Rückstreulicht. Seine Intensität hängt demzufolge von der Temperatur ab. Der Lichtwellenleiter wird somit selbst zum sensitiven Element. Über eine kombinierte Intensitäts-Laufzeitmessung ergibt sich die Möglichkeit einer "verteilten Temperaturmessung" (s. Hurlig et al., 1994). Die Ortsauflösung ist 1 m (optional 0,5 m oder 0,25 m). Das Temperatursensorkabel ist ein elektrisch völlig passiver Temperatursensor, Korrosionseffekte treten nicht auf. Aus Erfahrungen bei Erdkabeln ergibt sich eine Lebensdauer für faseroptische Temperatursensorkabel von wenigstens zwei bis drei Jahrzehnten. Das Verfahren bietet sich daher für eine Langzeitüberwachung an. Eingehende Vergleichsmessungen mit hochauflösenden, gut geeichten Bohrlochtemperatursonden ergaben, daß die Absolutwerte der Temperatur um ± 0.1 bis ± 0.2 K voneinander abweichen können. Erfahrungen mit der faseroptischen Temperaturmeßtechnik finden sich bei Großwig u.a. (1996) und Hurlig u.a. (1993, 1994). Im Rahmen dieser Untersuchungen wurde eine spezielle Konfiguration für das faseroptische Temperatursensorkabel eingesetzt, so daß eine Temporauflösung von 0.02 K erreicht wurde.

3. Ergebnisse

Die Messungen erfolgten in der Bohrung Golm EWS 2, die bis zu einer Tiefe von 200 m abgeteuft worden war. Das stratigraphische Grobprofil nach der geophysikalischen Bohrlochmessung (BLM GmbH) zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1: Bohrung Golm EWS 2, petrographisches Grobprofil

Teufe (-GOK)	Petro-graphie	Stratigraphie	Teufe (-GOK)	Petro-graphie	Stratigraphie
- 10,30	Sms	Pleistozän Qp	- 80,80	Sms	Pleistozän Qp
- 12,70	Sgs	Pleistozän Qp	- 81,50	Ut	Pleistozän Qp
- 16,60	Sms	Pleistozän Qp	- 89,50	Sms	Miozän tmiMI
- 18,10	Su	Pleistozän Qp	- 99,00	Su	Miozän tmiMI
- 28,50	Sms	Pleistozän Qp	- 99,70	Sbku	Miozän tmiF4
- 30,10	Ut	Pleistozän Qp	- 100,50	Su	Miozän tmiF4
- 37,80	mSgs	Pleistozän Qp	- 101,30	UbK	Miozän tmiF4
- 50,30	Us	Pleistozän Qp	- 109,70	Su	Miozän tmiMla
- 52,30	Sms	Pleistozän Qp	- 110,30	UbK	Oligozän tolCOo
- 61,60	Us	Pleistozän Qp	- 114,80	Sfs	Oligozän tolCOo
- 72,20	T-U	Pleistozän Qp	- 123,00	Sms	Oligozän tolCOo
- 74,20	Us	Pleistozän Qp	- 146,30	Su	Oligozän tolCOu
- 75,20	Ut	Pleistozän Qp	- 148,80	Ufs	Oligozän tolCOu
- 75,80	Su-U	Pleistozän Qp	- 200,00	Tu	Oligozän tolR
- 79,20	T-U	Pleistozän Qp			

In die unverrohrte Bohrung wurde eine Duplex- Erdwärmesonde eingebaut, die über Distanzhalter positioniert wurde. Das faseroptische Meßkabel wurde an einer Erdwärmesonde befestigt. Abbildung 1 zeigt das Prinzip. Das faseroptische Kabel wurde als Meßschleife verlegt. Damit kann das Temperaturfeld in der Umgebung des Abwärtsstromes und des Aufwärtsstromes getrennt erfaßt werden. Die Messungen erfolgten im Zeitraum vom 05.10. bis 18.10. 1996. Die Parameter der Wärmepumpe waren: Leistung 7 kW, Durchlaufmenge 4 m³/h, Eintrittstemperatur bei Wärmeentzug 5°C (asymptotisch erreichbar 2-3°C), Eintrittstemperatur bei Heizung: ca. 23°C (asymptotisch erreichbar 27 °C). Die Abbildung 2 zeigt die zeitliche Entwicklung der Temperatur bei der Wärmeausspeisung. Es zeigt sich, daß die Temperatur in wenigen Stunden abfällt und einen charakteristischen Verlauf mit deutlichen Anomalien annimmt. Abb. 3 verdeutlicht dieses Verhalten. Bereits nach ca. 2000 min (ca. 1,5 Tage) ist bei der Wärmeausspeisung der asymptotische Verlauf weitgehend erreicht. Bei konstant gehaltenen Parametern der Wärmepumpe ist nur mit einem sehr langsamen weiteren Abfall der Temperatur zu rechnen. Es fällt auf, daß zwischen den einzelnen Kurven starke Differenzen auftreten, die auch nach längerer Wärmeausspeisung erhalten bleiben. Bei einer näheren Untersuchung ergibt sich, daß die Mittel- bis Grobsandhorizonte des Pleistozäns und des Miozäns nur einen geringen Abfall der Temperatur mit der Zeit zeigen. Die Feinsand- bis Schluffhorizonte und die Tone zeigen einen sehr schnellen Abfall der Temperatur. Es treten zwischen der Temperatur im Bereich von Sandhorizonten und Tonschichten Temperaturunterschiede bis zu 2,5°C auf. Aus dem Kurvenverlauf kann eine gewisse Abschätzung über den Zeitpunkt gemacht werden, bei dem eine prognostizierte Temperatur von 3°C bei konstant gehaltenen Wärmepumpenparametern erreicht wird. Im Bereich der Rupeltone liegt diese Zeit bei 10⁵ Minuten, in Sandhorizonten des Pleistozäns bei 10⁶ Minuten. Es ergibt sich also ein Unterschied von ca. 1 Zehnerpotenz. Das bedeutet, daß die Auskühlung der wassergesättigten porösen Sande sehr langsam verläuft, während sich im Bereich der Schluff- und Tonschichten schnell ein Kühlmantel bildet. Bei der Wärmerückspeisung treten die gleichen systematischen Effekte wie bei der Wärmeausspeisung auf. Der Temperaturanstieg bei Wärmeeinspeisung erfolgt in den Grob- und Mittelsanden wesentlich langsamer als in den schluffigen und tonigen Bereichen. Die Sande haben folglich eine wesentliche größere effektive Wärmeleitfähigkeit. Dabei wird unter effektiver Wärmeleitfähigkeit die Summe aus konduktivem und advektivem bzw. konvektivem Wärmetransport verstanden. In Abbildung 4 sind die Differenzen der Temperaturwerte am Abwärtsstrom und am Aufwärtsstrom dargestellt. Unterhalb des Grundwasserspiegels, der bei 9,2 m Tiefe liegt, treten bei der Wärmeausspeisung bis ca. 40 m Tiefe deutliche negative Temperaturdifferenzen auf, die über den gesamten Meßzeitraum zwischen 60 min und 2610 min nahezu konstant bleiben. Dieser Teufenbereich umfaßt pleistozäne wassergesättigte, poröse Sande.

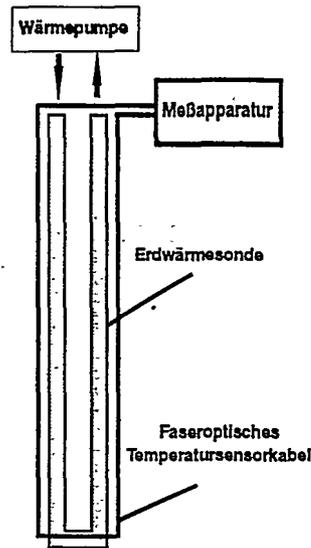


Abb.1: Schema des Einbaus des faseroptischen Kabels in eine EWS Bohrung

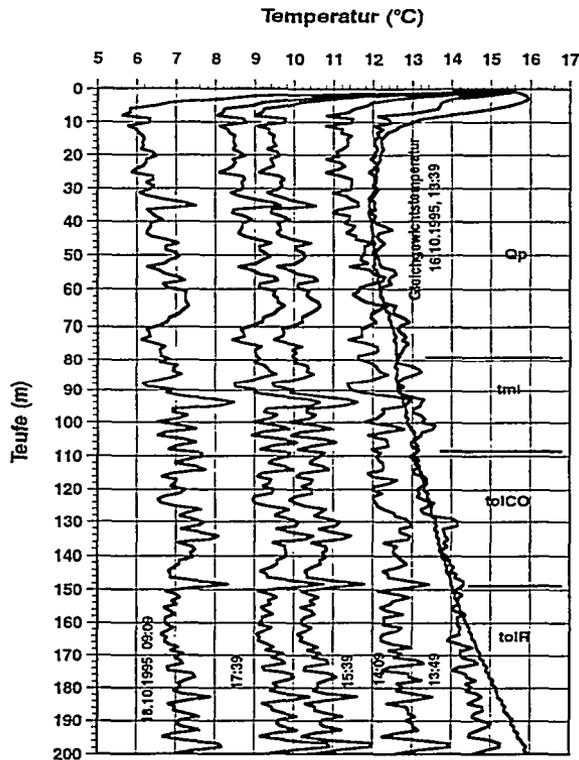


Abb. 2:
Zeitliche Änderung
der Temperatur in der
Umgebung der EWS
(Abwärtsstrang) bei
Wärmeauspeisung.
Beginn der Messung
16.10.1996, 13:39
Uhr, Ende der Mes-
sung 18.10. 1996,
09:09 Uhr.

Die Schluffe zwischen ca. 38 m und 50 m heben sich durch eine Abnahme der Temperaturdifferenz hervor. Es erfolgt dann eine weitere Abnahme der Temperaturdifferenz mit zunehmendem Schluff- bzw. Tongehalt. Lediglich bei ca. 73 m, treten starke Temperaturdifferenzen auf, die möglicherweise mit dem in dieser Teufe auftretenden sandigen Schluff korrelieren. Im Miozän und im oberen Bereich der Cottbuser Schichten (bis ca. 124 m) treten mit Ausnahme des Teufenbereiches zwischen 96 m und 100 m nur geringe Temperaturdifferenzen auf. Im Bereich zwischen ca. 114 m und 124 m steigen die Temperaturdifferenzen wieder etwas an. Hier gibt es eine Korrelation zu dem durch die Bohrlochmessung ausgewiesenen Mittelsandhorizont (s. Tabelle 1). Unter 124 m tritt ein markanter Sprung auf. Im Bereich des Abwärtsstromes treten höhere Temperaturen auf als beim Aufwärtsstrom. Das bedeutet, daß Wärme an die Umgebung abgegeben wird. Bei der Wärmerückspeisung treten die Effekte in den gleichen Tiefen auf. Lediglich das Vorzeichen der Temperaturdifferenz ist umgekehrt. Im sandigen Pleistozän tritt eine große Temperaturdifferenz bis zu 2 °C auf. In diesem Bereich wird also viel Wärme an die Umgebung abgegeben. In den tonigen Schichten des Rupel (ab 150 m) gibt es praktisch keine Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf. Dies zeigt, daß in diesem Bereich keine oder nur sehr wenig Wärme an die Umgebung abgegeben

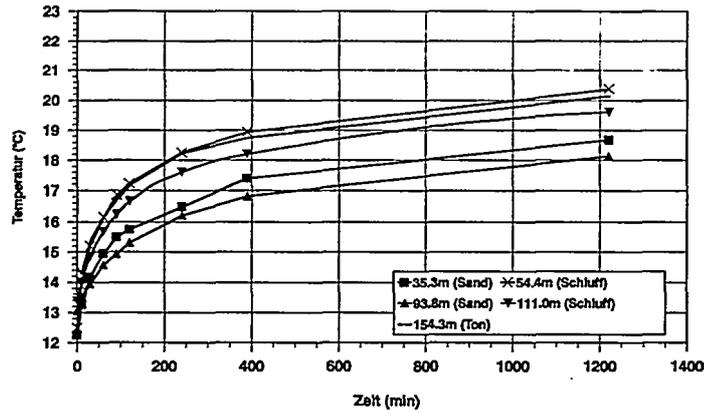
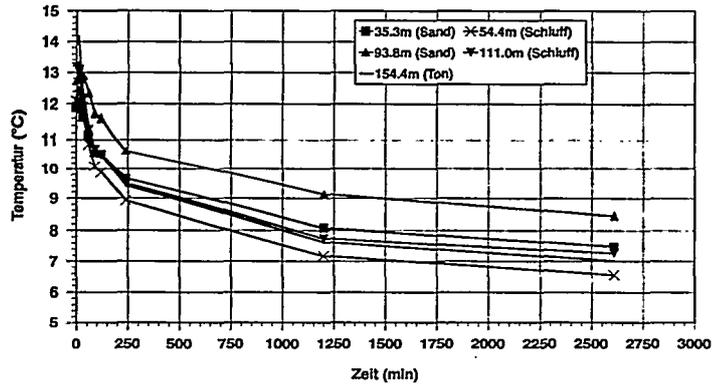
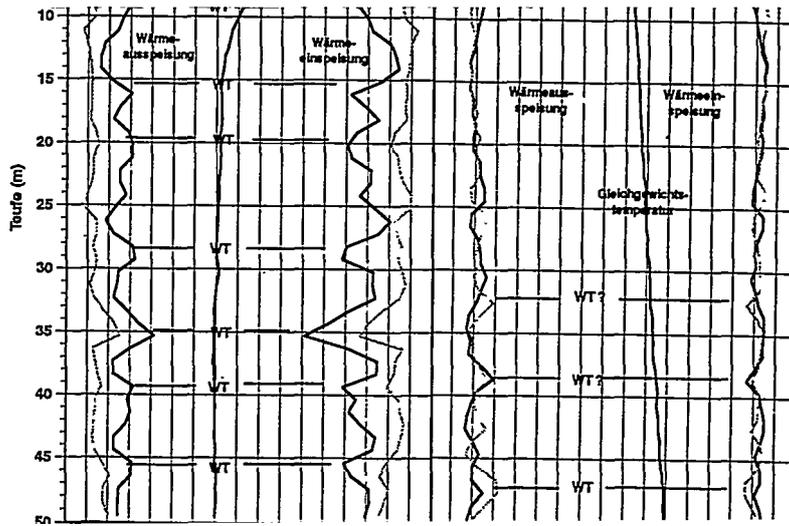


Abb. 3: Zeitlicher Verlauf der Temperatur bei der Wärmeauspeisung (oben) und der Wärmeeinspeisung (unten) für ausgewählte Sand- Schluff- und Tonhorizonte

wird. Die Ergebnisse verdeutlichen die engen Beziehungen zwischen den auftretenden Temperaturanomalien bei der Ein- und Auspeisung von Wärme und dem petrographischen Aufbau der Schichten. Für den Wärmetransport zur Erdwärmesonde bei der Wärmeauspeisung bzw. von der Erdwärmesonde in die Umgebung der Bohrung bei der Wärmeeinspeisung sind drei Mechanismen möglich:

- ein konduktiver Wärmetransport
- ein advektiver Wärmetransport durch fließendes Grundwasser
- ein konvektiver Wärmetransport innerhalb einzelner Schichten

Nach den vorliegenden Informationen ist nur mit einer sehr geringen Grundwasserströmung zu rechnen, so daß ein advektiver Wärmetransport ausscheidet. In Abbildung 5 sind die Temperaturkurven für Wärmeauspeisung und Wärmeeinspeisung am Abwärts- und Aufwärtsstrom dargestellt. Dabei wurden die Meßkurven bei der



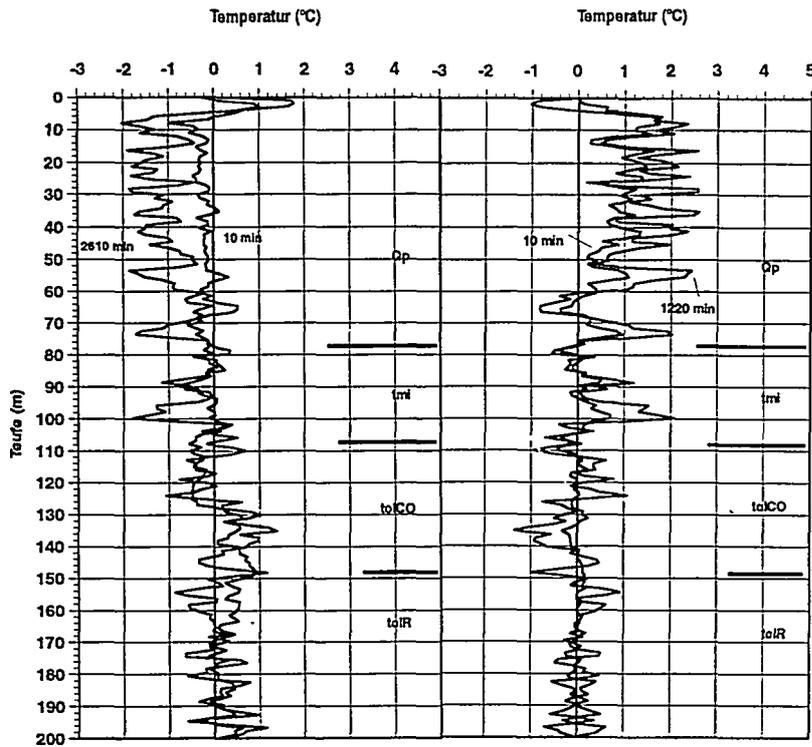


Abb. 4: Temperaturdifferenz zwischen Abwärtsstrom und Aufwärtsstrom

Wärmeinspeisung vom 06.10.1995, 9:00 Uhr (1200 min) und für die Wärmeausspeisung vom 18.10.1995, 09:09 Uhr (2610 min) genommen. Es fällt auf, daß die Kurven für die Wärmeausspeisung und die Wärmeinspeisung spiegelbildlich verlaufen. Die Temperaturmaxima bei der Ausspeisung entsprechen in ihrer Lage Temperaturminima bei der Einspeisung. Im Teufenbereich bis 50 m treten deutliche Anomalien bei 9 m, 20 m, 35 m und 40 m auf. Dazwischen treten schwächere Anomalien auf. Diesem Verhalten muß ein gemeinsamer Mechanismus zugrunde liegen. Bezogen auf die Gleichgewichtstemperatur (Gebirgstemperatur) hat sich die Temperatur in der unmittelbaren Umgebung der Erdwärmesondenschläuche bei der Einspeisung bis zu 8°C-9°C erhöht und bei der Ausspeisung um ca. 6°C erniedrigt. Damit bildet sich in der EWS-nahen Zone ein steiler Temperaturgradient aus, der in porösen, wassergefüllten Lockersedimenten (Sande) zur Bildung von Konvektionszellen führt. Schematisch sind die Bedingungen für den Fall der Wärmeinspeisung und der Wärmeausspeisung in Abbildung 6 dargestellt. Bei der Wärmeinspeisung wird die EWS-nahe Zone abgekühlt. In impermeablen Schichten mit niedrigen Kf-Werten bildet sich ein Kühlmantel, da durch seine Wärmeleitun-

4. Schlußfolgerungen

Für die Messungen stand nur ein kurzer Zeitraum zur Verfügung. Die Untersuchungen lassen jedoch bereits wesentliche Schlußfolgerungen zu:

- das faseroptische Temperaturmeßverfahren eignet sich für die Erfassung und Langzeitüberwachung des Temperaturfeldes um eine Erdwärmesonde mit hoher Ortsauflösung (1 m oder 0,5m) über einen langen Zeitraum (> 30 Jahre), womit die Optimierung und Steuerung einer Erdwärmesondenanlage ermöglicht wird,
- das Wärmeinspeisevermögen bzw. Wärmeausspeisevermögen hängt stark von der petrographischen Ausbildung, der Körnigkeit, der Porosität und dem Kf-Wert der einzelnen Schichten ab. In Abhängigkeit von diesen Parametern tritt daher eine starke Differenzierung der gemessenen Temperaturkurven auf, grobsandige bis kiesige Lockergesteine haben die günstigsten Eigenschaften für die Wärmeausspeisung bzw. Wärmeinspeisung, während schluffig-tonige Schichten ungünstige Eigenschaften haben,
- der Wärmetransport in porösen, wassergefüllten Schichten kann mit einem kon-

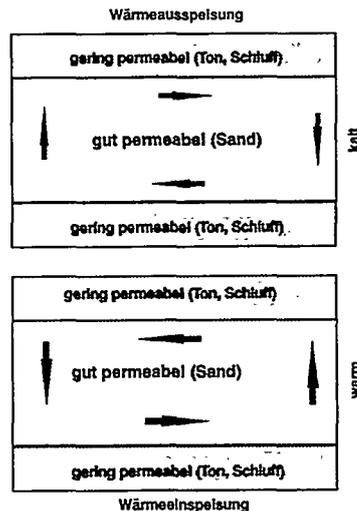


Abb. 6: Wärmetransportmodell, horizontale Konvektionszellen in porösen, wassergefüllten Schichten

Heizungspotential der oberflächennahen Geothermie in der Tschechischen Republik

Vlastimil Myslík & Mirko Vaněček

Inhalt: Das Heizungspotential der oberflächennahen Geothermie auf dem Gebiet der Tschechischen Republik wurde auf Grund der speziellen Karten der geothermalen Energie von niedriger Enthalpie in Maßstab 1 : 200.000 berechnet. Für die Bearbeitung dieser Karten wurden hauptsächlich die vorhandenen hydrogeologischen Karten der Tschechischen Republik im selben Maßstab verwendet.

Ausgehend von den geologischen Strukturen und von den hydrogeologischen Bedingungen wurde die ganze Tschechische Republik grundsätzlich in zwei Bereiche geteilt:

- Mehr als 40 Prozent gehört zu den Flächen mit „trockener“ geothermaler Energie, wo hauptsächlich die Wärmepumpen Sole / Wasser verwendbar sind.
- An der restlichen Fläche kommt die Nutzung der Wärmepumpen Wasser / Wasser zur Frage. Diese Gebiete sind nach der Wasserergiebigkeit weiter in acht Kategorien geteilt.

Als Ergebnis der o.e. Untersuchung wird das gesamte Heizungspotential der geothermalen Energie in der Tschechischen Republik an 2,5 GW geschätzt. Bei rechnerischer Auswertung der flächenbezogenen Wärmeflußwerte sind die geothermalen Reserven noch höher - bis 4,6 GW.

„Earth Energy Designer“, eine Software zur Berechnung von Erdwärmesondenanlagen

Burkhard Sanner & Göran Hellström



DE010658508

Abstract

After a lengthy test phase the first version of EED is scheduled to be released in summer/fall 1996. The code, which was developed in collaboration between Lund Institute of Technology (Sweden) and Giessen University (Germany), allows fast and reliable sizing of borehole heat exchangers. The temperature in the heat carrier fluid during the seasons can be calculated for various configurations. This paper shows the idea and structure of EED with practical examples.

Kurzfassung

Nach einer längeren Testphase soll die erste Version von EED im Sommer/Herbst 1996 freigegeben werden. Das in Kooperation der Universitäten Lund (Schweden) und Gießen (Deutschland) geschaffene Programm ermöglicht eine schnelle und doch zuverlässige Auslegung von Erdwärmesondenanlagen, indem die für verschiedene Konfigurationen zu erwartenden Temperaturen des Wärmeträgermediums im Jahresverlauf berechnet werden können. Der Beitrag zeigt die Grundidee und die Struktur von EED und verdeutlicht die Arbeitsweise mit praktischen Beispielen.

Entstehung von EED

Bereits seit Ende der 70er Jahre beschäftigt sich eine Gruppe an der Universität Lund in Schweden mit der Berechnung thermischer Vorgänge im Untergrund. Im Rahmen dieser Arbeiten errechnete Eskilson 1986 Funktionen, die die thermische Reaktion des Erdreiches entsprechend der Geometrie der Erdwärmesondenordnung beschreiben, und nannte sie „g-functions“ (ESKILSON, 1986). Aufbauend auf diesen g-functions war es möglich, PC-Programme zu entwickeln, die sehr schnell eine Berechnung z.B. der Temperaturen des Wärmeträgermediums einer erdgekoppelten Wärmepumpe erlauben. Auf die Theorie wird hier nicht näher eingegangen, sie ist z.B. bei ESKILSON (1987) beschrieben. 1988 wurden die PC-Programme (TFSING, TFSTEP u.a.) interna-

tional vorgestellt (CLAESSON & ESKILSON, 1988) und anschließend in Europa und den USA viel benutzt (CLAESSON et al., 1990).

Die fortschreitenden Möglichkeiten der PC-Technik und die immer deutlicher werdenden Nachteile der in den vorhandenen Programmen geübten Beschränkung auf die reine Temperaturberechnung bei gegebener Konfiguration und mittlerer spezifischer Leistung ($W/m!$) ließen den Wunsch nach Verbesserungen aufkommen. So wurde nach ersten Gesprächen 1991 ab Frühjahr 1992 in einer Kooperation der Universitäten Gießen und Lund eine neue Benutzeroberfläche für TFSTEP entwickelt, die Anlagenplaner/-innen interaktiv zur Modellierung einer Erdwärmesondenanlage anleitet und die erforderlichen Untergrund- und Materialparameter nach Möglichkeit über Datenbanken bereitstellt. 1994 konnte der Prototyp von EED in Europa (HELLSTRÖM & SANNER, 1994a und 1994b) und 1995 in den USA vorgestellt werden, und im ersten Halbjahr 1995 ging eine β -Version zum Test an ausgewählte Forschungsinstitute und Ingenieurbüros. Das Programm wurde dort und in Gießen in praktischer Anwendung eingesetzt, aber auch mit Ergebnissen numerischer Simulationen und mit Temperaturmeßdaten vorhandener Anlagen verglichen.

Mit einem Workshop Anfang Februar 1996 auf Schloß Rauschholzhausen, bei dem die Tester/-innen ihre Erfahrungen, Korrektur- und Verbesserungsvorschläge einbrachten, ging die Testphase zu Ende (Abb. 1). Im Sommer 1996 sollen die notwendigen Korrekturen und Erweiterungen abgeschlossen werden, und die Autoren hoffen, daß die Software im (Spät?-) Herbst 1996 allgemein erhältlich sein kann.

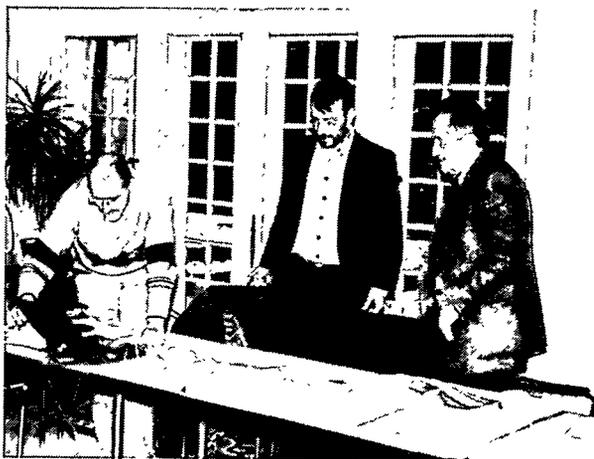


Abb. 1: EED-Workshop Rauschholzhausen, Februar 1996

Aufbau EED

Das Programmpaket EED ist für PC mit dem Betriebssystem DOS geschrieben. Es benötigt einschließlich der Datenbanken etwa 820 KB Festplatten-Speicherplatz und läuft auf Prozessoren 80386 + Co-Prozessor, 80486 und höher; 640 KB Hauptspeicher sind ausreichend. EED besteht aus folgenden Files, die vorteilhaft in einem eigenen Verzeichnis angelegt werden:

Name	Extension	Name	Extension
Programme:		Datenbanken:	
eed	exe	borediam	txt
rtm	exe	cond	txt
vb	exe	fillcond	txt
rbore	exe	gfunc	txt
dpmi16bi	ovl	hcdat	txt
gfunc	eed	heatcap	txt
Systemdateien:		heatflux	txt
default	dat	pipe	txt
gfunc	dat	surftemp	txt
default	out		

Projektdatenfiles werden grundsätzlich mit der Extension ".dat" versehen, Ausgabefiles mit der Extension ".out". Ausgabefiles (".out") sind als reine ASCII-Files geschrieben und können damit in jeden beliebigen Texteditor eingelesen und weiterverarbeitet werden. Die monatlichen Temperaturdaten sind im Ausgabefile als Tabelle aufgelistet und können nach entsprechender Vorbearbeitung mit einem Editor von Graphikprogrammen gelesen werden. Die Datenbanken sind als Textfiles mit der Extension ".txt" angelegt und können bei entsprechender Erfahrung nach Bedarf geändert oder ergänzt werden.

Datenbanken für folgende Parameter stehen zur Verfügung:

- Standort (mittl. Oberflächentemperatur, geothermischer Wärmefluß; noch recht grob)
- Gestein (Wärmeleitfähigkeit, spez. Wärmekapazität)
- Erdwärmesondenmaterial
- Wärmeträgerflüssigkeit
- Bohrlochverfüllung (Wärmeleitfähigkeit)
- Gängige Bohrdurchmesser

Anwendung

EED berechnet die mittleren Temperaturen im Erdwärmesondenkreislauf in Abhängigkeit von Wärmeentzug bzw. -einspeisung. Dabei werden die Eigenschaften des Erdwärmesondenmaterials, der Bohrlochverfüllung und des umgebenden Locker- oder Festgesteins berücksichtigt. EED rechnet jedoch aus-

schließlich mit konduktivem Wärmetransport; Konvektion (Grundwasserfluß) kann nur mittelbar z.B. über höhere Wärmeleitfähigkeiten angesetzt werden.

Nach dem Aufruf des Programmes erscheint der Startbildschirm (Abb. 2). Im Menü „Input“ läßt sich eine Erdwärmesondenanlage modellhaft abbilden, wobei die verschiedenen Datenbanken helfen; im Menü „Solve“ erfolgt die eigentliche Berechnung, und das Menü „Output“ ermöglicht die Betrachtungen der Texte und Graphiken mit den Ergebnissen. Zur Erdwärmesondenanlage gehören die Geologie des Untergrundes (Abb. 3), die Bohrungen und Erdwärmesonden einschließlich der Bohrlochverfüllung (Abb. 4), das Wärmeträgermedium und die Gebäudeheiz- und Kühllasten. Letzere können entweder als monatliche Mittelwerte direkt eingegeben werden, oder es wird mit der Jahresheizarbeit (z.B. aus DIN 4701) gerechnet und ein monatliches Verteilungsprofil unterlegt. Neben den sich so ergebenden Durchschnittslasten wird auch die Temperatur bei mehrstündigem Betrieb mit Maximallast berechnet (peak load).

Earth Energy Designer version 951201											
<table border="1"> <tr><td>File</td></tr> <tr><td>Open project</td></tr> <tr><td>Save project</td></tr> <tr><td>Project info</td></tr> <tr><td>Output to file</td></tr> <tr><td>New project</td></tr> <tr><td>Directory via</td></tr> <tr><td>Change direct</td></tr> <tr><td>Information</td></tr> <tr><td>Quit Alt-X</td></tr> </table>	File	Open project	Save project	Project info	Output to file	New project	Directory via	Change direct	Information	Quit Alt-X	<p>EARTH ENERGY DESIGNER version 951201 by</p> <p>Per Eskilson and Göran Hellström Dept. of Mathematical Physics Thomas Blomberg Dept. of Building Physics Lund University P.O. Box 118, S-22100 LUND, SWEDEN</p> <p>in co-operation with</p> <p>Burkhard Sanner Inst. f. Angew. Geowissenschaften der Justus-Liebig-Universität Diezstrasse 15, D-35390 GIESSEN, GERMANY</p> <p><Press any key to continue></p>
File											
Open project											
Save project											
Project info											
Output to file											
New project											
Directory via											
Change direct											
Information											
Quit Alt-X											
Time:	File: EED.OUT										

Abb. 2: Startbildschirm von EED (β-Test-Version Dez. 95)

Die Berechnung im Menü Solve kann entweder so erfolgen, daß für die vorgegebene Anlage die zu erwarteten Mitteltemperaturen im Erdwärmesondenkreislauf errechnet werden, oder es kann bei vorgegebenen Minimal- und Maximaltemperaturen die erforderliche Bohrtiefe bestimmt werden.

In den Abb. 5 und 6 sind die Ausgabe-Graphiken einer Berechnung mit EED dargestellt. Dabei ging es um die Optimierung der Auslegung einer bestehenden erdgekoppelten Wärmepumpe mit direkter Kühlung. Die für vorgegebene Temperaturlimits (hier: -5 °C in der Spitzenlast) erforderliche Erdwärmesondenlänge wurde berechnet. Der sich damit ergebende Temperaturverlauf (Abb. 5 und 6) ist sehr zufriedenstellend.

Earth Energy Designer version 951201		Free RAM = 2887K
File	Input	Solve Output
Ground Properties		
Borehole	Thermal conductivity	Clay, dry
Borehole	Volumetric heat capacity	Clay, moist - wet
Heat Car	Ground surface temperature	Claystone
Base Loa	Geothermal heat flux	
Peak Loa		
Simulati		
		Pick List
		Concrete
		Conglomerate
		Diorite
		Dolomite
		Dunite
		Eclogite
		Gabbro
		Gneiss
		Granite
		↑↑ for more
Time: 12:58:26 Project File: DEFAULT		Output File: EED.OUT
Choose item with arrows and press (Enter).		
<F1> Help • <F2> Save • <F3> Open • <Alt-X> Quit		

Abb. 3: Input-Bildschirm EED, Eigenschaften des Untergrundes, mit geöffneter Datenbank zur Gesteinswärmeleitfähigkeit

Earth Energy Designer version 951201		Free RAM = 2885K
File	Input	Solve Output
Ground Properties		
Borehole	Borehole configuration	No.,:} [6 _____]
Borehole	3 : 1 x 3, line, B/H = 0.83	
Heat Car	Borehole depth	> 190 _____ m
Base Loa	U-pipe outer diameter	> 18.825 _____ m
Peak Loa	U-pipe wall thickness	> 18.8823 _____ m
Simulati	U-pipe thermal conductivity	> 18.42 _____ W/m,K
	U-pipe shank spacing	> 18.87 _____ m
	Filling therm, cond., unfrozen	> 18.6 _____ W/m,K
	Filling therm, cond., frozen	> 18.9 _____ W/m,K
	Contact res. pipe/filling	> 18.82 _____ m²K/W
	Borehole diameter	> 18.11 _____ m
	Volumetric Flow Rate	> 18.882 _____ m³/s
Time: 13:18:46 Project File: DEFAULT		Output File: EED.OUT
Borehole depth.		
<F1> Help • <F2> Save • <F3> Open • <Alt-X> Quit		

Abb. 4: Input-Bildschirm EED, Eingabe der Erdwärmesondendaten

Vergleich mit numerischer Simulation

Vergleiche mit numerischer Simulation bestätigen die gute Vorhersagegenauigkeit von EED. So war in den Berechnungen zur Vorstudie unterirdische thermische Energiespeicherung Reichstag Berlin auch eine Variante mit Erdwärmesonden zu untersuchen (SANNER et al., 1994). Die Berechnung eines dafür vorgesehenen Moduls von 20 Erdwärmesonden à 100 m erfolgte mit dem FD-Programm TRADIKON-3D. Abb. 7 zeigt die gute Übereinstimmung einer Berechnung derselben Gegebenheiten mit EED, die im Gegensatz zur mehr-

stündigen Simulation nur wenige Sekunden benötigt (Simulation und Vergleichsrechnung durch M. Klugescheid).

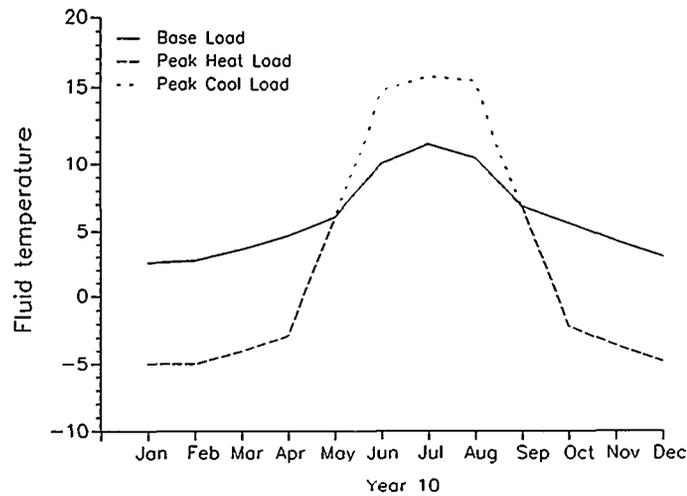


Abb. 5: Berechnung der mittleren Temperaturen des Wärmeträgermediums für Dauer- und Spitzenlast, Optimierung Gebäude Geotherm, Linden; 10. Betriebsjahr

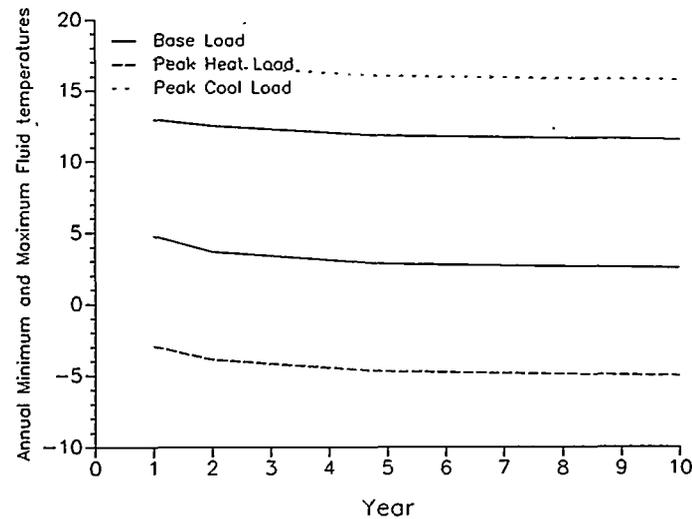


Abb. 6: Berechnung der jährlichen Tiefst- und Höchsttemperaturen des Wärmeträgermediums, Optimierung Gebäude Geotherm, Linden

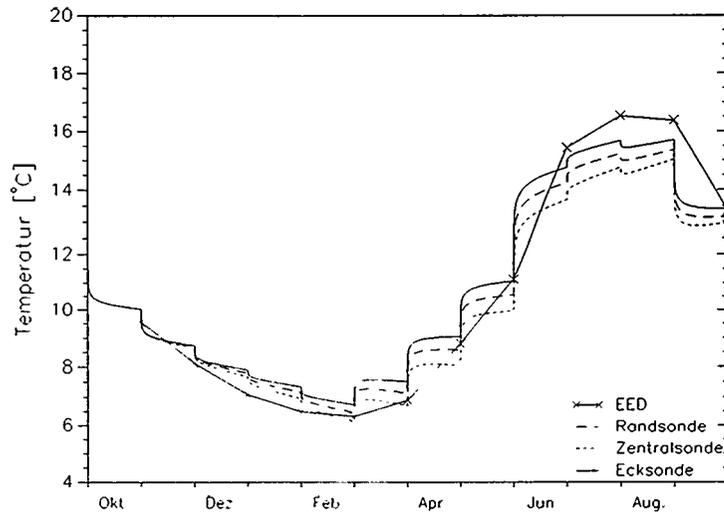


Abb. 7: Vergleich der berechneten Temperaturen des Wärmeträgermediums mit EED zu einer Simulation mit TRADIKON-3D (näheres s. Text)

Literatur

CLAESSON, J. & ESKILSON, P. (1988): PC Desing Model for Heat Extraction Boreholes. - Proc. 4th int. Conf. Energy Storage JIGASTOCK 88, S. 135-137, AFME, Paris

CLAESSON, J., ESKILSON, P. & HELLSTRÖM, G. (1990): PC Design Model for Heat Extraction Boreholes. - Proc. 3rd WS on SAHPGCS Göteborg, S. 99-102, CITη 1990:3, Göteborg

ESKILSON, P. (1986): Temperature Response Function g for 38 Borehole Configurations. - Notes on Heat Transfer 4-1986, University of Lund, Lund

ESKILSON, P. (1987): Thermal Analysis of Heat Extraction Boreholes. - Thesis Lund-MPh-87/13, University of Lund, Lund

HELLSTRÖM, G. & SANNER, B. (1994a): Software for dimensioning of deep boreholes for heat extraction. - Proc. CALORSTOCK 94, S. 195-202, Espoo/Helsinki

HELLSTRÖM, G. & SANNER, B. (1994b): PC-Programm zur Auslegung von Erdwärmesonden. - Ber. Symp. Erdgek. Wärmepumpen 1994, Ber. IZW 1/94, S. 341-350, Karlsruhe

SANNER, B., KNOBLICH, K., KLUGESCHIED, M. & REICHMANN, J. (1994): Studie für einen saisonalen Wärme-/Kältespeicher am Reichstagsgebäude in Berlin. - Ber. 9. Int. Sonnenforum Stuttgart, Bd. 1, S. 783-790, DGS-Verlag, München

Tiefenerdsonde Weggis

H. Füglistner

Stichworte: Bohrung, Ausbau, Nutzung, Messung

Inhalt: Die Tiefenerdsonde Weggis wurde 1992/1993 auf 2.302 Meter abgeteuft. Der Ausbau erfolgte als geschlossener Kreislauf.

Bis heute wurden 22 Wohnungen und verschiedene Büro- und Werkstatträume zu Heizzwecken angeschlossen. Weitere Anschlüsse bis zur vollen Belastung sind vorgesehen.

Die Anlage läuft vollautomatisch zur vollsten Zufriedenheit des Eigentümers. Ein Messprogramm, finanziert durch BEW und PSEL, laufend bis Ende 1997, wird uns genaue Ergebnisse liefern.

Um die Energie aus der Tiefenerdsonde für die Direktheizung ohne zusätzliche Aufbereitung besser auszunützen zu können, wurden zwischen dem 22. August und dem 1. September sämtliche alten Fenster (Doppelverglasung) der Häuser Kreuzstraße 16 und 18 durch neue Holz/Metall/Isolierfenster ersetzt (zusätzliche Investition Fr., 135'000.--) K-Wert vor Fensterersatz ca. 3,00 W/m² K, K-Wert nach Fensterersatz ca. 1,25 W/m² K.

Als weitere Maßnahme wurden die Flachdachflächen unter den aufgesetzten Walmdächern mit 30 cm Isocell zusätzlich isoliert. (Investition Fr. 12'000.--).

Dank dieser beiden Maßnahmen konnte die Heizungsvorlauftemperatur bei - 8° Außentemperatur von 50° auf 40° reduziert werden. Die kommende Heizperiode wird zeigen, in wie weit weiter nach unten korrigiert werden kann und bis zu welcher Außentemperatur die Direktheizung aus der Tiefenerdsonde ohne Wärmepumpe genügt.

In diesen Tagen wird eine zusätzliche Optimierung der Steuerung vorgenommen. Es zeigt sich, daß durch die Regulierung der Erdsondenpumpendrehzahl nach Außentemperatur über den vorhandenen Frequenzwandler einige Energie zusätzlich eingespart werden kann.

Erdwärmefiefensonde Prenzlau - Technisches Konzept und Betriebserfahrungen

Detlef Schneider, Egbert Broßmann & Horst Wetzel



DE010658517

KURZFASSUNG

In der ca. 100 km nördlich von Berlin gelegenen Stadt Prenzlau mit über 20 000 Einwohnern ging 1988 das zweite große hydrothermale Heizwerk Deutschlands in Betrieb. Diese Anlage mußte 1989 wegen bakteriologischer Verseuchung und starker Absandung des Speichers stillgelegt werden. Daraufhin entwickelten KEMA-IEV und VEAG ein neuartiges Tiefensondenkonzept, welches mit nur einer Bohrung auskommt.

Die Erdwärmefiefensonde nutzt die Wärmeübertragung vom warmen Erdreich durch die Metallwand des Außenrohrs zum darin zirkulierenden Wasser. Das eingeleitete saubere Wasser erwärmt sich an der äußeren Rohrwandung auf dem Weg nach unten und wird dann in dem inneren wärmeisolierten Steigrohr an die Oberfläche befördert. Das erwärmte Wasser wird in Prenzlau über eine Wärmepumpe zu Fernwärmezwecken genutzt.

Am 26.3.1994 begannen die Bohrarbeiten, und am 10.11.1994 ging die gesamte Anlage in Betrieb, die heute ca. 1100 Wohnungen mit Wärme und Warmwasser versorgt.

Die Erdwärmefiefensonde Prenzlau mit einer Tiefe von 2800 m deckte in den ersten beiden Betriebsjahren über 20 % des Wärmebedarfes vom Fernwärmenetz Prenzlau-West. Das angestrebte Drittel an der Wärmeerzeugung wird erreicht, wenn das Problem der Ammoniak-Mikroleckagen an der Wärmepumpe vom Hersteller endgültig behoben wird. Im Sommerzeitraum 1996 wurde die Warmwasser- und Wärmeversorgung von Prenzlau-West praktisch allein von der Erdwärmefiefensonde gewährleistet.

Die Jahresdauerleistung der Erdwärmefiefensonde mit 500 kW liegt bei 8 % bis 12 % der witterungsbedingten Jahreshöchstlast. Die Sonde gestattet Spitzenleistungen im Stundenbereich von mehr als 700 kW.

Beträchtliche wirtschaftliche Effekte sind durch die Einsparung der Wärmepumpe mittels angepaßtem Niedertemperaturnetz zu erwarten. Allein die Einsparung der Wärmepumpe bei der Wärmeversorgung beispielsweise eines Neubaugebietes mit optimierten Standort der Erdwärmefiefensonde würde die Erzeugungskosten auf 100 DM/MWh ohne jegliche Förderung senken.

1 Rückblick

In der ca. 100 km nördlich von Berlin gelegenen Stadt Prenzlau mit über 20 000 Einwohnern ging 1988 das zweite große hydrothermale Heizwerk Deutschlands mit einer Heizleistung von mehreren Megawatt in Betrieb. Diese hydrothermale Anlage mußte 1989 wegen bakteriologischer Verseuchung und starker Absandung des Speichers stillgelegt werden.

Das 1992 erarbeitete Wärmeversorgungskonzept von KEMA-IEV, Dresden, räumte der Erdwärme gute Einsatzchancen ein. Das auf dieser Grundlage erarbeitete Erdwärmeprojekt ging von einer hydrothermalen Anlage mit deutlich geringerer Leistung als die stillgelegte Anlage aus.

Damit sollte erstens den Anstrengungen für den Wärmeschutz der Gebäude Rechnung getragen werden und zweitens die bei hydrothermalen Anlagen üblichen Stillstandszeiten im Sommer wegen zu geringen Absatzes vermindert werden.

Die für dieses hydrothermale Projekt erforderlichen zwei Bohrungen sprengten jedoch den finanziellen Rahmen des Vorhabens, so daß trotz Förderung durch das Land Brandenburg und die Europäische Kommission das Projekt zu platzen drohte.

2 Erdwärmetiefensondenkonzept Prenzlau

In dieser Situation konnte in relativ kurzer Zeit gemeinsam von KEMA-IEV, Dresden, und VEAG, Berlin, ein neuartiges Tiefensondenkonzept entwickelt werden, welches mit nur einer Bohrung auskommt und damit finanzierbar war.

Die Erdwärmetiefensonde nutzt die Wärmeübertragung vom warmen Erdreich durch die Metallwand des Außenrohrs zum darin zirkulierenden Wasser. Das eingeleitete saubere Wasser erwärmt sich an der äußeren Rohrwandung auf dem Weg nach unten und wird dann in dem inneren wärmeisolierten Steigrohr an die Oberfläche befördert. Das erwärmte Wasser wird in Prenzlau über eine Wärmepumpe zu Fernwärmezwecken genutzt. Die Wärmepumpe dient ebenfalls als flexibler Leistungsregulator bei unterschiedlichen Sondereintrittstemperaturen.

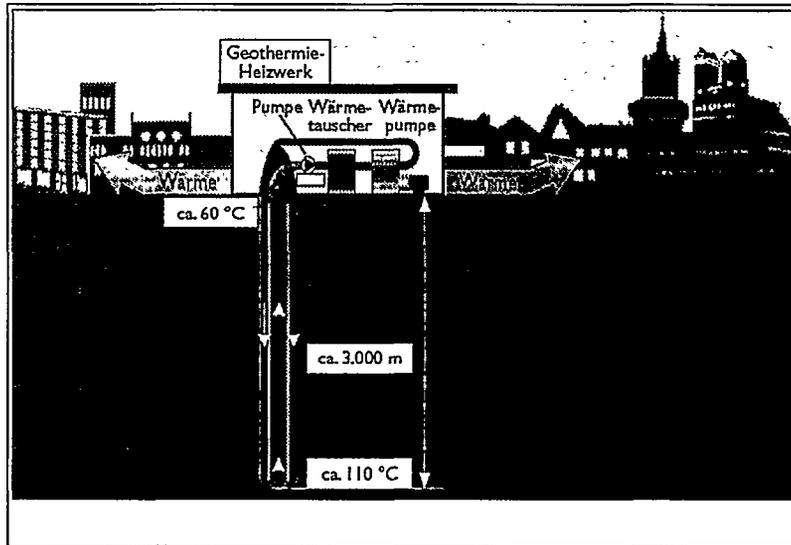


Bild 1: Erdwärmefensonde Prenzlau

Bei der Projektierung der Erdwärmefensonde spielte die Wirtschaftlichkeit eine entscheidende Rolle. Grundgedanke war ein über das Jahr durchgehender Betrieb. Die naturgemäß geringere Wärmeleistung der Tiefensonde im Vergleich zu hydrothermalen Anlagen sollte derart über die Bohrtiefe dimensioniert werden, daß die Erdwärmefensonde in den Sommermonaten Juni, Juli, August praktisch den gesamten Wärmebedarf des Fernwärmenetzes Prenzlau-West deckt.

3 Technische Realisierung

Am 26.3.1994 begannen die Bohrarbeiten und am 10.11.1994 ging die gesamte Anlage in Betrieb, die heute ca. 1100 Wohnungen mit Wärme und Warmwasser versorgt.

Die aus dem Jahre 1985 stammende Bohrung wurde ab 900 m Tiefe bis auf 2800 m aufgebohrt. Die Temperatur nimmt im ungestörten Zustand an der Außenwand von 8 °C auf 108 °C (2800 m Tiefe) zu. Im Sondenkreislauf zirkuliert sauberes, aufbereitetes (entsalztes und entgastes) Wasser. Die Zirkulation im Sondenkreislauf wird von einer drehzahlgeregelten Umwälzpumpe einer Leistung von 4 kW bis 10 kW aufrechterhalten.

In der Wärmepumpe wird das Kältemittel Ammoniak eingesetzt. Die innovative Wärmepumpe ist aus Schallschutzgründen und auch zum Schutz vor Ammoniak-Leckagen in einer Schallumhausung untergebracht.

Alle relevanten Meßwerte, Störungen u.a. werden von der zentralen Leittechnik on line verarbeitet und sind auch per Bildschirm darstellbar. Außerdem werden die Meßwerte über eine Modemkopplung direkt nach Dresden zu KEMA-IEV übertragen, archiviert und ausgewertet, was sich für die Optimierung des Sondenbetriebes und insbesondere zur schnellen Störbehebung auszahlt.

4 Betriebserfahrungen mit der Erdwärmetiefensonde Prenzlau

Aus den im ersten Jahr durchgeführten Versuchen sind folgende repräsentative Ergebnisse zu nennen:

1. Naturumlauf:

Die Tiefensonde erreicht im Naturumlauf ohne Umwälzpumpe eine Sondenleistung von 100 kW bis 150 kW, bei Sondenaustrittstemperaturen von 62 °C bis 65 °C. Das ist insbesondere beim Ausfall von der Stromversorgung interessant.

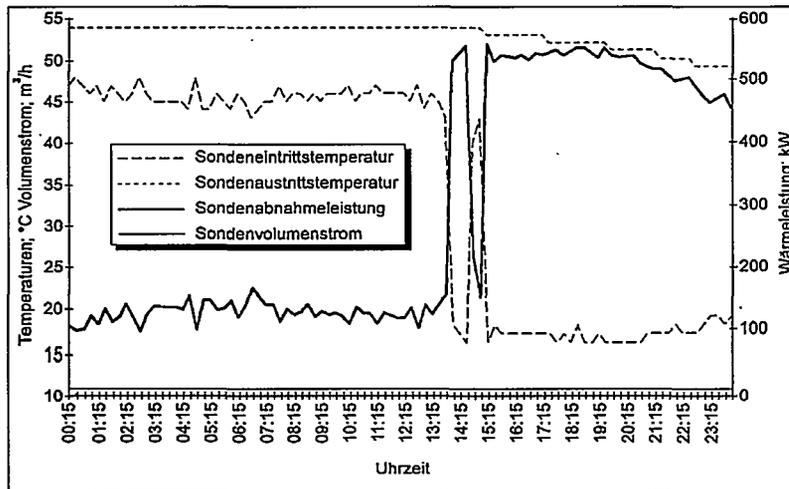


Bild 2: Sondenprozeß am 1.3.1995

2. Wärmepumpeneinsatz:

Bei den Gegebenheiten im Fernwärmenetz Prenzlau-West, insbesondere aufgrund der für die Sonde relativ hohen Heiznetzrücklauftemperatur, ist ein effektiver Sondereinsatz nur mit Wärmepumpe möglich. Dies verdeutlicht der Leistungssprung bei Einschalten der Wärmepumpe von 100 kW auf über 500 kW.

Im ersten Betriebsjahr der Erdwärmefiefensonde Prenzlau deckte die Erdwärme etwas über 20 % des Wärmebedarfes vom Fernwärmenetz Prenzlau-West. Dieser niedrige Wert ist hauptsächlich durch die Stillstände infolge Wärmepumpenstörungen sowie Versuchsfahrten bedingt. Probleme traten praktisch nur in Form von Ammoniak-Leckagen an der Wärmepumpe auf, die durch die sensiblen Ammoniak-Sensoren schon bei kleinsten Mengen zur Abschaltung der Wärmepumpe führen. Es ist dann nur ein Betrieb der Erdwärmefiefensonde über den Wärmetauscher möglich.

Das zweite Betriebsjahr, welches kurz vor dem Abschluß steht, läßt einen höheren Erdwärmefiefensondenanteil an der Wärmeerzeugung erwarten. Es traten aber erneut Dichtungsprobleme an der Wärmepumpe auf, so daß das angestrebte Drittel an der Wärmeerzeugung noch nicht erreicht wurde. Im Sommerzeitraum 1996 ist die Warmwasser- und Wärmeversorgung von Prenzlau-West praktisch nur durch die Erdwärmefiefensonde gewährleistet worden.

Die Jahresdauerleistung der Erdwärmefiefensonde mit 500 kW liegt bei 8 % bis 12 % der witterungsbedingten Jahreshöchstlast. Die Erdwärmefiefensonde gestattet Spitzenleistungen bis über 700 kW im Stundenbereich.

5 Wirtschaftlichkeit

Die grundsätzlichen wirtschaftlichen Daten der Erdwärmefiefensonde Prenzlau sind folgendermaßen ohne Berücksichtigung von Fördermitteln und Sondertarifen darstellbar. Die Wärmeerzeugung für das Fernwärmenetz Prenzlau-West wird mit der Erdwärmefiefensonde und drei Gas-Öl-Kesseln realisiert. Die Investitionskosten für die Erdwärmefiefensonde liegen bei zwei Dritteln der Gesamtinvestition für die Erzeugungsanlagen. Ein Drittel der Wärme kann von der Erdwärmefiefensonde bereitgestellt werden. Ihre Betriebskosten werden vorrangig von den Stromkosten für die Wärmepumpe bestimmt. Die Stromkosten für die Umwälzpumpe sind vernachlässigbar.

Bei einem üblichen Ansatz von 10 Jahren Abschreibung ergeben sich Wärmeerzeugungskosten für die Erdwärmefiefensonde von ca. 190 DM/MWh, bei 20 Jahren jedoch von 150 DM/MWh. Zu berücksichtigen ist hierbei, daß diese Preise einerseits weit über dem Marktniveau liegen, aber andererseits weit unter den in den neuen Bundesländern erhobenen

Endverbraucherpreisen für Fernwärme von 280 - 240 DM/MWh (3,00 - 2,60 DM/m² je Monat) in den Jahren von 1991 bis 1994. Neben dem Grundproblem der hohen Bohrkosten würde die Einsparung der Wärmepumpe durch ein an die Erdwärmesonde angepaßtes Niedertemperaturnetz beträchtliche Effekte bringen. Allein die Einsparung der Wärmepumpe bei der Wärmeversorgung beispielsweise eines Neubaugebietes mit optimierten Tiefensondenstandort würde die Erzeugungskosten auf 100 DM/MWh ohne jegliche Förderung senken.

6 Zusammenfassung

Die Erdwärmetiefensonde weist folgende Vorteile auf:

1. kein Bohr- bzw. Suchrisiko
2. sehr hohe Betriebszuverlässigkeit
3. hohe Lebensdauer, vergleichbar mit der solider Bauwerke
4. durchgehender Grundlastbetrieb, vollautomatisch
5. keinerlei Eingriffe in Stoffkreisläufe, keine Emissionen

Als Nachteile können genannt werden:

1. hohe Investitionskosten zu konventionellen Anlagen, aber durch das Ein-Bohrungsprinzip schon fühlbar gemindert
2. geringe Leistung, gewährleistet andererseits jedoch einen durchgehenden Grundlastbetrieb

Erdwärmetiefensonden sind als geschlossenes System praktisch an jedem Standort zu verwirklichen. Mit ihrer robusten Technik stellen sie eine umweltfreundliche Langzeitlösung dar.

Die Erdwärmetiefensonde empfiehlt sich besonders für eine dezentrale Wärmeversorgung von Neubaugebieten mit 300 bis 600 Wohnungen.

Warmwassernutzung aus dem Furkatunnel

Klaus Nanzer

1. Das Dorf Oberwald

In der Nähe des Gotthards auf einer Höhe von ca. 1300 müM liegt die Region GOMS mit 23 Gemeinden. Oberwald ist die erste Ortschaft, wenn man durch den Furkatunnel von Osten her in den Kanton Wallis fährt.

Oberwald hat 290 Einwohner, die vorallem vom Tourismus leben. In erster Linie ist es der Langlauf Tourismus im Winter, im Sommer kämpfen auch wir um eine vernünftige Auslastung der Betten.

In den letzten 10 Jahren entstanden in unserem Dorf die meisten Ferienwohnungen, deren Anzahl sich heute auf 320 Einheiten beziffert. In Hotels, Ferienlager und Wohnungen hat unser Dorf annähernd 2000 Fremdenbetten.

Ein wesentlicher Faktor für die Entwicklung unserer Region spielt dabei der Bau des Furkatunnels in den Jahren 1972 - 1982. Durch den Bau dieses Tunnels sind wir näher zu den Zentren im Mittelland der Schweiz gerückt. Durch den Furkatunnel fährt auch der weltberühmte Glacier Express.

2. Projektphase

Verschiedenen Leuten fiel auf, dass beim Einmünden des Wassers aus dem Furkatunnel in die Rhone im Winter nie Schnee liegt. So hat sich der Gemeinderat von Oberwald 1986 entschlossen dieses Wasser näher zu untersuchen. Während 2 Jahren wurden die Mengen und die Temperatur des Tunnelwassers gemessen und es zeigte sich ein Potential an Energie von 3600 kW, wenn diese 90 l/s von den 16 °C auf etwa 6°C abgekühlt wird.

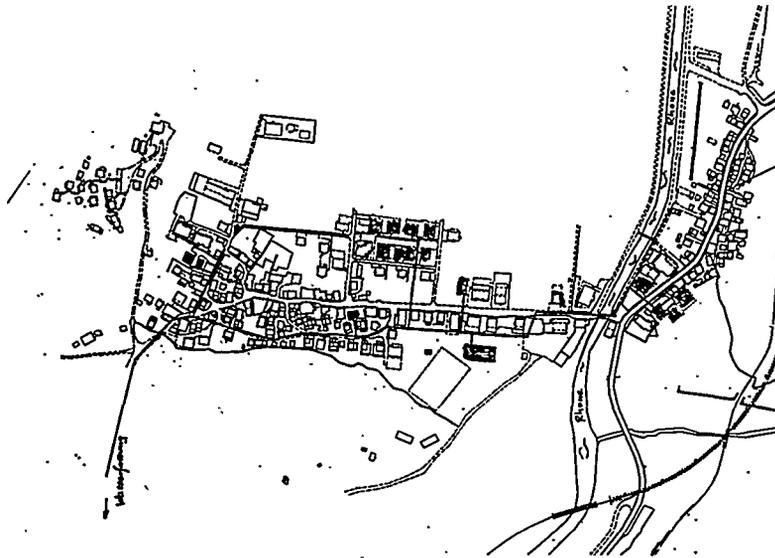
Zusammen mit dem Heizungsingenieur Imhof Anton aus Lax wurde das Konzept der Wärmeverteilung erarbeitet. Wir diskutierten zwei Varianten. Eine Variante sieht die Verteilung der Wärme auf der kalten Seite vor, also ein Verteilen des Tunnelwassers direkt im Dorf. Als zweite Variante wurde auch der Bau einer zentralen Wärmepumpe mit der Verteilung der Wärme auf der warmen Seite diskutiert.

Bereits 1989 stand fest, dass die erste Variante (Verteilung der Wärme auf der kalten Seite) für uns von Vorteil ist. In dieser Variante sind die Vorinvestitionen der Gemeinde viel kleiner, das ganze Leitungssystem wir einfacher, da der Rücklauf aus dem Verdampfer über die Oberflächenentwässerung der Rhone zugeführt wird. Ein grosser Vorteil in unserem Dorf liegt darin, dass der Tunnelausgang ca. 10 m höher liegt als das Dorf. So können wir ohne Pumpen und ohne Einsatz weiterer Energie das Wasser natürlich im Dorf verteilen. Im Bild 1 sehen Sie das Dorf mit den gebauten Leitungen und den bereits heute angeschlossenen Wohnhäusern.

Die Regelung der Beziehung zw. der Gemeinde und dem Nutzer der Abwärme wurde parallel zu den Konzeptdiskussionen vorbereitet. Dieses Reglement beschreibt das Bewilligungsverfahren, die technischen Vorschriften, die Eigentumsgränze der Anlagen und die Kosten für den Anschluss .

Als das Konzept, die detaillierte Planung und auch das Reglement soweit erarbeitet waren, wurde der Urversammlung von Oberwald ein Kreditbegehren von Fr. 350'000.00 unterbreitet mit der Ankündigung, dass für die Basiserschliessung des Dorfes ein Gesamtbetrag von etwa Fr. 800'000.00 benötigt wird.

Bild 1



Durch eine breite und klare Information der Bevölkerung über die Idee der Abwärmenutzung, die Möglichkeiten der Hausbesitzer und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen haben wir erreicht, dass uns die Urversammlung die notwendigen Kredite gesprochen hat.

3. Bauphase

Im Jahre 1991 war es nun soweit, dass wir mit dem Bau des Sandfanges beim Tunnelausgang beginnen konnten. In den Jahre 1992 und 1993 wurde in verschiedenen Baulosen die Basiserschliessung erstellt. Wir hatten selbstverständlich auch das Glück, dass zu dieser Zeit sowieso eine Sanierung der Kanalisation und der Wasserversorgung auf dem Programm stand. Durch die Koordination mit der Telecom konnten die Baukosten auch verringert werden.

Wir mussten nun aber auf die Bereitschaft der Hausbesitzer in Oberwald hoffen, sich an diesem Wärmepotential anzuschliessen. Einen Zwang zum Bau einer Wärmepumpenheizung kann die Gemeinde niemandem auferlegen. Durch Information und Überzeugungsarbeit erreichten wir in den folgenden Jahren, dass praktisch alle Neubauten mit einer Wärmepumpe ausgerüstet wurden. Zudem haben wir in zwei Häusern den Ölkessel durch eine Wärmepumpe ersetzt.

Jahr	Bezeichnung	Haustyp	Anzahl	Baujahr	Heiz		Kompressor	Verwendung der Heizwärme
			Whg	Haus	Leistung [kW]	Leistung [kW]		
1992	Pfarrhaus	EFH	1	1965	10.50	3.80		Radiatorheizung bestehend
1992	Haus Kristall	MFH	14	1992	42.00	12.00		Bodenheizung
1992	Haus Patrizia	MFH	12	1992	32.00	10.00		Bodenheizung
1993	Oberwalderhof	MFH	32	1993	155.00	60.00		Bodenheizung WWaufbereitung
1993	Saashorn	MFH	8	1993	32.20	9.80		Bodenheizung
1994	Bella Vista	MFH	20	1994	108.00	22.40		Bodenheizung
1994	zWald	MFH/G	12	1994	43.00	11.00		Bodenheizung
1995	Mehrzweckhalle	Sport		1995	200.00	69.00		Heizung und Lüftung
1995	Rhone	MFH	19	1995	108.00	23.00		Bodenheizung
1995	Lengis	MFH/G	11	1995	51.00	14.00		Bodenheizung
1995	Nanzer Werner	MFH/G	2	1969	33.00	8.10		Radiatorheizung bestehend
1996	Walter Karl	MFH	5	1996	22.50	7.00		Bodenheizung

TOTAL	136		837.20	250.10
-------	-----	--	--------	--------

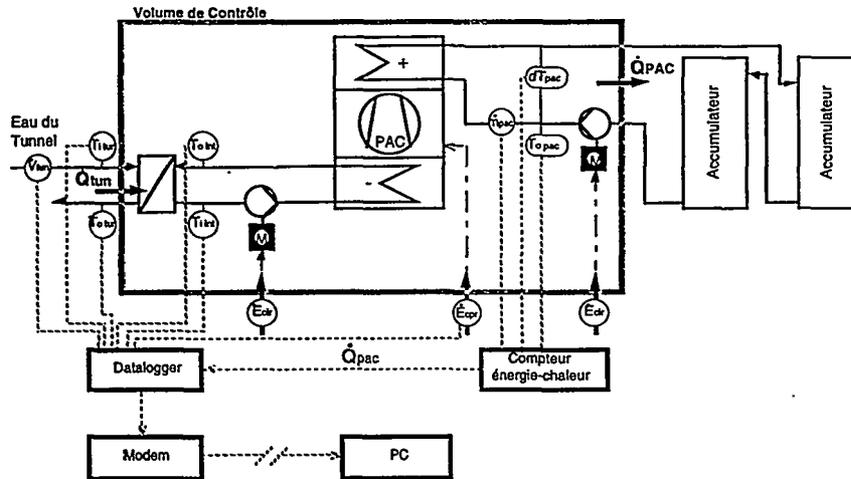
Bei einem Wohnungsbestand von annähernd 420 Einheiten bedeuten die 136 angeschlossenen Wohnungen einen Anteil von 32.5 %. Im Bild zwei ist auch die Verwendung der Heizwärme festgehalten. Für die Wirkungsgrade der Wärmepumpen ist es von entscheidender Bedeutung, dass die beheizten Häuser von den Isolationswerten und der Art der Heizung auf dem neuesten Stand der Technik sind. Zwei Häuser haben noch eine alte Radiatorheizung, die aber früher so gross ausgelegt wurden, dass Vorlauftemperaturen von 40 - 45 °C ausreichen. Es ist selbstverständlich, dass die installierten Anlagen monovalent betrieben werden.

Seit dem November 1995 wird die Wärmepumpenanlage des Hauses Kristall von der HTL Sitten eingehender untersucht. In den letzten Tagen haben wir den erste Zwischenbericht erhalten. In Bild 3 sind die Messeinrichtungen schematisch dargestellt. Die Leistungsziffer wird aus dem Verhältnis

$$\eta = \frac{Q_{pac}}{E_{pac}}$$

ermittelt, mit Berücksichtigung des Bedarfs an Elektrizität für die Hilfsenergien. Die Messungen über die Periode vom September 1995 bis im Juli 1996 haben einen Wirkungsgrad $\eta = 3.8$ ergeben. Dies ist ein Wirkungsgrad, der zufriedenstellend ist, es wurden aber in den Anlagen zwei Mängel festgestellt (Wirkungsgrad des Wärmetauschers im Zwischenkreislauf und die hydraulische Schaltung der Wärmespeicher) die den Wirkungsgrad negativ beeinflussen. Die HTL Sitten rechnet aus, dass eine Behebung dieser Mängel den Wirkungsgrad auf 4.5 und mehr steigern könnte.

Bild 3



4. Die Wirtschaftlichkeit aus der Sicht der Gemeinde

In Bild 3 werden die Ausgaben der Gemeinde für den Bau der Wasserverteilung im Dorf zum Ausgangspunkt genommen, um die benötigte Heizleistung zu berechnen, die installiert werden muss, damit die Investitionen der Gemeinde selbsttragend werden.

Für den Bau der Tunnelwasserverteilung hat die Gemeinde eine Betrag von Fr. 750'000.00 investiert. Das Energiedepartement des Bundes und des Kantons haben sich an diesen Kosten mit Fr. 170'000.00 beteiligt.

Der Benutzer des Tunnelwassers bezahlt der Gemeinde einen einmaligen Betrag für den Anschluss an das Verteilnetz von Fr. 1'200.00 pro kW Kompressorleistung. Die Jährliche Gebühr für das Beziehen des Wassers wurde auf Fr. 0.15 pro m³ Wasser festgelegt.

Die Gemeinde bringt die Leitung mit dem Tunnelwasser bis und mit dem Wasserzähler im Keller des Hauses. Nach dem Wasserzähler gehen die Kosten für den Bau der Wärmepumpe zu Lasten des Hauseigentümers.

BERECHNUNG DER KOSTEN FÜR DAS TUNNELWASSER

Bild 4

Wirkungsgrad	3.20	Laufzeit [h/a]	1'600	Anschlussgeböhr [Fr./kW]	1'200	Kostenbeiträge [Fr.]	170'000
Quellenausnutzung [°C]	10.00	Investition [Fr.]	750'000	Geböhr [Fr./m ³]	0.15	Kosten pro Anschluss	200

Heizleistung [kW]	Leistung elekt [kW]	Kälteleistung [kW]	Wasser verbrauch [l/s]	Wasser verbrauch [m ³ /a]	Einnahme Anschluss	Einnahme Verbrauch	Ausgaben Anschluss	Restschul Gemeinde	Zinskoste (5%)	Amortisa Kosten	Unterhalt	Summe Kosten	Kosten [Fr./m ³]
500	156	344	8	48'023	187'500	7'203	31'250	-423'750	21'188	14'125	750	36'063	0.7509
550	172	378	9	52'826	206'250	7'924	34'375	-408'125	20'406	13'604	750	34'760	0.6580
600	188	413	10	57'628	225'000	8'644	37'500	-392'500	19'625	13'083	750	33'458	0.5806
650	203	447	11	62'430	243'750	9'365	40'625	-376'875	18'844	12'563	750	32'156	0.5151
700	219	481	12	67'233	262'500	10'085	43'750	-361'250	18'063	12'042	750	30'854	0.4589
750	234	516	13	72'035	281'250	10'805	46'875	-345'625	17'281	11'521	750	29'552	0.4102
800	250	550	13	76'837	300'000	11'526	50'000	-330'000	16'500	11'000	750	28'250	0.3677
850	266	584	14	81'640	318'750	12'246	53'125	-314'375	15'719	10'479	750	26'948	0.3301
900	281	619	15	86'442	337'500	12'966	56'250	-298'750	14'938	9'958	750	25'646	0.2967
950	297	653	16	91'244	356'250	13'687	59'375	-283'125	14'156	9'438	750	24'344	0.2668
1'000	313	688	17	96'047	375'000	14'407	62'500	-267'500	13'375	8'917	750	23'042	0.2399
1'050	328	722	18	100'849	393'750	15'127	65'625	-251'875	12'594	8'396	750	21'740	0.2156
1'100	344	756	18	105'651	412'500	15'848	68'750	-236'250	11'813	7'875	750	20'438	0.1934
1'150	359	791	19	110'454	431'250	16'568	71'875	-220'625	11'031	7'354	750	19'135	0.1732
1'200	375	825	20	115'256	450'000	17'288	75'000	-205'000	10'250	6'833	750	17'833	0.1547
1'250	391	859	21	120'058	468'750	18'009	78'125	-189'375	9'469	6'313	750	16'531	0.1377
1'300	406	894	22	124'861	487'500	18'729	81'250	-173'750	8'688	5'792	750	15'229	0.1220
1'350	422	928	23	129'663	506'250	19'449	84'375	-158'125	7'906	5'271	750	13'927	0.1074
1'400	438	963	23	134'465	525'000	20'170	87'500	-142'500	7'125	4'750	750	12'625	0.0939
1'450	453	997	24	139'268	543'750	20'890	90'625	-126'875	6'344	4'229	750	11'323	0.0813
1'500	469	1'031	25	144'070	562'500	21'610	93'750	-111'250	5'563	3'708	750	10'021	0.0696
1'550	484	1'066	26	148'872	581'250	22'331	96'875	-95'625	4'781	3'188	750	8'719	0.0586
1'600	500	1'100	27	153'675	600'000	23'051	100'000	-80'000	4'000	2'667	750	7'417	0.0483
1'650	516	1'134	28	158'477	618'750	23'772	103'125	-64'375	3'219	2'146	750	6'115	0.0386

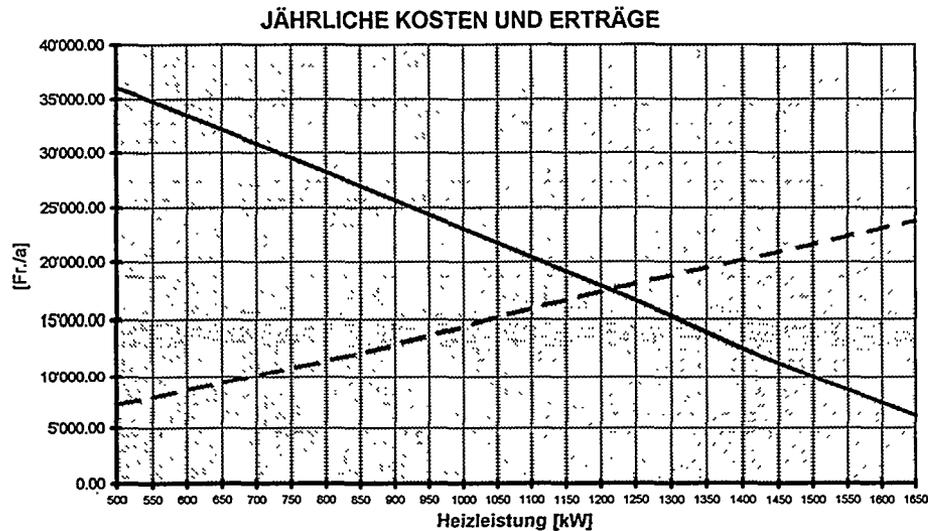
Auf Grund dieser Randbedingungen sind in Bild 3 die Einnahmen und Ausgaben der Gemeinde in Abhängigkeit der installierten Heizleistung gerechnet. (vgl auch Bild 5)
Zudem enthält die Tabelle den Restschuldverlauf der Gemeinde sowie in der letzten Spalte die Kosten für den Kubikmeter Wasser, die er Gemeinde entstehen in Abhängigkeit der installierten Heizleistung. (vgl. auch Bild 6)

Heute ist eine Heizleistung von 850 kW installiert. Wir sind somit bei einem Wasserpreis für die Gemeinde von Fr. 0.33 angelangt. Gemessen am Potential der Wärmequelle entspricht dies einem Anteil von 31 %. Der Anschluss weiterer Häuser ist noch ohne Probleme möglich und die Berechnungen zeigen, dass wir bei einer Heizleistung von 1200 kW den verlangten Preis des Wassers erreichen. Ab dieser Heizleistung der installierten Wärmepumpen wird die Investition der Gemeinde rentabel.

Der Punkt, ab dem die Investition sich auszahlt ist bei einer Ausnutzung des Wärmepotentials von 45 % erreicht. Es müssen in den nächsten Jahren nur noch etwa 400 kW Heizleistung neu angeschlossen werden und die Gemeinde kann dann sogar etwas am Verkauf dieser Wärme aus dem Furkatunnel verdienen.

Die Höhe der Temperatur und vorallem der Umstand, dass der Tunnelausgang etwa 10 Meter über dem Niveau des Dorfes ist, führt dazu, dass wir für die Verteilung des Wassers keine zusätzliche Energie benötigen. Der Unterhalt der Verteilung ist daher sehr gering und beschränkt sich ausschliesslich auf die Reinigung des Sandfanges einmal im Jahr.

Bild 5

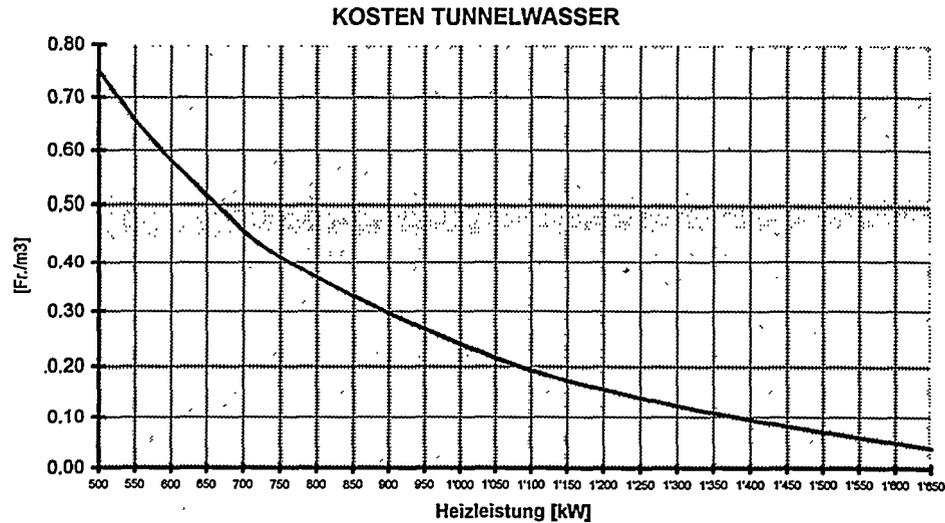


Die Anstrengungen der Gemeindeverwaltung gehen dahin, dass wir die Bauherren der Neubauten in Zukunft animieren wollen, auch dieses Wärmepotential zu nutzen. Ein zweites Ziel ist es, bestehende Bauten beim Ersatz der Ölheizung genauer zu untersuchen, damit auch diese an die Verteilung der Tunnelwärme angeschlossen werden.

Anstrengungen lohnen sich mittelfristig auch für die Gemeinde.

5. Die Wirtschaftlichkeit aus der Sicht des Bauherrn

Wie bereits im Kapitel 3 dargelegt ist, macht die HTL Sitten Messungen an einer Installation. Diese zeigen hier interessante Ergebnisse, die noch verbessert werden können. In Bild 6 ist für dieses Haus die Heizkostenabrechnung der letzten drei Heizperioden dargestellt.



Wie Sie sehen beträgt der Preis für eine kWh Wärme für dieses Haus etwa 6.95 Rp. Im Vergleich zu den Heizkosten mit Öl ist dieser Preis höher. Solange der Heizölpreis auf dem tiefen Niveau von Fr. 30 pro 100 kg steht, werden alle Alternativsysteme teurer sein. Eine Steigerung des Heizölpreises um 10- 15 Fr. pro 100 kg jedoch würde die Wärmegestehungskosten auch unseres Tunnelwassers äusserst interessant machen. In diesen Betrachtungen sind die Mehrinvestitionen für Wärmepumpenheizungen nicht berücksichtigt. Diese Mehrinvestitionen sind aber geringer unter der Berücksichtigung, dass kein Öltank und kein Kamin benötigt wird. Für das Haus Kristall in Oberwald bestätigt der Bauherr, dass von keiner Mehrinvestition gegenüber einer Ölheizung gesprochen werden kann.

HEIZKOSTENABRECHNUNG	Haus Kristall	Bild 7
-----------------------------	---------------	--------

Baujahr	Bezeichnung	Heiz Leistung [kW]	Kälte Leistung [kW]	Kompressor Leistung [kW]	Wasserverbrauch theoretisch [l/min]	Wasserzähler Datenblatt Nr.	Anschluss gebühr
1992	Haus Kristall	42.00	31.50	12.00	46.00	Z2	Fr. 14'400.00

Heizperiode	Wärmebedarf		Kosten			Spez. Kosten [Rp./kWh]
	[kWh]	Tunnelwasser [Fr.]	Strom [Fr.]	Unterhalt [Fr.]	Total [Fr.]	
1.7.93 - 30.6.94	52690.00	1181.40	2622.70	0.00	3804.10	7.22
1.7.94 - 30.6.95	56724.00	844.40	2874.50	226.35	3945.25	6.96
1.7.95 - 30.6.96	50435.00	631.20	2329.20	452.65	3413.05	6.77

Geothermieranlagen Altheim. Stromerzeugung mittels Organic-Rankine-Cycle Turbogenerator

Gerhard Pernecker



INHALTSANGABE

Der Bericht beschreibt das Vorhaben der Marktgemeinde Altheim in Oberösterreich Strom mittels eines Organic-Rankine-Cycle-Turbogenerators unter Verwendung niedrig temperierten Thermalwassers zu produzieren. Das Ziel bzw. der Zweck des Projektes ist es, die technische und wirtschaftliche Situation der bestehenden Geothermieanlage zu verbessern.

EINLEITUNG

Geographisch gesehen, liegt Altheim im Bundesland Oberösterreich; ca. 15 km von der deutschen Grenze entfernt und ca. 60 km nördlich von Salzburg. Das Gemeindegebiet bedeckt eine Fläche von ca. 22 km²; die Einwohnerzahl beträgt ca. 4.850. Das Jahresbudget der Gemeinde beläuft sich auf etwa 74 Mio. ATS, d. s. umgerechnet ca. 10 Mio. DM.

Geologisch gesehen, liegt Altheim im sogenannten Molassebecken. Als Molassebecken bezeichnet man zunächst ganz allgemein Ablagerungen in den, den jungen Gebirgen vorgelagerten, Senkungsbereichen. Das oberösterreichische Molassebecken ist das Gebiet zwischen der Flyschzone der Alpen im Süden und dem alten Böhmischem Massiv im Norden.

Die tiefsten Einheiten im Untergrund des Beckens sind das kristalline Grundgebirge als Fortsetzung der Gesteine (vorwiegend Granit) der Böhmischem Masse nach Süden bis unter die Alpen und die darauf liegenden Gesteinsfolgen des Erdmittelalters, hauptsächlich der Formationen Jura und Kreidezeit.

Die Karbonate der Malmzeit (Kalke und Dolomite) gehören zu den obersten Schichten der Juraformation, die entlang von Klüften und Trennfugen, welche zum Teil durch Lösung noch erweitert wurden, eine gute Durchlässigkeit aufweisen. Desgleichen sind Störungen und Bruchlinien selbst vorgegebene Wasserwege.

Die Sonde "Altheim Thermal 1" wurde 1989 in eine Tiefe von ca. 2.400 m gebohrt. Die artesische Fließrate betrug 11 l/sek, die Kopttemperatur 98 ° C. Während der Sommermonate wurde der gedrosselte Überlauf für die Erwärmung des Freibades genutzt.

Als zu Beginn der Heizperiode die Bohrung geöffnet wurde, mußte man feststellen, daß der freie Überlauf stark zurückgegangen war.

Die Befahrung des Bohrtoches mit dem Bohrmeißel brachte die Gewißheit, daß die Sonde bei ca. 1.900 m eine Verengung aufwies, in der sich Spülrückstände und Formationsreste verfestigt hatten. Beim Versuch, diese Engstelle zu durchstoßen, wurden die 7"-Casingrohre abgeschraubt.

Somit mußte die Bohrung in diesem Bereich aufgegeben werden.

Daher wurde in einer Tiefe von ca. 1.800 m ein "Fenster" in die 9 5/8"- Casing gefräst. Von dieser Stelle aus wurde eine Ablenkungsbohrung in eine Tiefe von ca. 2.300 m durchgeführt. Nach einem Zeitraum von etwa 3 Monaten stieß man wieder auf Heißwasser - auf mehr als zuvor:

Der freie Überlauf betrug 18 l/sek. Zur Steigerung der Ergiebigkeit wurde eine Säuerung mit Salzsäure durchgeführt. Dadurch stieg die Produktion (nach Ausbau des Säuerungsstranges) auf 46 l/s freien Überlauf an. Die Kopftemperatur betrug 104 ° C.

Diese Werte machen die Sonde "Altheim Thermal 1a" zu einer der produktivsten Thermalwasserquellen Mitteleuropas in nicht-vulkanischen Gebieten. (Eine weitere Bohrung wurde jüngst im österreichischen Bundesland Steiermark [Blumau] fundig. Diese Sonde produziert im freien Überlauf mehr als 60 l/sek mit einer Kopftemperatur von über 105 ° C. Sie hat allerdings den Nachteil eines hohen Anteils an Kohlendioxid. "Altheim Thermal 1a" hat dagegen eine sehr geringe Menge Kohlendioxid und damit auch kaum Scalingeffekte zu befürchten.)

Die Kapazität von Altheim liegt bei etwa 22 Megawattth.

Die Erneuerungsrate im oberösterreichischen Teil des Molassebeckens wird mit 250 l/sek geschätzt. Diese Menge würde es erlauben, eine Leistung von ca. 100 MWth zu installieren.

Das Thermalwasser ist vom Natrium-Bicarbonat-Chlorid-Typus mit erhöhtem Schwefelgehalt. Die Eignung als Heilwasser wurde bereits amtlich festgestellt. Die Mineralisierung ist sehr gering - sie beträgt nur ca. 1,3 g/l.

GEGENWÄRTIGE NUTZUNG

Zur Zeit wird das Heißwasser nur für Fernwärmeversorgung einschließlich Warmwasseraufbereitung verwendet. Ca. 2.000 Personen werden mit Energie versorgt, die installierte Leistung beträgt ca. 10,3 Megawatt. 1995 wurden ca. 21.000 Megawattstunden erzeugt; dafür wurden 496.000 m³ Heißwasser benötigt. Die durchschnittliche Schüttung betrug somit ca. 16 l/s (Spitze ca. 35 l/s).

Die Errichtungskosten für die Bohrung, das Heiznetz, die Heizzentrale, die Wärmetauscher bei den Kunden betragen ca. 110 Mio. ATS. Die - nicht rückzahlbaren - Förderungen durch Bund und Land beliefen sich auf ca. 29 Mio. ATS; ca. 65 Mio. ATS sind Bankdarlehen. Zur Zeit sind die Zinsen niedrig - weniger als 6 % per anno. Der Rest von etwa 16 Mio. ATS wurde von den Kunden aufgebracht.

Betreiber der Fernwärmeversorgung ist die Marktgemeinde Altheim. Die jährlichen Einnahmen und Ausgaben sind zur Zeit ausgeglichen.

Das Fernwärmenetz hat (ohne Hausanschlußleitungen) eine Länge von ca. 15 km. Die Vorlauftemperatur beträgt zwischen 90 °C und 80 °C, die Rücklauftemperatur liegt bei etwa 60 °C.

Die Umweltaspekte sind beeindruckend:

- Reduktion von Luftschadstoffen:

Kohlendioxid	72 %
Stickstoffdioxid	67 %
Schwefeldioxid	55 %
Kohlenmonoxid	58 %

• Energieeinsparung:

Fossile Brennstoffe	ca. 2.500 to/Jahr
---------------------	-------------------

Das genutzte Thermalwasser wird nach einer Auskühlung durch Beimischung von Oberflächenwasser auf 30 ° C in einen nahegelegenen Fluß abgeleitet. Dies wird aber nur für wenige Jahre geschehen usw. bis Ende 1999. Dann wird das genutzte Thermalwasser reinjiziert.

Es gibt im wesentlichen 2 Gründe, warum das Thermalwasser reinjiziert werden muß:

1. um die Ressource zu schonen,
2. um den Druck im Speicher zu erhalten.

ZUKÜNFTIGE NUTZUNG

Die Fernwärmeversorgung hat zwar zur Zeit eine ausgeglichene Einnahmen- und Ausgabenrechnung; sie ist aber nicht profitabel. Daher war bzw. ist es nicht möglich, das für die Reinjektionsbohrung notwendige Geld zu erwirtschaften.

Es ist also notwendig, zusätzliche Nutzungsstufen einzurichten. Als beste Möglichkeit wird die Erzeugung von Strom angesehen.

Mit dem Verkauf von Strom an das lokale Energieversorgungsunternehmen einerseits und der Versorgung gemeindeeigener Anlagen mit dem Eigenstrom sollte es möglich sein, das für die Reinjektion notwendige Geld zu verdienen.

Das ist sicherlich der wichtigste Grund, die Stromproduktion zu realisieren. Andererseits soll gezeigt werden, daß es technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist, Strom mit Thermalwasser niedriger Enthalpie zu erzeugen.

Die Firma TURBODEN, Sitz in Brescia/Mailand, hat Möglichkeiten unter verschiedenen Prämissen untersucht.

LÖSUNG 1:

Auskühlung des Thermalwassers auf 80° C

Thermalwasser-Eintrittstemperatur	104 ° C
Thermalwasserfluß	28.6 kg/s
Thermalwasser-Austrittstemperatur	80 ° C
Thermalwasserdruck Modul Eintritt	2 bar g

Thermalwasserdruck Modul Austritt	1 bar g
Fouling Koeffizient (Wasserseite) in den Wärmetauschern	5700 W/m ² K
Kühlwasserfluß	100 kg/s
Kühlwassertemperatur (Mittelwert)	10 ° C
Kühlwasseraustrittstemperatur (ca.)	15,2 ° C
Dimensionen	2,5 x 12 x H2,5 m
Lärmpegel in 50 m	<= 70 dbA
Elektrische Leistung	240 kW

Diese Lösung geht von der gegenwärtigen artesischen Fließrate von 46 l/sek aus.

Der Aquifer hat eine sehr gute Produktivität. In einem Test mit einer Mammutpumpe (Airlift) wurden mehr als 70 l/sek produziert. Wegen des nicht ausreichenden oberirdischen Equipments war es leider nicht mehr möglich, die Förderung noch zu steigern.

Setzt man eine Fließrate von 100 l/sek an, kann eine elektrische Leistung von ca. 700 KW erwartet werden.

LÖSUNG 2:

Thermalwasser Eintrittstemperatur	106 ° C
Thermalwasserfluß	81,7 kg/s
Thermalwasser Austrittstemperatur	78,3 ° C
Thermalwasser Druckverlust Evaporator	<= 1 bar
Fouling Koeffizient (Wasserseite) in den Wärmetauschern)	11.400 W/m ² K
Kühlwasserfluß	270 kg/s
Kühlwassertemperatur (Mittelwert)	10 ° C
Kühlwasseraustrittstemperatur (ca..)	17,6 ° C
Thermalwasser Druckverlust Kondensator	<= 1 bar
Dimensionen	2,5 x 12 x 2,5 m
Lärmpegel in 50 m	<= 70 dbA
Elektrische Leistung	702 kW

Es wird erwartet, daß die Kopftemperatur der Sonde bei Steigerung der Fließrate auf 100 l/sek auf mindestens 106 ° C ansteigen wird.

Weiters wird angenommen, daß eine Thermalwasseraustrittstemperatur von ca. 78 ° C (in Verbindung mit einer Zusp eisung von ca. 15 l/sek mit einer Temperatur von 106 ° C) ausreichen wird, um die Beheizung der Gebäude und die Warmwasserbereitung weiterhin zu gewährleisten.

Es ist vorgesehen, den Turbogenerator innerhalb eines dicht verbauten Gebietes zu installieren (die Produktionsbohrung befindet sich auch dort). Daher ist es nicht möglich, eine Anlage mit Luftkühlung zu installieren.

Das Kühlwasser soll aus dem Fluß entnommen werden, in welchen das genutzte Thermalwasser derzeit abgeleitet wird. Der Fluß ist nur etwa 200 m vom geplanten Aufstellungsort der ORC-Anlage entfernt.

Arbeitsmedium der ORC-Anlage:

Zwei verschiedene Klassen von organischen Flüssigkeiten sind als Arbeitsmedien für den ORC-Turbogenerator in dieser Anwendung einsetzbar:

Kohlenwasserstoffe und FCKW-Ersatzstoffe.

- Die Hauptschwierigkeit bezogen auf den Gebrauch von Kohlenwasserstoffes ist die Feuergefahr. Um diesem Problem beizukommen, ist eine Reihe von Maßnahmen zu setzen (wie Verwendung explosionssicherer Materialien, geeignete Feuerbekämpfungsausrüstung). Obgleich die Sicherheit der Anlage zustandegebracht werden könnte, so ist doch darauf aufmerksam zu machen, daß ORC-Turbogeneratoren gewöhnlich in einem Bereich (wie im Fall Altheims) installiert werden, in dem nicht die Feuerbekämpfungsausrüstung zur Verfügung steht, wie etwa in der petro-chemischen Industrie.
- Fluorchlorkohlenwasserstoffe sind toxikologisch gesehen, sicher und nicht brennbar. Bedauerlicherweise zeigen die Fluorchlorkohlenwasserstoffe aber eine ozonreduzierende Wirkung.

Aus diesen Gründen ist die für die ORC-Anlage vorgesehene Arbeitsflüssigkeit ein neues Kühlmittel aus der Fluorkohlenwasserstoff (HFC) Gruppe.

Da dieses Mittel toxikologisch sicher ist und nicht brennbar, wird es eine sichere Anlage ermöglichen - sowohl für das Betriebspersonal als auch für die Umwelt.

Im übrigen werden für die vorgesehene ORC-Anlage jene Erfahrungen genutzt, die bei einer von der Europäischen Kommission geförderten Anlage in Italien gemacht wurden. Es handelt sich um die Anlage in Castelnuovo mit einer Leistung von 1,3 MW_e. Geliefert wurde die Anlage für ENEL. An der Ausführung war neben der Firma TURBODEN auch das italienische Unternehmen SOWIT beteiligt.

WIRTSCHAFTLICHE ASPEKTE

INVESTITIONSKOSTEN:

Reinjektionsbohrung mit Verbindungsleitung	2,625.466 ECU
ORC-Anlage, Kühlkreislauf, Pumpe, Brunnenausbau etc.	1,172.738 ECU
Planung, Verbreitung, Auswertung etc.	699.766 ECU
TOTAL	4,497.970 ECU

JAHRESKOSTEN:

Kapitalgebundene Kosten	386.698 ECU
sonstige Kosten	152.090 ECU
Jahresgesamtkosten	538.788 ECU

Bei solchen Erzeugungskosten war an eine Ausführung des Vorhabens nicht zu denken

Aussicht auf Verwirklichung bestand damit nur bei einer ausreichenden finanziellen Förderung. Diese Chance bot das Programm THERMIE der Europäischen Kommission.

WAS IST THERMIE ?

THERMIE ist ein wichtiger Bestandteil der Strategie der Europäischen Union zur Bewältigung der heutigen Herausforderungen an die Energiewirtschaft im Hinblick auf

- ⇒ Gewährleistung einer dauerhaften und sicheren Energieversorgung zu angemessenen Kosten und Bedingungen;
- ⇒ Verringerung des Energieverbrauchs;
- ⇒ Reduktion der Umweltbelastungen, insbesondere Reduktion der CO₂ Emissionen,
- ⇒ Stärkung der technologischen Basis der Industrie;

THERMIE konzentriert sich auf 2 Schwerpunkte:

- finanzielle Unterstützung für Vorhaben zur Förderung der Einsatzreife innovativer Energietechnologien;
- andere Aktivitäten, die der Definition von FTE-Strategien und der Förderung und Verbreitung von Energietechnologien dienen.

Zu den Zielen von THERMIE gehören u.a.:

- * Verbesserung der Energieeffizienz;
- * Förderung neuer Anwendungsbereiche für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen;

Finanzielle Unterstützung der Europäischen Gemeinschaft wird als ANTEILIGE FÖRDERUNG gewährt.

Förderbare Vorhaben sollen innovative Techniken, Verfahren oder Erzeugnisse, deren Forschungs- und Entwicklungsstadium im Wesentlichen abgeschlossen ist, voranbringen oder einführen. Diese Art Vorhaben zielt darauf ab, die technische und wirtschaftliche Lebensfähigkeit neuer Technologien durch den erstmaligen Einsatz in ausreichend großem Maßstab nachzuweisen.

Die Förderung von Demonstrationsobjekten zielt auf eine Steigerung von Energie- und Kosteneffizienz mit folgender Charakterisierung (Auswahl):

- ◆ Ausbeutung geothermischer Lagerstätten, wenn Ressourcen überprüft oder gut nachweisbar sind, um bergtechnische Risiken zu mindern;
- ◆ Erzeugung von Elektrizität

Um akzeptiert zu werden, muß jedes Vorhaben eine Anzahl Bedingungen erfüllen (Auswahl):

- ⇒ es muß innovative Techniken, Verfahren oder Erzeugnisse mit der Zielsetzung ihrer Einführung und Verbreitung einsetzen;
- ⇒ es muß Aussichten zur technischen und wirtschaftlichen Lebensfähigkeit der betreffenden Technologie durch eine spätere kommerzielle Nutzung aufzeigen;
- ⇒ es muß auf Grund erheblicher technischer und wirtschaftlicher Risiken schwer finanzierbar sein; kommerzielle Investitionsprojekte können nicht gefördert werden;
- ⇒ es muß normalerweise, mindestens von 2, voneinander unabhängigen, juristischen Personen vorgeschlagen und durchgeführt werden, die in verschiedenen Mitgliedsstaaten oder mindestens in einem Mitgliedsstaat und einem assoziierten Staat niedergelassen sind;

Welche finanzielle Unterstützung kann gewährt werden ?

- Der Höchstbetrag beläuft sich auf 40 % der zuschußfähigen Kosten.
- Die Summe aller Zuschüsse aus öffentlichen Mitteln zu einem THERMIE-Vorhaben darf einschließlich der Beihilfe der Gemeinschaft 49 % der Gesamtkosten des Vorhabens nicht übersteigen.
- Vertragspartner dürfen keinen finanziellen Gewinn oder sonstigen Überschuß aus dem finanziellen Beitrag der Kommission ziehen.

Entsprechend dem „Call for proposals“ vom September 1995 reichte die Gemeinde gemeinsam mit Turboden, Brescia/Italien, Geotherma, Le Blanc Mesnil/Frankreich und Terrawat, Markt Schwaben/BRD an die Europäische Kommission den Vorschlag ein, die Geothermieanlage Altheim um eine Stromerzeugung mittels ORC-Turbogenerator zu erweitern.

Der Vorschlag wurde in der Sitzung des THERMIE-Komitees am 20.6.1996 zur FÖRDERUNG akzeptiert, und am 1.8.1996 erfolgte die offizielle Mitteilung der Europäischen Kommission, daß sie sich mit 34,70 % (ca. 1,565.000 ECU) an den zuschußfähigen Kosten des Vorhabens beteiligen wird.

Eine weitere FÖRDERUNG wird durch die Republik Österreich bzw. das Land Oberösterreich in Höhe von ca. 640.000 ECU gewährt.

DAS HAT FOLGENDE AUSWIRKUNGEN:

Investitionskosten	2,300.415 ECU
Jahreskosten	349.861 ECU
KOSTEN JE MWH	91,50 ECU

In Oberösterreich wird für Strom aus Windkraftanlagen ein Einspeisetarif von ca. 96 ECU je MWh bezahlt. Dieser Tarif liegt auch dem Altheimer Projekt zugrunde.

Verbreitung des ORC-Verfahrens:

Die Verwendung von Thermalwässern mit niedriger Enthalpie zur Stromerzeugung erscheint auch möglich in Bayern, in Südwestdeutschland, in Italien (Poebene), im Pannonischen Becken und in Frankreich.

In diesen Regionen sind Temperaturen von etwa 100 ° C überprüft bzw. gut nachweisbar.

VORTEILE:

Die Vorteile einer solchen Stromerzeugung liegen auf der Hand:

Es spielt keine Rolle, ob es Sommer oder Winter ist, ob die Sonne scheint oder nicht, ob es stürmt oder windstill ist. Der Energieträger steht das ganze Jahr über gleichmäßig und regelbar zur Verfügung. Die Luft bleibt sauber, und es gibt keine negativen Einflüsse auf das Natur- und Landschaftsbild.

Da das abgearbeitete Thermalwasser wieder in den Speicher zurückbefördert wird, funktioniert das Ganze wie eine wieder aufladbare Batterie.

Und wir können als Nutzer sagen: "Wir sitzen buchstäblich auf unserer eigenen Ressource".

Neben der zusätzlichen Verringerung von CO₂ Emissionen ergibt sich natürlich auch eine Einsparung an fossilen Brennstoffen.

LITERATURVERZEICHNIS:

Mario Gaia u. a., One MW Binary Cycle, Proceedings of the World Geothermal Congress 1995, Volume 3 Page 2125 (IGA, Auckland, New Zealand)

Johann Goldbrunner, Austrian Geothermal Update, Proceedings of the World Geothermal Congress 1995, Volume 1 Page 51

Forschungsgesellschaft Joanneum, Graz, Information Geothermie, Heft 8 (Autor Johann Goldbrunner, Geoteam, Gleisdorf bei Graz)

Europäische Kommission, Informationsbroschüre THERMIE, Aktionen Typ A, Ausgabe 1995-1996, GD XVII, Avenue Tervuren, 226-236, Brüssel

Nutzung hydrothormaler Erdwärmevorkommen - Energie und Umweltanalyse

Martin Kayser & Martin Kaltschmitt



DE010658535

Die Nutzung hydrothormaler Erdwärmevorkommen zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme wird als eine vielversprechende Möglichkeit zur Reduktion der energiebedingten Umweltauswirkungen angesehen, zumal diese Option zeitlich technisch weitgehend betriebssicher verfügbar ist. Vor diesem Hintergrund wird im folgenden exemplarisch an einer existierenden geothermischen Heizzentrale die Umweltentlastung im Vergleich zu einer Wärmebereitstellung aus leichtem Heizöl und Erdgas unter Berücksichtigung der Anlagenerrichtung und -entsorgung quantifiziert. Ausgehend davon werden Aussagen gemacht, inwieweit diese Technologie einen Beitrag zu einer umweltfreundlicheren und klimaverträglicheren Energieversorgung in Deutschland leisten kann.

The usage of hydrothermal resources for providing low caloric heat is a promising option for the reduction of energy related environmental effects. This is especially true due the fact that this technology is currently available from the technical point of view. With this background the aim of this paper is to analyze the changes of some key environmental figures for an existing hydrothermal heating plant in comparison to a fossil fired heating plant. The full life-cycle, from the erection to disposal of these plants are taken into consideration. Based upon the results discussed some conclusions are drawn concerning the contribution of a heat production from hydrothermal resources for realizing an environmental and climatic more sound energy supply system in Germany.

1 Einleitung

Die Nutzung hydrothormaler Erdwärmevorkommen und damit der in der Erde in Form von heißem oder warmem Wasser gespeicherten Energie stellt eine Alternative zu herkömmlichen Energiebereitstellung dar. Deshalb hat diese Möglichkeit auch in Deutschland in den letzten Jahren eine gewisse Verbreitung erfahren. Dabei wird - obwohl es sich bei hydrothormalen Vorkommen letztlich um endliche Lagerstätten handelt - die Geothermie als eine regenerative Energie angesehen, da sich die erschöpften Reservoirs in endlicher Zeit wieder erwärmen.

Eine Substitution der gegenwärtig realisierten Form der Energiebereitstellung aus fossilen Energieträgern (d. h. leichtes Heizöl, Erdgas) durch Erdwärme ist im Hinblick auf eine Reduzierung der mit der Wärmebereitstellung verbundenen Umwelteffekte letztlich aber nur dann sinnvoll, wenn auch unter Einbeziehung sämtlicher vor- und nachgelager-

ter Prozesse eine Verringerung der negativen Umwelteffekte erreicht wird. Bei einem Vergleich dürfen damit nicht nur die direkten Umwelteffekte beispielsweise infolge des Anlagenbetriebs betrachtet werden; vielmehr müssen auch die Anlagenerrichtung und -entsorgung sowie sämtliche vor- und ggf. nachgelagerten Prozesse (u. a. Stahlherstellung, Bereitstellung der fossilen Treib- und Brennstoffe) mit einbezogen werden.

Im folgenden werden daher ausgewählte Umwelteffekte einer hydrothermalen Wärmebereitstellung im Vergleich zu einer substituierbaren Wärmebereitstellung aus leichtem Heizöl oder Erdgas unter Berücksichtigung der vorgelagerten Prozesse analysiert. Dazu wird exemplarisch die geothermische Heizzentrale der Gemeinde Riehen bei Basel /3/ im Vergleich zu einer erdöl- bzw. erdgasgefeuerten Heizzentrale betrachtet, die zur Dekkung der gleichen Nutzenergie konzipiert ist.

2 Geothermische Heizzentrale Riehen

Abbildung 1 zeigt die prinzipielle Funktionsweise einer geothermischen Heizzentrale. Es werden die beiden Bohrungen deutlich, durch die einerseits das warme Thermalwasser gefördert und andererseits nach der Abkühlung erneut in das Trägergestein verpreßt wird. Die Abkühlung erfolgt zunächst direkt und anschließend mit Wärmepumpen, deren Elektrizitätsbedarf durch ein Blockheizkraftwerk bereitgestellt wird. Die hier zusätzlich anfallende Wärme wird ebenfalls in das Heiznetz eingespeist, durch das die angeschlossenen Verbraucher mit Wärme versorgt werden.

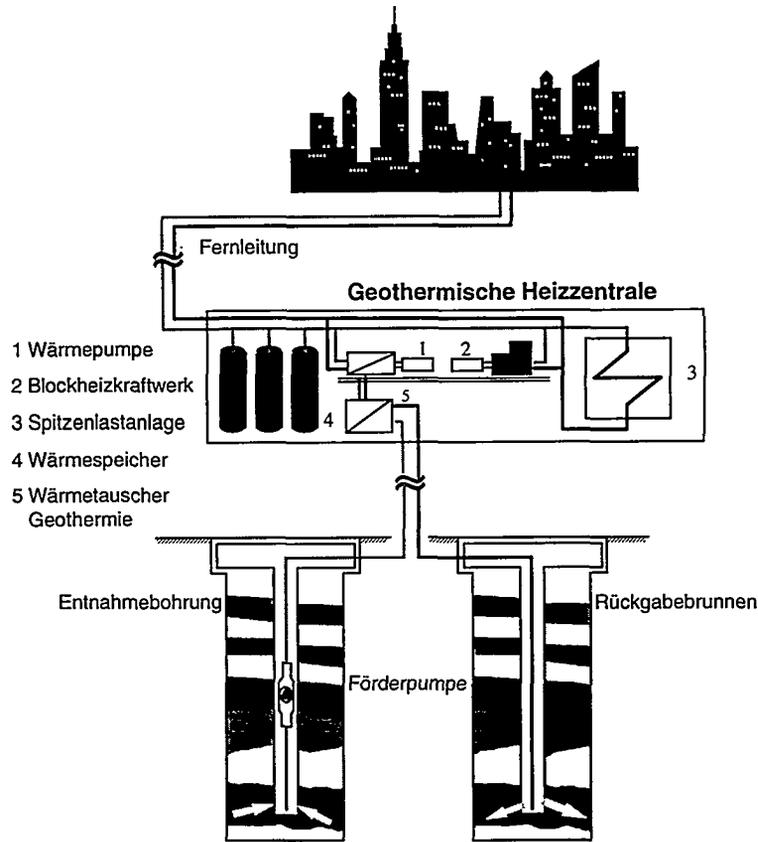
Die maximale Heizleistung der 1994 in Riehen bei Basel erbauten Heizzentrale beträgt 14 MW. Die Vorlauftemperatur gleitet von 65 bis 90 °C /2/. Die Gesamtanlage besteht aus einer Grundlast- und einer Spitzenlastanlage. Erstere stellt unter Nutzung der hydrothermalen Tiefenwässer etwa 85 % der geforderten Jahresgesamtwärmemenge bereit. Die erdölgefeuerten Spitzenlastanlage deckt die Lastspitzen und damit etwa 15 % der gelieferten Jahresgesamtwärmemenge.

Über die Bohrung Riehen 1 wird Thermalwasser aus einer Teufe von etwa 1 500 m mit einem Volumenstrom von ca. 20 l/s mit einer in 390 m Tiefe eingehängten Tauchkreisel-pumpe bei einer Bohrlochkopftemperatur von 62 °C gefördert und zur Grundlastzentrale gepumpt. Diesem Wasser wird hier über Wärmetauscher - abhängig von den Betriebsbedingungen - zwischen 450 und 1 420 kW direkt entzogen /2/. Mit zwei Elektrowärmepumpen mit jeweils 1 410 kW wird das Thermalwasser anschließend auf etwa 25 °C gekühlt und dadurch ein Temperaturniveau von 69,5 °C bereitgestellt. Das abgekühlte Thermalwasser wird anschließend über die Bohrung Riehen 2 in eine Teufe von rund 1 250 m verpreßt.

Die Stromnachfrage der Anlage wird von zwei erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerken mit je 834 kW_{el}/454 kW_d gedeckt; die in Kuppelproduktion anfallende Wärme steht mit rund 90 °C zur Verfügung /2/. Diese Wärmeenergie wird ebenfalls ins Nahwärmenetz eingespeist. Zusätzlich sorgt eine Strahlungswärmepumpe für die Rückgewinnung von Wärmeverlusten in der Maschinenhalle.

Die Spitzenlastanlage besteht aus drei ölbefeuerten Kesseln mit Low-NO_x-Brennern mit je 2 900 kW_{th}. Neben der Spitzenlastdeckung garantiert sie die Versorgungssicherheit bei

Abbildung 1 Nutzung hydrothermaler Wärmevorkommen



Wartungsarbeiten und im Störfungsfall. Sie ist räumlich getrennt angeordnet. Grundlast- und Spitzenlastanlage arbeiten bivalent-parallel miteinander.

3 Energie- und Umweltanalyse

Für die geothermische Heizentrale in Riehen wird im folgenden eine Energie- und Umweltanalyse - exemplarisch anhand ausgewählter luftgetragener Stofffreisetzungen - durchgeführt. Zunächst werden dazu die Materialbilanzen unter Berücksichtigung aller massenmäßig relevanten Materialien erstellt; sie bilden - zusammen mit den direkten Energieeinsätzen - die Basis für die Energiebilanz. Letztere wiederum wird ist die

Grundlage für die Bestimmung der daraus resultierenden Emissionen - ggf. unter Berücksichtigung der Stofffreisetzungen aus nicht energiebedingten Prozessen.

Die Bilanzen werden für die gesamte Anlagenlebensdauer, also die Errichtung, den Betrieb und die Entsorgung unter Berücksichtigung sämtlicher vorgelagerter Prozesse erstellt. Dazu wird unterschieden zwischen

- dem Materialeinsatz für die Errichtung,
- dem Materialeinsatz während des Anlagenbetriebs (d. h. Wartung und Instandsetzung) im Verlauf der technischen Lebensdauer von 25 Jahren, und
- den direkten Energieeinsätzen (d. h. Bereitstellung der zum Bau, zum Betrieb und zur Entsorgung der Anlage direkt benötigten Endenergieträger).

Zusätzlich zu dieser geothermischen Heizzentrale (Geothermie und Öl) wird eine baugleiche Anlage untersucht, bei der Erdgas anstatt leichtes Heizöl bei der Spitzenlastanlage eingesetzt wird (Geothermie und Gas). Außerdem wird jeweils ein mit leichtem Heizöl (Ölheizzentrale) bzw. Erdgas (Gasheizzentrale) gefeuertes Heizwerk untersucht, das die gleiche Versorgungsaufgabe wie die beiden geothermischen Heizzentralen erfüllt (d. h. Bereitstellung einer thermischen Nutzenergie von 114 TJ/a mit einer definierten Versorgungssicherheit). Das Wärmeverteilnetz wird dabei jeweils nicht bilanziert, da es unabhängig von der Technik der Wärmebereitstellungsanlage ist (d. h. Bilanzgrenze ist der Anlagenausgang).

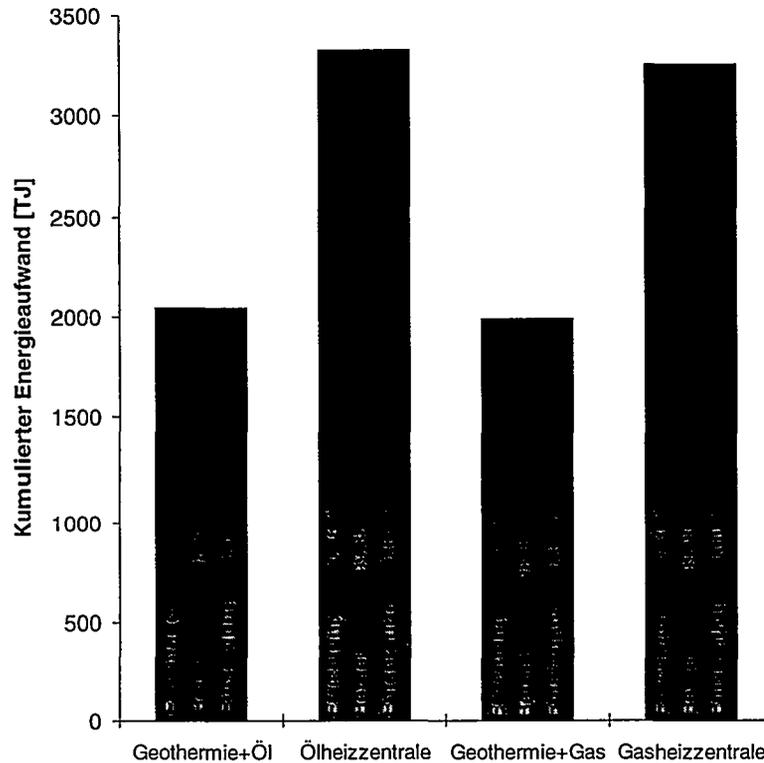
3.2 Energiebilanz

Kumulierter Energieaufwand. Als Maß für den Verzehr an nicht erneuerbaren Energieträgern dient der kumulierte Energieaufwand; darunter wird der gesamte primärenergetisch bewertete Energieaufwand (d. h. einschließlich sämtlicher vor- und nachgelagerter Prozesse) einschließlich des Brennstoffs im Verlauf der technischen Anlagenlebensdauer (d. h. für Errichtung; Betrieb und Entsorgung) verstanden. Auf der Basis von leichtem Heizöl bzw. Erdgas errechnet sich daraus ein kumulierter Energieaufwand von 2 038 bzw. 1 985 TJ für die geothermische Heizzentrale und von 3 324 bzw. 3 245 TJ für die Öl- bzw. Gasheizzentrale (Abbildung 2). Demnach ist eine hydrothermale Wärmebereitstellung im Vergleich zur ausschließlich fossilen Bereitstellung der gleichen Nutzenergie mit einem um rund ein Drittel geringeren Einsatz an nicht erneuerbaren Energieressourcen verbunden.

Bei einer Analyse der Energieaufwendungen wird deutlich, daß eingesetzten fossilen und nuklearen Energien überwiegend für den Anlagenbetrieb benötigt werden (Abbildung 2). Anlagenbau und -entsorgung sind - energetisch gesehen - nur von sehr untergeordneter Bedeutung, bei den untersuchten Anlagen jedoch deutlich unterschiedlich. Beispielsweise ist der Energieaufwand für den Bau einer geothermischen Heizzentrale mit Heizölzuführung im Vergleich zu einer ausschließlich mit leichtem Heizöl gefeuerten Anlage rund 5-fach höher.

Der Primärenergieeinsatz kann auf die gesamte, während der Lebenszeit der Anlagen zur Verfügung gestellte Endenergie von 2 850 TJ bezogen werden. Demnach ist die Bereitstellung von 1 TJ Wärme am Anlagenausgang bei geothermischen Heizzentralen mit einem fossilen und nuklearen Primärenergieeinsatz von rund 0,71 TJ verbunden. Für die

Abbildung 2 Energiebilanz



Bereitstellung der gleichen Endenergie aus fossilen Energieträgern ist demgegenüber ein Primärenergieaufwand von 1,17 TJ (Ölheizzentrale) bzw. 1,14 TJ (Erdgasheizzentrale) notwendig.

Wird nur die für die Errichtung, den Betrieb und die Entsorgung der Anlage benötigte Energie, also die fossilen Brennstoffenergien nicht betrachtet, ergibt sich die in den Anlagen gespeicherte Energie. Auf der Basis von leichtem Heizöl bzw. Erdgas liegt sie bei 252 bzw. 243 TJ_{Prim} bei der geothermischen Heizzentrale und bei 226 bzw. 217 TJ_{Prim} bei der Öl- bzw. Gasheizzentrale. Bezogen auf die gesamte zur Verfügung gestellte Endenergie (2 850 TJ) ist damit der energetische Aufwand für die eigentlichen Anlagen in allen Fällen sehr gering (0,076 bis 0,088 TJ_{Prim}/TJ_{Nutz}) und liegt deutlich unter 10 % der eingesetzten Primärenergie. Der Primärenergieaufwand für Errichtung, Betrieb und Entsorgung der geothermischen Heizzentrale ist aber rund 10 % höher als der der fossil geheizten Anlagen; dies ist im wesentlichen auf die energetisch deutlich aufwendigen

Geothermiebohrungen sowie die material- und damit auch energieintensiven Verrohrungen, Rohrleitungen und Wärmetauscher zurückzuführen.

Primärenergetischer Erntefaktor. Der primärenergetische Erntefaktor gibt an, wievielfach mehr Primärenergie eine Anlage zur Energiebereitstellung während ihrer technischen Lebensdauer bereitstellt, als zu ihrer Herstellung, ihrem Betrieb und ihrer Entsorgung aufgewendet werden muß; ein Energiewandlungssystem ist dabei um so positiver zu bewerten, je größer der primärenergetische Erntefaktor ist. Ausgehend von leichtem Heizöl bzw. Erdgas ergeben sich Werte von 12,3 bzw. 12,6 für die geothermische Heizzentrale und von 13,5 bzw. 14,1 für die Öl- bzw. Gasheizzentrale. Demnach bewegen sich die Erntefaktoren der verschiedenen Optionen in einer vergleichbaren Größenordnung. Der Erntefaktor bei den geothermischen Heizzentralen ist um rund ein Zehntel im Vergleich zu den fossil gefeuerten Anlagen geringer, da die Energieaufwendungen für die Errichtung der der fossil gefeuerten Heizwerke um etwa das 5 bis 6-fache übersteigen.

Primärenergetische Amortisationszeit. Die primärenergetische Amortisationszeit beschreibt den Zeitraum, innerhalb dessen eine Energiewandlungstechnik so viel Energie bereitstellt, wie für ihre Herstellung und ihren Betrieb im Verlauf dieses Zeitraums aufgewendet werden muß. Der Energieinhalt des Brennstoffs wird dabei nicht berücksichtigt, da sich sonst die physikalisch sinnlose Angabe einer negativen energetischen Amortisationszeit ergäbe. Auf der Basis von leichtem Heizöl bzw. Erdgas ergeben sich 3,1 bzw. 3,0 Monate bei der geothermischen Heizzentrale und 0,6 bzw. 0,3 Monate bei der Öl- bzw. Gasheizzentrale. Die Erdwärmenutzung mit Heizölaufheizung ist demnach nach 1,03 %, mit Erdgaszuführung nach 1,0 % und die Öl- bzw. Gasheizzentrale nach 0,2 bzw. 0,1 % bezogen auf die technische Lebensdauer energetisch ausgeglichen. Der bei den Geothermieheizzentralen höhere Errichtungsaufwand ist dabei verantwortlich für die unterschiedlichen Amortisationszeiten.

3.3 Emissionsbilanzen

Treibhausgase. Die Quantifizierung des anthropogenen Treibhauspotentials erfolgt hier ausgehend von den Emissionen an Kohlendioxid (CO_2), Distickstoffoxid (N_2O) und Methan (CH_4) durch eine Aggregation zu CO_2 -Äquivalenten. Die unterschiedliche Klimawirksamkeit dieser Gase wird bei CO_2 mit dem Faktor 1, bei CH_4 mit dem Faktor 24,5 und bei N_2O mit dem Faktor 320 bei einer unterstellten Gasverweilzeit in der Atmosphäre von 100 Jahren berücksichtigt /5/. Tabelle 1 zeigt die entsprechenden kumulierten CO_2 -Äquivalente für die einzelnen Lebensphasen der untersuchten Anlagen.

Demnach werden die CO_2 -Äquivalente nahezu ausschließlich durch den Anlagenbetrieb bestimmt. Wegen des deutlich höheren Wasserstoffanteils im Erdgas setzt dieser Energieträger im Vergleich zu leichtem Heizöl deutlich weniger CO_2 -Äquivalente frei. Die Emissionen der Geothermieanlagen werden damit im wesentlichen durch den zusätzlich eingesetzten Brennstoff bestimmt.

Bei der geothermischen Heizzentrale mit Öl- bzw. Gaszuführung werden 42,7 bzw. 38,3 $\text{t/TJ}_{\text{Nutz}}$ und bei der Öl- bzw. Gasheizzentrale 89,8 bzw. 66,1 $\text{t/TJ}_{\text{Nutz}}$ an CO_2 -Äquivalenten freigesetzt - jeweils bezogen auf die am Anlagenanfang bereitgestellte Wärme. Die bei Errichtung und Entsorgung der Anlagen emittierten Spurengase haben dabei auf die Gesamtbilanz kaum Einfluß.

Tabelle 1: Treibhausgasfreisetzungen

	Geothermie + Öl	Ölheizzentrale	Geothermie + Gas	Gasheizzentrale
<i>Errichtung</i>				
CO ₂ [t]	2 790,4	486,6	2 682,9	318,4
N ₂ O [t]	0,2	0,0	0,2	0,0
CH ₄ [t]	7,1	1,8	6,6	1,1
CO ₂ -Äquivalente [t]	3 034,5	540,1	2 915,5	353,7
<i>Betrieb</i>				
CO ₂ [t]	113 265,7	252 721,6	98 329,4	175 504,1
N ₂ O [t]	3,3	5,3	2,9	3,3
CH ₄ [t]	220,8	58,4	281,9	466,1
CO ₂ -Äquivalente [t]	118 739,9	255 839,6	106 174,0	187 992,6
<i>Entsorgung</i>				
CO ₂ [t]	10,2	4,7	8,3	1,9
N ₂ O [t]	0,0	0,0	0,0	0,0
CH ₄ [t]	0,0	0,0	0,0	0,0
CO ₂ -Äquivalente [t]	10,5	4,7	8,6	1,9

Obwohl z. B. die CO₂-Äquivalente der Errichtung der geothermischen Heizzentrale mit Heizölzuführung die Emissionen für die Errichtung der Öl- bzw. für die der Gasheizzentrale um etwa das 6 bzw. 9-fache übersteigen, sind die gesamten Mehremissionen bezogen auf die insgesamt bereitgestellte Energie für die Ölheizzentrale um etwa das doppelte und für die Gasheizzentrale etwa um das 1,4-fache höher. Nach etwa 5 bzw. 9,5 Monaten haben diese Mehremissionen aufgrund der aufwendigeren Errichtung der geothermischen Heizzentralen gegenüber der Öl- bzw. Gasheizzentrale ausgeglichen.

Human- und ökotoxische Stofffreisetzungen. Zusätzlich zu den Treibhausgasen werden Schwefeldioxid (SO₂), Kohlenmonoxid (CO), Stickoxide (NO_x) und Staub als human- und ökotoxische Luftschadstoffe bilanziert (Tabelle 2).

Tabelle 2: Freisetzung human- und ökotoxischer Stoffe

	Geothermie + Öl	Ölheizzentrale	Geothermie + Gas	Gasheizzentrale
<i>Errichtung</i>				
SO ₂ [t]	4,12	0,86	3,89	0,49
CO [t]	22,77	5,61	21,12	3,03
NO _x [t]	18,22	1,40	17,90	0,91
Staub [t]	1,74	0,28	1,70	0,21
<i>Betrieb</i>				
SO ₂ [t]	88,48	484,44	9,34	5,66
CO [t]	128,64	83,24	129,57	103,90
NO _x [t]	89,67	211,08	72,97	120,03
Staub [t]	5,35	21,66	2,08	2,16
<i>Entsorgung</i>				
SO ₂ [t]	0,02	0,01	0,01	0,00
CO [t]	0,04	0,02	0,03	0,01
NO _x [t]	0,13	0,06	0,11	0,02
Staub [t]	0,01	0,00	0,01	0,00

Schwefeldioxid entsteht aus dem im Brennstoff befindlichen Schwefel; damit macht sich der deutlich geringere Schwefelgehalt im Erdgas im Vergleich zu leichtem Heizöl erheblich bemerkbar. Dabei werden auch hier die Bilanzen durch die Emissionen beim Anlagenbetrieb dominiert. Die Geothermieanlage mit Erdgaszuführung hat aber aufgrund der benötigten elektrischen Energie für den Betrieb der Pumpen und der Wärmepumpe höhere SO₂-Emissionen als die erdgasgefeuerten Heizzentrale (d. h. SO₂-Emissionen aus dem dieselbetriebenen Blockheizkraftwerk). Letztere weist die geringsten Emissionen auf.

Die Kohlenmonoxid-Emissionen sind bei den Geothermieanlagen und der erdgasgefeuerten Anlage höher. Dies liegt in den hohen Freisetzungen bei der Stahlbereitstellung und den dem Erdgas vorgelagerten Ketten begründet; bei der Geothermieheizzentrale werden größere Stahlmengen als bei den fossil gefeuerten Anlagen benötigt. Außerdem sind die Emissionen aus dem Einsatz des Bohrerätes, der Baumaschinen sowie der Transportfahrzeuge höher.

Die Ölheizzentrale setzt deutlich mehr Stickoxide (NO_x) als die übrigen Anlagen frei. Demgegenüber sind bei den Geothermieanlagen die Emissionen aus der Errichtung infolge des Einsatzes des Bohrerätes und der Baumaschinen sowie der Transportfahrzeuge höher. In der Summe über den gesamten Lebensweg haben aber die geothermischen Heizzentralen die günstigeren Werte.

Die Ölheizzentrale setzt deutlich mehr Staub als die Geothermieanlagen und die Erdgasheizzentrale frei; dabei wird die Bilanz durch den Anlagenbetrieb dominiert. Demgegenüber sind bei den Geothermieanlagen die Emissionen aus der Errichtung signifikant höher. Zusammengefasst zeigt die Erdgasheizzentrale die günstigsten Werte.

4 Schlußbetrachtung

Die Ausführungen haben gezeigt, daß eine Wärmebereitstellung aus hydrothermalen Erdwärmevorkommen einen merklichen Beitrag zum Ressourcenschutz sowie zu einer umwelt- und klimaverträglicheren Energieversorgung leisten kann. In Abhängigkeit des geothermischen Deckungsanteils kann fossile Primärenergie eingespart und damit auch daraus resultierenden Umwelteffekte vermieden werden. Geothermische Heizzentralen können folglich auch einen Beitrag zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele leisten, zumal die Technik sich durch eine hohe Versorgungssicherheit auszeichnet und weitgehend betriebssicher verfügbar ist. Wird beispielsweise ausgegangen von dem in Deutschland gegebenen technischen Potential an hydrothermalen Erdwärme von 796 PJ/a /1/ und unter Berücksichtigung der vorgelagerten Ketten eine Substitution von leichtem Heizöl bzw. Erdgas unterstellt, könnten 8,3 bzw. 5,6 % der jährlichen anthropogenen CO₂-Freisetzungen von 892 Mio. t in 1994 in Deutschland eingespart werden. Damit könnte eine verstärkte Nutzung der hydrothermalen Erdwärmevorkommen durchaus einen energiewirtschaftlich relevanten Beitrag zur Lösung der Umwelt- und Energieprobleme in Deutschland leisten, selbst wenn unterstellt wird, daß auch langfristig nicht das gesamte technische Potential erschließbar ist.

Diese Arbeit entstand im Rahmen des vom BMBF geförderten Forschungsvorhabens „Evaluierung der ökologischen und ökonomischen Bedingungen einer Nutzung hydrothermalen Ressourcen mit niedriger Enthalpie“ in Zusammenarbeit mit dem GeoForschungsZentrum (GFZ) in Potsdam. Der Firma Gruneko AG sei herzlich für die Datenbereitstellung gedankt.

Literatur

- /1/ Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; Springer, Berlin, Heidelberg, 1995*
- /2/ Bußmann, W.: Riehen: Geothermie im Wärmeverbund; Geothermische Energie 9(1994), S. 8 - 10*
- /3/ Informationsblatt Gemeinde Riehen; Wärmeverbund mit Geothermienutzung, Riehen, Schweiz*
- /4/ Huser, M.: Technische Beschreibung Wärmeverbund Riehen Informationsblatt der Firma Gruneko AG, Basel, Schweiz*
- /5/ Radiative Forcing of Climate Change; The 1994 Report of the Scientific Assessment Working Group of IPCC - Summary for Policy Makers, Cambridge, 1994*
- /6/ Kaltschmitt, M.; Stelzer, T.; Wiese, A.: Ganzheitliche Bilanzierung am Beispiel einer Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energien; Zeitschrift für Energiewirtschaft 20(1996), 2 (im Druck)*

Ist geothermische Wärme wirtschaftlich?

Gerhard Oppermann



DE010658544

Zusammenfassung

Die ökologischen Vorteile einer geothermischen Fernwärmeversorgung sind für jeden, der Bohrungen in Erwägung zieht, unschwer erkennbar.

Wie steht es aber mit den Kosten einer geothermischen Nutzung? Hier beleben Horrorzahlen wie auch Wunschdenken die Diskussionen.

Der Artikel beabsichtigt einen sachlichen Beitrag zu dieser Diskussion zu liefern. Konkrete Bauprojekte im Megawattbereich der GRUNEKO AG werden kostenmässig nach gleichen Kriterien analysiert und verglichen.

Auf geothermischer Seite wird ein Doublettensystem und eine Tunnelwasserwärmennutzung kostenmässig analysiert. Als Quervergleich werden ebenfalls GRUNEKO-Projekte mit regenerierbaren Energieträgern herangezogen (Holzschnitzelanlage, Kläranlagenabwärme, Seewasser-Abkühlung). Alle Anlagen haben Wärmeverteilnetze.

Die nachgewiesenen Kostendifferenzen zwischen Geothermie und anderen regenerativen Wärmeversorgungen könnten einen Beitrag leisten zu der gegenwärtig aktuellen "Überprüfung staatlicher Förderungsmaßnahmen zugunsten einer verstärkten Nutzung der Geothermie".

→ Cost of district heating using geothermal energy

The environmental advantages of a district heating network using geothermal energy are obvious. On the other hand utilizing geothermal energy is considered to be very expensive.

The goal of this paper is to compare the costs of geothermal energy with other renewable energy sources. Based on the costs of realized plants and projects the following energy sources have been analysed.

Geothermal energy, water of tunnel-drainage, waste heat of a sewage disposal plant and waste wood. All plants have a district heating network. The results are a contribution to the actual discussion about public subsidizing of geothermal energy.

Wo liegt das Problem?

Die Nutzung der unerschöpfbaren Ressource „Erdwärme“, die damit verbundene Substitution von fossilen Energieträgern erlauben eine massive Senkung der Luftschadstoffraten. Die Begeisterung für solche Projekte ist auf allen Ebenen unserer Gesellschaft auch ohne Aufarbeitung von Ökobilanzen und PR-Aktivitäten festzustellen. Wo also liegt das Problem, daß bis heute in Mit-

teleuropa der Umsetzungsgrad von geothermischen Wärmeversorgungen im marginalen Bereich von < 1% liegt?

Die Ursachen konzentrieren sich nach Einschätzung des Autors in folgenden Feststellungen:

- Die mitteleuropäischen geologischen Gegebenheiten erlauben nur eine niedrig-enthalpiene Nutzung, d.h. Aquifere zu deren Nutzung ein Temperaturhub (z.B. über Wärmepumpe) notwendig ist.
- Das Risiko von negativen Tiefbohr-Ergebnissen
- Den hohen Investitionen und folgend den hohen Wärmegestehungskosten im Vergleich zur konkurrenzierenden Ölheizung.
- Dem Widerspruch zwischen umweltpolitischer Bekenntnisse und praktizierter Realität.

Der nachfolgende Artikel vergleicht Anlagentechniken und Kosten von geothermischen und anderen regenerativen Energiequellen.

Gemeinsamkeiten aller Anlagen

Alle 6 in den Vergleich einbezogenen Anlagen sind bivalent ausgelegt. Es handelt sich um Projekte der GRUNEKO AG, so dass infolge einheitlicher Vorgehensweise eine gute Quervergleichbarkeit vorliegt. Der Anteil der Grundlastanlage an der zu erbringenden Wärmehöchstlast beträgt je nach Anlage zwischen 31% und 65%. Das gewichtete Mittel aller Anlagen beträgt 43% Grundlastanteil, was gemäss Bild 1 eine Energiemengenabdeckung von 85% ergibt. Das Verhältnis zwischen Grundlast- und Spitzenlast-Leistung wurde pro Objekt individuell nach betriebswirtschaftlichen Zielen optimiert.

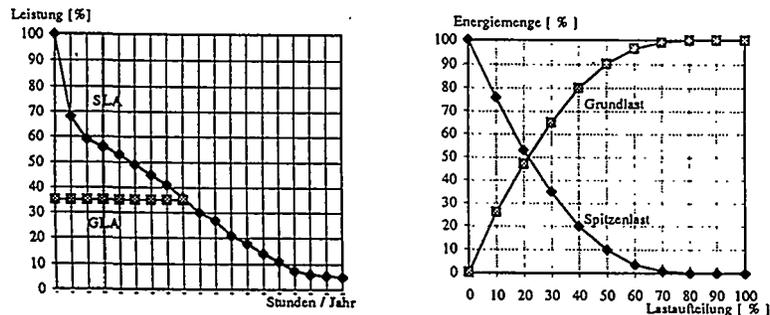


Bild 1: - links: Jahresdauerlinie der Wärmeleistung
- rechts: Energiemengenanteil als Funktion auf Lastaufteilung

Die Redundanz zur Garantie der Versorgungssicherheit ist in allen Anlagen berücksichtigt und wird mehrheitlich durch entsprechende Auslegung der Spitzenlastzentrale sichergestellt.

Betriebswirtschaftliche Grundlagen

Alle Anlagen wurden mit folgenden Daten einheitlich bewertet:

- Energiepreise:**
- Heizöl EL: 30 Fr./100 kg
 - Erdgas: GP 8.55 Fr./kW
AP-SO: 1.75 Rp/kWhHo
AP-Wi: 2.65 Rp/kWhHo
 - Elektrizitätsbezug: örtlicher Tarif
 - El. Rückspeisung: örtliche Bedingungen
- Kapitalkosten:**
- Investitionen : Einheitlich auf das Jahr 1996
indexiert
 - Zinsfuss: 5% p.a.
 - Abschreibung Wärmeerzeugung: ø 25 Jahre
 - Abschreibung Nahwärmenetz: ø 40 Jahre
- Betrieb/Unterhalt:** Individuell pro Anlage
- Die **Kostenanalyse** erfolgt an den Schnittstellen
 - HW: Ausgang des Heizwertes
 - Kd: Nach Messung der Wärme im Kundenkeller

Geothermische Anlagen

Geothermie-Doublette

Aus Gründen der Mineralisation des Aquifers in ca. 1.5 km Tiefe musste aus gewässerschutzrechtlichen Gründen eine Reinjektionsbohrung erstellt werden. Die Bohrungen liegen in ca. 1.2 km Abstand an der Peripherie des Versorgungsgebietes und werden seit 2 Jahren erfolgreich als Doublette betrieben. Die Nahwärmeversorgung beheizt Wohn-, Geschäfts- und Verwaltungsbauten mit einem Äquivalent von 3020 Wohnungseinheiten.

Tunnelwasser-Geothermie

Ein 8 km langer Bahn-Tunnel, der den schweizerischen Jura in nordsüdlicher Richtung seit 1916 durchquert, fördert aus den tektonischen Verwerfungen eine konstante Wassermenge zum Südportal.

Das Projekt „klein“ versorgt ein Wohngebiet in direkter Nähe des Portals mit eine Äquivalent von 260 Wohnungseinheiten.

Das Projekt „gross“ verlängert die Wärmequellenleitung um 1.3 km bis in ein grösseres Nahwärmegebiet (Wohn- und Gewerbegebiet) mit einem Äquivalent von 620 Wohnungseinheiten.

	Einheit	Tunnelwasser klein		Tunnelwasser gross		Tiefen - geothermie	
Technische Grössen							
<i>Wärmeerzeugung</i>							
Brunnentiefe	m					1547 / 1247	
Fördermenge	m ³ /h	150		150		72	
Temperatur am Austritt	°C	16 - 22		16 - 22		64	
Energieentzug Wärmequelle	MWh/a	1'570 = 21%		3'300 = 45%		16'150 = 100%	
Länge Fassung - Zentrale	m	20		1300 (1		1000	
Heizleistung WP	kW	343		783		2 * 1'450	
Heizleistung gesamte GLA	kW	400		1'833		5'250	
Heizleistung gesamte SLA	kW	900		1'050		3 * 2'900	
Rauchgasreinigung BHKW				Katalysator		Katalysator	
Rauchgasreinigung Kessel		LOW-NOx		LOW-NOx		LOW-NOx	
<i>Wärmeverteilung</i>							
Art der Verbraucher		Wohngebiet		Wohn- und Gewerbegebiet		Wohn- und Verwaltungsgeb.	
Wärmeleistungsbedarf	kW	1'300		3'100		15'100	
Heizenergiebedarf	MWh/a	2'630		6'040		31'670	
Leitungslänge inkl. Hausanschl.	Tm	640		3'380		7'290	
Liniendichte	MWh/Tm	4.11		1.79		4.34	
<i>Umweltaspekte</i>							
Substitution fossiler Brennstoffe	MWh/a	2'600		5'400		19'800	
Kosten / Wirtschaftlichkeit							
		HW	Kd	HW	Kd	HW	Kd
Investitionen	Mio Fr.-	1.2	1.9	4.5	8.2	28.5	39.9
Kapitalkosten	kFr/a	83.4	124.3	301.1	520.5	1'791	2'456
Betriebskosten	kFr/a	127.5	129.2	231.4	251.0	610	719
Jahreskosten ohne Fördermittel	kFr/a	210.9	253.5	532.5	771.5	2'401	3'175
Fördermittel	Mio Fr.-	0.34	0.54			4.5	7.5
Jahreskosten mit Fördermitteln	kFr/a	187.3	218.2			2'118	2'717
Energieverkauf bezogen auf Wirtschaftlichkeit	MWh/a	2'630		6'040		24'750	
Wärmegestehungskosten ohne Fördermittel	Rp/kWh	8.0	9.6	8.8	12.8	9.7	12.3
Wärmegestehungskosten mit Fördermittel	Rp/kWh	7.1	8.3			8.6	10.5

(1 bei EWP - Anlage

Bild 2: Vergleich geothermischer Anlagen.

Vergleichsanlagen mit regenerativen Energiequellen

Kläranlage NT-Wärme

Restwärmenutzung nach Filtrierstufe einer Kläranlage mittels Wärmepumpen/Blockheizkraftwerk-Kombination. Im Nahwärmegebiet werden Wohn-, Geschäfts- und Schulbauten mit einem Äquivalent von 850 Wohnungseinheiten beheizt. Der Baukubus der Energiezentrale steht kostenlos zur Verfügung.

Seewasser NT-Wärme

Abkühlung des Seewassers in einer bestehenden Wasserfassungsanlage mittels Gasmotor-Wärmepumpentechnik. Das Nahwärmegebiet ist ein reines Wohngebiet mit mässiger Wärmedichte. Das Versorgungsäquivalent beträgt 1'140 Wohnungseinheiten.

Holzschnitzelheizung

Automatische Holzfeuerungsanlage mit 2.2 MW Nennleistung und aufwendiger Rauchgasreinigung. Als Brennstoffe sind im Jahresmittel 63% Grünschnitzel und 37% Restholz (Industrie) vorgesehen. Das Nahwärmegebiet ist ein Wohn-, Gewerbe- Mischgebiet mit einem Äquivalent von 670 Wohnungseinheiten.

	Einheit	Kläranlagen NT - Wärme		Seewasser NT - Wärme		Holzschnitzel Nahwärmeversorg.	
		HW	Kd	HW	Kd	HW	Kd
Technische Grössen							
<i>Wärmeerzeugung</i>							
Wärmequelle		Abwasser		Seewasser		Wald - und Restholz	
Entzugsleistung Wärmequelle	kW	591		2*430			
Länge Fassung - Zentrale	m	60		10			
Heizleistung WP	kW	810		2 * 1'050			
Heizleistung gesamte GLA	kW	1'400		2'100		2'200	
Heizleistung gesamte SLA	kW	3'730		3'600		2'060	
Rauchgasreinig. BHKW/GMWP		Katalysator		Katalysator			
Rauchgasreinigung Holzfeuerung		LOW-NOx		LOW-NOx		Zyklon + DeNox	
Rauchgasreinigung Kessel		Erdgas (80%)		Erdgas (65%)		LOW-NOx	
Brennstoffe GLA						Grünschnitzel + Industrierestholz	
Brennstoffe SLA		Heizöl (20%)		Heizöl (35%)		Heizöl (15%)	
<i>Wärmeverteilung</i>							
Art der Verbraucher		Wohn - und Gewerbegebiet		Wohngebiet		Wohn -und Kleingewerbe	
Wärmeleistungsbedarf	kW	4'265		5'700		3'366	
Heizenergiebedarf	MWh/a	9'690		11'650		8'617	
Leitungslänge inkl. Hausanschl.	Tm	2'030		3'650		2'170	
Liniendichte	MWh/Tm	4.77		3.19		3.97	
<i>Umweltaspekte</i>							
Substitution fossiler Brennstoffe	MWh/a	4'750 = 40%		4'500 = 30 %		8'600 = 85 %	
Kosten / Wirtschaftlichkeit							
Investitionen	Mio Fr.-	3.0	6.3	3.4	8.5	3.1	5.3
Kapitalkosten	kFr/a	213.0	405.4	241.4	538.7	208.0	338.1
Betriebskosten	kFr/a	363.5	399.0	536.8	587.0	357.6	385.7
Jahreskosten ohne Fördermittel	kFr/a	576.5	804.4	778.2	1'126	565.6	723.8
Fördermittel	Mio Fr.-	0.66	1.16			0.3	0.42
Jahreskosten mit Fördermitteln	kFr/a	529.6	729.8			545.3	697.0
Wärmegestehungskosten ohne Fördermittel	Rp/kWh	6.0	8.3	6.7	9.7	6.6	8.4
Wärmegestehungskosten mit Fördermitteln	Rp/kWh	5.5	7.5			6.4	8.1

Bild 3: Vergleich Anlagen mit regenerativen Wärmequellen

Geothermie in Wärmewettbewerb

Ein wichtiger Bewertungsmaßstab für die Realisierbarkeit eines Projektes sind die Wärmegestehungskosten (WGK). Sie errechnen sich aus der Summe von Kapitalkosten und Betriebskosten, dividiert durch den Wärmeverkauf. Die WGK entsprechen in etwa dem durchschnittlichen Wärmetarif, sofern diesem eine Vollkostenrechnung und keinerlei Zuschläge (Gewinn) oder Abzüge (Quersubventionen, Anfangsverluste) zugrunde liegen.

Die WGK aus den zuvor verglichenen 6 Anlagentechniken zeigt die Tabelle (Bild 4).

Anlage	ohne Subvention		mit Subvention	
	WE Rp/kWh	kD Rp/kWh	WE Rp/kWh	Kd Rp/kWh
WV Tiefengeothermie	9.2	12.3	8.1	10.5
Tunnelwasser klein	8.0	9.6	7.1	8.3
Tunnelwasser gross	8.8	12.8	nicht bewertet	
Kläranlage Niedertemperatur	6.0	8.3	5.5	7.5
Seewasser Niedertemperatur	6.7	9.7	-	-
Holzsplitzel	6.6	8.4	6.4	8.1

Spezifische Wärmegestehungskosten

WE = Ausgang Wärmeerzeugung

Kd = im Kundenkeller

Bild 4: Wärmegestehungskosten (WGK) der Vergleichsanlagen

Es wird nachgewiesen, dass die Tiefengeothermie (Doublettenanlage) deutlich über anderen Anlagen liegt, was infolge der hohen Bohrkosten und komplexen Anlagentechnik erklärbar ist. Optimierte Tunnelwassernutzung kommt in die Kostenebene von anderen regenerierbaren Nutzungsanlagen zu liegen.

Einen erweiterten Preisvergleich der WGK franko Kundenkeller zeigt Bild 5, in welchem 4 weitere Anlagentechniken einbezogen werden. Die dunkel hinterlegten Balken stellen die WGK unter Einbezug von erwarteten Subventionen dar, wobei deren Zahlung nur im Fall der Tiefengeothermie und Kläranlagen-Restwärme gesichert ist.

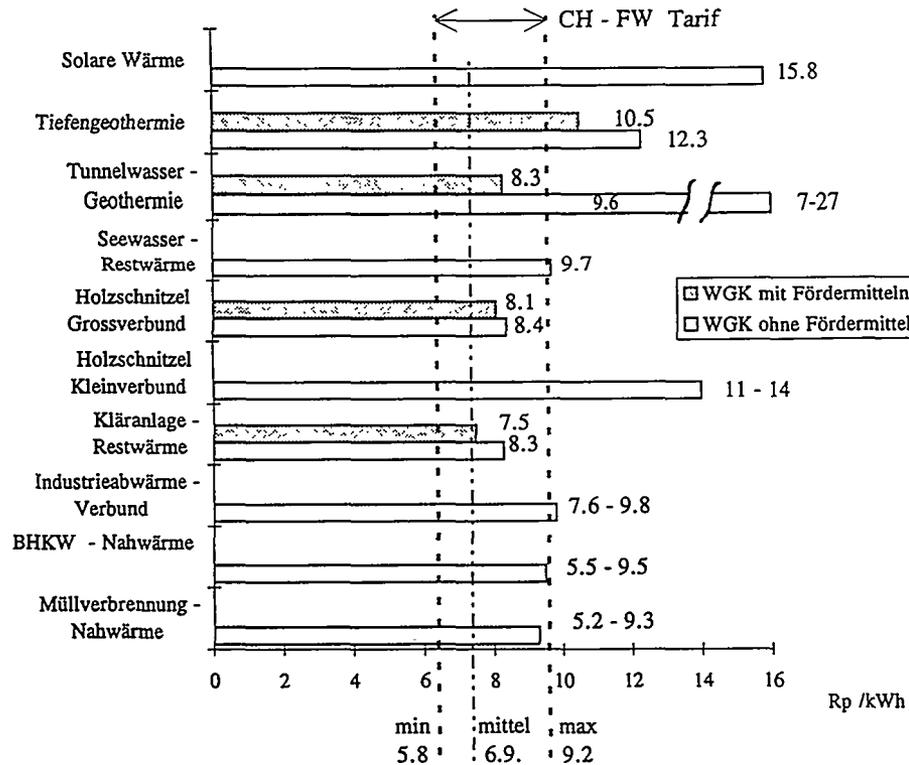


Bild 5: Geothermieranlagen WGK im Wettbewerb

Bei der Überlagerung mit der Tarifbandbreite schweizerischer Fernwärmebetreiber (Energiepreisbasis 40 Fr./100 kg) fällt auf, dass die Tunnelwassergeothermie und die meisten anderen Technologien sich im Bereich dieser Bandbreite befinden. Leicht oberhalb des Preisbandes rangiert die Tiefengeothermie (mit Subventionen), stark oberhalb des Fernwärme-Preisbandes liegen 3 von 5

Tunnelwassergeothermie-Anlagen sowie die solare Wärmeversorgung und Holzschnitzel-Kleinverbunde. Das gewichtete Tarifmittel aller deutscher Fernwärmebetreiber für Wohngebäude mit 200 kW beträgt 7.7 Pf/kWh (Δ 6.4 Rp/kWh). Damit stellt sich der Fernwärmevergleich für Deutschland und die Schweiz sehr ähnlich dar.

Strategie zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit

Bereits in einer ersten Phase eines Geothermieprojektes (z.B. Machbarkeitsstudie) ist die Kostenminimierung an folgenden kostenbeeinflussenden Hauptfaktoren wegweisend für ein erfolgreiches Projekt:

- Wärmeverteilungskosten minimieren
 - Nur Gebiete hoher Wärmedichte, Anschlußgrad, Systemtechnik
- Einbindung bestehender Infrastrukturen
 - Nutzung von bestehendem Baukubus für Energiezentralen
 - Weiterverwendung vorhandener Tanklager
 - ProjektAbstimmung auf verfügbare Netzkapazitäten (Niederspannungsnetz; Gasversorgung)
- Realistisches Rücklauf-Temperatur Niveau
 - Die Kundenstruktur bestimmt weitgehend das Machbare
- Energiepreisstrukturen beeinflussen das Anlagen- und Betriebskonzept
 - Grundlast/Spitzenlastverhältnis
 - Anlagentechnik
 - Energieträgereinsatz

Vorschläge zur Durchsetzung von geothermischen Nutzungsanlagen

Folgende Massnahmen entscheiden über Realisierung oder Verwerfung von geothermischen Projekten:

- Fundierte hydrogeophysikalische Prognose
 - vorerst ohne weitergehende Detailstudien betr. Nutzung des Aquifers
- Kostenoptimierte Machbarkeitsstudie betr. Nutzungskonzept
 - d.h. weniger Technik; mehr kostenminimale Wege suchen
- Fördermittel zwingend, damit die Wärmegestehungskosten in Nähe des Marktpreises kommen
 - Risiko-Teildeckung für Förderbohrung hilft anfängliche Schwellenängste des Investors zu überwinden
 - Fördermittel für Betriebsphase könnten z.B. den mit Hilfe des Projektes vermiedenen „externen Kosten“ entsprechen
 - Diese Fördermittelpraxis sollte vor allem in der Zeitspanne greifen, bis Lenkungsabgaben oder die externe Kostenzurechnung praktisch umgesetzt sind.

Ausblick

Bohrkosten und eine infolge des ungenügenden Temperaturniveaus aufwendige Anlagentechnik verursacht höhere Investitionen als bei anderen Wärmeerzeugungstechniken. Obwohl geothermische Wärme wegen ihrer unbestrittenen Vorzüge zu etwas höherem Preis verkaufbar ist, als fossil erzeugte Wärme, sind den spezifischen Wärmekosten sehr enge Grenzen gestellt. Nur ein kostenbewusstes Handeln aller am Projekt Beteiligten ermöglicht die Voraussetzung der Verkaufbarkeit der geothermischen Wärme. Hierzu ist eine Fortsetzung der Förderung von geothermischen Nutzungen nicht nur wünschbar, sondern ein marktwirtschaftliches Erfordernis.

European insurance scheme to cover geological risk related to geothermal operations

U. Tiberi & J. Demange



DE010658553

28

ABSTRACT

The development of geothermal energy can contribute significantly to the growth of NRE (new and renewable energies that are non-nuclear and non-combustible) within the European Community and within Europe as a whole. However, the "mining risk" related to this type of operation still constitutes a major obstacle to its development. Operators find it difficult to raise the necessary financing without a guarantee against the risk of failure during the drilling stage. Standard insurance companies will not cover this type of risk, due to its very nature. We must thus therefore find a specific solution.

As a result of the oil crises during the 1970s, the French Government decided promote the use of renewable energies in France. The support provided to these energies, or at least to geothermal energy, was to set up a scheme whereby the resource is guaranteed. Thus the operator, by subscribing to the scheme, benefits from a guarantee of the resource.

The insurance works at two levels:

- in the first place, it covers the mining risk during the drilling stage, i.e. should the resource prove to be insufficient, whether in discharge or temperature, for an economically viable operation, then the totality of the costs are reimbursed, apart from the premium and any government subsidy that might have been received.
- a second level of guarantee covers the risk of change in the resource's parameters over a period of 15 years (a study is in progress to consider the possibility of extending this period to 25 years).

The introduction of this scheme allowed approximately 100 geothermal wells to be drilled in France during the 1980s. The very low failure rate of wells in the favourable and well-known areas has permitted higher-risk drilling to be carried out in relatively little explored areas. The system has now been operating for 15 years, and today all geothermal projects deposit their dossiers with the SAF.

Although the French scheme is unique in Europe, other countries (e.g. Italy, Germany) have now set up (or are attempting to set up) similar schemes, at local or national level, to cover of risks of well failure. It therefore seems appropriate to propose a development tool at European level.

The geothermal operators, well aware of the outlay required to develop geothermal energy, have for their part come together, collaborating at an international level through various associations, with the aim of providing a global and homogeneous response to the questions (technical, political, economic) raised vis-à-vis the development of geothermal energy.

Geothermal energy can contribute significantly to the growth of NRE in Europe, but it will first be necessary to discard the prevalent complexity of solutions for a step-by-step development of an operation. This results in large regional differences in the operating conditions. Although a local energy, geothermal resources need to be developed in an European context.

The study will be carried out through direct contact with the geothermal energy operators of the different countries of the Community and will take into account the preoccupations of all the potential participants. Its aim is to evaluate the conditions by which an insurance scheme can be set up, at European level, to cover geological risks related to geothermal operations, and then to propose the structures, regulations and operating budget for such a scheme.

The 15 operational years of the French scheme will be analysed to provide a reference for this study. A technical assessment, based on available data and existing plants, will be made of the possible number of geothermal operations involved and of the risk of well failure. A detailed study will be made of the judicial, financial and legal aspects involved in setting up an insurance coverage against geological risk at European level. Finally, one or more schemes for financing and managing this guarantee will be proposed.

The study, which will cover all the countries within the Community, will be undertaken by a consortium of four representative companies from the member countries with operational experience in geothermal energy (Germany, France, Italy). Based on past and present experiences in these countries, the Working Group will establish an analysis method that can be used to evaluate the risk for the whole of Community and associated countries (*Austria, Belgium, Denmark, Finland, France, Germany, Great-Britain, Greece, Iceland, Ireland, Italy, Luxembourg, Netherlands, Norway, Portugal, Spain, Sweden*).

The forecast organisation of this survey will consist of :

1. Analysis and in-depth assessment of the French insurance scheme.
2. Technical evaluation of the resources, potentialities and risks.
3. Legal, judicial, administrative and financial aspects of a European insurance scheme for geothermal operations.
4. Overall analysis, conclusion and recommendations.

GEOHIL-Erdenergie-Contracting

Hans Hildebrand

Das GEOHIL-Erdenergie-Contracting wird bisher exklusiv von der GEOHIL-Wärme AG in 6331 Hünenberg angeboten.

Der Grundgedanke lässt sich folgendermassen ausdrücken:

Der Kunde kauft „Wärme“ statt einer „Heizanlage“.

Mit der Massnahme Erdenergie auf Contracting-Basis in den Markt einzuführen und als Dienstleistung Wärme zu verkaufen, hat sich die GEOHIL-Wärme AG einen neuen Markt erschlossen. Hierbei ist augenblicklich, speziell der Wärmemarkt *gemeint*. Um in den Markt der Edelenenergie, sprich Stromerzeugung einzudringen, werden noch einige Jahre benötigt. Es muss noch sehr viel Entwicklungsarbeit geleistet werden.

GEOHIL-Erdenergie-Contracting mittels Wärmeliefervertrag ist somit die neueste Form, regenerative Energien (speziell die Erdenergie) aus der Marktnische in den Energiemarkt einzuführen.

Insbesondere Eigentümer von Mehrfamilienhäusern, Gemeindeverwaltungen, Industrieunternehmen sowie Eigentümer von Bürogebäuden sind die Interessenten dieser „Wärme-Dienstleistung“.

Eine solche ErdenergieDienstleistung anzunehmen, hat mehrere Gründe:

- Der wichtigste Grund ist, dass der Wärmeabnehmer kein Kapital investieren muss, um diese sehr umweltfreundliche Energie zu nutzen.
- Der Wärmeabnehmer hat kein Risiko zu tragen.
- Ihm wird die Wärme zur Beheizung seiner Liegenschaft seitens der GEOHIL-Wärme AG garantiert geliefert. Der Wärmeabnehmer hat einen vertragsrechtlich einklagbaren Anspruch auf die Lieferung der Heizenergie.
- Ersatzinvestitionen werden durch die GEOHIL-Wärme AG getätigt. Der Wärmeabnehmer bezahlt seinen, nach verbrauchten Kilowattstunden, abgerechneten Wärmepreis und ist aller weiteren Kostenbelastungen entledigt. Für den Kunden sind keine unvorhersehbaren Kosten und damit verbundenen finanzielle Risiken zu erwarten.

- Mit dem Bezug von Erdenergie sowohl als Unternehmer, als Behörde, aber auch als Liegenschaftsbesitzer, wird der Öffentlichkeit eine sehr umweltbewusste und im Wettbewerb mit konkurrierenden Unternehmen beispielhafte Verhaltensweise gezeigt. Dieses verantwortungsbewusste Verhalten fördert letztendlich auch den Imagegewinn der vorgenannten Kunden.

Voraussetzungen für das GEOHIL-Erdenergie-Contracting

Der Anteil an Erdenergie muss hoch sein, damit eine Anlage die Voraussetzung für das GEOHIL-Erdenergie-Contracting erfüllt .

Um das Contracting wirtschaftlich erfolgreich im Markt mit angemessenen Preisen zu bestehenden Primärenergien, wie Oel und Gas betreiben zu können, muss mindestens eine Jahresarbeitszahl von 3 erreicht werden. Das heisst, mit 1 kWh eingesetzter Primärenergie müssen 3 kWh Heizenergie erzeugt werden.

Im Mittel wird heute eine Jahresarbeitszahl von 3,5 bei Sanierungen in bestehenden Gebäuden erreicht. Bei Neubauprojekten können die Heizungsvorlauftemperaturen durch Installation grösserer Heizflächen niedriger gehalten werden, so dass eine Jahresarbeitszahl von 4,0 erreicht werden kann.

In diese Jahresarbeitszahl ist selbstverständlich auch die Aufheizung von Warmwasser eingeschlossen, das mit Temperaturen von 50-55 °C produziert wird.

Zur Erklärung:

Die Jahresarbeitszahl einer Erdenergieanlage gibt das Verhältnis zwischen eingesetzter Primärenergie (in unserem Fall mehrheitlich Strom) und gewonnener Heizenergie wieder. Die Energieerzeugung wird dabei über ein Jahr gemessen und verglichen. Berechnete oder punktuell gemessene Werte können nur Richtanzeigen sein.

Hierbei hilft es nicht mehr, wie im Markt als gängige Praxis betrieben, Arbeitszahlen einer Anlage zu nennen, die bei weitem nicht erreicht werden.

Eine weitere wichtige Voraussetzung für das GEOHIL-Erdenergie-Contracting ist eine hohe Erdenergieleistung pro Energiequelle. Da die Heizleistung von Objekten für die sich das GEOHIL-Erdenergie-Contracting anbietet meistens sehr hoch ist, (ab 60 kW / bis in den Megawattbereich) und der Platzbedarf in geschlossenen und städtischen Ueberbauungen meist sehr begrenzt ist, muss die Anlage mit einer geringen Anzahl von tiefen Energiequellen realisiert werden. Bis zu 500 Meter tiefe Energiequellen erzeugen eine Heizleistung von rund 70 kW. Neuerliche Entwicklungen gehen dahin, Erdenergiequellen bis zu

800 m Tiefe zu bohren, um damit Leistungen pro Energiequelle von rund 100 kW zu produzieren.

Aus diesem Grunde können auch in städtischen Agglomerationen (Beispiele in Zürich und Basel) solche GEOHIL-Erdenergie-Contracting mittels Wärmelieferverträgen realisiert werden.

In zu renovierenden Gebäuden ist wichtig, dass die an das vorhandene Heizsystem anzuschliessende Erdenergieanlage nicht mehr Platz benötigen darf, als im vorhandenen Heizraum zur Verfügung steht. Es wird vom Wärmeabnehmer selten akzeptiert, weitere Räumlichkeiten für eine neue Technologie zur Verfügung zu stellen. Dies bedeutet, dass die bisher bei solchen Anlagen eingesetzte Speicherkapazität erheblich abgebaut werden muss. Bei GEOHIL-Erdenergieanlagen müssen lediglich hydraulische Entkopplungsspeicher eingesetzt werden.

Für die Brauchwasserspeicherung muss ein etwas grösseres Volumen installiert werden, da die bisher produzierten 60-80° C in den Brauchwasserboilern nicht mehr erreicht werden. Die Boiler werden mit 50-55° C gefahren, somit muss die Kapazität entsprechend prozentual angehoben werden. Die Praxis zeigt, dass bestehende Boiler übernommen werden können und bei einer geschickten Durchladung gesamthaft noch etwas höhere Temperaturen erreicht werden, als vorher mit Elektroheizstäben. Der Grund liegt in der gleichmässigeren Durchladung eines Boilers mit grossem Durchmesser gegenüber der punktuellen Aufheizung eines Heizstabes.

Wirtschaftliche Betrachtung des GEOHIL-Erdenergie-Contracting

Das GEOHIL-Erdenergie-Contracting mittels Wärmeliefervertrag ist für den Kunden wie auch für die GEOHIL-Wärme AG interessant. Die Vorteile des Kunden sind:

- Einsparung von Investitionskapital
- Moderne, neue Technologie in der Energieerzeugung
- Reduzierung des Risikos in diesem Bereich
- Hohe Akzeptanz von Unternehmen sowie von Behörden und Liegenschaftseigentümern im Umweltbereich und damit Erreichen von Wettbewerbsvorteilen
- Reduzierung des Risikofaktors weiterer Investitionen durch gesetzliche Bestimmungen im Energiebereich und im Bereich der Luftreinhaltung.

Um diese Vorteile zu nutzen, ist der Kunde bereit einen etwas höheren Energiepreis pro Kilowattstunde bezogener Heizenergie zu zahlen.

Eine Vielzahl der Kunden ist zu Recht davon überzeugt, dass bei Einführung der Kostenwahrheit im Energieverbrauch (Schadstoffberechnung nach dem Verursacherprinzip, Co2-Steuer oder Lenkungsabgabe) dieser Mehrkostenfaktor sehr schnell ausgeglichen ist.

Industriebetriebe und auch Immobilienbesitzer erzielen durch Werbung in ihren Broschüren, Wettbewerbsvorteile gegenüber der Konkurrenz.

Beispiel: Portmann, Walchwil; Mehrfamilienhaussiedlung, Steinen - schneller Verkauf der Häuser - ;

Wiederkehr, Buchrain - grösserer Absatz an Baustoffen, trotz Rezession im Baumarkt - .

Für die GEOHIL-Wärme AG liegt das Interesse an der Erstellung solcher Erdenergieanlagen und dem Wärmeverkauf in der

- äusserst interessanten Basis im Dienstleistungsbereich der Wärmelieferung.
- Mit dem Bau der Erdenergiequellen schafft sie sich von der Kostenseite eine berechenbare Lieferbasis von Energie.
- Die Erdenergiequellen sind als wartungsfrei zu betrachten. Lediglich die Zirkulationspumpe muss, nach augenblicklichen Erkenntnissen, in einem Bereich von ca. 15 Jahren ausgewechselt werden.
- Bedingt durch die hohe Jahresarbeitszahl sind dadurch bereits im Mittel 75 %, der seitens der Wärme AG zu produzierenden Energie abgedeckt. Die verbleibenden 25 % sind über die Wärmepumpentechnologie der Entwicklung des Primärenergiemarktpreises ausgesetzt.
- Für die GEOHIL-Wärme AG liegt der Risikofaktor für Ersatzinvestitionen lediglich im Bereich der Wärmepumpenanlagen.
- Folglich kann die GEOHIL-Wärme AG mit einem absolut kalkulierbaren Kostendach Wärme verkaufen.
- Durch die geringen Risikofakten ist es möglich, Kapital mit einem niedrigen Zinssatz zu erhalten und zum Bau solcher Anlagen einzusetzen.
- Jede Preissteigerung auf dem Energiemarkt wirkt sich ertragsfördernd auf das eingesetzte Kapital aus und erzeugt sicher kalkulierbaren Margengewinn. Bei einer mittleren Preissteigerung der Energie, innerhalb der letzten 25 Jahre von 2,8 % (Bundesamtes für Statistik), kann sich der Investor in der GEOHIL-Wärme AG, die Ertragssteigerung für sein investiertes Kapital ausrechnen. Bei einer Anfangsrendite von 5 % sind die Erträge in den ersten Jahren eher gering, gehen jedoch einer sicheren Ertragssteigerung entgegen.

Technische Vorteile des GEOHIL-Erdenergie-Contracting

Die technischen Vorteile des GEOHIL-Erdenergie-Contracting mittels Wärmeliefervertrag liegen gegenüber anderen Arten von vergleichbaren Wärmeliefer-Contracting in der dezentralen Versorgung der Objekte. Während jede andere Technologie im Wärmelieferungssektor und Contracting mit grossen Verteilleitungslängen hohe Wärmeverluste (im Mittel 15 %) in Kauf nehmen muss und in die Berechnung auch die Wartung und den Unterhalt solcher Verteilleitungslängen einbeziehen muss, entfällt beim GEOHIL-Erdenergie-Contracting diese negative Position. Dies ist der Grund der bereits im ersten Jahr ausgeglichenen Bilanz der GEOHIL-Wärme AG. Viele andere Wärmelieferverträge erwirtschaften, wie der Tagespresse zu entnehmen ist, in den Anlaufphasen hohe Verluste.

Die dezentrale Energieversorgung im Wärmebereich ist die einzig mögliche und wirtschaftliche Lösung. Bedingt durch die vorgenannten Verteilverluste kann bei anderen Anlagenkonzepten die Herausforderung, den Primärenergieeinsatz zu senken kaum erreicht werden. Hiervon sind lediglich BHKW-Anlagen, welche wärmetechnisch gesteuert werden und einen ganzjährig benötigten Wärmebedarf decken (z.B. Krankenhäuser) ausgenommen.

Vertragliche Grundlagen für das GEOHIL-Erdenergie-Contracting

Bei der Durchführung eines GEOHIL-Erdenergie-Contracting ist die GEOHIL-Wärme AG wie folgt abgesichert:

Neben einem klassischen Wärmeliefervertrag sichert ein Baurechtsvertrag die GEOHIL-Energiequellen durch einen Grundbucheintrag.

Bei Liegenschafts- oder Grundstücksverkäufen muss die Dienstleistung Wärmelieferung, vom neuen Eigentümer übernommen werden. Selbst der Verkauf von GEOHIL-Erdenergie auf ein Nachbargrundstück oder eine Nachbarüberbauung ist über diesen Vertrag möglich und gesichert.

Gesamthaft hat die GEOHIL-Wärme AG seit dem Jahre 1993, bereits 15 solcher Anlagen in Betrieb, welche alle zur Zufriedenheit der Kunden und der GEOHIL-Wärme AG laufen. Gezielte Werbemassnahmen wurden bisher nicht durchgeführt. Durch eine Werbekampagne, soll die Zahl der Anlagen wesentlich erhöht werden. Der Markt zeigt sich aufnahmebereit für diese Technologien.

Möglichkeiten zur Nutzung geothermischer Energie und zur unterirdischen thermischen Energiespeicherung in Ägypten

Abbas M. Abbas, Burkhard Sanner & Klaus Knoblich



Abstract

Egypt belongs to the arid to extremely arid zone. Hot springs or wells are chiefly distributed over the areas of the Gulf of Suez shoreline, along the Red Sea coast and in the Bahariya, Dakhla and Kharga oasis in the Western Desert. The Red Sea with its branches into the Gulf of Suez and the Gulf of Aqaba/Jordan valley is the northern end of the East African Rift, which is tectonically active and yields further south known geothermal resources (e.g. in Kenya). Thus, a relatively high heat flow zone exists on the eastern border of the Gulf of Suez, on Sinai peninsula. The hot springs of Ayun Musa, Hammam Faraon and El Sokhna are located there (fig. 1). Hammam Faroun is the hottest spring in Egypt with water temperature of approx. 70 °C. This paper compiles previous studies from Egypt to elucidate the geothermal potential of Egypt and opportunities to make use of it.

Kurzfassung

Ägypten gehört zur ariden bis extrem ariden Zone. Heiße Quellen oder erbohrte heiße Wässer finden sich hauptsächlich entlang der Küste des Golfs von Suez und des Roten Meeres, sowie in den Oasen Bahariya, Dakhla und Kharga in der westlichen Wüste. Das Rote Meer mit seinen Verzweigungen in den Golf von Suez und in den Golf von Akaba/Jordangraben bildet den nördlichen Abschluß des Ostafrikanischen Grabensystems, das tektonisch sehr aktiv ist und weiter südlich (z.B. in Kenia) bekannte geothermische Ressourcen bietet. Eine Zone mit hohem geothermischen Wärmefluß befindet sich dementsprechend auch am östlichen Rand des Golfs von Suez, der zur Halbinsel Sinai gehört. Hier werden die heißen Quellen von Ayun Musa, Hammam Faraon und El Sokhna angetroffen (Abb. 1). Hammam Faraon ist die heißeste Quelle Ägyptens mit Wassertemperaturen von etwa 70 °C. Die vorliegende Arbeit versucht, einige frühere Studien aus Ägypten zusammenzufassen und das geothermische Potential Ägyptens mit den Möglichkeiten seiner Nutzung aufzuzeigen.

Verteilung heißer Quellen in Ägypten

In Deutschland gilt eine Quelle mit mehr als 20 °C Wassertemperatur als Thermalquelle (HÖLTING, 1984:271). Bei einer mittleren Lufttemperatur in Ägypten von 22 °C kann diese Definition nicht übernommen werden. Sinnvoller erscheint es zu fordern, daß die Wassertemperatur stets mindestens 10 K höher als die Lufttemperatur sein soll. Somit muß in Ägypten eine Quelle 30-35 °C warm sein, um als Thermalquelle zu gelten.

Abb. 1 zeigt die Regionen, in denen die diesen Bedingungen genügenden Quellen liegen, seien sie natürlich austretend oder erbohrt. Sie sind einmal in der westlichen Wüste (western desert) verstreut, besonders in der Großen Oase (Bahariya, Dakhla und Kharga), in der östlichen Wüste (eastern desert), wo magmatische Gesteine vorherrschen, in der Region von Helwan (südlich Kairo) und auf der Halbinsel Sinai.

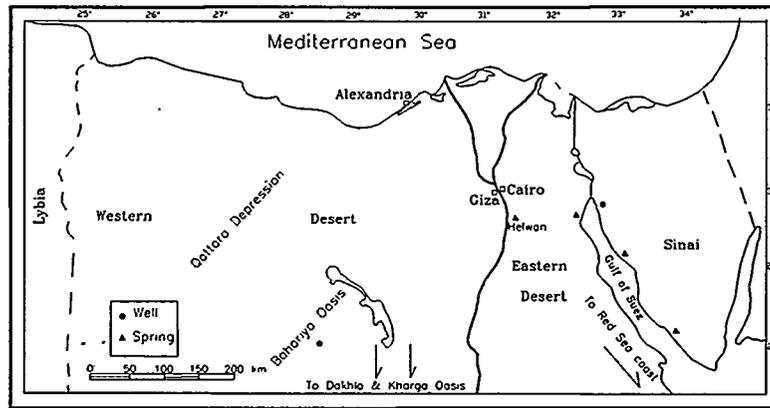


Abb. 1: Regionen mit Thermalquellen in Ägypten

Diejenigen Quellen, die sich am Roten Meer und Golf von Suez befinden (Abb. 2), verdanken ihre Existenz der tektonischen und vulkanischen Aufheizung in Zusammenhang mit der Öffnung des Red-Sea-Rifts (BOULOS, 1990). Die Schwefelquelle von Helwan wird möglicherweise von in der Tiefe zirkulierendem Grundwasser gebildet, das entlang einer Störungszone aufsteigt (SWANBERG et al., 1983).

Die Oase von Dakhla ist eine größere Einmuldung, die aus einer Serie kleinerer Mulden-Sattel-Strukturen in einer Hauptmulde besteht. Die höchste thermische Anomalie wurde im Zentrum und nördlichen Teil der Oase mit 40-42 °C in einer Störungszone gemessen. Die 350 km südwestlich Kairo gelegene Oase Bahariya ist insgesamt eine Einsenkung, umgeben von Steilstufen. Sie verdankt ihre Existenz einigen natürlichen Quellen, die an tektonische Ereignisse

gebunden sind wie z.B. stark gestörte Zonen, die das Aufsteigen von Grundwasser zur Oberfläche ermöglichen. Im südöstlichen Teil der Oase, bei Qabala und El Heiz, wird in Bohrungen Thermalwasser von etwa 45 °C angetroffen.

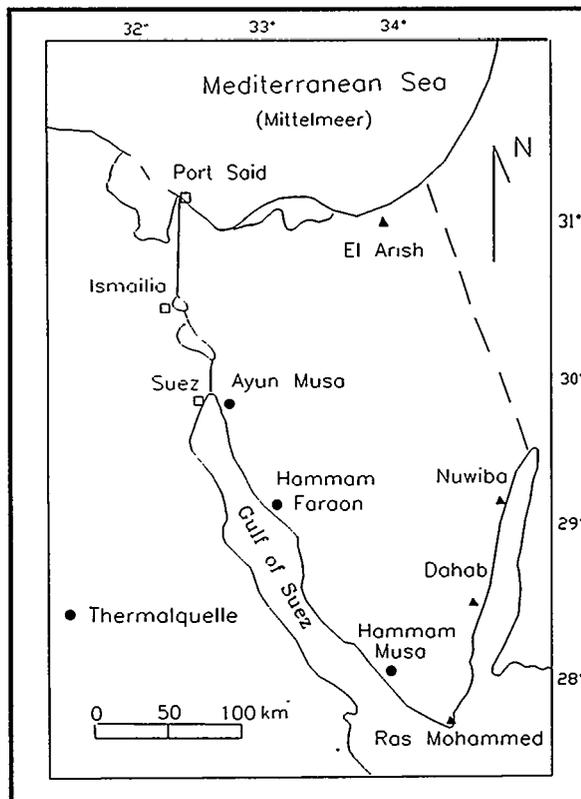


Abb. 2: Lage der Thermalquellen an der Ostküste des Golfs von Suez

Thermische Aktivitäten müssen in der jüngeren Vergangenheit in Ägypten manifest gewesen sein, wie z.B. die erloschenen Geysire beidseits der Autobahn Kairo-Suez zeigen (SWANBERG et al., 1983). Rezenten Vulkanismus gibt es dagegen in Ägypten nicht; Basalte im Gebiet des Rifts am Golf von Suez stammen aus dem Oligozän, und die magmatische Gesteine am Berg Sinai haben sogar präkambrisches Alter. Die nächstliegenden vulkanischen Aktivitäten in frühhistorischer Zeit gab es im Norden ca. 2000 v.Chr. am Jebel Druse (Syrien/Golan) bzw. im Süden zur Zeit Mohameds (um 700 n.Chr.) in der Region von Mekka (BENTOR, 1989).

Region Hammam Faraon

Von den geothermischen Regionen auf der Sinai-Halbinsel ist das Gebiet von Hammam Faroun von besonderem Interesse, weil es die bislang höchsten Temperaturen liefert, und so soll es im folgenden näher beschrieben werden. Der Gebel Hammam Faraon liegt etwa 100 km südlich der Stadt Suez an der Küste des Golfs von Suez (Abb. 2).

Die Abb. 3 zeigt eine geologische Karte des Gebietes, Abb. 4 ein Profil. Daraus ist zu ersehen, daß der Gebel Hammam Faraon von zwei größeren Störungen begrenzt wird. Oligozäne Basalt-Sills und sogar noch obermiozäne Sedimente werden durch die Störungen versetzt, das Pleistozän jedoch nicht mehr. Man kann somit von stärkerer tektonischer Aktivität im Oligozän (Basalt) bis Ende Tertiär ausgehen, die sicher mit entsprechenden thermischen Erscheinungen verbunden war.

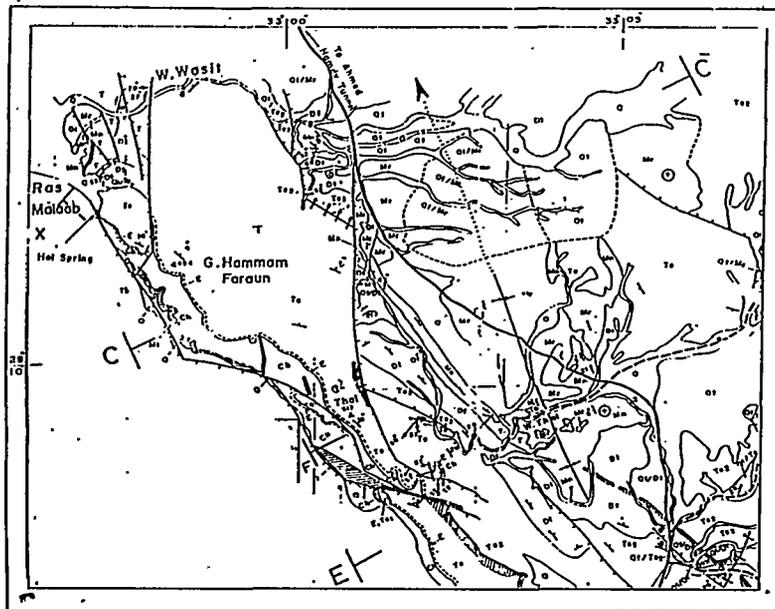


Abb. 3: Geologische Karte des Gebietes Hammam Faraon mit den wichtigsten tektonischen Elementen (aus MUSTAFA & ABDEEN, 1988)

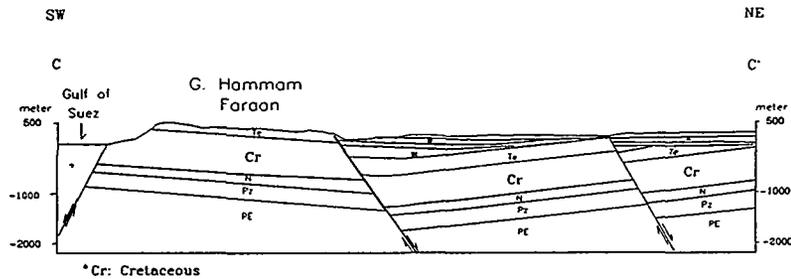


Abb. 4: Profil durch das Gebiet Hammam Faraon (verändert nach MUSTAFA & ABDEEN, 1988); der Nubische Sandstein ist durch N gekennzeichnet.

Die Thermalquelle entspringt mit etwa 70 °C an der Steilküste des Gebel Hamman Faraon, vermutlich aus einer Störungsfläche, und wird in Kanälen aus der pharaonischen Zeit ins Land geleitet. Der zugehörige Aquifer könnte der Nubische Sandstein (Trias, Abb. 5) in etwa 700-1000 m Tiefe sein. Eine Analyse des Wassers zeigt, daß es mit etwa 15 g/l festen gelösten Stoffen mineralisiert ist (IDRIS, 1994). Mit Bohrungen in den Nubischen Sandstein müßte Wasser höherer Temperatur und Menge erschlossen werden können.

Möglichkeiten zur unterirdischen thermischen Energiespeicherung in Ägypten

Bei der unterirdischen Kältespeicherung wird Kälte aus kühlen Nachtstunden oder aus den Wintermonaten genutzt, um einen Bereich im Gestein oder Grundwasser abzukühlen und im Sommer dorthin Wärme abführen zu können. Im optimalen Fall kann damit Gebäudekühlung direkt ohne Zuhilfenahme einer Kältemaschine erfolgen, ansonsten kann eine vorhandene Kältemaschine durch die Ankoppelung an einen Kältespeicher effizienter arbeiten. Als Speicher kommt das Gestein (über Erdwärmesonden) oder direkt das Grundwasser in oberflächennahen Aquifere in Frage.

Geeignete oberflächennahe Aquifere sind in den dichtbesiedelten Gebieten Ägyptens meist vorhanden. Die klimatischen Gegebenheiten (Jahresmitteltemperatur, Luftfeuchte etc.) sind jedoch ebenso entscheidend; es wurden die Regionen von Alexandria, Kairo, Assiut und Assuan betrachtet und auf ihre Eignung hin untersucht. Insgesamt sind die Temperaturen recht hoch, und ausreichende Kälte im Winter zur Speicherladung ist selten gegeben, so daß direkte Kühlung kaum möglich sein wird. Die Region Alexandria am Mittelmeer hat im Sommer eine hohe relative Luftfeuchtigkeit. Bei hoher Luftfeuchtigkeit ist eine Entfeuchtung unabdingbar, und die dafür erforderlichen Temperaturen von etwa 6-12 °C sind ohne Kältemaschine nicht zu erzielen. Im Süden Ägyptens ist die Luft zwar auch im Sommer trocken, doch fehlen die niedrigeren Tempe-

raturen nachts und im Winter zur Kälteeinspeicherung. Für direkte Kühlung bleiben also lediglich Kairo und Assiut in Betrachtung.

Time Units		Rock Units	Map Symb.		
Cenozoic	Quaternary	Pleistocene-	Alluvium	Q	
		Recent	Terraces	Qt	
	Tertiary	Miocene	Rudies Fm.	Mr	M
			Nukhul Fm.	Mn	
		Oligocene	Basalt Sheet Silt Dike		
		Eocene	L?	Abu Zenima Fm.	A Z
			M	Tanka Fm.	T
				Darat Fm.	Dt
			E	Thebes Fm.	Te
	Palaeocene	Esna Shale	E		
	Mesozoic	Cretaceous	Maastrichtian	Sudr Fm.	Ch
				Dawi Fm.	D
			Santonian	Matulla Fm.	Mt
Turonian			Wata Fm.	W	
Cenomanian			Raha Fm.	R	
Early					
Triassic		Nubia Ss.	N		
Paleozoic		Carboniferous	Ataqa Fm.	Pz	
			Um Bogma Fm.		
	Precambrian	Basement	PE		

Abb. 5: Stratigraphie der Region Hammam Faraon (nach MUSTAFA & AB-DEEN, 1988); in Perm/Trias der Nubische Sandstein („Nubia Ss.“).

Moderne Büros oder Hotels gerade an den touristisch interessanten, Plätzen wie den Küsten oder Gizeh sind andererseits sehr geeignete Objekte für eine energiesparende Kühlung. Neben der reinen Kältespeicherung zur direkten Kühlung sollte daher auch die Möglichkeit betrachtet werden, im Erdreich eine Kältequelle für die Rückkühlung von Kältemaschinen-Verflüssigern auf niedrigem Temperaturniveau bereitzustellen und dadurch die Effizienz herkömmlicher Kühlanlagen entscheidend zu verbessern. Bei entsprechender Abkühlung des Untergrundes in der kühleren Jahreszeit kann nämlich sowohl bei Nutzung des Grundwassers als auch bei Erdwärmesonden eine deutlich unter der Außentemperatur liegende Kondensationstemperatur des Kältemittels erreicht werden, ohne auf Naßkühltürme zurückgreifen zu müssen. Diese sind wegen des Wasserverbrauchs in ariden Gebieten unerwünscht. Eine Senkung der Kondensationstemperatur auf 25 °C bei einer Lufttemperatur von 35 °C ermöglicht eine substantielle Reduktion der Antriebsenergie einer Kältemaschine, ohne Komforteinbußen hinnehmen zu müssen.

Für Standorte, an denen größere Bauwerke auf Pfählen gegründet werden müssen (z.B. im Niltal oder manchen Küstenregionen) oder bei dichter Innenstadtbauung Baugrubenumschließungen mit Pfählen erforderlich sind, bietet sich auch der Einsatz von Energiepfählen an (SANNER, 1995). Bei dieser Technik werden Wärmetauscherrohre in die Gründungspfähle eingebaut, und so kann bei geringen Mehrkosten ein Erdreichwärmetauscherfeld zur Kältespeicherung hergestellt werden.

Unterirdische Wärmespeicherung hat bei dem geringen bis fehlenden Heizwärmebedarf in Ägypten weniger Chancen. Lediglich Speicherung von Abwärme zur Nutzung als industrielle Prozeßwärme könnte sinnvoll sein, oder auch Speicherung von Solarwärme zur Temperierung von Gewächshäusern. Dem hohen Angebot an thermischer Solarenergie in Ägypten steht jedoch der relativ geringe Bedarf an Heizwärme gegenüber.

Zusammenfassung

An verschiedenen Stellen in Ägypten existiert im Untergrund warmes bis heißes Grundwasser. In den Oasen der westlichen Wüste könnte die Wärme genutzt werden, um im landwirtschaftlichen Bereich den Anbau von wärmesuchenden Pflanzen in Gewächshäusern auch im Winter mit kalten Nächten zu ermöglichen. Besonders hohe Temperaturen finden sich am Golf von Suez. Dort könnte versucht werden, durch Bohrungen direkt in die Speichergesteine ausreichend hohe Temperaturen für Prozeßwärme oder sogar für Stromerzeugung zu finden.

Unterirdische Kältespeicherung kann für eine begrenzte Region sinnvoll sein und sollte dort besonders im Hinblick auf den Tourismus (Air Conditioning) näher untersucht werden. In Verbindung mit herkömmlichen Kältemaschinen kann sie auch für weitere Gebiete eingesetzt werden.

Literatur

BENTOR, Y.K. (1989): Geological events in the bible. - Terra nova 1/4, S. 326-338, Oxford

BOULOS, F. (1990): Some aspects of the geophysical regime of Egypt in relation to heat flow, groundwater and microearthquakes. - in: SAID, R., Geology of Egypt, chapter 6, pp. 61-89

EL RAMLY, I. (1969): Recent review of investigations on thermal and mineral springs in the U.A.R.. - XXIII. Intern. Geological Congress, Vol. 19

HÖLTING, B. (1984): Hydrogeologie. - 370 S., 2. Aufl., Enke Verlag, Stuttgart

IDRIS, H. (1994): A contribution to the Hydrogeothermics of groundwater systems in Egypt. - Int. Assoc. of Hydrologists, Vol. 15, pp. 87-111

MOUSTAFA, A.R. & ABDEEN, M.M. (1988): Geology of the Hammam Faraun Area. - Ph.D.-thesis, Ain Shams University, Cairo

SANNER, B. (1995): Energiepfähle. - Geothermische Energie 12, S. 5-7, Neubrandenburg

SWANBERG, C.A., MORGAN, P. & BOULOS, F. (1983): Geothermal potential of Egypt. - Tectonophysics 96, pp. 77-94

Risikodeckung von Geothermiebohrungen in der Schweiz

Arthur Fehr



Wegen der einseitigen Abhängigkeit der Schweiz von ausländischem Erdöl und Erdgas (anfangs 70-er Jahre mehr als $\frac{3}{4}$ des Energiebedarfs) wurden während der Erdölkrise vom Bund die sog. neuen Energien wie die Geothermie stark gefördert. Obwohl frühere Tiefbohrungen für Kohlenwasserstoffe immer wieder hohe Temperaturen und Warmwasser angetroffen haben, wurden sie als unerwünschtes Nebenprodukt nicht weiter untersucht. 1975 setzte der Bund die Eidg. Kommission für Geothermie und unterirdische Wärmespeicherung (KGS) ein mit dem Auftrag, die geothermischen Nutzungsmöglichkeiten der Schweiz abzuklären. Die Resultate dieser Untersuchungen wurden 1981 in der „Geothermischen Datensynthese der Schweiz“ zusammengefasst und breit gestreut. Eine „Task Force“ der KGS versuchte mit den erarbeiteten Unterlagen geothermisch günstig gelegene Gemeinden für weitergehende Untersuchungen zu motivieren. Diese schreckten aber vor den hohen Kosten für Bohrungen und dem Risiko, zu wenig oder kein Warmwasser zu finden zurück. Zur Überwindung dieser Pattsituation hat der Bund 1987 einen Kredit von 15 Mio. Franken über 10 Jahre gesprochen, um dieses Bohrrisiko abzudecken. In der Regel soll bei Misserfolg die Hälfte der Bohr- und Testkosten vom Bund übernommen werden. Bei schwierigen geologischen Verhältnissen und/oder bei geringer Finanzkraft der Bauherrschaft kann der Bundesanteil erhöht werden. An alle Bohrungen zahlte der Bund 1993 und 1994 einen Förderbeitrag.

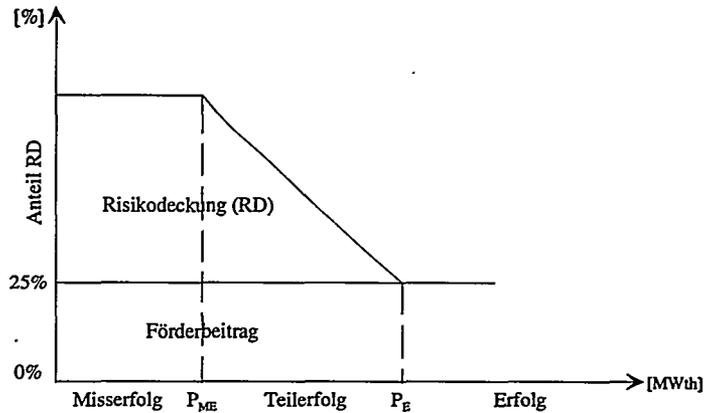
Zur Gewährung einer Risikodeckung (RD) ist von der Bauherrschaft dem Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW) ein Gesuch einzureichen mit Angaben über Geologie, Hydrogeologie des Bohrstandortes, die Kosten der Bohrplatzherrichtung, die Bohrarbeiten, die Pumpversuche, sowie über das Wärmeabnehmerpotential. Aufgrund von Daten aus Nachbarbohrungen, Seismik und Modellen hat der Gesuchsteller vor der Bohrung Prognosen von Temperatur, Zufluss und Chemismus des Wassers aufzustellen. Dabei sind im Hinblick auf eine wirtschaftliche Nutzung in einem Vertrag Erfolg und Misserfolg zu definieren. Die Bohrung und die Pumpversuche werden von Bundeseite von einem lokalen Geologen und einer Expertengruppe begleitet. Wird die obere Förderleistung (Erfolg) erreicht, wird keine RD ausbezahlt. Wird die untere Schwelle unterschritten (Misserfolg) wird die RD voll ausgerichtet. Bei dazwischen liegenden Werten (Teilerfolg) wird die RD linear gekürzt. Damit lässt sich in gewissen Fällen eine kleinere Anlage realisieren. Nach eingehender Abwägung der Resultate durch die KGS entscheidet das BEW, welche Garantiesumme dem Gesuchsteller ausbezahlt ist. Ist im Fall eines Doublets die 2. Bohrung ein Misserfolg, erhält auch die 1. Bohrung eine RD.

Im Rahmen der Risikodeckung sind seit 1988 11 Geothermiebohrungen ausgeführt worden (s. Tabelle). Die Bohrungen Riehen 1 und 2, Bassersdorf, Kreuzlingen und Schinznach sind als Erfolg zu bezeichnen und können wirtschaftlich genutzt werden. Die Bohrungen Genf, Reinach, Weissbad und Bulle sowie die Bohrung im Alpengebiet St. Moritz haben für eine Nutzung zu geringe Zuflüsse erbracht. Für die 2302m tiefe Bohrung Weggis wurde kein RD-Gesuch eingereicht, doch zahlten Bund und Kanton Luzern namhafte Zuschüsse. Sie wird als tiefe Erdwärmesonde genutzt. Bis heute hat der Bund gegen 16 Mio Franken aufgewendet.

Geothermisch günstige Gebiete mit bedeutendem Abnehmerpotential in der Schweiz sind:

- Ostrand des Rheintalgrabens
- OMM der Ostschweiz (ZH, SG, TG)
- Jurastüdfuss (Biel, Grenchen)
- Malm und Ob. Muschelkalk des Mittellandes
- Rhonetal (VS, VD)

Bestimmung der Risikodeckung



P_E ist der Grenzwert von Erfolg und P_{ME} der Grenzwert von Misserfolg.
Vor der Gewährung der Risikodeckung werden P_E und P_{ME} bestimmt.

Dabei ist:

$$P_{eff} = 4.18 \times 10^{-3} \times Q \times (T_S - T_r) \quad [\text{MWth}]$$

mit

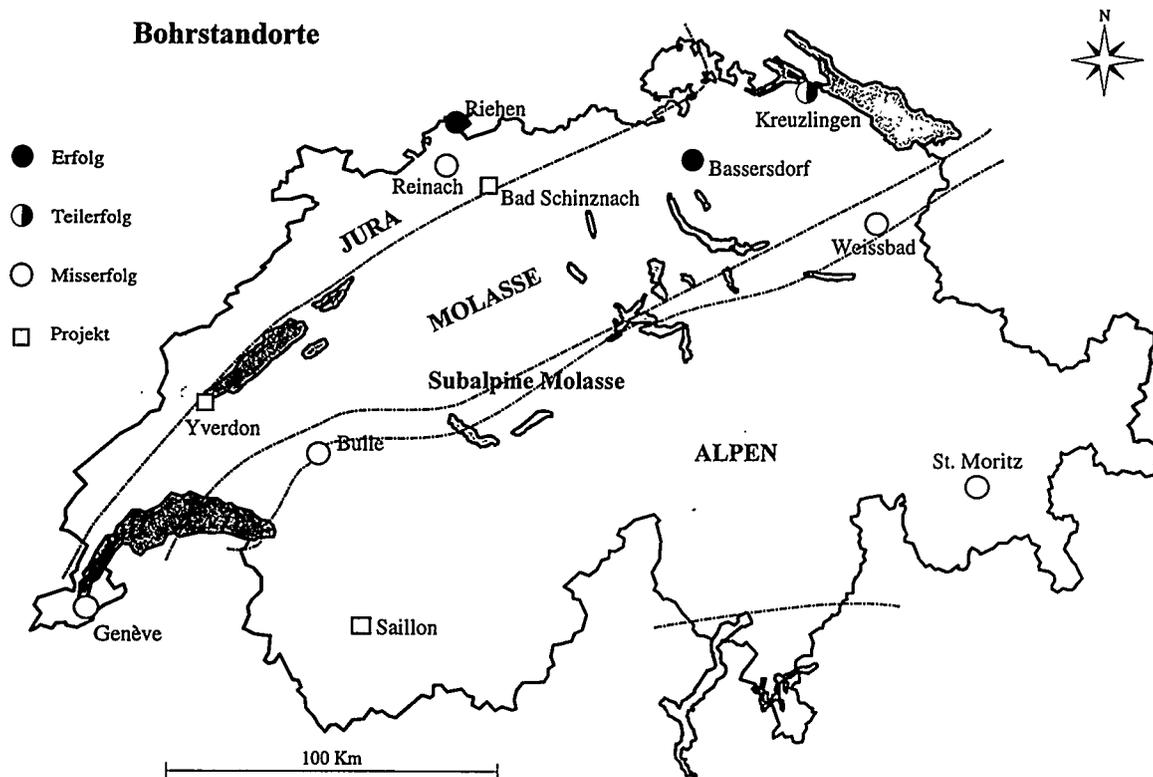
- Q = Schüttung in l/s
- T_S = Temperatur an Bohrlochkopf in °C
- T_r = Temperatur des abgekühlten Wassers, willkürlich auf + 10°C festgelegt

Nach Abschluss der Bohrung werden Schüttung und Temperatur am Bohrlochkopf gemessen und P_{eff} wird mittels obiger Gleichung berechnet. Ist P_{eff} gleich oder grösser als P_E , ist der Bund nicht zahlungspflichtig. Ist hingegen P_{eff} kleiner als P_{ME} , so hat sich ein Misserfolg eingestellt, in welchem Fall der Bund den gesamten eingegangenen Deckungsbetrag bezahlt. Bei Teilerfolg wird die Risikodeckung linear gekürzt.

Beispiel: Kosten einer Bohrung 2.0 Mio. Fr. Förderbeitrag 25%, Risikodeckung 60% der verbleibenden Summe.

Im Erfolgsfall erhält der Gesuchsteller 0.5 Mio. Fr.

Bei Misserfolg erhält er zusätzlich $0.6 \times (2.0 - 0.5) = 0.9$ Mio. Fr., d.h. die Gesamtsumme von 1.4 Mio. Fr.



Stand: September 96

Ort	Technische Daten:							Kosten in Fr.					
	Bohrtiefe [m]	Zufluss [l/s]**	BHT [°C]	Mineralis. [g/l]	Therm. Leistung [kW]			Bohr- Beginn	Bohr- ende	Bewer- tung	Eff. Bohr-/ Testkosten	Risikodeckung verpflichtet	Förderbeitrag verpflichtet
					Prognose Erfolg	Misserf.	effektiv						
Kreuzlingen	655	3.70	30.0	0.87	750	210	309	03.10.88	04.11.88	TE	1'012'834.-	550'200.-	0.-
Reinach	1793	0.10	72.0	46.2	2500	1000	26	03.04.89	20.07.89	ME	4'090'902.-	1'350'000.-	0.-
Riehen 1	1547	20.0	67.0	18.20	2000	1000	4765	18.03.88	30.07.88	E	6'165'232.-	1'450'000.-	0.-
Riehen 2	1247	24.0	54.0	14.20				12.09.88	06.11.88	E		1'450'000.-	0.-
Genf 1	2650	3.0	88.5	~1	3000	1500	765	14.04.93	15.09.93	ME	6'548'075.-	2'519'126.-	1'399'515.-
St. Moritz	1600	0.30	47.2	~14	2000	700	47	02.07.91	18.09.91	ME	3'374'444.-	1'440'000.-	800'000.-
Weissbad AI	1618	0	45.0	--	520	250	0	29.03.93	30.06.93	ME	2'311'118.-	1'157'625.-	643'125.-
Bulle	800	0.1	30.0	--	500	300	7	18.02.92	26.03.92	ME	741'322.-	373'478.-	191'527.-
Bad Schinznach	890				755	380	>430*	08.01.96	12.03.96			837'524.-	465'291.-
Bassersdorf	553	7.0	23.0	~1	240	190	380	27.11.92	27.01.93	E	973'898.-	356'400.-	198'000.-
Saillon VS	900				2000	1000		14.3.96				270'000.-	450'000.-
Yverdon	1400												

* Provisorisch

** Absenkung 200 m

E = Erfolg

TE = Teilerfolg

ME = Misserfolg

Total

11'754'353.-

4'147'458.-

Kreuzlingen:

Molasse flachliegend, Bohrung Konstanz nicht beeinflusst.

Reinach:Anwendung von Säurefrac, H₂S 18 mg/l, Fe 40 mg/l.Riehen 1/2:Bei Pumpversuch viel Gas (CO₂, N) mitgefördert. Anlage seit 1994 in Betrieb, Messprogramm.Genf 1:

Als Dublettbohrung ab -700 m um 25° nach NNE abgelenkt. Säuerung und Airlift brachten nur geringen Zufluss, da Klüfte im Malm verheilt.

St. Moritz:Erste Geothermiebohrung in den Alpen, angesetzt auf Engadinerlinie. Geringer Wasserzufluss im überschobenen Corvatschkristallin, dann bis Endtiefe dicht. Regelmässige Gasausbrüche (CO₂).Weissbad:

Potentieller Aquifer (Kronberg-Serie) nicht erreicht.

Bulle:

Potentieller Aquifer (Vaulruz Sandstein) nicht erreicht.

Bassersdorf:

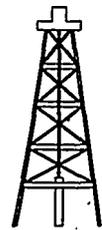
Nur die Hälfte der thermischen Leistung genutzt.

Saillon:

Schrägbohrung auf NE streichende Saillon-Verwerfung angesetzt.

Bad Schinznach:

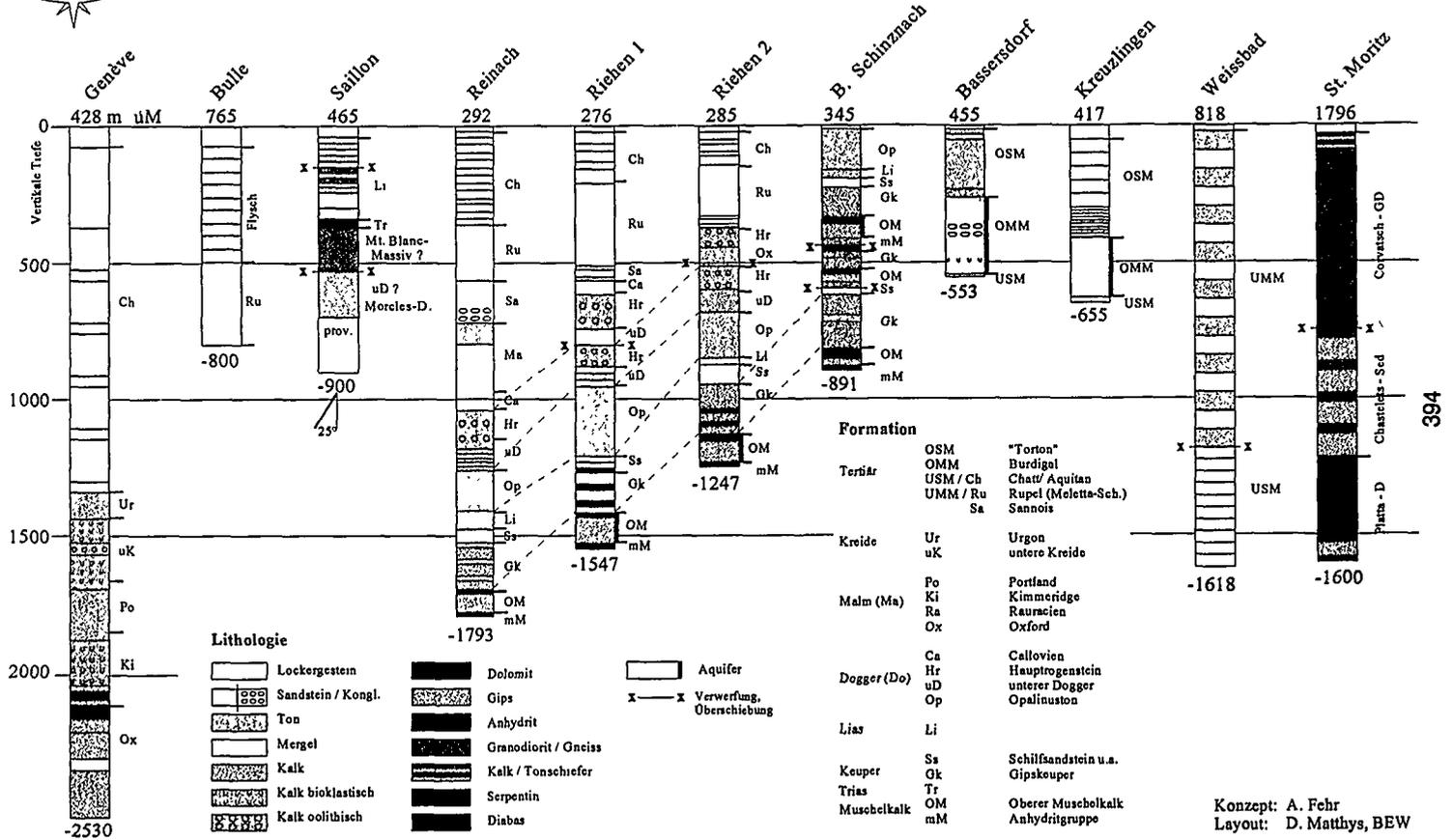
Ob. Muschelkalk 2-fach nach NW überschoben. Wasserzufluss auf oberste Schuppe beschränkt.



Warmwasser



Schematische Bohrprofile der Geothermiebohrungen mit Risikodeckung



Geothermische Eigenschaften des Molassebeckens (Pilotstudie - Wärmeleitfähigkeit)

Werner Leu, Robert J. Hopkirk, Beat Keller, Ladislaus Rybach
& Emil Greber



DE010658580

Abstract

30
Detailed knowledge of the geothermal properties (thermal conductivity and specific heat capacity) of the underground becomes more and more important with increasing exploitation of geothermal resources by deep vertical borehole heat exchangers or by seasonal storage installations. For this pilot study all existing thermal conductivity data of the Swiss Molasse were compiled and supplemented with new laboratory measurements on core and cutting samples from deep wells (2.5 to 3.0 W/mK). In a second step top-to-bottom thermal conductivity profiles were calculated from geophysical well logs. These profiles show a clear dependence on lithology and variations in thermal conductivity of up to 1 W/mK over 50-200 m thick intervals. In clay-rich lithofacies thermal conductivity is only slightly dependent on the sedimentary architecture, whereas, in sandy facies obvious distinctions are possible. The modelling of a theoretical 750 m long vertical borehole heat exchanger shows that the potential quantity of extractable heat increases or decreases by up to 20 % by varying the thermal conductivity with only ± 0.5 W/mK.

Zusammenfassung

Für die Nutzung geothermischer Ressourcen mit tiefen Erdwärmesonden und saisonalen Speichieranlagen werden detaillierte Kenntnisse der geothermischen Eigenschaften (Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität) des Untergrundes zunehmend wichtig. Im Rahmen dieser Pilotstudie wurden sämtliche verfügbaren Wärmeleitfähigkeits-Daten von Schweizer Molassegesteinen kompiliert und mit Neumessungen an Kern- und Cuttingsmaterial von Tiefbohrungen ergänzt (2.5 bis 3.0 W/mK). In einem zweiten Schritt wurden Wärmeleitfähigkeits-Profile mit geophysikalischen Bohr-Logs berechnet. Diese Profile zeigen eine deutliche Abhängigkeit von der Lithologie mit einer Variation der Wärmeleitfähigkeit von bis zu 1 W/mK über 50-200 m mächtige Intervalle. In den tonigen Lithologien kann nur eine schwache Abhängigkeit der Wärmeleitfähigkeit von der sedimentären Architektur beobachtet werden, wogegen in den sandigen Intervallen eine deutliche Unterscheidung möglich ist. Die Modellierung einer fiktiven 750 m tiefen Erdwärmesonde zeigt, dass der mögliche Wärmeentzug bereits bei Variationen der Wärmeleitfähigkeit von ± 0.5 W/mK um bis zu 20 % ab- oder zunehmen kann.

Einleitung

Heute steht für das Schweizer Molassebecken nur eine beschränkte Datenbasis betreffend Wärmeleitfähigkeiten und -kapazitäten zur Verfügung (Bodmer & Rybach 1984), weshalb Vorabklärungen der Wirtschaftlichkeit geothermischer Anlagen mit grossen Unsicherheiten verbunden sind. In einer ersten Phase wurden deshalb sämtliche vorhandenen Wärmeleitfähigkeits-Daten der Molasse-Gesteine kompiliert (Leu et al. 1996). Zielsetzungen dieser Studie sind die Kalibrierung empirischer Berechnungsmethoden mit Bohr-Logs sowie Vergleichsmessungen im Labor an Bohrkernen und Cuttings. Das Untersuchungsgebiet umfasst die Bohrungen Weiach, Bassersdorf, Tiefenbrunnen und Weggis entlang einem Nord-Süd-Profil (Fig. 1 & 2).

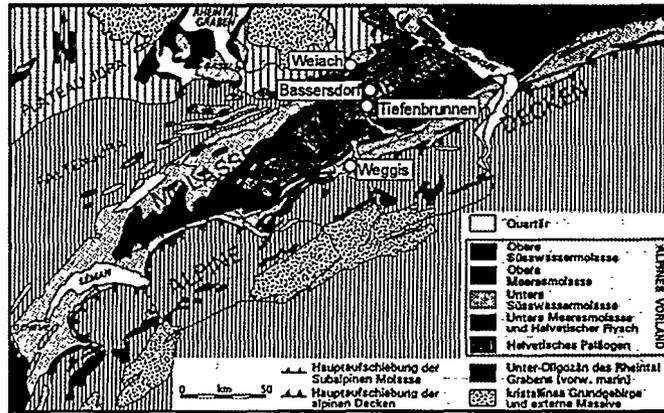


Fig. 1: Geologische Übersichtskarte des Molasse-Beckens mit den Lokalitäten der beprobten Bohrungen Bassersdorf, Tiefenbrunnen, Weiach und Weggis (nach Keller 1992).

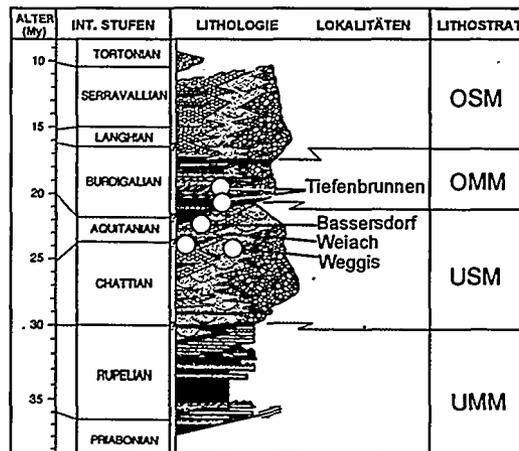


Fig. 2: Stratigraphisches Sammelprofil der untersuchten Molasse-Einheiten mit relativer Position der beprobten Intervalle (nach Keller 1989, OSM = Obere Süßwassermolasse, OMM = Obere Meeresmolasse, USM = Untere Süßwassermolasse, UMM = Untere Meeresmolasse).

Labormessungen

An 5 Kernproben der Bohrung Bassersdorf und an 3 Kernproben der Bohrung Tiefenbrunnen wurden die Wärmeleitfähigkeiten des trockenen und feuchten Gesteins parallel zur Bohrachse im Labor gemessen (Fig. 3 & 4). Nach Abschluss der Messungen an den Kernen erfolgte deren Zerkleinerung zu Cuttings. Anschliessend wurde die Wärmeleitfähigkeit des Cuttings/Wasser-Gemisches gemessen und daraus die Ma-

trix-Wärmeleitfähigkeit berechnet (Pribnow 1994). Analoge Messungen an Cuttings wurden an 16 Proben der Bohrung Weggis durchgeführt (Fig. 5). Aufgrund der sehr beschränkten Datenbasis lässt sich nur aussagen, dass die Abweichungen zwischen Kern-Messungen (feucht) und Cuttings-Messungen (berechneter Matrixwert) im Mittel unter $\pm 10 - 15\%$ bleiben.

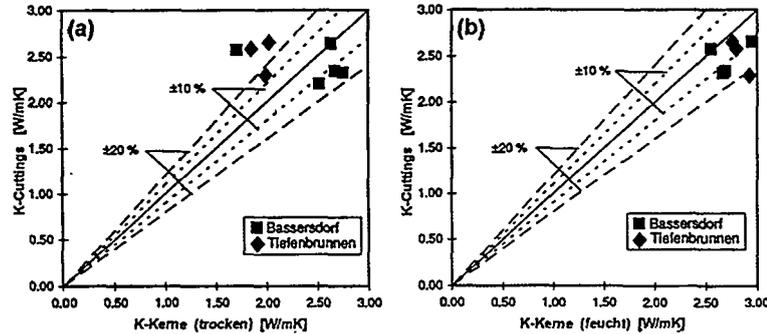


Fig. 3: Vergleich zwischen den im Labor gemessenen Wärmeleitfähigkeiten von Kernen (a = trocken, b = feucht) und entsprechenden Cuttings der Bohrungen Bassersdorf und Tiefenbrunnen.

Geophysikalische Berechnungen

Mit Hilfe der geophysikalischen Bohrlochmessungen (Sonic, kompensierte Dichte und Neutronenporosität) wurden durchgehende Wärmeleitfähigkeitsprofile der Bohrungen Bassersdorf (USM), Tiefenbrunnen (OMM), Weiach (USM) und Weggis (USM und UMM) berechnet (Fig. 4 & 5). Mit den Labormessungen wurden folgende empirischen Beziehungen (Goss & Combs 1976, Evans 1977, Sattel 1982; siehe Literaturliste für weitere Berechnungsmethoden) neu kalibriert und angewendet:

$$K_1 = -1.71 - 0.022 * N_{\text{poro}} + 0.97 * v_p$$

$$K_2 = 0.54 * v_p$$

$$K_3 = -8.64 + 4.27 * \text{RHOB}$$

wobei: $K_{1,2,3}$ = Wärmeleitfähigkeit [W/mK]

N_{poro} = Neutron-Porosität [%]

v_p = Sonic-Geschwindigkeit [km/s]

RHOB = Kompensierte Dichte [g/cm³]

Einfluss der sedimentären Architektur

Um abzuklären, ob sedimentologisch definierte Architektur-Elemente durch bestimmte Wärmeleitfähigkeits-Bereiche charakterisiert sind, wurde ein Vergleich zwischen der berechneten Wärmeleitfähigkeit (Fig. 4 & 5) und den sedimentologischen Profilen über die gekernteten Tiefenintervalle durchgeführt (Blaser et al. 1994, Keller et al. 1990, Greber et al. 1994). Die Unterschiede der geothermischen Eigenschaften der einzelnen Architektur-Elemente sind in der distalen USM relativ gering (Fig. 6). Sie

treten in der stratigraphisch tiefer gelegenen Bohrung Weiach deutlicher zu Tage als in der Bohrung Bassersdorf. Innerhalb der sandigen Architektur-Elemente ist eine deutliche Unterscheidung infolge verschiedener Porositäten und diagenetischer Zementation erkennbar (Fig. 6b).

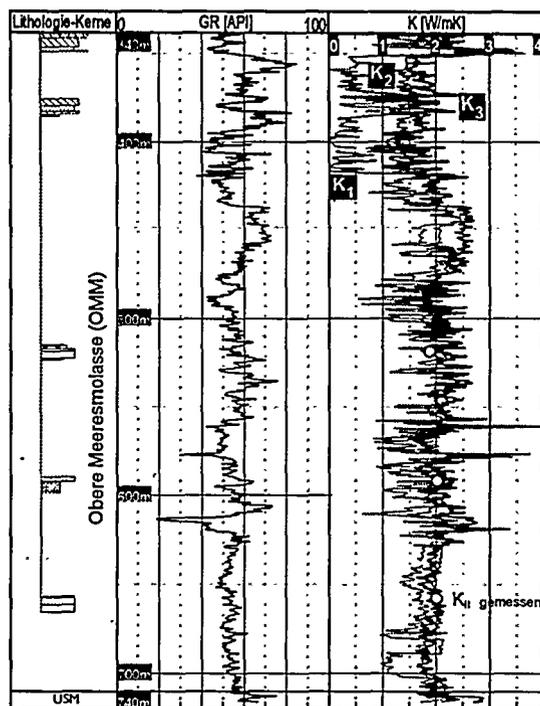


Fig. 4: Sammelprofil der Bohrung Tiefenbrunnen (OMM) mit Gamma-Ray Log und berechneten Wärmeleitfähigkeiten (K_1 , K_2 und K_3 , Methoden siehe Text). Als Vergleich sind auch die Labormesswerte an Kernen dargestellt (K_{li}).

Modellrechnungen des Wärmeentzuges

Durch eine Modellrechnung mit Sensitivitätsanalyse wurde der Einfluss der Wärmeleitfähigkeits-Verteilung im Untergrund auf die zu entnehmende Menge an geothermischer Energie analysiert. Mit einem fiktiven Zweischichten-Modell (0-275 m = K_{oben} , 275 - 950 m = K_{unten} , Tabelle 1) wurden fünf Szenarien durchgerechnet (nach 25 Jahren Dauerbetrieb: Quellentemperatur von 10°C, Oberflächentemperatur = 10°C, geothermischer Wärmefluss = 85 mW/m², Wärmekapazität = 850 J/kgK).

Die ersten drei Fälle (Tabelle 1: Basis, 022 und 032) zeigen die Auswirkungen globaler Wärmeleitfähigkeits-Änderungen in der Höhe von ± 0.5 W/mK der unteren Schicht. Die Werte sind indikativ für Auswirkungen von systematischen Fehlern bei der Schätzung der Wärmeleitfähigkeit der unteren Schicht (Molasse). Kommen ähnliche

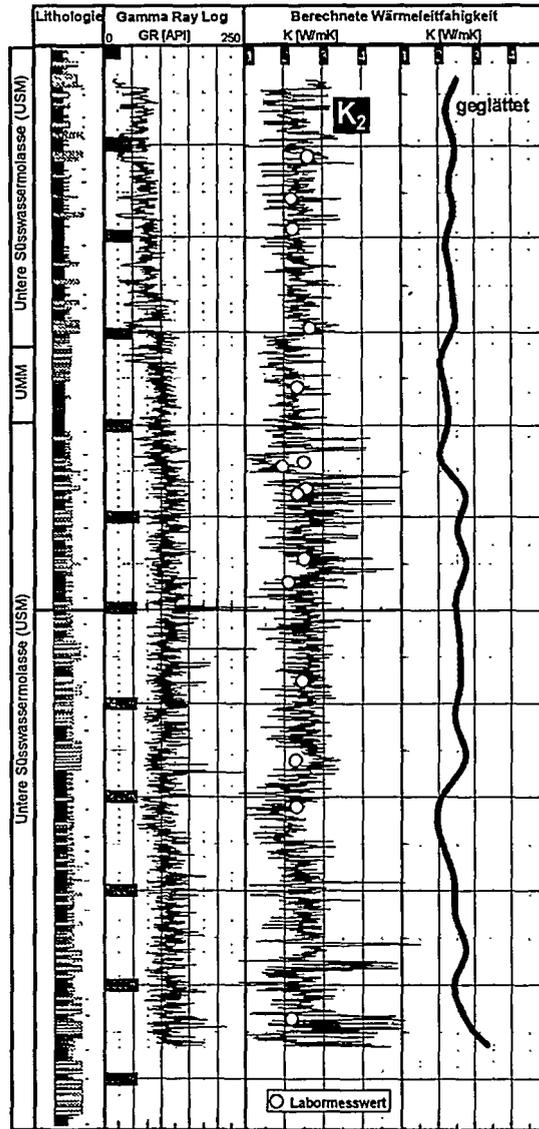


Fig. 5: Sammelprofil der Bohrung Weggis (USM und UMM) mit Gamma-Ray Log und berechneten Wärmeleitfähigkeiten (K₂, Methode siehe Text). Als Vergleich sind auch Labormesswerte von Cuttings dargestellt. Das geglättete Wärmeleitfähigkeitsprofil (rechte Kurve) zeigt deutlich erhöhte Werte zwischen 1000 und 1500 m Tiefe.

Schätzungsfehler auch in der oberen Schicht dazu, nehmen die Änderungen bei der Entzugleistung noch weiter bis gegen 20% zu.

Berechnung	K_{oben} [W/mK]	K_{unten} [W/mK]	Durchfluss [m ³ /h]	Entzug [MWh/a]	Veränderung [%]
Basisfall	2.0	2.7	5.4	191.7	0.0
Run 022	2.0	3.2	6.1	215.8	+12.6
Run 032	2.0	2.2	4.7	167.2	-12.8
Run 043	2.0	3.8	6.8	243.2	+26.9
Run 053	1.0	2.7	4.6	161.9	-15.5

Tab. 1: Prozentuale Änderungen des Wärmeentzugspotentials bei variierenden Wärmeleitfähigkeiten in einem theoretischen Zweischichten-Modell.

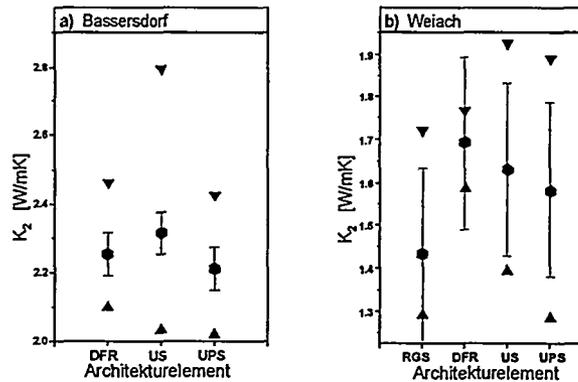


Fig. 6: Wärmeleitfähigkeitsunterschiede der verschiedenen Architekturelemente in der USM der Bohrungen Bassersdorf (a) und Weiach (b). Für die einzelnen Architekturelemente sind der Mittelwert (Sechsecke), der Minimal- und Maximalwert (Dreiecke) sowie die 1σ -Standardabweichung (Linien) dargestellt (RGS = Sandige Rinnengürtel, DFR = Durchbruchsfächer und -rinnen, US = Überschwemmungssandsteine und UPS = Überschwemmungsebene mit Paläoböden und Sümpfen).

Schlussfolgerungen

- Für die OMM (Tiefenbrunnen) und USM (Bassersdorf) wurde an nassen Bohrkerne Wärmeleitfähigkeiten zwischen 2.5 und 3.0 W/mK gemessen. Die Werte von entsprechenden nassen Cuttings weicht davon weniger als $\pm 10\%$ ab.
- Mit geophysikalischen Bohr-Logs können für den Raum Bassersdorf-Zürich gezielte, durchgehende Wärmeleitfähigkeitsprofile berechnet werden. Diese Profile zeigen eine deutliche Abhängigkeit von der Lithologie mit einer Variation der Wärmeleitfähigkeit von bis zu 1 W/mK über 50-200 m mächtige Intervalle.
- In den tonigen Lithologien der USM (distaler Ablagerungsraum, alpenfern) kann nur eine schwache Abhängigkeit der Wärmeleitfähigkeit von der sedimentären Architektur beobachtet werden, wogegen in den sandigeren Intervallen eine deutliche Unterscheidung infolge von Porositätswechseln und diagenetischen Effekten möglich ist.



DE01065859X

Speicherung von Wärme in Grubenräumen - Messung und Simulation

Axel Schaberg, Hartmut Krause & Wolfgang Pötke

Abstract

Among the different discussed underground concepts for longterm storing of solar or waste heat old waterfilled mines can be an interesting solution. To examine the temperature behaviour of this storage type a testing store is built in a mine belonging to the Freiberg University of Mining and Technology in Saxonia. In a longterm project temperatures are measured inside the water volume and in the adjacent rock. The temperature behaviour depends on the operating conditions. Inside the water volume temperature stratification can be observed. During loading and standstill heat is transported into the rock surrounding. A certain part of this amount of heat can be discharged again. For designing and optimizing this storage type a numerical modell is developed. The modell is validated with experimental data from the testing plant.

Kurzfassung

Unter den verschiedenen, in der Diskussion stehenden Untergrund-Wärmespeichern für Solarwärme oder Abwärme bieten sich auch geflutete Gruben als Wärmespeicher an. Zur Untersuchung des Temperaturverhaltens dieses Speichertyps ist im Sächsischen Lehr- und Besucherbergwerk der TU Bergakademie Freiberg ein Versuchsspeicher errichtet worden. In einem Langzeitversuch wird das Temperaturfeld im Wasser und im angrenzenden Gestein aufgezeichnet. Das Temperaturverhalten ist von den Betriebsgrößen abhängig. Im Grubenwasser stellt sich eine stabile Temperaturschichtung ein. Während der Beladung und der Stillstandszeiten wird Wärme in die Gesteinsumgebung transportiert. Ein Teil dieser Wärmemenge kann wieder entspeichert werden. Zur Auslegung und Optimierung von Gruben-Wärmespeichern ist ein numerisches Modell entwickelt worden. Das Modell ist anhand der Meßergebnisse des Versuchsspeichers validiert worden.

¹ gefördert durch das Stipendienprogramm der Deutschen Bundesstiftung Umwelt, Postfach 1705, D- 49007 Osnabrück

Problem- und Aufgabenstellung

Die Bedeutung der rationellen Energieverwendung und der Nutzung erneuerbarer Energiequellen für eine umweltfreundliche Energieversorgung hat in den letzten Jahren unter dem Eindruck der CO₂- Problematik weiter zugenommen. Ein möglicher Pfad, die CO₂- Emission zu reduzieren, ist die Nutzung der Solarenergie. Durch Wärmespeicherung kann die tages- oder jahreszeitliche Schwankung der Sonneneinstrahlung ausgeglichen werden. Die saisonale Speicherung von Niedertemperaturwärme hat daher eine besondere Bedeutung für eine umfassende Nutzung der Solarenergie.

Von gleicher Bedeutung wie die Speicherung von Solarenergie ist in diesem Zusammenhang aber auch die Speicherung von Ab- und Überschußwärme jeglicher Art, z.B. aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder aus Industriebetrieben.

Die Nutzung des Untergrundes als Wärmespeicher ist in zahlreichen Varianten bekannt. Eine Möglichkeit stellen unter Wasser stehende Grubenbaue (Bergwerke) dar. Hier kann das sogenannte Grubenwasser als Speichermedium für Warmwasserspeicher genutzt werden. In jüngster Zeit wird die Nutzung von bergmännisch geschaffenen Hohlräumen im Erzgebirge als Wärmespeicher diskutiert /1/. Diese Hohlräume sollen ohne thermische Isolierung genutzt werden, so wie dies z.B. bei dem künstlich angelegten Felskavernenspeicher in Lykebo/ Schweden /2/ realisiert wird. Charakteristisch für diesen Speichertyp ist die Möglichkeit, sowohl im Speicherfluid (Grubenwasser) als auch im umgebenden Gestein Wärme zu speichern.

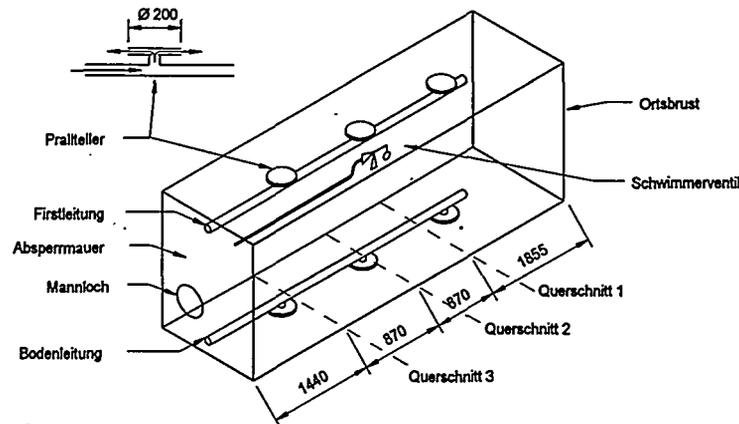


Abb.1: Schematische Darstellung des Gruben-Wärmespeichers „Himmelfahrt Fundgrube“; Anordnung der Meßquerschnitte

In Freiberg konnte im sächsischen Lehr- und Besucherbergwerk „Himmelfahrt Fundgrube“ ein Versuchs- Grubenspeicher nach dem Verdrängungsprinzip errichtet werden. Das Institut für Wärmetechnik und Technische

Thermodynamik der TU Bergakademie Freiberg führt in einem Dauerversuch Messungen mit folgenden Zielen durch:

- Untersuchung der von der Zeit und dem Betriebszustand abhängigen Temperaturfelder im Speicherfluid und im umliegenden Gestein (Temperaturverhalten)
- Ermittlung von mittleren Wärmeübergangskoeffizienten
- Untersuchung der Bedeutung des umliegenden Gesteins als Speichermedium
- Beurteilung der energetischen Effektivität (Wärmeverluste); Definition von Wirkungsgraden

Die in diesem Versuch erzielten Ergebnisse werden dazu verwendet, ein Simulationsmodell für die Auslegung und Optimierung von Gruben-Wärmespeichern zu validieren.

Aufbau des Versuchsspeichers

Randbedingungen des Speichers (Abb. 1) können Tabelle 1 entnommen werden. Detaillierte Informationen zum Aufbau werden in /3/ gegeben.

Tabelle 1: Angaben zum Speicher

Blindstrecke ca. 150 m unter Tage	
Gesteinsart	Gneis
Streckenquerschnitt	ca. 4 m ²
abgemauerte Streckenlänge	ca. 5 m
Fluidvolumen	22,63 m ³
Umgebungstemperatur*	10,89 °C

Die Be- und Entladung des Speichers (Verdrängungsspeicher) erfolgt durch zwei Rohrleitungen, eine im First und eine zweite im Boden, mit jeweils drei Einlaßöffnungen (Abb.1). Außerhalb des Speichers befinden sich die für die Be- und Entladung notwendigen Nebenanlagen, wie Umlaufpumpen, Wärmequelle und Abnehmer. Bedingt durch den hohen Mineral- und Schwebstoffgehalt des

Grubenwassers sind Reinigungsmaßnahmen erforderlich.

Die Abfolge der typischen Betriebszustände Beladung - Stillstand - Entladung - Stillstand wird als Betriebszyklus bezeichnet. Für die Versuchszwecke wird mit gleicher Zeitdauer je Betriebszustand gearbeitet (Tabelle 2). In nachfolgenden Versuchsreihen werden diese Versuchsparameter variiert.

Tabelle 2: Festgelegte Versuchsparameter

Parameter	Wert
Speicher- Eintrittstemperatur:	
Beladung:	60 °C
Entladung:	15 °C
Dauer jedes Betriebszustandes	168 h (7 d)
Speicherwasser- Volumenstrom	240 l/h

Der Versuchs-Grubenspeicher und seine Nebenanlagen sind mit insgesamt 78 Thermoelementen (NiCr/NiAl-Thermoelemente, Typ K) bestückt. Das Temperaturfeld des Speichers wird im wesentlichen in drei Meßquerschnitten aufgezeichnet (Abb. 1). In den Meßquerschnitten 1 und 3 sind zur Messung der Gesteinstemperatur in die Decke (Firste), in die Wand

(Seitenstoß) und in den Boden (Sohle) 1 m bzw. 2 m tiefe Bohrungen gesetzt worden, die mit Thermoelementen bestückt sind.

Charakteristische Größen

Zur Beschreibung des thermodynamischen Verhaltens und zur Beurteilung der Effizienz können verschiedene Kenngrößen aufgestellt werden, wie z.B.:

- Speicher- Austrittstemperatur während der Entladung (siehe Abb. 2)
- volumetrische Fluid-Mitteltemperatur: $\bar{T}_F = \frac{1}{V_{Sp}} \int T(x, y, z) dV$ (siehe Abb. 4)
- Speicher- Wirkungsgrad (Enthalpiewirkungsgrad):

$$\eta_H = \frac{\text{nutzbare Enthalpie}}{\text{eingespeicherte Enthalpie}}$$

Temperaturverhalten

Die Diskussion von Temperaturmeßwerten erfolgt anhand des Meßquerschnitts 3. Die Meßergebnisse der Querschnitte 1 und 2 lassen die gleichen Aussagen zu. In Abbildung 2 ist beispielhaft der zeitliche Verlauf charakteristischer Temperaturen während eines Zyklus dargestellt. Ausgehend vom „Nullzustand“ hat sich mit Ende der Beladung an der Speicherdecke eine Temperatur von 53 °C und auf dem Speicherboden eine Temperatur von 23 °C eingestellt. Während der Entladung sinkt die Austrittstemperatur von 39 °C auf 18 °C.

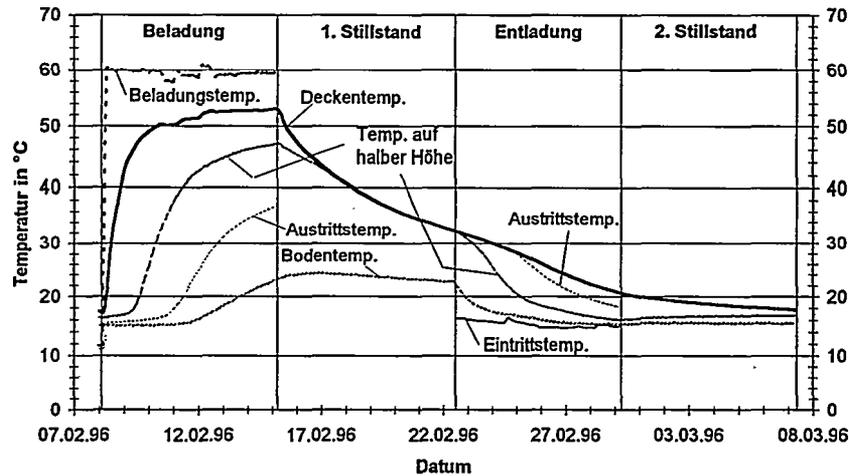


Abb. 2: Temperaturverlauf im Grubenwärmespeicher (Querschnitt 3)

Im Speicherfluid bildet sich eine deutliche Temperaturschichtung aus (siehe auch Abb. 2).

Während der Beladung ist eine erhebliche Erwärmung des angrenzenden Gesteins festzustellen. In der sich anschließenden Stillstandsphase nimmt die Wandtemperatur ab, wohingegen in einer Tiefe von über 1,5 m (Zyklus wie in Abb.2) die Gesteinstemperatur weiter ansteigt. Hier wird vom Gestein gespeicherte Wärme zum einen zurück in den Speicher und zum anderen in die Gesteinsumgebung transportiert. Dieses Verhalten zeigt sich auch während der Entladung; d.h. ein Teil der im Gestein gespeicherten Wärme kann genutzt werden. Er beträgt im Mittel 18,6 % (Abb. 3).

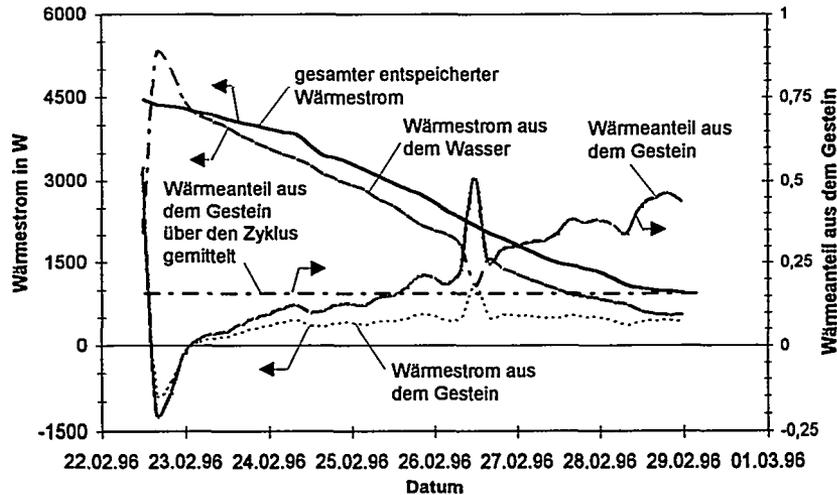


Abb. 3: Verteilung der entspeicherten Wärme

Wärmeübertragung Grubenwasser - Gestein

Die Untersuchung der Wärmeübertragung zwischen Grubenwasser und Gestein führt zur Bestimmung eines mittleren Wärmeübergangskoeffizienten (overall heat transfer coefficient), der von den Speicher- und Betriebsgrößen abhängig ist (Abb. 4). Die Berechnung erfolgt nach $\bar{\alpha} = \dot{Q}_{FG} / [A_w (\bar{T}_F - \bar{T}_w)]$, wobei \dot{Q}_{FG} der durch die Wandfläche A_w transportierte Wärmestrom, \bar{T}_F die mittlere Fluid- und \bar{T}_w die mittlere Wandtemperatur sind.

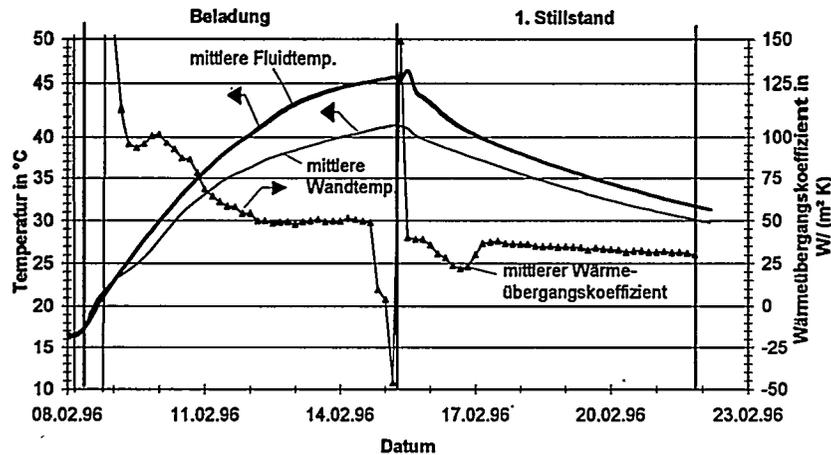


Abb. 4: Mittlere Fluidtemperatur, mittlere Wandtemperatur und mittlerer Wärmeübergangskoeffizient als Funktion der Zeit

Speicherwirkungsgrad

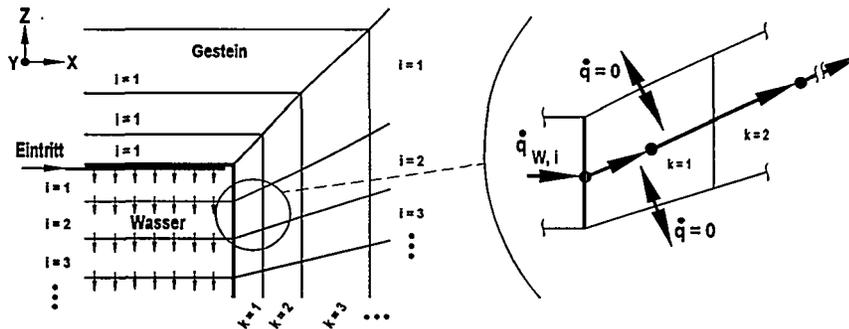
Nach Auswertung der ersten Zyklen läßt sich mit zunehmender Betriebszeit eine steigende Tendenz der Enthalpiewirkungsgrade erkennen. Für das gewählte (ungünstige) Betriebsregime ergeben sich anfänglich Enthalpiewirkungsgrade in der Größenordnung von 30 %. Bei der Bewertung der Wirkungsgrade ist zu beachten:

- Mit der Zielstellung, den Wärmeübergang zwischen Fluid und Gestein zu untersuchen, sind bewusst lange Stillstandszeiten gewählt worden. Bei einem realen Betrieb werden möglichst kurze Stillstandszeiten zwischen Be- und Entladung angestrebt.
- Bei der Einschätzung der Wirkungsgrade von Wärmespeichern ist zu beachten, daß hierbei Energie zu einem bestimmten Prozentsatz zeitlich verlagert wird, die sonst für eine Nutzung vollständig verloren gehen würde. Daher können auch niedrige Wirkungsgrade sinnvoll sein, wenn eine Kostendeckung erreicht wird.

Simulationsmodell

Das mathematische Speichermodell basiert auf einem Bilanzverfahren. Für das Fluid und das Gestein (Abb. 5) wird angenommen, daß sie aus einer endlichen Anzahl von vollständig durchmischten bzw. isothermen Bilanzräumen bestehen. Es handelt sich um ein quasidreidimensionales Modell, das auf eindimensionalen Teilmodellen basiert. Ein Teilmodell beschreibt den eindimensionalen Wärmetransport im Wasser. Jedes Fluid-Volumen steht in der entsprechenden Raumrichtung mit Gesteinsschichten, d.h. mit Teilmodellen für den Wärmetransport durch Wärmeleitung im Gestein,

in Kontakt. Die Gesteins- Teilmodelle stehen wiederum mit der ungestörten Umgebung im Kontakt. Im Fluid erfolgt ein Wärmetransport durch erzwungene Konvektion und Wärmeleitung; während der Stillstandsphasen durch freie Konvektion und Wärmeleitung. Inversionen im Fluid, d.h. $d\theta/dz < 0$, werden durch lokale freie Konvektion ausgeglichen, was in einer mittleren Temperatur resultiert. Desweiteren werden in dem Modell die Wärmeverluste durch ungewollt abfließende Wasser aus dem Speicher (Verlustwasser) berücksichtigt.



Fluid (i):

$$\Delta H/\Delta \tau = \dot{H}_F' - \dot{H}_F'' + \dot{Q}_F + \dot{Q}_{G,W,i}$$

$$\dot{Q}_{G,W,i} = \alpha \cdot A_{W,i} \cdot (T_{F,i} - T_{W,i})$$

Gestein (k):

Wand: $\dot{Q}_{G,W,i} + \dot{Q}_{G,1 \rightarrow W,i} = 0$

$$k = 1: \Delta Q_{Sp,G1,i} / \Delta \tau = \dot{Q}_{G,W \rightarrow 1,i} + \dot{Q}_{G,2 \rightarrow 1,i}$$

$$k: \Delta Q_{Sp,Gk,i} / \Delta \tau = \dot{Q}_{G,(k-1) \rightarrow k,i} + \dot{Q}_{G,(k+1) \rightarrow k,i}$$

Abb. 5: Diskretisierungsschema und Bilanzen für einen Zeitpunkt τ

Die Verknüpfung der eindimensionalen Teilmodelle im Gestein wird durch den Ansatz eines strahlenförmigen Gitters vermieden (Abb. 5). Das Gitter folgt den Wärmestromlinien. Damit kann angenommen werden, daß die jeweiligen Gesteinsschichten adiabate Ränder besitzen. Für jedes Element läßt sich eine Bilanzgleichung aufstellen. Die Lösung der Bilanzgleichungen (siehe Abb. 5) erfolgt durch ein implizites Gleichungssystem. Für den Wärmeübergang zwischen Fluid und Gestein wird eine Randbedingung 3. Art (konstanter Wärmeübergangskoeffizient in Abhängigkeit vom Betriebszustand) angesetzt. Das Simulationsmodell wurde anhand der Messungen validiert. Abbildung 6 zeigt das Ergebnis einer Simulationsrechnung im Vergleich zur Messung. Auch eine Betriebsstörung während der Beladung, bei der die Wärmequelle ausgefallen war und dennoch weiter umgewälzt wurde, konnte nachvollzogen werden.

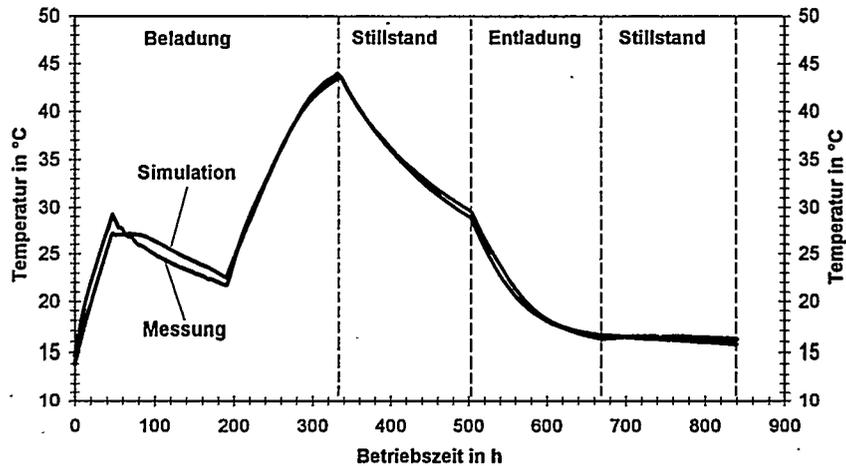


Abb. 6: Volumetrische Fluidmitteltemperatur als Funktion der Betriebszeit, Gegenüberstellung von Meßwerten und berechneten Werten

Literatur

- /1/ Autorenkollektiv: Nutzung von Bergwerksstollen als Saisonspeicher für solar unterstützte Nahwärmenetze — Pilotprojekt Ehrenfriedersdorf, Abschlußbericht 1995 (Informationen erhältlich bei den Autoren der vorliegenden Veröffentlichung).
- /2/ Brunström, C.; Larsson, M.; Hillström, C.-G.: The Lyckebo rock cavern seasonal storage, IEA- workshop on solar assisted heat pumps with ground coupled storage, Vienna, Austria, S. 283 -293, May 1985
- /3/ Schaberg, A. et al.: Nutzung von Grubenräumen zur Wärmespeicherung — Pilotversuch Himmelfahrt- Fundgrube Freiberg/ Sachsen, Energie und Umwelt Tagung, 13./14. März 1996, TU Bergakademie Freiberg, Tagungsband, S. 127- 130, 1996

Geothermisches Energie-Potential der Türkei und seine Nutzung

Zeynel Demirel & Orhan Mertoglu

Geothermalsysteme sind an tektonisch und magmatisch aktive Zonen der Erde gebunden. Die Türkei liegt auf einem tektonisch aktiven Gürtel und weist junge Grabensysteme sowie aktiven Vulkanismus auf. Daher werden in der Türkei sehr große geothermische Ressourcen angetroffen. Es sind in der Türkei mehr als 600 Lokalitäten mit natürlichen Thermalquellen mit Temperaturen bis zu 102° C bekannt.

Geleitet von der Erfordernis, einen Beitrag zur zukünftigen Energieversorgung und zum Schutz der Umwelt zu leisten, wurden im Generaldirektorat der Lagerstätten-Forschung und -Aufsuchung der Türkei (MTA) im Jahre 1962 geothermische Energieuntersuchungen angefangen. MTA, als wissenschaftlich-technisches General-Direktorat, ist mit der Erforschung, Erkundung und Bewertung von Erdwärme beschäftigt. ORME, als eine private Gesellschaft, beschäftigt sich mit der Bewertung, Gewinnung und Anwendung der Geothermieprojekte.

Da es in den letzten Jahrzehnten ein großes Interesse an geothermischer Energie gibt, verstärken sich die Erforschungen. Dieses Interesse ist nicht nur wissenschaftlicher, sondern auch wirtschaftlicher Art, wie zum Beispiel zur Erzeugung von elektrischem Strom aus Erdwärme und zur Energienutzung für Raumheizungen.

Als Ergebnis umfangreicher Untersuchungen ist es möglich, die Türkei in geothermale Provinzen zu unterteilen. Dieser Gliederung liegen geologische, tektonische und vulkanische Kriterien zu Grunde. In der Türkei sind geothermische Ressourcen und Reserven vor allem in Westanatolien, in den Grabenstrukturen, wie Menderes und Gedizgraben, entlang der Nord-Anatolischen-Störungszone und im Zentralanatolischen Raum ausgewiesen.

Mehr als 140 hydrothermale Systeme treten entlang der im oberen Miozän angelegten, aktiven Störungszone aus. Als Wärmequelle werden tiefliegende Magmenherde in Verbindung mit tertiärem Subvulkanismus angenommen.

Nach Abschätzungen und auf der Basis von Berechnungen lassen sich die Energiepotentiale an den folgenden Werten festmachen. Die wahrscheinlichen Reserven betragen 31000 MWt und die installierbare Leistung von Heizkraftwerken wird auf mindestens 2000 MWt geschätzt.

Der Einsatz von geothermischer Energie zur Stromerzeugung ist leider gering. Die installierte elektrische Leistung im Kizildere Kraftwerk beträgt nur 20 MWe und die installierbare Leistung von Kraftwerken wird auf 350 MWe geschätzt.

Zur Zeit werden in der Türkei ca. 202 MWt geothermisch in 18 Anlagen genutzt. Mehrere weitere Anlagen werden im Laufe der nächsten Jahre den Betrieb aufnehmen (ca 173 MWt). Nach den Mitteilungen der ORME haben mehrere Kommunen zur Zeit Durchführbarkeitsstudien in Auftrag gegeben, so daß man in Zukunft mit weiteren Projekten (ca 1020 MWt) rechnen kann.

Ein aus verschiedenen Kreisläufen zusammengesetztes, geothermisches Energiesystem für die Stadt Denizli

Birol I. Kilkis



DE010658606

Die Türkei besitzt ein hohes Potential an geothermischer Energie. Politische, strategische, und sozioökonomische Beziehungen, insbesondere die kürzlich erfolgte Aufnahme in die europäische Zollunion haben die Rolle der Türkei innerhalb Europas gefestigt. Dies betrifft vor allem die geothermischen Energievorkommen, da sich die Türkei auf derselben Plattentektonik befindet wie Ost Europa und auch die Mittelmeerländer Italien und Griechenland. Diese Vorkommen wurde bis vor kurzem nicht voll genutzt. Zur Zeit werden aber solche Projekte in vielen türkischen Städten gestartet, in denen die Durchführbarkeit und Zweckmäßigkeit angemessen erscheint. Eine dieser Städte ist Denizli. Landeinwärts im südöstlichen Anatolien gelegen bildet die Stadt mit ihren Heilbädern und geothermischen Einrichtungen, und mit ihrer historischen und kulturellen Vielfalt ein Zentrum für

Fremdenverkehr. Denizli hat fast 400 000 Einwohner. In Kizildere, 31 km (19 Meilen) entfernt vom Stadtzentrum gelegen, ist seit 1984 eine geothermische Produktionsanlage in Betrieb mit einer Solleistung von 17 MW_e. Die tatsächliche Leistung liegt bei 10 MW_e. Die Temperatur an der Quelle beträgt 212°C (414°F) und die Produktionsrate 830 Tonnen/h. Der in Betrieb befindliche Separator liefert 80 Tonnen/h Dampf. Die verbleibende Sole wird derzeit mit einer Temperatur von etwa 145°C (293°F) an einen nahegelegenen Fluß abgeleitet, ohne die verfügbare geothermische Energie von 110 MW_t (375 MBtu/h) zu nutzen. 1994 wurde von der Pamukkale Universität in Denizli ein Symposium veranstaltet, um die Zweckmäßigkeit und die verschiedenen Möglichkeiten der Abhitzerückgewinnung durch ein

a)

↳

Geothermisches Energiesystem für die Stadt Denizli

5)

Fernwärme und -kühlungssystem in Denizli zu erörtern. Der erste Schritt wird in der Bohrung von Sickerschächten nahe der bestehenden Produktionsanlage liegen. Zwei Hauptalternativen der Abhitzerückgewinnung an den bestehenden Produktionsquellen wurden vorgeschlagen. Ein Vorschlag war ein offenes Umlaufsystem, welches von einem kontinuierlichen Vorrat geklärten, und mit Korrosionsinhibitoren behandelten Wassers von dem nahegelegenen Menderesfluß abhängig ist. Bei Spitzenbelastung in winterlichen Verhältnissen beträgt die Durchflußgeschwindigkeit $1275 \text{ m}^3/\text{h}$. Das Wasser soll dann durch den Wärmetauscher an der Soleanlage aufgeheizt und mit Hilfe einer einfachen Rohrleitung in die Stadt transportiert werden, um es dort in der Fernwärmeleitung, in den Absorptionskühlanlagen, zur Warmwasserversorgung, und zu anderen Heizzwecken für niedrige Temperaturen zirkulieren zu lassen. Dieses Wasser der Fernwärmeleitung soll dann wieder in den Menderesfluß abgeleitet werden.

Der zweite Vorschlag war ein zusammengesetztes, geschlossenes Umlaufsystem. Merkmal dieses Vorschlags ist die Hintereinanderschaltung der bestehenden Anlage mit dem Fernwärmesystem mit jeweils eigenen, geschlossenen Umläufen. An der Anlage wird ein zweiter Separator und - nach den vorgenommenen Änderungen und Verbesserungen der bestehenden Turbogeneratoren - ein zusätzlicher Turbogenerator mit einer Solleistung von 6 Mw_e installiert. Auch eine Clausius-Rankine-Prozesturbine ist denkbar. Die Wärme wird durch ein zweifaches Rohrsystem in die Stadt und wieder zurück transportiert. Der Bau der Rückflußrohrleitung wird durch niedrige Installations- und Betriebskosten ökonomisch begünstigt. Dies geschieht durch einen geringeren Bedarf an Isolierung, und durch Verwendung kostengünstigeren Materials für die Rohre; der dadurch ermöglichte größere Rohrdurchmesser bietet fernerhin den Vorteil der reduzierten, erforderlichen Pumpleistung. Zur Verlegung der Rückflußrohrleitung ist außerdem lediglich eine seichte Rinne nötig.

Geothermisches Energiesystem für die Stadt Denizli

Der Fernwärmekreislauf besteht aus einem Gefälle von vier hintereinandergeschalteten Temperaturstufen.

Stufe 1 (Kaskade 1): Im Winter beträgt die günstigste Durchflußgeschwindigkeit bei Spitzenlast im geschlossenen Umlaufsystem 1600 Tonnen/h mit Zu- und Abflußtemperaturen von 95°C (203°F) bzw. 35°C (95°F). Die bestehenden Heizkörper werden weiterhin betrieben ohne umgerüstet zu werden oder Anlagen zur Temperaturerhöhung vorzuschalten. Die erforderliche Leistung dieser Stufe ist mit 27,6 MW_t (94 MBtu/h) veranschlagt. Das Warmwasser für den Haushalt wird in einer, dem Fernwärmekreislauf untergeordneten Anlage bereit. Die Solleistung beträgt 5,8 MW_t (20 MBtu/h) bei einem Verbrauch von 280 Tonnen/h des Fernwärmewassers. Heiße Warmwasserbehälter bilden außerdem ein Medium zur Energiespeicherung. Im Sommer liegt die Höchstdurchflußgeschwindigkeit bei 1000 Tonnen/h, und die Zuflußtemperatur wird auf 115°C (240°F) erhöht. Dies dient zur wirkungsvollen Betreibung der Absorptionskühler, die ihrerseits die der Fernenergie untergeordneten Anlagen mit Kühlwasser versorgen. Kühlwasserbehälter dienen zum Ausgleich der Spitzenlasten. Die Abhitze der Absorptionskühler wird zur Unterstützung der Warmwasseranlagen eingesetzt, deren Bedarf in der Hochsaison des Tourismus 17 MW_t (58 MBtu/h) beträgt. Der Kühlkomfort wird durch Flächenkühlungen und durch zusammengesetzte HVAC (Heizung-Lüftung-Klimatisierung) Systeme erzeugt.

Stufe 2: Im Winter liefert das Rückflußwasser von den Heizkörpern die Wärme für die Flächenheizungen und die zusammengesetzten HVAC Systeme. Diese Systeme werden in neu errichteten Gebäuden installiert, und einige der bestehenden Gebäude werden mit diesen Systeme ausgestattet. Es gibt zwei Unterstufen. Bei einem Temperaturbereich von 70°C (158°F) bis 55°C (130°F) soll vor allem Bedarf für den Haushalt gedeckt werden, in dem der Lüftungs- und Klimatisierungsbedarf niedrig ist. Der voraussichtliche, geothermische Energieverbrauch liegt bei 29,9 MW_t (95 MBtu/h), einschließlich der zugeführten Energie der

Geothermisches Energiesystem für die Stadt Denizli

Wärmepumpen. An abgelegenen Stellen - oder in Räumen, in denen Wärmeübertragungs- oder Umluftheizungen nicht praktikabel sind - werden elektrische Flächenheizungen verwendet. Die zweite Unterstufe mit dem Temperaturbereich von 55°C (130°F) bis 46°C (115°F) ist hauptsächlich für kommerzielle und industrielle Standorte bestimmt, in denen vor allem Flächenheizungen- und kühlungen sowie zusammengesetzte HVAC Systeme eingesetzt werden. Der veranschlagte Leistungsbedarf liegt bei 16,7 MW_t (57 MBtu/h). Die Erdbodenwärmepumpen verbrauchen 5MW_e Geoelektrizität und liefern 15 MW_t (51 MBtu/h) Wärmeenergie. Neben den Erdbodenwärmepumpen wird im Sommer auch das kalte Wasser der Absorptionskühler durch zusammengesetzte oder konventionelle Kühlkreisläufe an die Gebäude mit Kühlkomfortbedarf und an verschiedene, untergeordnete Stufen des Fernwärmekreislaufes geliefert.

Stufe 3: Das Rückflußwasser der Stufe 2 - bei einer Temperatur von 46°C (115°F) - wird zu Anwendungen bei niedrigen Temperaturen eingesetzt, wie zum Beispiel zur Landwirtschaft und zum Gartenbau.

Stufe 4: In dieser Stufe wird die Abhitze der Erdbodenwärmepumpen während des Sommers, sowie jedwede ungenutzte Wärme des Fernwärmerückflusses in dem Grundumlaufsystem durch einen Wärmetauscher gespeichert, und zu dem jeweils jahreszeitlich bedingten Bedarf eingesetzt. Die gesamte Wärmezufuhr in den Stufen 3 und 4 wird mit 11,1 MW_t (38 MBtu/h) veranschlagt. Das Fernwärmewasser fließt mit einer Temperatur von 35°C (95°F) in die Anlage zurück. Die dem Fernwärmekreislauf untergeordneten Anlagen, die auch als Aushilfsanlagen dienen, werden von zirkulierenden Flüssigbetanlagen betrieben. Ihre Gesamtkapazität beträgt 20 MW_t (68 MBtu/h), und sie sind mit der in dem Gebiet vorrätigen, holzigen Braunkohle betrieben. Die Anlage steht unter konstanter Belastung, und die Ausgangsleistung wird ständig zwischen Fernwärmeenergie und Stromerzeugung variiert. Bei

Geothermisches Energiesystem für die Stadt Denizli

Spitzenbedarf wird die gesamte Fernenergie - einschließlich der Energie der Aushilfsanlagen und der optimalen zusätzlichen Bedarfsdeckung - 28 000 Familienwohnungen versorgen.

ZUSAMMENFASSUNG

Vorläufige Untersuchungen haben ergeben, daß das aus geschlossenen Kreisläufen zusammengesetzte Umlaufsystem $89,1 \text{ MW}_t$ (304 MBtu/h) liefern kann und zusätzlich 6 MW_e für die Fernwärme ohne den Einsatz untergeordneter Anlagen. Mit der Unterstützung von Erdbodenwärmepumpen erhöht sich die Wärmezufuhr auf $104,1 \text{ MW}_t$ (355 MBtu/h). Während der Spitzenlasten im Winter gehen in einem offenen Umlaufsystem etwa 40 MW_t (136 MBtu/h) verloren, hauptsächlich bedingt durch den Zufluß frischen, kalten Wassers. Dies reduziert die geothermische Wirksamkeit im Fernwärmesystem von $0,11 \text{ MW}_t/\text{Tonnen-h}$ zu $0,077 \text{ MW}_t/\text{Tonnen-h}$ und bedeutet einen Verlust von ungefähr 30% des Potentials der Quelle. In sommerlichen Verhältnissen beträgt dieser Verlust etwa $18 \text{ MW}_t/\text{Tonnen-h}$. Durch ein geschlossenes Umlaufsystem können im Winter 35 MW_t und im Sommer 15 MW_t zurückgewonnen werden, inklusive der Verluste. Der Einsatz eines weniger umweltgefährdenden Korrosionsinhibitors erlegt eine Temperaturbegrenzung auf, die typischerweise 80°C beträgt. Dies macht eine zwanzigprozentige Überdimensionierung der Raumheizungs und -kühlungsanlagen erforderlich. Ist die Überdimensionierung nicht erwünscht, so kann die Temperatur in der Hauptzufuhr unterhalb des Grenzwertes gehalten werden und durch zusätzlich vorgeschaltete Anlagen wieder erhöht werden. Dies würde jedoch die Stabilität der Korrosionsinhibitoren entlang des gesamten Kreislaufs gefährden.

Geothermisches Energiesystem für die Stadt Denizli

Ein Kostenvergleich für die Installation bei gleicher Ausgangssituation und derselben Fernwärmeleistung ist im Folgenden aufgeführt. Der Kostenvoranschlag betrifft die Gegenstände, die den jeweiligen Typ des Kreislaufs direkt betreffen. Tabelle 1 zeigt Vorteile der Zweckmäßigkeit und der Kosten eines geschlossenen Umlaufsystems.

Tabelle 1: Vergleichender Kostenvoranschlag für ein offenes und ein geschlossenes Umlaufsystem für das Denizli Energieprojekt.

GEGENSTAND	KOSTEN (in Millionen US \$)	
	OFFENER UMLAUF	GESCHLOSSENER UMLAUF
Rückumflußrohrleitung	---	8,5*
35 MW _t Zusatzanlage (für dieselbe Fernwärmeleistung)	10,0**	---
Vorgeschaltete Temperaturerhöhung oder Überdimensionierung der HVAC Systeme (Temperaturbegrenzung in der Zufuhr wegen des Korrosionsinhibitors)	2,7	---
Zu- und Abflußkreislauf des Frischwassers*	1,4	0,6 (nur als Zusatz und als Aushilfe)
Anlage zur Frischwasserbehandlung, Filtersystem, Korrosionsinhibitoren	1,4	---
Bodensatzentfernung und Abflußanlage	0,5	---
Laboratorien und Vorrichtungen zur Umweltkontrolle und -bewachung (entsprechend internationaler Richtlinien)	0,4	---
GESAMTSUMME	16,4	9,1

* Einschließlich der bestehenden zusätzlichen Energieverlustkosten.

** Einschließlich der bestehenden potentiellen Verlustes der Quelle von 30% und der Kosten für den Korrosionsinhibitor.

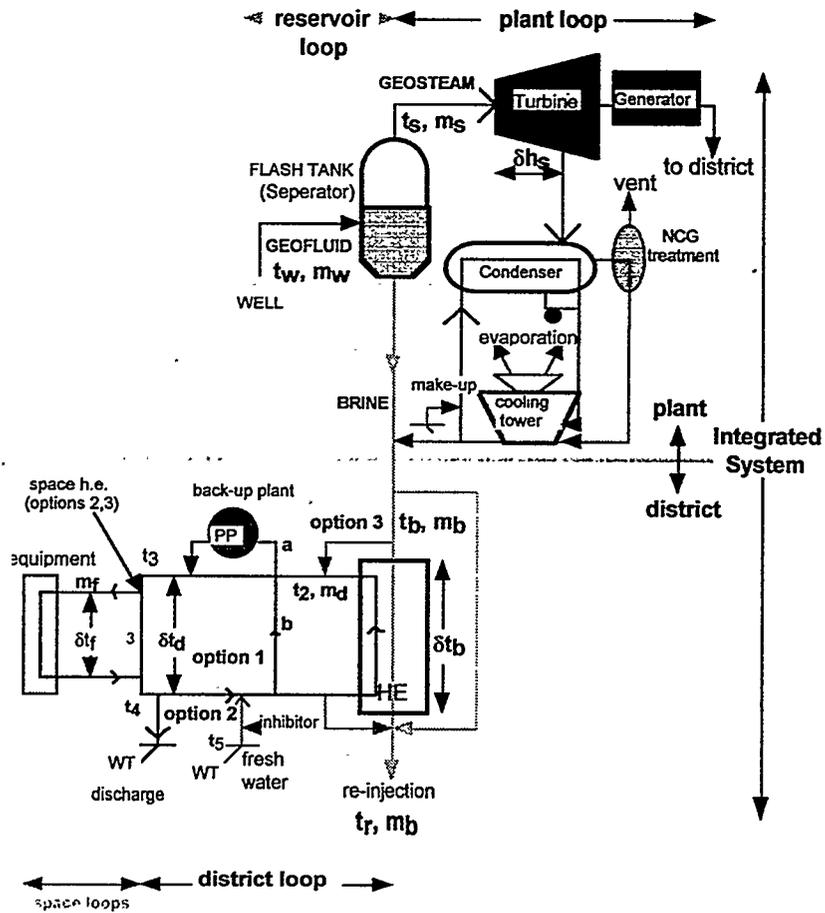


Figure 1. Typical Geothermal District HVAC Options Integrated With Electric Power Generation.

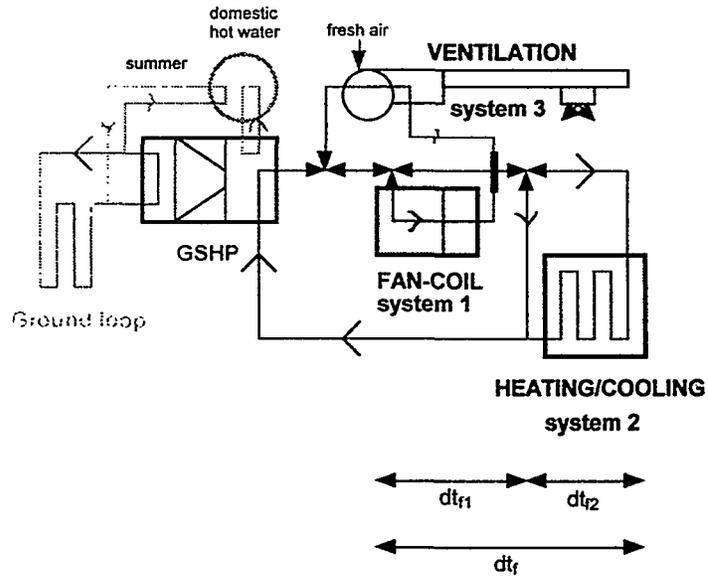


Figure 2. Hybrid HVAC- DHW System with Ground Source Heat Pump.

**Space Heating
Design Capacity
(%)**

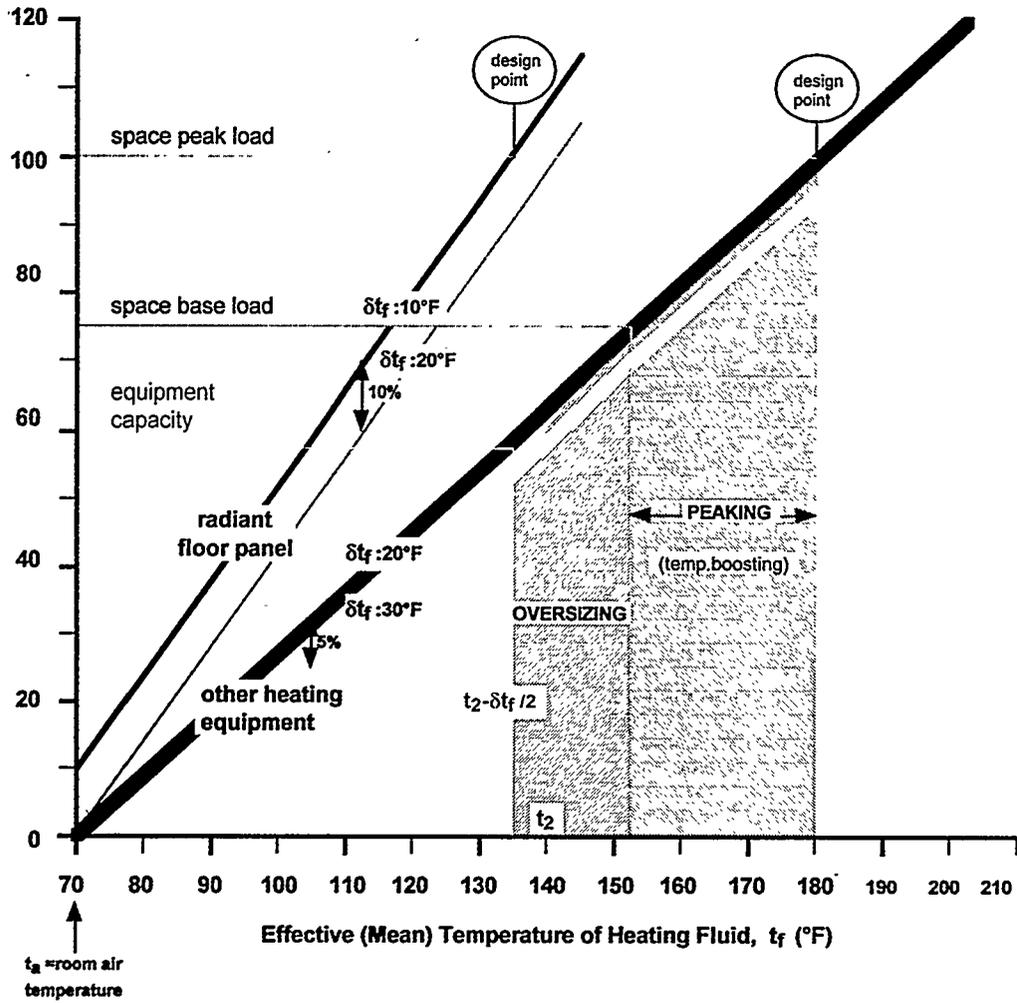
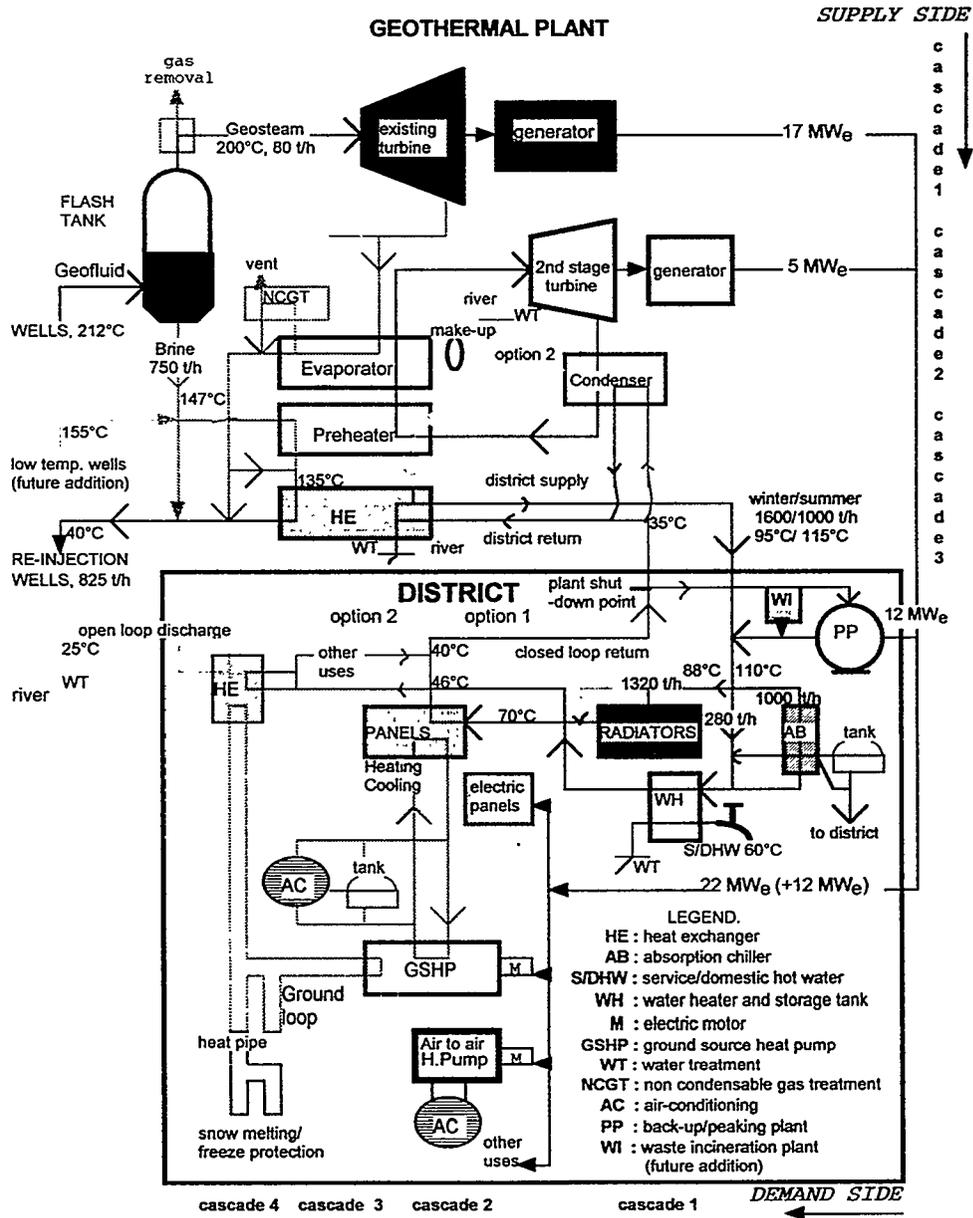


Figure 3. Comparison of the Space Heating Capacity at Reduced Fluid Temperatures.



**Figure 4. Maximum Geothermal Energy Utilization in Denizli, Türkiye:
Hybrid/Integrated Electric Power and GDHVAC System (DIGES).**

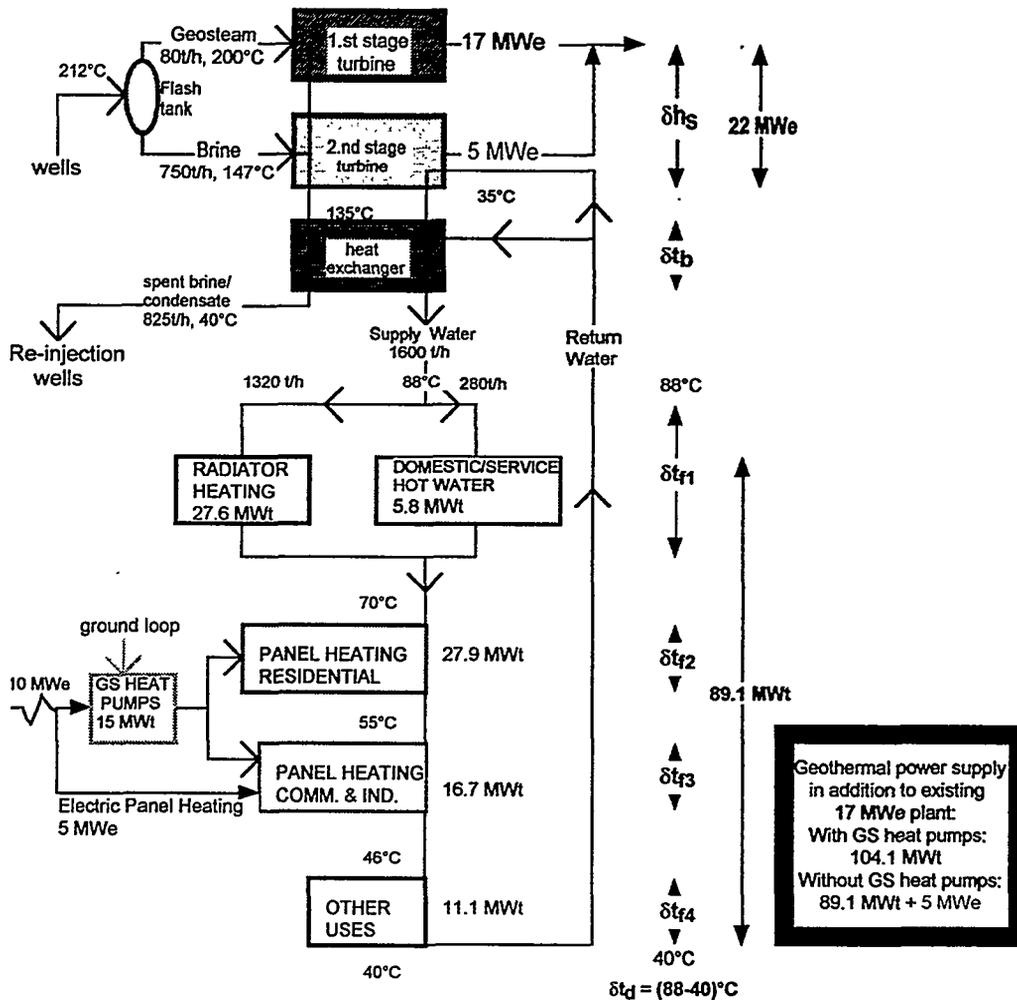


Figure 5. Energy Budget for Hybrid Cycle/Integrated Geothermal Energy System At Design Conditions in the Heating Season (without thermal peaking).

Bergrechtliche Verfahren zur Nutzung von Geothermie im Land Mecklenburg-Vorpommern

Ulrich Knöfler & Hartmut Hinz

1. Allgemeiner Überblick
2. Bergrechtliche Voraussetzungen in den neuen Bundesländern
 - 2.1. Ausgangslage Bergrecht gemäß Einigungsvertrag vom 23.09.1990
 - 2.2. Ausgangslage Bergrecht gemäß Rechtsangleichung vom März 1996
3. Schlußfolgerungen und Ausblick für zukünftige Aktivitäten

Die Bergverwaltung des Landes Mecklenburg-Vorpommern hat die pragmatische und richtungsweisende Arbeit zur intensiven Nutzung des günstigen Potentials geothermisch nutzbarer Energie mit Erfolg begleitet und erwartet von der 4. Fachtagung vertiefenden Austausch zu den erreichten und zukünftigen Entwicklungen.

Energiespeicherung in Aquiferen - Praktische Erfahrung mit Genehmigungsverfahren in Deutschland

Joachim Poppei & Peter Seibt

Energiespeicherung in Aquiferen - Praktische Erfahrungen mit Genehmigungsverfahren in Deutschland

Für die saisonale Speicherung in Aquiferen sind wasserrechtliche Genehmigungsverfahren durchzuführen. Inhalt dieser Verfahren ist das Anzeigen möglicher Beeinflussungen des Schutzgutes Grundwasser durch die Einrichtung des Wärme- oder Kältespeichers und Wege zu ihrer lokalen Begrenzung.

Genehmigungsrechtlich relevant sind

- thermische Beeinflussungen
- hydrodynamische Beeinflussungen (Trichterreichweite, Interferenzen zu Wasserfassungen u.ä.)
- stoffliche Beeinflussungen (wasserchemische Veränderungen des Grundwassers)
- mikrobielle Beeinflussungen
- botanische und landschaftsplanerische Aspekte.

Die Autoren zeigen an praktischen Beispielen (Aquifer-Wärmespeicherung Anklam und Stralsund, Aquifer-Kältespeicherung Berlin - Reichstag, Erdwärme-Sondenspeicher Angermünde) geeignete Instrumentarien und gewonnene Erfahrungen in der Bearbeitung von Genehmigungsverfahren auf.

Es werden verallgemeinerungsfähige, methodische Ansätze zu einer zukünftig vereinfachten Bearbeitung abgeleitet.

3D-Modellierung der thermischen Langzeitentwicklung eines geothermischen Reservoirs

Frank Wenderoth, R. Ondrak & U. Bayer

Kurzfassung

Nordostdeutschland verfügt über ein beachtliches Potential an nutzbarer geothermischer Energie, die ergänzend zu fossilen und nuklearen Energieträgern genutzt werden kann. Die wichtigsten Nutzhorizonte sind mesozoische, halokinetisch überprägte Sandsteinaquifere.

Geologische Modelle tektonischer und sedimentologischer Strukturen potentieller geothermischer Reservoirs stellen die Grundlage für die numerischen Betriebssimulationen geothermischer Heizzentralen dar. Derartige Modelle können zur Verbesserung der wirtschaftlichen Prognosen zukünftiger Standorte beitragen.

Die Basis der vorgestellten Betriebssimulationen ist das schematische Modell einer Salzrandsenke, für das zunächst eine stationäre Temperaturverteilung berechnet wurde. Ausgehend von diesem initialen Temperaturfeld können verschiedene geologische und technische Szenarien simuliert und deren Einfluß auf die thermische Entwicklung des Speichers untersucht werden.

Methode

Das geologische Modell einer Salzrandsenke (Abb.1) wurde mit einem FE-Programm (FEFLOW) auf der Basis von Isobathenkarten erstellt. Die erfaßten Horizonte reichen von der Basis Tertiär bis zum Top-Zechstein. Oberer und unterer Rand des Modells wurden als horizontal angenommen. Die Salzstockmorphologie wurde in diesem Modell durch eine kontinuierlich nach Süden ansteigende Oberfläche angenähert. Der Nutzhorizont liegt in einer Tiefe von 1,2 bis 2,5km und hat Mächtigkeiten von 10m im Süden und bis zu 130m im Zentrum der Randsenke.

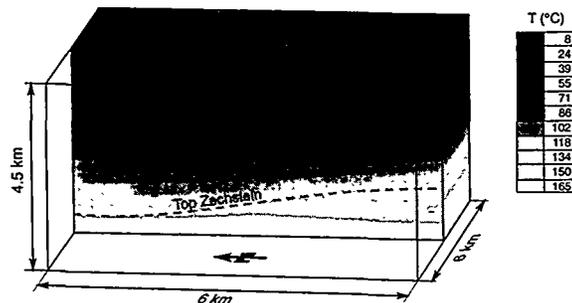


Abb.1: Gesamtmodell mit initialer Temperaturverteilung

Das initiale stationäre Temperaturfeld wurde konduktiv berechnet, d.h. es ist abhängig von der Geometrie des geologischen Körpers, den vorgegebenen gesteinspezifischen Wärmeleitfähigkeiten (Tab.1) und der oberen bzw. unteren Temperaturrandbedingung. Die Oberflächen- und Basistemperaturen betragen 8°C bzw. 165°C.

	ϕ (%)	k (darcy)	λ (W/m ² *K)	c (J/kg*K)
Aquifer	30	1.0	3.0	960
Salz	0	10 ⁻⁵	4.0	840
Aquitarden	15	10 ⁻²	2.0	900

Tab.1: Verwendete Materialparameter

Bei der Betriebssimulation wird der konduktive und der konvektive Wärmetransport berechnet. Dabei werden die durch die geförderten und injizierten Fluidvolumen erzwungene Konvektion und die durch temperaturinduzierte Dichteunterschiede entstehende freie Konvektion berücksichtigt. In die Berechnungen fließen somit zusätzlich die vorgegebenen Permeabilitäten und spezifischen Wärmekapazitäten der lithologischen Einheiten ein (Tab.1).

Simuliert wurde ein 4-Sondensystem, bei dem die Förderbohrung zentral im Randsenkenzentrum steht und die 3 Injektionssonden in einem Halbkreis dazu angeordnet sind. Förder- und Injektionssonde haben jeweils einen Abstand von 700m. Die Betriebssimulation hat eine Dauer von 120 Jahren, wobei Förder- und Injektionsraten konstant 240m³/d betragen. Zwei technische Szenarien wurden hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die thermische Entwicklung untersucht:

- 3 Injektionssonden arbeiten gleichzeitig; die Injektionsraten der Verpressbohrungen betragen jeweils 80m³/d.
- Die Injektion erfolgt nacheinander an den verschiedenen Bohrungen; d.h. es ist jeweils nur eine Verpressbohrung aktiv. Die jeweilige Injektionsrate ist identisch mit der Förderrate (240m³/d).

Die Verpresstemperatur beträgt in beiden Fällen konstant 10°C.

Ergebnisse

Das initiale, stationäre Temperaturfeld spiegelt die räumliche Verteilung der Wärmeleitfähigkeiten wider (Abb.1). Dies zeigt sich besonders an der Basis des Modells. Der Bereich hoher Salzmächtigkeit ist gekennzeichnet durch eine deutlich stärkere Erwärmung als die angrenzenden Gebiete. Dieses Temperaturgefälle wird in den darüberliegenden Schichten durch die dort relativ homogene Wärmeleitfähigkeitsverteilung nahezu ausgeglichen.

Der Vergleich beider Betriebssimulationen zeigt deutlich unterschiedliche Entwicklungen der Fördertemperaturen (Abb.2):

Die gleichzeitige Verpressung führt zu einer kontinuierlichen Verringerung der Fördertemperatur von 92°C auf 62°C nach 120 Jahren. Die Abkühlung beginnt nach ca. 30 Jahren.

Bei der aufeinanderfolgenden Verpressung kommt es über den Gesamtzeitraum zu einer wiederholten Aufwärmung des geförderten Wassers. Die Wiedererwärmung an der Fördersonde beginnt jeweils mit dem Wechsel der Injektionssonde und entsprechend mit der Änderung des hydraulischen Regimes. Über die Gesamtbetriebsdauer kühlt sich das geförderte Wasser nur auf 65°C ab. Die Abkühlung beginnt bereits nach 10 Jahren.

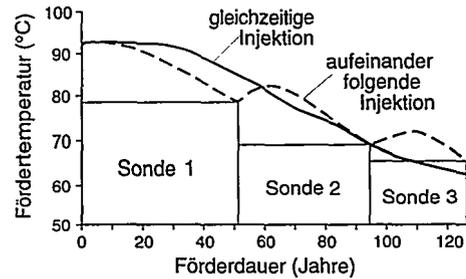


Abb.2: zeitliche Entwicklung der Fördertemperaturen

Die Ergebnisse zeigen, daß die numerische Modellierung geologischer Körper gekoppelt mit geothermischen Betriebssimulationen geeignet ist, sowohl bessere Aussagen über das primäre Temperaturfeld zu erreichen, als auch verschiedene Sondenkonfigurationen auf ihre energetische Effizienz und damit ihre Wirtschaftlichkeit zu überprüfen.

Danksagung

Das dieser Veröffentlichung zugrunde liegende Vorhaben wird mit Mitteln des BMBF unter dem Förderkennzeichen BEO 0326969 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Natürliche radiogene Wärmeproduktion in Nordostdeutschen Becken



DE010658615

Hans-Adolf Ullner

Zusammenfassung:

Die Untersuchung der thermischen Struktur des nordostdeutschen Beckens erfordert Kenntnisse über die radiogene Wärmeproduktion der in zahlreichen Bohrungen aufgeschlossenen Sedimente. Die ersten Ergebnisse eines am GFZ Potsdam begonnenen Meßprogrammes zeigen Wärmeproduktionsraten im Bereich 2,2 bis 2,6 $\mu\text{W}/\text{m}^3$ in Tonsteinen des Perm in den Bohrungen Peckensen und Bonese (Altmark). Eine vergleichbare Wärmeproduktion wurde anhand eines γ -ray-Logs in Tonsteinen in der Bohrung Rheinsberg (Brandenburg) ermittelt.

Abstract:

The radiogenic heat-production rate is a parameter that affects the thermal structure in the sedimentary cover. The parameter is important to warrant an extensive study. The first results gained in the northeastern part of the North German Basin show values in the range between 2.2 and 2.6 $\mu\text{W}/\text{m}^3$ in Permian mudstones in the Peckensen borehole and in the Bonese borehole (Altmark area). Comparable results were obtained in mudstones from a γ -ray log measured in the Rheinsberg borehole (Brandenburg area).

Einleitung:

Die natürliche radiogene Wärmeproduktion bildet die dominierende Wärmequelle in der Kruste. Träger der natürlichen Radioaktivität der Gesteine sind das Kalium-Isotop K-40, das in die stabilen Isotope Ca-40 und Ar-40 zerfällt, und die Uran-Isotope U-235 und U-238 sowie das Thorium-Isotop Th-232, die sich über Zerfallsreihen in die stabilen Blei-Isotope Pb-206 und Pb-208 umwandeln. Die Spektralanalyse, der beim radioaktiven Zerfall dieser Isotope auftretenden γ - Strahlung, erlaubt eine hochauflösende Bestimmung der quantitativen Gehalte von Kalium, Uran und Thorium in Gesteinsproben.

Labormessung:

Die Probe und der γ - Strahlendetektor (ein NaJ(Tl)-Szintillator) befinden sich in einer stark abschirmenden Bleikammer. Eine Übersicht der Spektrometeranordnung zeigt Abb 1.

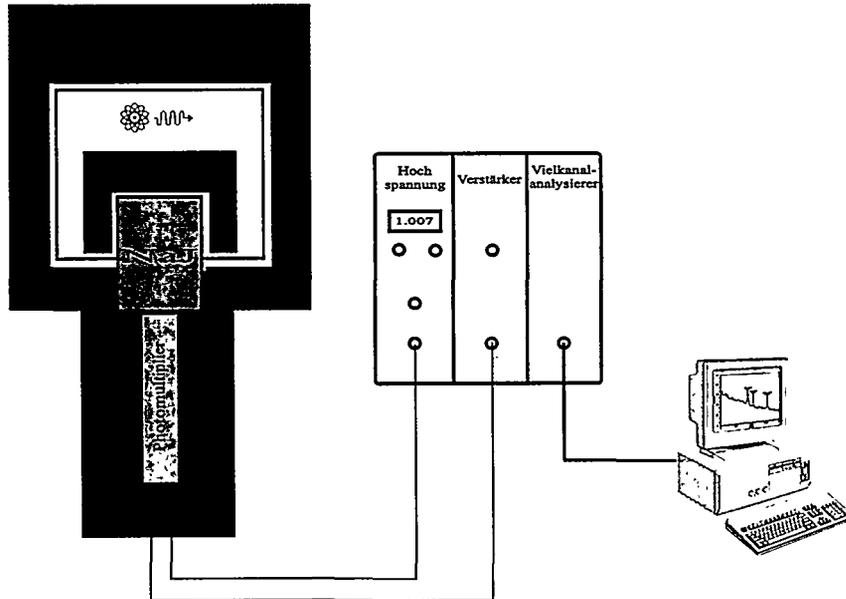


Abb. 1: γ -Spektrometer zur Bestimmung des Gehaltes von Kalium, Uran und Thorium in einer Gesteinsprobe

Bestimmung der Wärmeproduktionsrate:

Ein typisches Spektrum einer Gesteinsprobe zeigt die Abb. 2. Aus den entsprechenden Peaks werden die Gehalte von K-40 (C_{Kalium}), U-238 (C_{Uran}) und Th-232 (C_{Thorium}) berechnet.

Aus der Konzentration der natürlichen radioaktiven Elemente kann die radiogene Wärmeproduktionsrate A in $\mu\text{W}/\text{m}^3$ nach der Gleichung

$$A = 0,01 * \rho * (9,52 * C_{\text{Uran}} + 2,56 * C_{\text{Thorium}} + 3,48 * C_{\text{Kalium}}) \quad (1)$$

berechnet werden (RYBACH, 1976), wobei ρ die Dichte des Gesteins in $10^3 \text{ kg}/\text{m}^3$ ist.

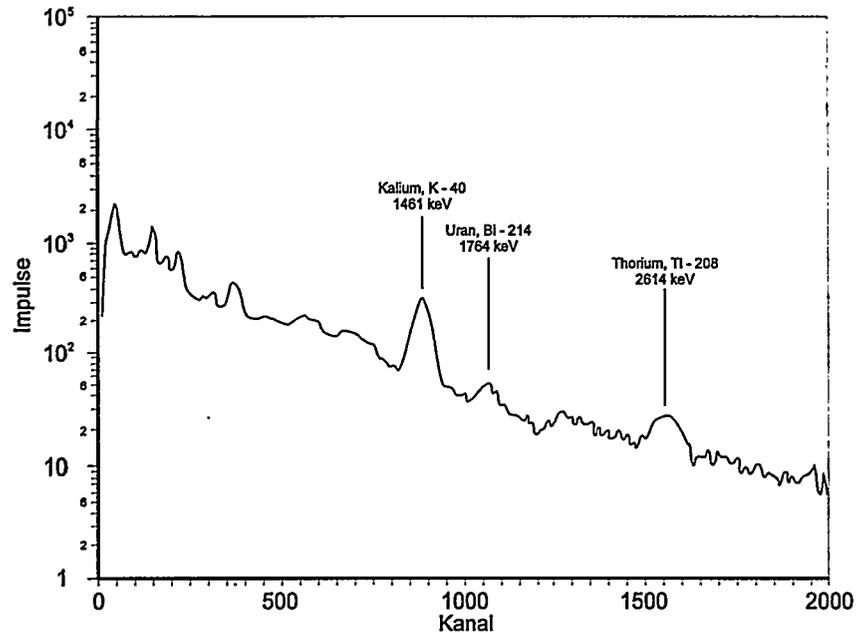


Abb. 2: Typisches γ -Spektrum einer Gesteinsprobe der Bohrung Peckensen

Ergebnisse

aus Labormessungen liegen an Proben aus den Bohrungen Peckensen und Bonese (Altmark) aus einem Teufenbereich zwischen 3400 m und 4600 m vor. Die Charakterisierung der Proben und die gemessenen Wärmeproduktionsraten sind in den Tabellen 1 und 2 zusammengefaßt.

Tabelle 1: Beschreibung der Proben

Bohrung	Probe	Teufe	Stratigraphie	Lithologie
Peckensen	4	3400 m	Rotliegendes	siltiger Ton, überwiegend Illit/Muskovit, < 30 % Quarz, etwas Kalifeldspat
Peckensen	8	3420 m	Rotliegendes	toniger Siltstein, überwiegend Illit/Muskovit, > 30 % Quarz, etwas Kalifeldspat
Peckensen	20	4600 m	Karbon	dunkelgrauer Tonstein - Siltstein, 50 - 60 % Illit/Muskovit, 35 - 40 % Quarz
Bonese	20	3972 m	Rotliegendes	rotbrauner Siltstein, ähnlich Probe 8, jedoch höherer Quarz-Anteil

Tabelle 2: Ergebnisse

Bohrung	Probe	Kalium in %	Uran in ppm	Thorium in ppm	Th/U	A/ $\mu\text{W}/\text{m}^3$
Peckensen	4	5,74	5,2	15,5	3	2,6
Peckensen	8	5,16	4,1	15,2	3,7	2,3
Peckensen	20	2,72	4	17,5	4,4	2,2
Bonese	20	5,1	3,7	15,9	4,3	2,2

Wärmeproduktionsraten wurden aus γ -ray-Logs (GR[API]) der Bohrung Rheinsberg (Abb. 3) ermittelt. Die Gleichung (2) nach BÜCKER/RYPBACH (1996) wurde zur Berechnung der Wärmeproduktionsraten benutzt.

$$A[\mu\text{W m}^{-3}] = 0.0158 (\text{GR}[\text{API}] - 0.8) \quad (2)$$

Der Vertrauensbereich beträgt 10 %.

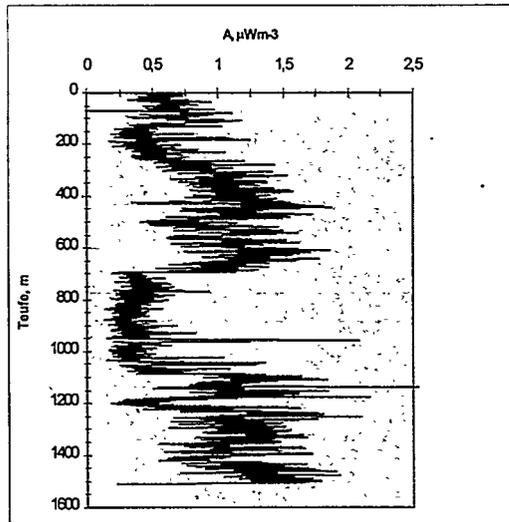


Abb. 3: Aus γ -Messungen in der Bohrung Rheinsberg (mit freundlicher Überlassung von GTN) berechnete Wärmeproduktion nach Gleichung (2). Tonstein-Sandstein-Wechselfolge (Tertiär) bis ca. 700 m, Karbonatmergel und Karbonate (Kreide) bis ca. 1000 m und Tonstein-Sandstein-Wechselfolge (Kreide bis Keuper) bis Endteufe.

Eine statistische Auswertung der aus dem γ -ray-Log der Bohrung Rheinsberg erhaltenen Wärmeproduktionsraten ergibt folgende Übersicht:

Mittelwert	0,8 $\mu\text{W}/\text{m}^3$
Maximalwert	2,8 $\mu\text{W}/\text{m}^3$
Minimalwert	0,1 $\mu\text{W}/\text{m}^3$
Median	0,8 $\mu\text{W}/\text{m}^3$
Standardabweichung	0,4 $\mu\text{W}/\text{m}^3$

Schlußfolgerung:

Sowohl in typischen Vertretern der oberen Schichten, wie sie in der Bohrung Rheinsberg aufgeschlossen worden sind, als auch nach erstem Befund von Proben aus tiefer liegenden Schichten ergibt sich folgendes Bild:

Die Ergebnisse deuten auf eine beachtenswerte Wärmeproduktion in den Sedimenten des nordostdeutschen Beckens hin. Die γ -Strahlung in Gesteinen des Sedimentbeckens verursacht Wärme in der Größenordnung von 10 % der Wärmestromdichte an der Erdoberfläche. Detaillierte Untersuchungen folgen.

Literatur:

- Bücker, C., & Rybach, L. (1996): A simple method to determine heat production from gamma-ray logs.- Marine and Petroleum Geology, Vol. 13, No. 4, pp. 373 - 375
- Rybach, L. (1976): Radioaktive heat production, a physical property determined by the chemistry of rocks. In: R. G. J. Strens (ed.): „The Physics and Chemistry of Minerals and Rocks“, Wiley & Sons, London

Geothermal energy for district heating in the town of Riehen (Switzerland)

Gerhard Oppermann

The increasing environmental pollution prompted the city of Riehen to investigate the use of renewable energy sources. The idea of a district heating network in the centre of the village arose as a result of the energy policy objectives of minimizing the final energy use and reducing the emissions of atmospheric pollutants.

The geothermal heating plant is designed as a base load plant. The peak plant is situated on the same area and includes three hot water boilers of 2,2 MW each, fuel oil tanks, chimney and a network pump group. The base load plant covers about 80 - 85 % of the annual energy demand.

The extraction of the geothermal energy takes place in two split plants. These units each consist of an electric heat pump and a cogeneration unit.

The high heat source temperatures in the geothermal cycle result in extremely favourable conditions for the use of heat pumps. This is evident in the coefficients of performance achieved, which are between 4.5 and more than 5. Furthermore, the high temperature level of the geothermal water permits a heat extraction by direct cooling of the return flow. This is achieved via a heat exchanger without the use of additional auxiliary energy. Depending on the operation condition, the thermal power of this direct utilization varies between 300 kW and 700 kW.

Three hot water tanks, each with a volume of 100 m³, make it possible to minimize the frequency with which the motor-operated plants are switched on. This has a positive effect on the service life. Moreover, a cogeneration unit can be operated daily for 4 - 5 hours during the peak charge times without heat delivery to the network. This energy management earns a respectable proportion of the annually operating revenue. The electric heat pumps are as a rule operated parallel with a cogeneration unit. In the event of failure of the cogeneration units or during off-peak electricity periods in summer, the heat pumps can be operated with electricity from the local network. The electric energy of the auxiliary components and the pumps is generated by the cogeneration units on an annual balance.

Compared with individual heating systems, the end energy use is reduced by about 20,000 MWh/a to half its original value using geothermal energy. 50 % of the required useful heat is now supplied by the renewable geothermal energy source. As a result of this reduced end energy use, the reduction of fossil fuels and the use of modern flue gas purification equipments, the emissions of SO₂ and NO_x have been substantially reduced. The CO₂ load has been reduced to less than half.

4.7. Geothermische Fachtagung

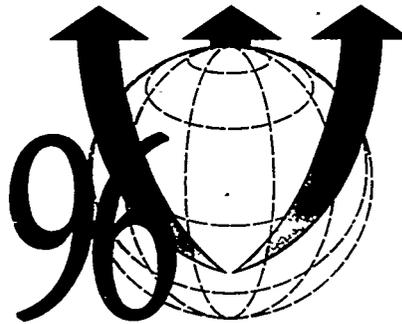
Geothermie - Energie der Zukunft

Konstanz, 18.-20. September 1996

Konzip

Anwender-Seminar Geothermie

am 19. Sept. 1996



Erdwärme - Rechtsgrundlagen der Erkundung und Gewinnung

Klaus Nast



DE010658624

Zusammenfassung: Die Erkundung und Gewinnung von Erdwärme wird mit Inkrafttreten des Bundesberggesetzes am 01. Januar 1982 erstmals gesetzlich geregelt. Erdwärme im Sinne des Gesetzes umfaßt die gesamte im Erdinnern vorhandene thermische Energie. Für die Anwendung des Bergrechts gibt es gewisse Einschränkungen, die insbesondere vom Zweck der Erdwärmeerschließung abhängen. - In Baden-Württemberg wird Erdwärme auf bergrechtlicher Grundlage in Form von Thermalwasser gewonnen („Einbohrlochverfahren“). Erforderliche Genehmigungen hierfür sind im wesentlichen die bergrechtliche Erlaubnis bzw. Bewilligung, Betriebsplanzulassungen und wasserrechtliche Erlaubnisse. Das Landesbergamt Baden-Württemberg in Freiburg ist die für Erdwärmeprojekte zuständige Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde.

Mit dem Inkrafttreten des Bundesberggesetzes am 01. Januar 1982 wurde die Erschließung von Erdwärme erstmals im deutschen Recht auf eine gesetzliche Grundlage gestellt. Nach § 3 Abs. 3 des Bundesberggesetzes (1) gilt Erdwärme als bergfreier Bodenschatz, dessen Erkundung und Gewinnung durch das Bergrecht geordnet wird. Als sich das Bundesberggesetz Ende der 70er Jahre im Gesetzgebungsverfahren befand, wurde der Erdwärme eine große volkswirtschaftliche Bedeutung als Energieträger der Zukunft beigemessen. In der Erdwärme sah man eine kostengünstige, umweltfreundliche und unerschöpfliche Energiequelle, die ihren Beiträge zum damals noch stetig anwachsenden Energiebedarf unserer Industriegesellschaft würde leisten können. Dies um so mehr, als die fossilen Energieträger Erdöl und Erdgas knapper und teurer wurden und auch die Problematik des Treibhauseffektes mehr und mehr in das Bewußtsein der Öffentlichkeit drang.

Die bergrechtliche Gleichstellung der Erdwärme mit den sogenannten bergfreien Bodenschätzen, zu denen volkswirtschaftlich bedeutsame Rohstoffe wie

beispielsweise Kohle, Salze und Erze gehören, zeigt die Bedeutung, die diesem Energieträger zukommen sollte. Das vorhandene Geothermipotentiale sollte durch staatliche Regelung und Überwachung geschützt, seine Erkundung und Gewinnung geordnet werden. Ähnlich gesetzlichen Regelungen beispielsweise in Frankreich, Italien und den USA erkannte der Gesetzgeber das Bergrecht als das geeignete Regelungsinstrumentarium, da auch Erdwärme wie die bisher bedeutendsten Energieträger Stein- und Braunkohle, Erdöl und Erdgas sowie Uran in den Tiefen der Erdkruste durch bergbautechnische Verfahren (Tiefbohrungen) zu erschließen ist (3).

1. Der Begriff Erdwärme nach dem Bundesberggesetz

Erdwärme im Sinne des Bundesberggesetzes umfaßt die gesamte im Erdinnern vorhandene thermische Energie, gleichgültig an welches Trägermedium sie gebunden ist, in welchen Temperaturbereichen und für welche Anwendungen sie erschlossen werden soll. Unter diesen Begriff fallen auch andere Energiearten, die im Zusammenhang mit der Erschließung von Erdwärme frei werden. Hierbei ist zu denken an die Bewegungsenergie von gespanntem Grundwasser oder ausströmendem Dampf. Aus diesem vom Gesetzgeber sehr weit gefaßten Erdwärmebegriff ergeben sich in der praktischen Gesetzesanwendung Probleme insbesondere der Abgrenzung zu anderen Rechtsbereichen, auf die später noch einzugehen sein wird.

2. Abgrenzung der Erdwärmeerschließung nach dem Bundesberggesetz

Das Gesetz selbst sieht für seine Anwendung auf Erdwärme im oben genannten Sinne Einschränkungen vor: Auf die allein grundstücksbezogene Erschließung geothermischer Energie ist Bergrecht nicht anzuwenden. Hierunter fällt beispielsweise die Beheizung eines Gebäudes mittels Erdwärme, die auf ein und demselben Grundstück gewonnen wird.

Das Gesetz unterscheidet ferner zwischen der Erschließung, worunter die Erkundung und Gewinnung zu verstehen ist, und der Nutzung von Erdwärme. Die Nutzung ist nicht Gegenstand des Bergrechts. Unter Nutzung ist beispielsweise

die Verwendung von Erdwärme in Form von Thermalwasser für Bade- und Heilzwecke, die Energieumwandlung oder -verteilung zu verstehen. So fallen u. a. Thermalbäder, Heizzentralen von Gebäuden, Turbinen oder Leitungsnetze selbst nicht unter den Geltungsbereich des Bundesberggesetzes, wohl aber der diesen Nutzungen zugrunde liegende Erdwärmegewinnungsbetrieb im engeren Sinne, der in der Regel aus einer oder mehreren Tiefbohrungen besteht.

Eine dritte Einschränkung für die Anwendung des Bergrechts ergibt sich aus einer Übergangsbestimmung für bestehende Heilbäder: Das Bundesberggesetz ist nicht anzuwenden auf die Gewinnung von Erdwärme in Form von Thermalwasser, sofern diese vor Inkrafttreten des Gesetzes am 01.01.1982 bereits zu Bade- und Heilzwecken genutzt wurde. Nach dieser Bestimmung fällt beispielsweise die Thermalwasserbohrung des Freiburger Eugen-Keidel-Bades, die seit 1976 in Förderung steht, nicht unter Bergrecht; die für das laufende Jahr geplante Neubohrung auf Erdwärme (Thermalwasser) ist allerdings nach Bundesberggesetz zu genehmigen.

Die Frage, wann Bergrecht auf ein Erdwärmeprojekt anzuwenden ist, kann im Einzelfall recht schwierig zu beantworten sein. In der Verwaltungspraxis hat es sich dabei als hilfreich erwiesen, den Zweck des Projektes als Entscheidungskriterium zu berücksichtigen. So wird beispielsweise die Erschließung von Grundwasser mit einer Temperatur von 20° C allein zu Zwecken der Trinkwassergewinnung als bergrechtlich nicht relevant erkannt; das Objekt der Erschließung ist das Wasser selbst, nicht dessen Gehalt an thermischer Energie. Anders sieht es aus, wenn dieses Grundwasser zu Bade- und Heilzwecken gewonnen werden soll. Hier greift Bergrecht, da neben dem Wasser selbst auch dessen Wärmeenergie wesentlich zum Bestimmungszweck beiträgt (Thermalwasser). - Die bergrechtliche Relevanz ist dann im Einzelfall zu prüfen, wenn Grundwasser mit einer Temperatur von „nur“ 15° C zur Energiegewinnung über eine Wärmepumpe genutzt werden soll. Als entscheidende Kriterien wären hier im wesentlichen die Energiebilanz des Projektes, die räumliche Ausdehnung und Bedeutung der Anlage und insbesondere auch mögliche Interessenkonflikte, die eine staatliche Ordnung erforderlich erscheinen lassen, in die Überlegungen einzubeziehen.

3. Erdwärme als „bergfreier Bodenschatz“

Was bedeutet die Anwendung von Bergrecht auf ein Projekt zur Erschließung von Erdwärme? - Die wesentlichen Punkte sind im folgenden zusammengefaßt:

- Für das Projekt wird eine Berechtigung vergeben, die sich auf ein bestimmtes Feld, das an der Tagesoberfläche durch koordinativ festgelegte Feldeckpunkte definiert ist, bezieht. Dieses Berechtigungsfeld ist grundstücksübergreifend, die Erdwärmeerschließung wird losgelöst vom Grundstück und damit der Verfügungsgewalt des Grundeigentümers entzogen. Eine Ausnahme bildet die oben erläuterte ausschließlich grundstücksbezogene Nutzung. Im Rahmen des Berechtigungsfeldes darf Erdwärme erkundet bzw. gewonnen werden. Dieses Recht ist zur Tiefe nicht begrenzt. Mit der Berechtigung ist gleichzeitig die Verpflichtung verbunden, innerhalb bestimmter Fristen Erdwärme zu erschließen. Geschieht dies nicht, wird die Berechtigung aufgehoben.
- Die Berechtigung wird auf Antrag an einen Interessenten vergeben. Sie stellt einen ausschließlichen Rechtstitel dar, d. h., weitere Interessenten sind von der Erdwärmeerschließung im Berechtigungsfeld ausgeschlossen.
- Das Erdwärmeprojekt wird in jedem Entwicklungs- und Betriebsstadium behördlich überwacht und dokumentiert.
- Sowohl für das Berechtigungsfeld als auch für die gewonnene Erdwärme sind grundsätzlich Abgaben an das Land zu entrichten.

Zuständig für den Vollzug des Bundesberggesetzes sind die Behörden der Länder, in der Regel die Bergbehörden. In Baden-Württemberg sind dies das Landesbergamt in Freiburg als obere Bergbehörde und das Wirtschaftsministerium als oberste Bergbehörde.

4. Erdwärmeprojekte in Baden-Württemberg auf bergrechtlicher Grundlage

Die in Baden-Württemberg auf der Grundlage des Bergrechts in Angriff genommenen Erdwärmeprojekte sind in Tabelle 1 zusammengefaßt. Sämtliche Betriebe, die im Lande Erdwärme bereits nutzen, gewinnen sie mittels des Trägermediums Wasser (Thermalwasser) und verwenden dieses für Bade-, Heil- und Heizzwecke. Die Erdwärme wird ausschließlich durch Tiefbohrungen

erschlossen, das entwärmte Wasser wird nicht in den Untergrund zurückgeführt („Einbohrlochverfahren“).

Für ein Projekt der Geothermieerschließung mittels des „Einbohrlochverfahrens“ werden im folgenden die erforderlichen Genehmigungsverfahren umrissen. Dabei wird im einzelnen auf die Verwaltungspraxis einzugehen sein, die speziell vom Landesbergamt verfolgt wird und die in anderen Bundesländern im Detail unterschiedlich gehandhabt werden kann.

5. Genehmigungen für die Erschließung von Erdwärme mittels einer Bohrung ohne Wasserrückführung

Bergrechtliche Erlaubnis und Bewilligung sind die grundlegenden Gestattungen für ein Erdwärmeprojekt auf der Grundlage des Bergrechts. Die Erlaubnis gewährt das Recht zur Erkundung, die Bewilligung darüber hinaus das Recht zur Gewinnung von Erdwärme. Erlaubnis und Bewilligung *müssen* nach dem Gesetz auf Antrag erteilt werden, sofern bestimmte gesetzliche Kriterien erfüllt sind. Im wesentlichen sind zu nennen:

- Durch den Antragsteller ist ein konkretes Arbeitsprogramm, das den zeitlichen und technischen Ablauf des Projekts beschreibt, vorzustellen.
- Gegenüber der Bergbehörde ist darzulegen, daß die erforderlichen finanziellen Mittel, auch für die Bohrlochverfüllung und Rekultivierung des Betriebsplatzes im Falle einer Fehlbohrung, zur Verfügung stehen.
- Die Gefährdung anderer Erdwärmennutzungen durch das neue Projekt ist zu beurteilen.
- Öffentliche Interessen, die das Projekt von vornherein ausschließen könnten, sind aufzuzeigen und zu erörtern (z. B. Erdwärmegewinnung aus einem bedeutenden Trinkwasseraquifer; Lage des Projektes in einem hochrangigen Schutzgebiet).

Die Anwendung bergrechtlicher Vorschriften auf die Ausweisung eines Berechtigungsfeldes auf Erdwärme setzt insofern besondere Überlegungen voraus, als Erdwärme im Gegensatz zu den mineralischen Rohstoffen nicht an eine abgrenzbare Lagerstätte gebunden ist, die im Zuge der Gewinnung „abgebaut“

wird. Das klassische Kriterium für die Feldesstreckung, die Ausdehnung der Rohstofflagerstätte, ist daher auf geothermische Projekte kaum schlüssig anwendbar. Löst man Erdwärme als eine Form von Energie gedanklich von dem Trägermedium, das ihrer Gewinnung dient (heute i. d. R. Grundwasser), so folgt die Feststellung, daß mit der Erdwärme eine unerschöpfliche Energie-ressource zur Verfügung steht. Diese Energie ist nicht an bestimmte Lagerstätten im Sinne des Bergrechts gebunden, sondern bietet sich, abgesehen von regionalen Potentialschwankungen, überall auf der Erde gleichermaßen zur Nutzung an. Für die Erdwärmeerschließung im Lande kommt es daher nicht in erster Linie darauf an, die Nutzung des Erdwärmepotentials zu ordnen, sondern vielmehr die Bewirtschaftung des Trägermediums Wasser. Dieses besitzt jedoch eine eigene Rechtsphäre, die gleichrangig neben dem Bergrecht steht und bei der Erdwärmeerschließung mittels Grundwasser eine wesentliche Rolle spielt.

Erste Versuche, die Abgrenzung von Berechtigungsfeldern am hydraulischen Einflußbereich einer Bohrung zu bemessen und damit in Abhängigkeit von der Wasserentnahmemenge zu stellen, befriedigten nicht, da Gesichtspunkte von Berg- und Wasserrecht in einer bergrechtlichen Genehmigung wenig transparent und schlüssig miteinander verwoben waren. Diese Bemessung führte außerdem zu quadratkilometergroßen Berechtigungsfeldern, in denen jede weitere Erdwärmenutzung, sowohl in der Fläche als auch zur Tiefe, ausgeschlossen war. Das konnte nicht im Interesse des Gesetzgebers sein, der im Bundesberggesetz eine volkswirtschaftlich optimale Nutzung der Ressourcen fordert. Das Landesbergamt ging daher in den letzten Jahren dazu über, kleinflächige Berechtigungen für die Gewinnung von Erdwärme auszuweisen in der Größe von 150 m bis 400 m im Quadrat mit zentraler Lage der Bohrungen. Diese Felder genügen einerseits den berggesetzlichen Ansprüchen, andererseits wird den mit einer solchen Berechtigung verbundenen Rechten in vollem Umfang Rechnung getragen. - Bergrechtliche Erlaubnisse werden nach Gesetz auf 5 Jahre befristet, mit Verlängerungsmöglichkeit um jeweils 3 Jahre. Für Bewilligungen ist eine Befristung auf 30 Jahre üblich.

Der Betreiber des Erdwärmeprojektes ist verpflichtet, für sämtliche Aktivitäten im Zusammenhang mit der Erkundung und Gewinnung **bergrechtliche Betriebspläne**, die die technischen Details einzelner Maßnahmen beschreiben, dem Landesbergamt zur Zulassung einzureichen. Betriebspläne sind beispielsweise erforderlich für die Einrichtung des Bohrplatzes, die Bohrung selbst, den Ausbau der Bohrung und ggf. deren Verfüllung, für Betriebsgebäude und -anlagen. - Betriebspläne sind ein charakteristisches, wesentliches Instrument der Betriebsaufsicht nach Bundesberggesetz. Sie dienen insbesondere der Gewährleistung der Betriebssicherheit, der Sicherstellung des Arbeits- und Gesundheitsschutzes, einer geordneten Abfallbeseitigung und Wiedernutzbarmachung. - Die Betriebspläne werden in Abhängigkeit von Art, Umfang und Dauer der beschriebenen Maßnahme i. d. R. auf ein bis fünf Jahre befristet.

Für die Benutzung eines Gewässers, auch des Grundwassers, im Rahmen der Erdwärmeerschließung ist eine **wasserrechtliche Erlaubnis oder Bewilligung** erforderlich. Sofern für einen Betrieb ein bergrechtlicher Betriebsplan vorgeschrieben ist, wird die wasserrechtliche Erlaubnis vom Landesbergamt im Einvernehmen mit der zuständigen Wasserbehörde erteilt. Eine wasserrechtliche Bewilligung wird nur durch die Wasserbehörde ausgesprochen. Anzumerken ist, daß die in Tabelle 1 genannten Erdwärmebetriebe ausnahmslos wasserrechtliche Erlaubnisse als Rechtsgrundlagen ihrer Gewässerbenutzungen haben. - Bei der Erdwärmeerschließung sind wasserrechtliche Erlaubnisse in unterschiedlichen Betriebsstadien erforderlich, so beispielsweise für die Durchführung von Pumpversuchen in einem Bohrloch und die damit verbundene Wasserableitung in einen Vorfluter oder für die Dauerentnahme von Thermalwasser in der Betriebsphase. - Zweck der wasserrechtlichen Gestattungen ist die Gewährleistung des Wasserschutzes und die Sicherstellung wasserwirtschaftlicher Interessen. So werden beispielsweise Entnahmemengen geregelt und Maßnahmen zur Überwachung des Aquifers und der Wasserqualität festgelegt. - Die wasserrechtlichen Erlaubnisse der in Tabelle 1 genannten Betriebe sind i. d. R. auf 10 Jahre befristet.

Der Betreiber eines Erdwärmeprojekts ist verpflichtet, durch einen vom Landesbergamt anerkannten Fachmann ein *Rißwerk*, d.h. eine Lage- und Zustandsbeschreibung seines Betriebes, anfertigen zu lassen und in bestimmten Zeiträumen zu aktualisieren. Dieses Rißwerk enthält beispielsweise Lagepläne der Bohrungen und Betriebsanlagen, stellt die Berechtigungs- und Grundeigentumsverhältnisse dar und dokumentiert die geologischen Verhältnisse sowie den Ausbau und die technische Ausstattung der Bohrung.

Weitere *Gestattungen außerhalb des Bergrechts* sind durch die jeweils zuständigen Behörden zu erteilen. Hierbei kann es sich beispielsweise handeln um baurechtliche Genehmigungen für Betriebsgebäude oder Befreiungen von Bestimmungen des Landschaftsschutzes. Auch sämtliche Gestattungen im Zusammenhang mit der Nutzung der Erdwärme haben ihre Grundlage, wie oben erwähnt, nicht im Bergrecht.

* * * * *

Mit der Einbeziehung in das Bundesberggesetz hat der Gesetzgeber eine recht umfangreiche Reglementierung der Erdwärmeerschließung vorgenommen. Die enge Verbindung zwischen Berg- und Wasserrecht macht darüber hinaus eine intensive Kooperation der zuständigen Fachbehörden in den Genehmigungsverfahren erforderlich. Durch die Konzentration wesentlicher Genehmigungsverfahren, wie bergrechtliche Erlaubnis bzw. Bewilligung, Betriebsplanzulassung und wasserrechtliche Erlaubnis, beim Landesbergamt, hat sich aus den Erfahrungen der letzten Jahre eine Verwaltungspraxis entwickelt, die ein bürgerfreundliches Verfahrensmanagement sicherstellt. Die fachübergreifende Kompetenz des Landesbergamtes ist Gewähr für die zügige Abwicklung der Verfahren und die zuverlässige Betriebsaufsicht.

- Literatur:
- (1) Bundesberggesetz (BBergG) vom 13.08.1980, BGBl. I S. 1310
 - (2) Boldt, Gerhardt und Weller, Herbert: Bundesberggesetz, Kommentar. Berlin, New York 1984
 - (3) Heitmann, Gerd: Erdwärme - ein Bodenschatz. Zeitschrift für Bergrecht 125 (1984), S. 440 ff.

Tabelle 1: Erdwärmeprojekte in Baden-Württemberg auf der Grundlage des Bundesberggesetzes

Stand: August 1996

	Ort	Art der Erschließung	Projektstatus	Verwendung
1.	Aulendorf	Gewinnung von Thermalwasser	in Betrieb	Bade- und Heilzwecke
2.	Bad Buchau	Gewinnung von Thermalwasser	in Betrieb	Bade- und Heilzwecke
3.	Bad Säckingen	Gewinnung von Thermalwasser	in Betrieb	Bade- und Heilzwecke
4.	Bad Urach	Erkundungsbohrung	eingestellt	Forschungsvorhaben Hot-Dry-Rock
5.	Bad Waldsee	Gewinnung von Thermalwasser	in Betrieb	Bade- und Heilzwecke
6.	Bad Wurzach	Gewinnung von Thermalwasser	im Genehmigungsverfahren	Bade- und Heilzwecke
7.	Biberach	Gewinnung von Thermalwasser	in Betrieb	Bade- und Heilzwecke
8.	Böblingen	Gewinnung von Thermalwasser	in Betrieb	Bade- und Heilzwecke
9.	Bruchsal	Entnahme- und Versenkbohrung mit Verbindungsleitung	in Planung	Fernwärmeversorgung
10.	Freiburg	Gewinnung von Thermalwasser	in Betrieb; Neubohrung in 1996	Bade- und Heilzwecke
11.	Meersburg	Gewinnung von Thermalwasser	im Genehmigungsverfahren, beschränkt in Betrieb	Bade- und Heilzwecke
12.	Ravensburg	Erkundungsbohrung	Bohrung eingeschlossen	keine konkreten Planungen
13.	Saulgau	Gewinnung von Thermalwasser	in Betrieb	Bade- und Heilzwecke

Das Geothermieprojekt Neustadt-Glewe - Probleme und Erfahrungen mit einer laufenden Anlage

Heiner Menzel



Inhaltsübersicht:

1. Inhalt und Ziel des Geothermieprojektes Neustadt-Glewe
2. Prinzip der Geothermienutzung in Neustadt-Glewe
3. Betriebsergebnisse und Zuverlässigkeit der Erdwärmeanlagen
4. Ausblick

Kurzfassung

In Neustadt-Glewe wurde eine einzigartige Demonstrations- und Pilotanlage zur hydrothermalen Geothermienutzung errichtet, die ein Wohngebiet, ein Gewerbegebiet und einen Industriebetrieb mit CO₂-freier Fernwärme versorgt.

Es werden Inhalt und Ziel des Projektes, sowie das Prinzip der Geothermienutzung in Neustadt-Glewe kurz dargestellt.

Nachdem die Anlage im Februar 1995 in Betrieb ging, können erste Betriebsergebnisse und Zuverlässigkeitsaussagen gegeben werden. Es werden Probleme beim Betrieb der Anlagen geschildert und analysiert. Erste Analysen für die verbrauchsabhängigen Kosten und der Kostenverteilung bilden eine Grundlage für Aussagen zur Wirtschaftlichkeit derartiger Projekte.

Ein kurzer Ausblick auf weiterführende Arbeiten rundet den Vortrag ab.

1. Inhalt und Ziel des Geothermieprojektes

In Neustadt-Glewe, rund 20 km südlich von Schwerin, wurde ein auf der Nutzung von geothermischer Energie basierendes Wärmeversorgungs-konzept realisiert. Das Vorhaben ist Bestandteil der langfristigen Strategie der Bundesregierung zur Entwicklung und Erprobung von Verfahren zur Gewinnung regenerativer Energien und ordnete sich ein in das Geothermie-Programm des Bundesforschungsministers. Es ist Teil des Maßnahmenkomplexes zur Reduzierung der CO₂-Emission in der Bundesrepublik Deutschland.

Neben den hohen wissenschaftlichen Ansprüchen an die Weiterentwicklung und Erprobung des Verfahrens geothermischer Energiegewinnung aus hydrothermalen Lagerstätten spielt der wirtschaftliche Betrieb und Aussagen zur Zuverlässigkeit einer derartigen Anlage eine bedeutende Rolle.

Ziel war, das hydrothermale Geothermiepotential, welches unter Neustadt-Glewe schlummert, für die Wärmeversorgung eines Wohn- und Industriegebietes zu verwenden. Gleichzeitig sollte mit dieser Pilotanlage die Nutzung dieser Geothermieressource demonstriert werden.

2. Prinzip der Geothermienutzung in Neustadt-Glewe

Das Prinzip der Geothermienutzung in Neustadt-Glewe stellt sich wie folgt dar:

Eine in rd. 2 200 m Tiefe vorhandene thermalwasserführende Sandsteinschicht wird angebohrt. In dieser Bohrung steigt das 100 °C heiße Thermalwasser bis etwa 100 m an die Erdoberfläche heran. Über eine in 260 m Tiefe hängende Unterwassermotorpumpe wird das Thermalwasser gefördert, zum Heizwerk transportiert, dort ausgekühlt und 1780 m von der Förderbohrung entfernt über eine zweite Bohrung dem Speichergestein zurückgegeben. Der Thermalwasservolumenstrom wird dem Wärmebedarf der Kunden angepaßt und variiert zwischen 40 ... 120 m³/h. Im Heizwerk gibt das Thermalwasser seine Wärme mittels Wärmetauscher an das Fernwärmewasser, welches die Wärme zu den Kunden transportiert. Auf den Einsatz einer Wärmepumpe wurde verzichtet.

Mit Fernwärme versorgt werden ein Wohngebiet und das Gewerbegebiet des ehemaligen Lederwerkes Neustadt-Glewe. Der Nachfolger des Lederwerkes, das Unternehmen "NG Leder GmbH", wird mit Prozesswärme versorgt.

Im Erdwärmeheizwerk wurde eine Wärmeleistung von rund 11 MW installiert, wobei 6 MW als Grundlast über die Geothermie erzeugt werden und der Rest mittels Gaskessel zugeheizt wird.

In einem dezentralen Heizwerk im Wohngebiet sind noch 2 Ölkessel mit einer Gesamtleistung von 5,6 MW installiert, die ebenfalls als Spitzen- und Redundanzanlage gefahren werden.

3. Betriebsergebnisse und Zuverlässigkeit der Erdwärmeanlagen

3.1 Zuverlässigkeit der Erdwärmeanlagen

Der Thermalwasserkreislauf ging im November 1994 erstmals in Betrieb. Nachdem unerwartet ein hoher Anteil von Gasen (rd. 20 %) im Thermalwasser auftrat, wurde der Thermalwasserkreislauf nach einer Woche wieder gestoppt. Der Methangehalt in diesem Gas betrug rd. 35 %, worauf eine Überprüfung der Anlage aus explosionssicherheitstechnischen Gründen erfolgte. Nach der sicherheitstechnischen Begutachtung und notwendiger Umbaumaßnahmen konnte der Thermalwasserkreislauf Ende Januar / Anfang Februar 1995 wieder angefahren werden.

Der weitere Betrieb der Anlagen gestaltete sich vorerst unproblematisch. Die Filterstandszeiten verlängerten sich von 14 Tage auf 3 Monate. Hier ist erwähnenswert, daß wir auf Grund der Aggressivität des Thermalwassers die Filter kontinuierlich umschalten, damit es zu keinem Festsetzen der Armaturen kommt. Die eingesetzte Filtertechnologie muß unter den Bedingungen Neustadt-Glewe weiter optimiert werden.

Ein weiterer Aspekt einer günstigen Betriebsweise bildet das Schluckverhalten der Injektionsbohrung. Nach Inbetriebnahme der Anlage zeigte sich, daß die Injektionsbohrung das Thermalwasser regelrecht aufsaugte, so daß die installierte Injektionspumpe nicht notwendig war.

Dieser Zustand hat sich nach mittlerweile 1,5 Betriebsjahren nicht verändert.

Probleme mit dem aggressiven Thermalwasser im Hinblick auf Korrosionserscheinungen wurden durch den Einsatz ausgewählter Materialien und Bauteile minimiert.

3.2 Betriebsergebnisse der Erdwärmeanlagen

Für eine erste Betrachtung der Betriebsergebnisse wurde der Zeitpunkt erstes Halbjahr 1996 als repräsentativer Betrachtungszeitraum gewählt. Dies geschah unter dem Aspekt, weil das Jahr 1995 als Inbetriebsetzungs- und Probejahr keine belastbaren Aussagen für betriebswirtschaftliche Betrachtungen zuließ.

Im weiteren werden erste Betriebsergebnisse vorgestellt.

Als Anlage 2 wird die monatliche Wärmeerzeugung nach Primärenergieträgern dargestellt. Der Einsatz der Primärenergien Geothermie, Öl und Gas erfolgte im ersten Halbjahr noch nicht optimiert, da die zuverlässige und ausfallfreie Wärmeversorgung der angeschlossenen Kunden Priorität hatte.

Aus der monatlichen Wärmeerzeugung lassen sich die monatlichen verbrauchsabhängigen Kosten für die Wärmeerzeugung ableiten. Dies wird als Anlage 3 dargestellt.

Anlage 4 gibt einen Überblick, wie sich die Aufteilung der Wärmeerzeugung nach Primärenergieträgern gegenüber der Aufteilung nach verbrauchsabhängigen Kosten für das 1. Halbjahr 1995 gestaltet.

Nach erster Analyse kann für die Erzeugung der Wärme je MWh für die Anlage Neustadt-Glewe folgende Aussage getroffen werden:

Wärmeerzeugung aus Geothermie:	9 DM/MWh
Wärmeerzeugung aus Gaskessel:	26 DM/MWh
Wärmeerzeugung aus Ölkessel:	48 DM/MWh

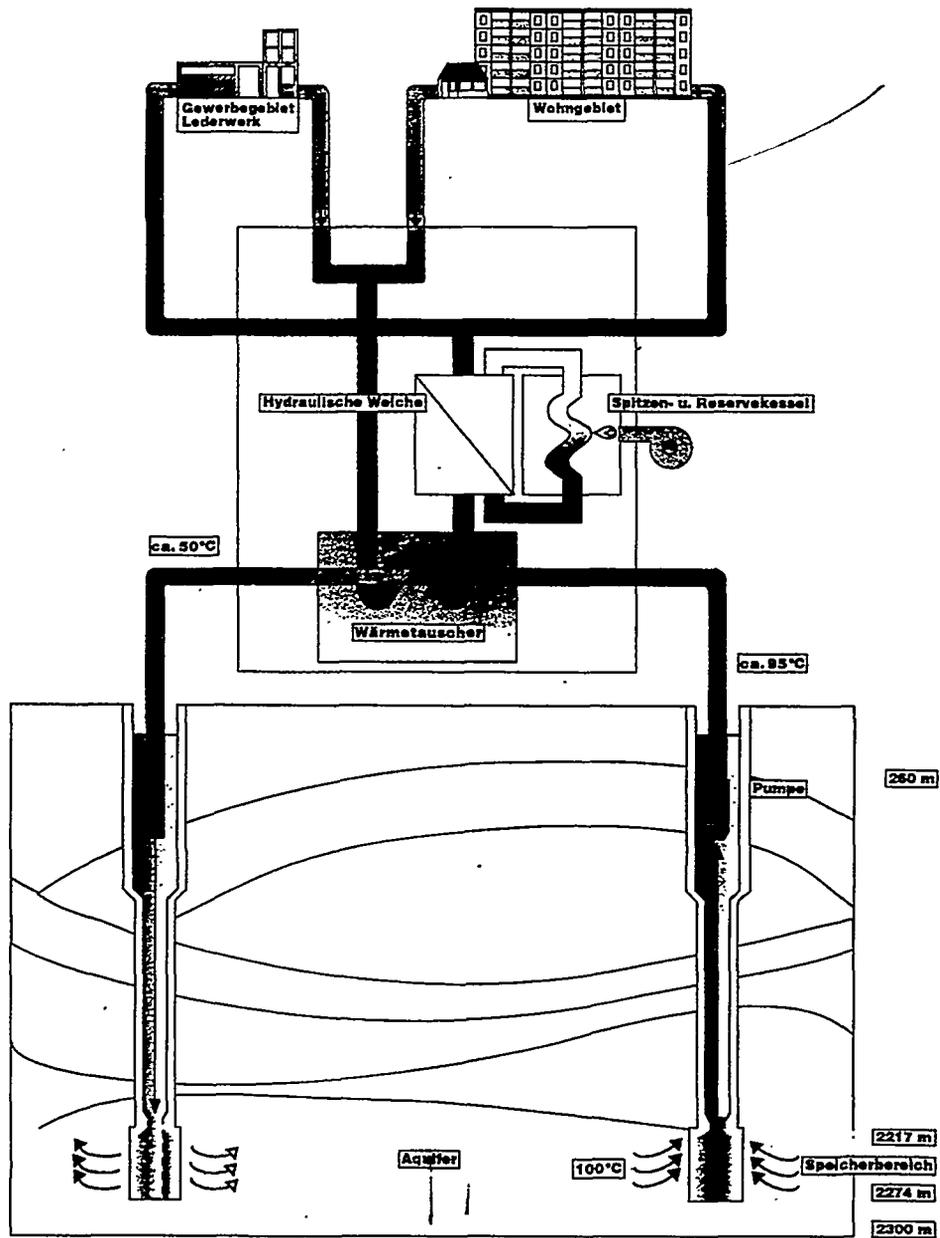
Da die verbrauchsabhängigen Kosten nur einen Teil des Kostenblockes beinhalten und der weitaus größere Teil in den Festkosten zu finden ist, wurde die anteilige Kostenverteilung ermittelt und als Anlage 5 dargestellt.

4. Ausblick

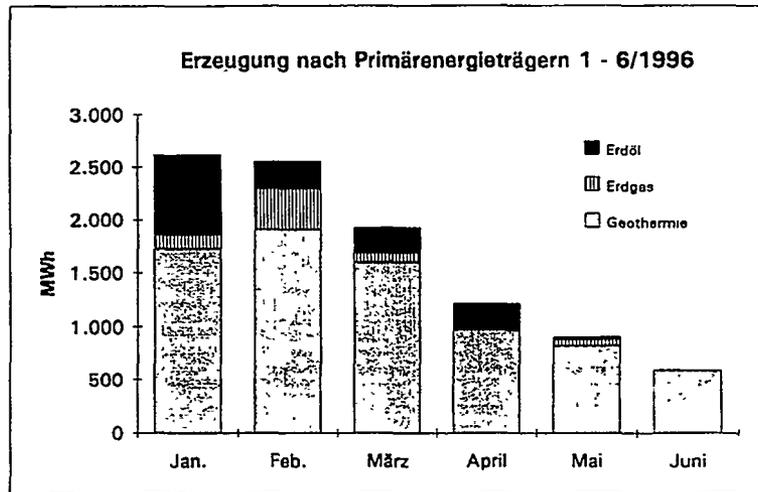
Entstanden ist in Neustadt-Glewe nunmehr eine einzigartige Demonstrations- und Pilotanlage zur hydrothermalen Geothermienutzung. Bis Ende 1995 wurden 1 130 Haushalte, 15 Gewerbekunden und ein Industriebetrieb, die NG Leder GmbH, mit umweltfreundlicher und CO₂-freier Fernwärme aus dem Erdwärmeheizwerk versorgt. Zur Zeit werden durch die Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH die vorhandenen Anlagen optimiert, der Primärenergieeinsatz rationalisiert und weitere Fernwärmekunden an das Fernwärmenetz angeschlossen.

Die Nutzung des geförderten Thermalwassers für medizinische Anwendungen und als Badewasser könnte ein weiterer Geschäftszweig werden. So favorisiert die Landesregierung von Mecklenburg-Vorpommern die Stadt Neustadt-Glewe als Standort in Westmecklenburg zum Bau eines Thermalbades.

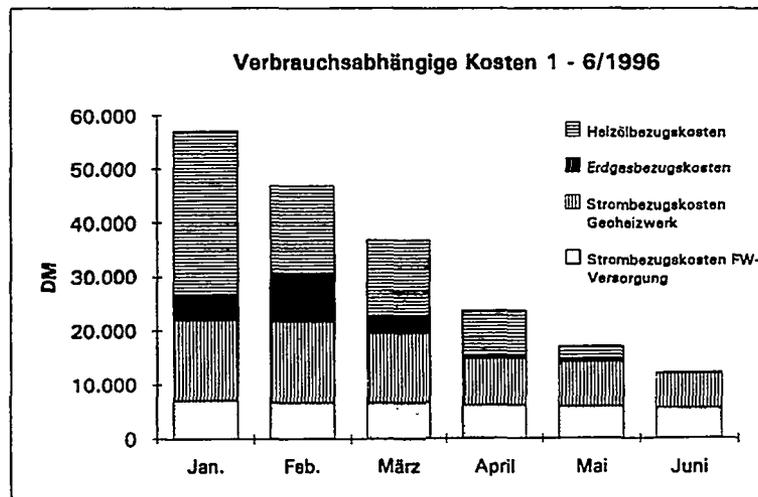
Die mit diesem Projekt erzielten geotechnologischen und anlagentechnischen Erkenntnisse, aber auch die betriebswirtschaftlichen Ergebnisse und die Projektmanagementenerfahrungen besitzen einen hohen wissenschaftlichen und praktischen Wert für die künftig breitere Nutzung weiterer Geothermieressourcen.



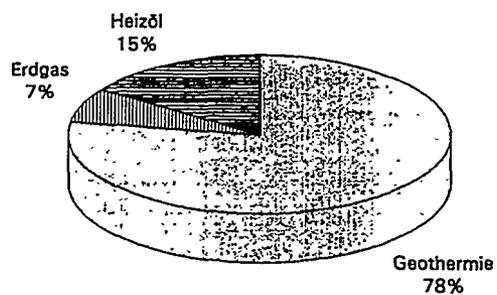
Prinzipdarstellung der Erdwärmennutzung in Neustadt - Glewe



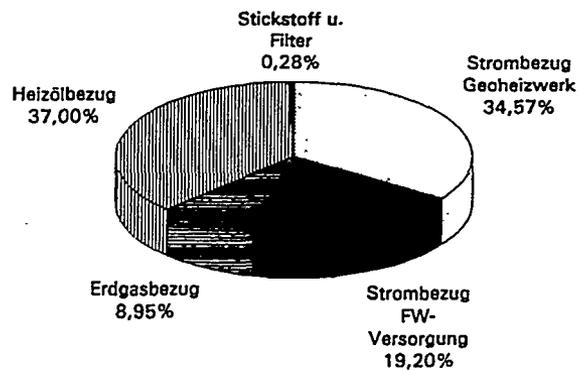
Anlage 3



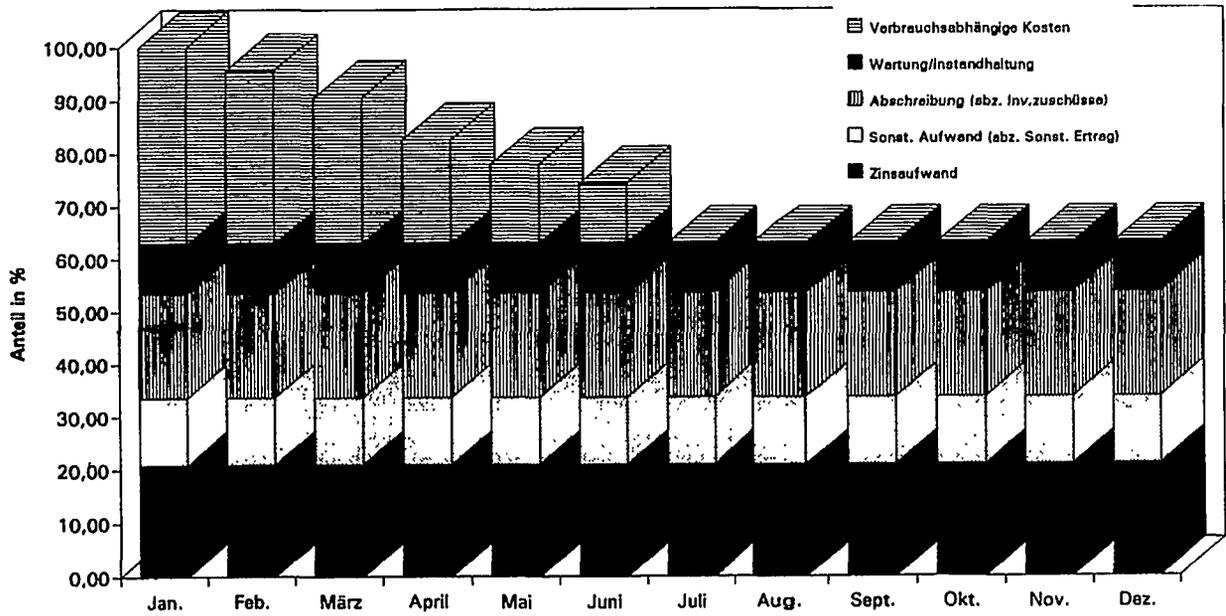
Erzeugung nach Primärenergieträgern 1 - 6/96



Verbrauchsabhängige Kosten 1 - 6/96



Anteilige Kostenverteilung 1996 (in %)



**Wirtschaftlichkeit der geothermischen
Wärmeerzeugung**

Rüdiger Peter Quint

G E O W Ä R M E V E R S O R G U N G

Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeerzeugung

Vergleichskalkulation

	reine Geowärmeanlage	kombiniertes Geoheizwerk	Gas / Öl Heizwerk
--	-------------------------	-----------------------------	----------------------

Daten der Versorgungsanlage

Anschlußwert	MW	8	24	24
Höchstlast	MW	6	18	18
Benutzungsstunden	h / a	1.650	1.650	1.650
Wärmebedarf	MWh / a	13.200	39.600	39.600
Netzverluste	%	9	9	9
Wärmeerzeugung	MWh / a	14.348	43.043	43.043

G E O W Ä R M E V E R S O R G U N G

Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeerzeugung

Vergleichskalkulation

	reine Geowärmeanlage	kombiniertes Geheizwerk	Gas / Öl Heizwerk
--	-------------------------	----------------------------	----------------------

Bedarfsdeckung

Geothermisches Potential	°C 75 45 l / s	50	50	0	
Geothermie DWT	Leistung	KW	6.092	6.092	0
Geothermie DWT	Arbeit	MWh / a	14.348	34.434	0
Vollaststunden Geothermie		h / a	2.355	5.652	0
Heizwerk	Leistung	MW	0	12	18
Heizwerk	Arbeit	MWh / a	0	8.608	43.043

G E O W Ä R M E V E R S O R G U N G

Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeerzeugung

Vergleichskalkulation

				reine Geowärmeanlage	kombiniertes Geoheizwerk	Gas / Öl Heizwerk
--	--	--	--	-------------------------	-----------------------------	----------------------

Investitionen

Geothermiegewinnung	DM / MWh	1.400	TDM	8.529	8.529	0
Heizwerk	DM / MWh	200	TDM	0	2.382	3.600
<u>Wärmeerzeugung</u>			TDM	8.529	10.911	3.600

GEOWÄRMEVERSORGUNG

Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeerzeugung

Vergleichskalkulation

	reine Geowärmeanlage	kombiniertes Geheizwerk	Gas / Öl Heizwerk
--	-------------------------	----------------------------	----------------------

Leistungsabhängige Kosten

Kapitaldienst	ND / Zins	20	7,5%	TDM / a	837	1.070	353
Steuer, Versicherung			1,5%	TDM / a	128	164	54
I. u. R.	Geoth. / HW	3,0%	2,0%	TDM / a	256	303	72
Personal	Mann / Kosten	1	80	TDM / a	80	80	80
Verwaltung / Sonstiges				TDM / a	50	50	50
Summe Leistungskosten				TDM / a	1.351	1.667	609

G E O W Ä R M E V E R S O R G U N G



Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeerzeugung

Vergleichskalkulation

reine
Geowärmeanlage

kombiniertes
Geoheizwerk

Gas / Öl
Heizwerk

Arbeitsabhängige Kosten

Brennstoffbedarf				MWh / a	0	9.460	47.301
Brennstoff	DM / MWh	31,00		TDM / a	0	293	1.466
Strom	Geothermie kWh / MWh	37	0,25	TDM / a	133	319	0
	Heizwerk kWh / MWh	6	0,25	TDM / a	0	13	65
Betriebsmittel	DM / MWh	1,00		TDM / a	14	43	43
<u>Summe Arbeitskosten</u>				TDM / a	147	668	1.574

G E O W Ä R M E V E R S O R G U N G

Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeerzeugung

Vergleichskalkulation		reine Geowärmeanlage	kombiniertes Geoheizwerk	Gas / Öl Heizwerk
Gesamt				
Gesamtbetriebskosten	TDM / a	1.497	2.335	2.183
Wärmeerzeugungskosten	DM / MWh	104,37	54,25	50,72

G E O W Ä R M E V E R S O R G U N G



Kosten der Erschließung

Geothermische Speicherdaten

Potential	50 l / s	- 75 °C / 45 °C
Wärmeleistung	rd.	6,1 MW
Tiefe		2.700 m GOK
Entfernung Förderung - Reinjektion		1.500 m

GEOWÄRMEVERSORGUNG

Kosten der Erschließung

Kosten	Förderbohrung	Reinjektion	gesamt
	TDM	TDM	TDM
1. Erkundung des Thermalwassers			
1,1 Bohrung	2.844	2.712	5.556
1,2 Geophysikalische Untersuchungen Pumversuche, Wasserchemie	269	163	432
<u>Summe Erkundung</u>	<u>3.113</u>	<u>2.875</u>	<u>5.988</u>
2. Erschließung der Bohrung			
2,1 Brunnenkopf mit Vorschacht	130	130	260
2,2 Schutzrohre und Montage im Brunnen	115	78	193
2,3 äußere Sicherung	63	63	126
<u>Summe Erschließung</u>	<u>308</u>	<u>271</u>	<u>579</u>
<u>Gesamtkosten Thermalwassergewinnung</u>	<u>3.421</u>	<u>3.145</u>	<u>6.566</u>
Spezifische Kosten			
DM / Meter Bohrung	1.267	1.165	2.432
Literaturangabe	1.200 - 1.500 DM / Meter		

G E O W Ä R M E V E R S O R G U N G



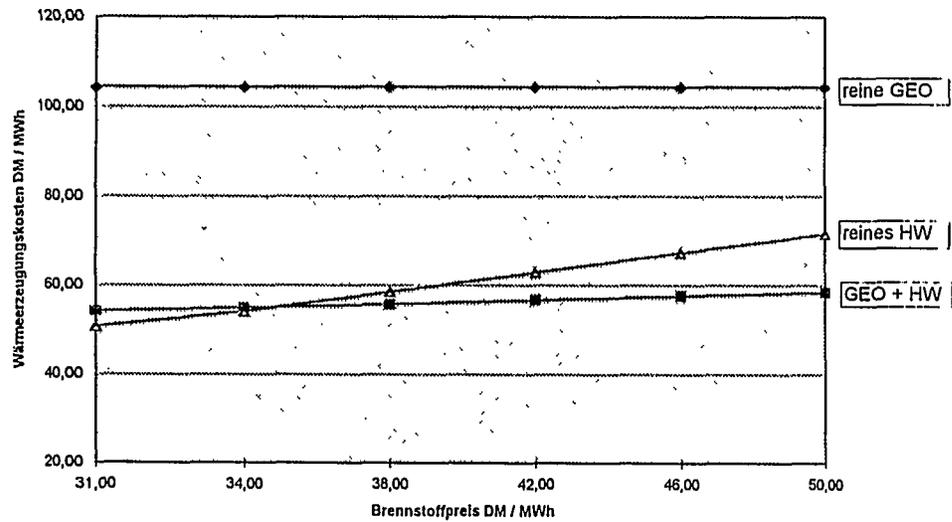
Kosten der Erschließung

	gesamt
	TDM
3. Übertägige Anlagen oder Wärmegewinnung (z.B. DWT ohne Wärmepumpe)	
3,1 Förderpumpenanlage	531
3,2 Wasseraufbereitung, Filteranlage, physikalische Wasseraufbereitung	132
3,3 Direktwärmeaustauscheranlage	150
3,4 Verbindungsleitung	750
3,5 Elektro - u. MRS - Technik	250
3,6 Bauteil u. Außenanlage ohne Grundstück	150
<u>Summe übertägige Anlage</u>	<u>1.963</u>
<u>Gesamtkosten Geothermiegewinnung</u>	<u>8.529</u>
<u>Spezifische Kosten (pro MW Geothermieanschlußleistung)</u>	<u>1.400</u>

GEOWÄRMEVERSORGUNG



Wärmeerzeugungskosten in Abhängigkeit des Brennstoffpreises

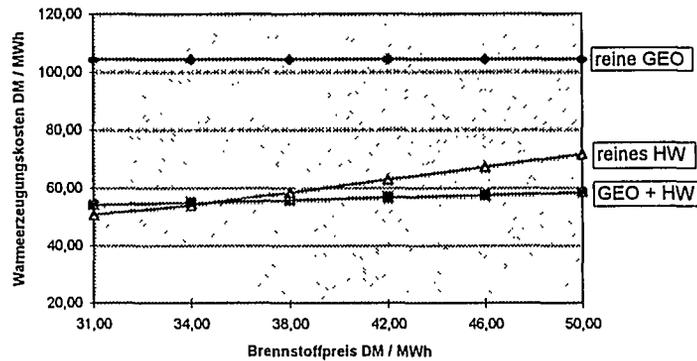


G E O W Ä R M E V E R S O R G U N G



Wärmeerzeugungskosten in Abhängigkeit des Brennstoffpreises

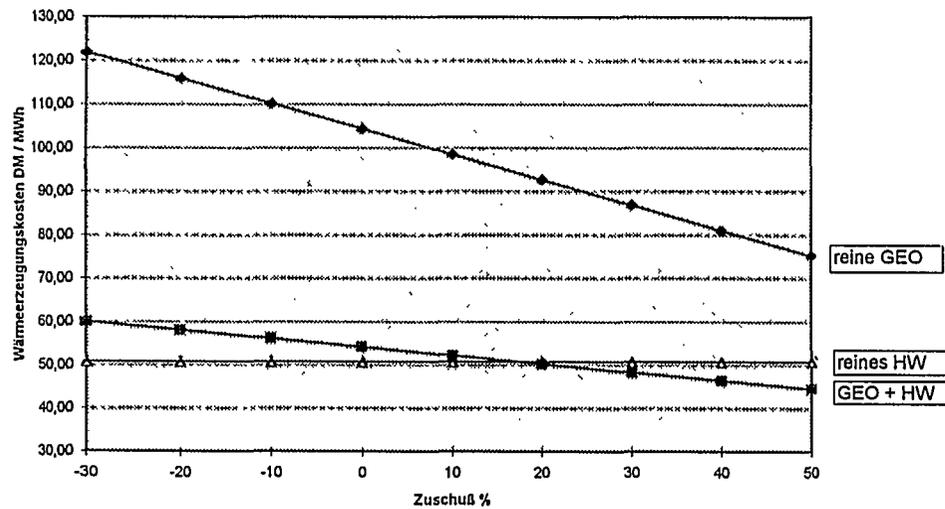
Brennstoffpreis	DM / MWh	31,00	34,00	38,00	42,00	46,00	50,00
- Reine Geothermie	DM / MWh	104,37	104,37	104,37	104,37	104,37	104,37
- Kombinierte GEO W / HW	DM / MWh	54,25	54,91	55,79	56,67	57,55	58,43
- Reines Heizwerk	DM / MWh	50,72	54,07	58,46	62,86	67,25	71,59



G E O W Ä R M E V E R S O R G U N G



Wärmeerzeugungskosten in Abhängigkeit des Investitionszuschusses

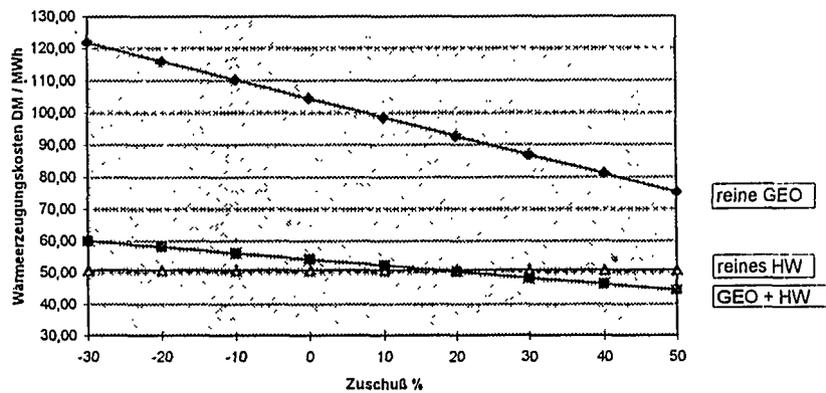


G E O W Ä R M E V E R S O R G U N G



Wärmeerzeugungskosten in Abhängigkeit des Investitionszuschusses

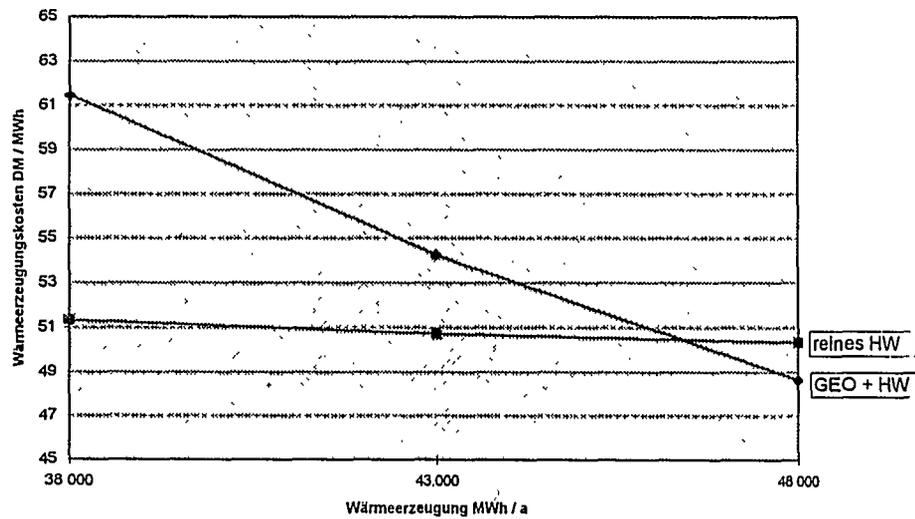
Zuschuß auf GEO Teil	%	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50
- Reine Geothermie	DM / MWh	121,84	116,00	110,17	104,37	98,56	92,67	86,83	81,00	75,17
- Kombinierte GEO W / HW	DM / MWh	60,08	58,14	56,19	54,25	52,30	50,36	48,41	46,47	44,53
- Reines Heizwerk	DM / MWh	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72



GEOWÄRMEVERSORGUNG



Wärmeerzeugungskosten in Abhängigkeit der Wärmeerzeugung

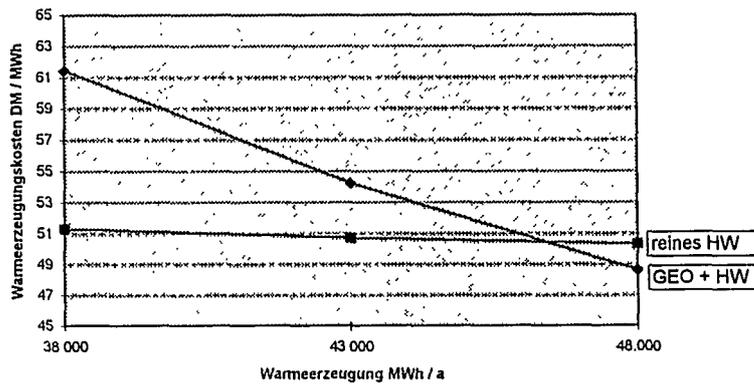


G E O W Ä R M E V E R S O R G U N G



Wärmeerzeugungskosten in Abhängigkeit der Wärmeerzeugung

Wärmeerzeugung	MWh / a	38.000	43.000	48.000
- Kombinierte GEO W / HW	DM / MWh	61,45	54,25	48,65
- Reines Heizwerk	DM / MWh	51,32	50,72	50,33



Projektentwicklung geothermischer Anlagen - Allgemeiner Überblick zur Geothermie

Johannes Ruhland

Die Geothermische Energie beginnt, sich einen festen Platz im Spektrum der erneuerbaren Energien zu sichern. Eine bisher in Deutschland nur wenig beachtete Energienutzung findet zunehmend ihre Anwendung.

Nutzungsarten der Erdwärme

Je nach den geologischen Gegebenheiten und Aufkommen kann die Geothermie in Mitteleuropa i. W. über vier Arten genutzt werden:

- Oberflächennahe Geothermie bis 400 m Tiefe
(Dezentrale Wärmegewinnung mittels Erdwärmesonden/Energiepfählen durch erdgekoppelte Wärmepumpen; große Verbreitung in der Schweiz und Nordamerika)
- Tiefe Erdwärmesonde (Zirkulation in einem Bohrloch über isoliertes Steigrohr).
- Hydrothermale Geothermie mit einer Geothermischen Heizzentrale und Bohrungsdoulette (hier kann bei entsprechend hohen Temperaturen, ab 80-100 °C, auch an eine Stromerzeugung mit ORC-Anlagen gedacht werden,
- Hot-Dry-Rock-Verfahren (Nutzung der im heißen Tiefengestein gespeicherten Wärme über Injektions- und Förderbohrungen zur Fernwärme- und Stromerzeugung.

Bei diesen verschiedenen Nutzungsarten gibt es zahlreiche Varianten sowie Übergänge zur jeweils anderen Nutzungsart. Dies ermöglicht bei regional unterschiedlichen Bedingungen eine flächendeckende und dezentrale Energieversorgung mit Geothermie in Deutschland.

Geothermie weltweit

Weltweit wird die Erdwärme mit unterschiedlichen Techniken zunehmend intensiver genutzt. Unter den regenerativen Energien nimmt die Geothermie nach der Wasserkraft den zweiten Platz ein. Global sind derzeit in 25 Staaten fast 250 Erdwärmekraftwerke in Betrieb mit einer installierten elektrischen Leistung von über 7.000 MW. Im Jahr 2000 sollen nach derzeitigen Planungen fast 10.000 MWel installiert sein. Allein in Norditalien werden 655 MWel aus Erdwärme erzeugt. Führend bei der Stromerzeugung aus Geothermie sind die USA mit 3000 MW - das größte Feld "The Geysers" versorgt San Francisco. Auf den Philippinen waren es 1995 über 1000 MW (weitere 1100 MW werden bis zum Jahr 2000 installiert). Ziel ist, die Stromversorgung des Landes danach bis zum Jahr 2005 zu 50% aus der Geothermie zu decken. In Indonesien findet ein Ausbauprogramm von derzeit 200 MW auf 2500 MW im Jahr 2000 statt. In einigen Ländern tragen Erdwärme-Kraftwerke teilweise mit über 30% zur Stromerzeugung bei (El Salvador, Mexiko, Kemia, Indoneisen, Nicaragua)
Die global thermische installierte Leistung beträgt - je nach Berechnungsansatz - zwischen 10.000 -20.000 MW.

Die meisten dieser Geothermischen Kraftwerke sind an Regionen mit jungem Vulkanismus gebunden. Aber auch in Deutschland ist die geothermische Energienutzung möglich. Andere Länder, wie z. B. Frankreich, die Schweiz, Italien, die Niederlande, Schweden, Ungarn u.a. zeigen, daß die Geothermie auch ohne verfügbare, vulkanisch erzeugte Heißdampf-/Heißwasser-Lagerstätten genutzt werden kann. In rund 70 Staaten wird geothermische Energie direkt, d.h. zu Wärmeversorgungszwecken genutzt bzw. finden sich Anlagen im Bau. Die jährlichen Wachstumsraten auf dem globalen geothermischen Markt liegen bei ca. 10%.

Die Vorteile der Geothermie sind deutlich:

- zu jeder Tages- und Jahreszeit bedarfsgerecht verfügbar
- keine saisonale Energiespeicherung erforderlich
- bietet kostengünstige saisonale unterirdische Speichermöglichkeiten für Solarthermie und Kraft-Wärmekopplung
- keine CO₂-Belastung der Atmosphäre
- keine Schadstoffemissionen
- keinen Einfluß auf Fauna und Flora
- Thermalwasser ist kein Schadstoff, ist ungefährlich
- geringe Betriebskosten, da keine Brennstoffkosten anfallen
- Wärmenutzung im Bereich einiger Kilowatt bis mehrerer Megawatt
- Stromerzeugung regional mit ORC-Anlagen bis ca. 1 MW möglich
- Stromerzeugung großtechnisch zwischen 1-50 MW machbar
- geringste Kosten pro reduzierter Tonne CO₂
- geringer Platzbedarf, Großteil der Anlage ist unter der Erde
- es erfolgt kein Stoffabbau zur Energienutzung
- ideale Einbindung in Nutzung anderer Energiearten kann erfolgen
- einige Verfahren bieten Kühlung gleichermaßen ohne aufwendige Zusatzmaßnahmen

Es handelt sich somit um eine äußerst vorteilhafte Energiequelle mit einem hohen technisch nutzbaren Potential in Deutschland von 200.000 MW. Davon sind ca. 40.000 MW aufgrund der Abnehmerstruktur derzeit nutzbar.

Immer mehr Verbraucher sehen daher in der Erdwärmenutzung einen äußerst gangbaren Weg, innerhalb eines Energiemix mit einer, die Umwelt schonenden, ausreichend verfügbaren, zuverlässigen und mit vertretbaren Kosten verbundenen Energienutzung den entsprechenden Energiebedarf zu decken.

Nutzung der Geothermie in Deutschland

Abhängig von der jeweils einsetzbaren Technologie ist in Deutschland die Gewinnung von Wärmeenergie aus geothermischen Ressourcen praktisch überall möglich. Bedeutende Thermalwasserlagerstätten finden sich in der Norddeutschen Tiefebene, im Süddeutschen Molassebecken zwischen schwäbisch-fränkischem Jura und den Alpen, im Oberrheingraben, im Bereich der schwäbischen Alb und in Oberschwaben. Bisher unbeachtet gebliebenen Reservoirs ergeben sich aus der Erschließung klüftig-poröser Gesteine (Untersuchungen laufen derzeit z.B. in Thüringen und Baden-Württemberg) oder bislang als nicht oder nur ungenügend thermalwasserführend angesehener Horizonte (z.B. Chatt-Sande). Entsprechende Stimulationsmaßnahmen aus dem Hot-Dry-Rock-Verfahren könnten nach Anpassung an die lokalen Gegebenheiten zur Produktionssteigerung eingesetzt werden.

Während in den alten Bundesländern keine größeren geothermischen Heizwerke existieren (gelistet sind derzeit ca. 13 MW_{th} in 15 kleineren Anlagen, weitere 7 Anlagen mit ca. 80 MW befinden sich im Bau oder Ausbau) wurden ab 1994 in den neuen Bundesländern drei größere Systeme mit insgesamt 22 MW errichtet (Neubrandenburg, Waren/Müritz, Prenzlau). Die Anlage in Prenzlau mußte wegen unzureichendem Ausbau der Bohrung noch vor dem Ende der DDR wieder stillgelegt werden. Sie wird heute als die weltweit tiefste Erdwärmesonde genutzt und liefert derzeit eine durchschnittliche thermische Leistung von ca. 340 kW.

Bei entsprechender Förderung könnten in Deutschland bis zum Jahr 2000 zwischen 300 und 600 MWth aus Geothermie installiert werden.

In den letzten Jahren wurden einige Projekte zur Fernwärmenutzung in Angriff genommen, insbesondere in Bayern (Erding, Straubing, Bad Endorf, Neufahrn bei Freising, Simbach/Braunau, Markt Schwaben u.a.), Mecklenburg-Vorpommern (Neustadt-Glewe), Brandenburg (Templin, Rheinsberg, u.a.) und Thüringen.

Große Erleichterung für die weitere Durchführung von Geothermieprojekten sind die Übernahme von Fündigkeitsrisiken (Bayern, Niedersachsen) oder der Bohrkosten (Brandenburg) sowie Förderprogramme der Landesregierungen. Mit staatlicher Übernahme des Fündigkeitsrisikos in Bayern z. B., wird bei den geplanten Vorhaben ein wirtschaftliches Investitionsvolumen von ca. 100 Mio. DM freigesetzt und Arbeitsplätze im Bereich Exploration, Anlagenplanung und Anlagenbau gesichert. Weiterhin werden Arbeitsplätze in den Bereichen Versorgung und Dienstleistung geschaffen.

Heilung und Erholung mit warmem Tiefenwasser

Balneologische Nutzung

Schon seit Urzeiten wurden mineralisierte Thermalwässer - insbesondere Solen - weltweit zur Erholung und therapeutisch bei Erkrankungen aller Art genutzt. In Europa begannen römische Soldaten und Reisende im 4. Jhrd. v. Chr. die geothermischen Erregungseigenschaften der Etrusker - die eigentlichen historischen Väter geothermischer Industrie - zu nutzen. Etruskische Traditionen wie, z. B. häufige Besuche von Bädern für Kuren und zur Erholung wurden übernommen.

So entstand ein erster Nukleus balneologischer Gebräuche. Erst ab dem 1. Jhrd. v. Chr. entstanden in Rom große öffentliche Bäder. Im Süden Italiens und östlichen Mittelmeer wurde die jahrhundertealte Badetradition der Griechen übernommen.

Mit den Römern kam auch deren Badekultur über die Alpen nach Mitteleuropa. Die Tradition fortsetzend wurden im Mittelalter in Deutschland Heilquellen zu Heilbäder-Behandlungen genutzt. Dann, 1793 wurde über "Kurerfolge mit Kochsalzwässern" berichtet. Viele andere Berichte über erfolgreiche Sole-Therapie aus dem vorigen Jahrhundert zeugen von der langen Tradition, die diese natürlichen Heilmittel in der Medizin besitzen.

Die positive Beeinflussung auf Erkrankungen ist im Wesentlichen zwei speziellen Wirkungsmechanismen der Sole zuzuschreiben:

1. der physikalischen Wirkung durch Wärmeübertragung (Steigerung der Immunfunktion, Beeinflussung entzündlicher Prozesse) und stärkerem Auftrieb des Körpers (Entlastung der Gelenke, Bewegungstherapie) sowie
2. durch Reizwirkung der Mineralbestandteile auf der Haut und perkutaner Mineralstofftransport durch osmotisches Gefälle.

Die Solebäder bewirken bei der Badekur eine Steigerung des Vagotonus, eine Verlagerung des vegetativen Gleichgewichts nach der parasympathischen Seite hin, was zu einer Abnahme neuralgischer Beschwerden führt.

Nach den Begriffsbestimmungen für Kurorte, Erholungsorte und Heilbrunnen werden Wässer mit mehr als 1000 mg/l festen Mineralstoffen als Heilwasser anerkannt.

Ein Wasser kann als Sole bezeichnet werden, wenn mehr als 5,5 g/l Natrium und 8,5 g/l Chlorid bzw. 14 g/l NaCl vorliegen. Dies entspricht einer Natriumkonzentration von ca. 1,5 %. Als Thermalwasser kann ein Heilwasser bezeichnet werden, wenn die Temperatur am Austritt mehr als 20°C beträgt.

Als Heilwasserarten sind die Natriumchloridwässer sowie die schwefel-, eisen-, jod-, radon-, fluorid- und kohlesäurehaltigen Wassertypen genannt.

In den alten Bundesländern wird Thermalwasser an vielen Standorten aus verschiedenen geologischen Formationen überwiegend für balneologische Zwecke genutzt. Teilweise wird das Thermalwasser für die zusätzliche Erwärmung des Brauchwassers und zu Heizzwecken verwendet.

Geothermie als Exportchance

Die beschriebenen inländischen Aktivitäten in den oben aufgeführten Nutzungsformen und ihrer Varianten können unter Exportgesichtspunkten als ein inländischer Demonstrationsmarkt verstanden werden.

Einige Unternehmen der "geothermischen Branche" in Deutschland (Planer, Projektentwickler, Bohrunternehmen, Ausrüster, Servicefirmen, Komponentenhersteller und Versorgungsunternehmen) werden seit einiger Zeit auf dem internationalen Markt aktiv. Während in der Vergangenheit vornehmlich Kraftwerke zur Erzeugung von elektrischem Strom aus Dampf- und Heißwasserlagerstätten das Marktgeschehen dominierten, dürften in der Zukunft die direkte Nutzung (zur Wärmeversorgung, in der Nahrungsmittelproduktion usw.) die kombinierte Nutzung von Strom/Wärme, ORC-Anlagen, die Erschließung niedrigthermaler Horizonte sowie oberflächennaher Bereiche (Heizung, Kühlung, Speicherung) den nationalen Markt und das Exportgeschehen bereichern.

Allerdings sind die derzeitigen energiepolitischen Rahmenbedingungen für eine weitere Entwicklung des Inlandsmarktes nicht optimal und die Nutzung bestehender Chancen auf dem schnell expandierenden globalen Markt (zwischen 1 und 2 Mrd. US\$ jährlich) durch deutsche Hersteller schwierig. Andere Regierungen unterstützen schon lange Unternehmen, die sich auf dem internationalen Markt der Geothermie behaupten wollen - diese können es.

Sehr hilfreich für die Etablierung der Geothermie in Deutschland wäre ein Markteinführungsprogramm. Die Grundlagen hierzu sollen in einer Studie des BMWI bis September 1996 erarbeitet werden.

Die Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Energieversorgung haben mit der Geothermie schon jetzt ein Instrument für eine äußerst umweltfreundliche Energienutzung in der Hand - Sie sollten die Geothermie nutzen...

Fern- und Nahwärmesysteme - Notwendige Infrastruktur für die Geothermie

Ingo Schönberg



Zusammenfassung wichtiger Aussagen:

Im Wärmemarkt werden unter Berücksichtigung des volkswirtschaftlichen Gesamtziels „Maximale CO₂-Reduktion mit begrenzten Mitteln“ CO₂-Minderungstechnologien konkurrieren. Eine Unterstützung bei der F&E und Markteinführung ist notwendig, einer dauerhafte Subvention abzulehnen. Der Einfluß diskutierter CO₂-Steuern ist gering.

Wichtig ist die Anpassungsfähigkeit einer Technologie an einen sich fortentwickelnden Energiemarkt und ihre Kompatibilität zu vorhandener Infrastruktur. Die Geothermie stellt hohe Anforderungen an die benötigte Infrastruktur Fern-/Nahwärme und hierbei insbesondere die Forderung nach tiefen Betriebstemperaturen. Die Geothermienutzung ist daher eng verknüpft mit den Chancen der Fern-/Nahwärme und der Rationalisierung bei der Wärmeverteilung.

Ein wirtschaftlicher Betrieb der Geothermie ist nur bei ausreichend hohen Temperaturen (>65°C), tiefen Netztemperaturen (<90°C/<40°C) und als Grundlastanlage (>5000 h/a) möglich. Diese temperaturbedingten Anforderungen können bei neuen Netze mit angeschlossenen Niedertemperaturheizungen mit überschaubarem Aufwand erfüllt werden. Übliche Fernwärmesysteme sind kaum geeignet.

Eine wirtschaftliche Geothermienutzung ist nur bei anrechenbarem Leistungsanteil und maximaler Spreizung des Thermalwasser möglich.

Der alleinige direkte Wärmeaustausch Geothermie-Fernwärme über Platten-WAT ist nur bei Niedertemperaturnetzen technisch-ökonomisch sinnvoll.

Eine optimale Geothermienutzung ist mit Wärmepumpen möglich, mit denen die Auskühlungen der Geothermie bzw. der Fernwärme maximiert wird. Sofern bei einer Wärmepumpenlösung Strom zum Antrieb einer Wärmepumpe vom örtlichen EVU bezogen werden muß, ist keine Wirtschaftlichkeit darstellbar und ggf. eine gasgefeuerte Wärmepumpe vorzuziehen.

Als technisch und betrieblich günstige Variante ist für viele Anwendungsfälle eine Kombination aus BHKW, Wärmepumpe und Geothermie prüfenswert.

Der Beitrag bezieht sich auf die
Die zukünftigen Chancen der Geothermie werden durch eine kostenoptimierte Systemlösung Geothermie+KWK+Nah-/Fernwärme sowie durch Mut zur Innovation und nicht durch Förderung bestimmt werden.

1 Einleitung

Der Einsatz regenerativer Energien für Heizzwecke ist neben der rationellen Energieanwendung einer der wichtigsten Optionen zum Übergang in eine CO₂-arme Energiewirtschaft und zur Abwendung der drohenden Klimakatastrophe durch den CO₂-bedingten Treibhauseffekt. Die CO₂-armen Technologien müssen sich mittel- und langfristig dem freien Wettbewerb stellen, da unter Berücksichtigung der begrenzten finanziellen Ressourcen nur bei effizienter Mittelverwendung ein für die Volkswirtschaft tragbarer „sanfter“ Übergang möglich wird. Insofern ist auch ein lokaler Wettbewerb, z.B. zwischen Kraft-Wärme-Kopplung und der Geothermie, zu vertreten. Eine Subventionierung neuer Technologien ist zwar zur Weiterentwicklung und bei der Markteinführung zu rechtfertigen, eine dauerhafte Subvention ist jedoch kaum tragbar.

In den letzten Jahren wird als langfristiges Instrument zur umweltgerechten Beeinflussung des Wettbewerbs die Einführung einer CO₂-Steuer diskutiert. Deren Einfluß auf den Wettbewerb im Wärmemarkt ist jedoch bei der diskutierten Steuerhöhe von ca. 20 DM/tCO₂ eher gering und kann die Chancen der Regenerative nur marginal verbessern. Als Hauptkonkurrent für regenerativen Energien im Wärmemarkt ist die Heizöl- und Erdgasversorgung anzusehen, die sich durch diese CO₂-Steuer lediglich um 4 bis 6 DM/MWh (CO₂-Malus ca. 200-300 g/kWh_{Nutzwärme}) verteuern würde. Auch eine durch Ressourcenknappheit bedingte Verteuerung der fossilen Brennstoffe ist zur Zeit nicht absehbar, so daß kurz- und mittelfristig nur intelligente Systemlösungen und der technische Fortschritt als Motor der Regenerativen fungieren müssen.

Wichtig ist neben den ökonomischen Potentialen einer Variante auch ihre Anpassungsfähigkeit an einen sich fortentwickelnden Energiemarkt und ihre Kompatibilität zu vorhandener Infrastruktur, also z.B. zur vorhandenen Fern-/Nahwärmeversorgung. Im Bereich der regenerativen Energien bieten die Geothermie und die Biomassenutzung hierbei einen wesentlichen Vorteil gegenüber solarthermischen Systemen, da sie keinen witterungsbedingten Schwankungen unterworfen und insofern kontinuierliche nutzbar sind. Nachteilig ist bei diesen Technologien jedoch, daß sie im Regelfall nur für größere Einzelobjekte geeignet sind oder eine Wärmeverteilung benötigen. Die Geothermie ist damit eng verknüpft mit der Bereitstellung der notwendigen und passenden Infrastruktur zum Wärmeabsatz, also einer systemintegrierenden Sichtweise von der Ressource bis zum Bedarf (Abb. 1).

² Abt.-Leiter Fernwärme, Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik e.V. (UMSICHT)
Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen, Tel.: 0208/8598-183 (Fax : -290)

Nah- und Fernwärmesysteme notwendige Infrastruktur für die Geothermie

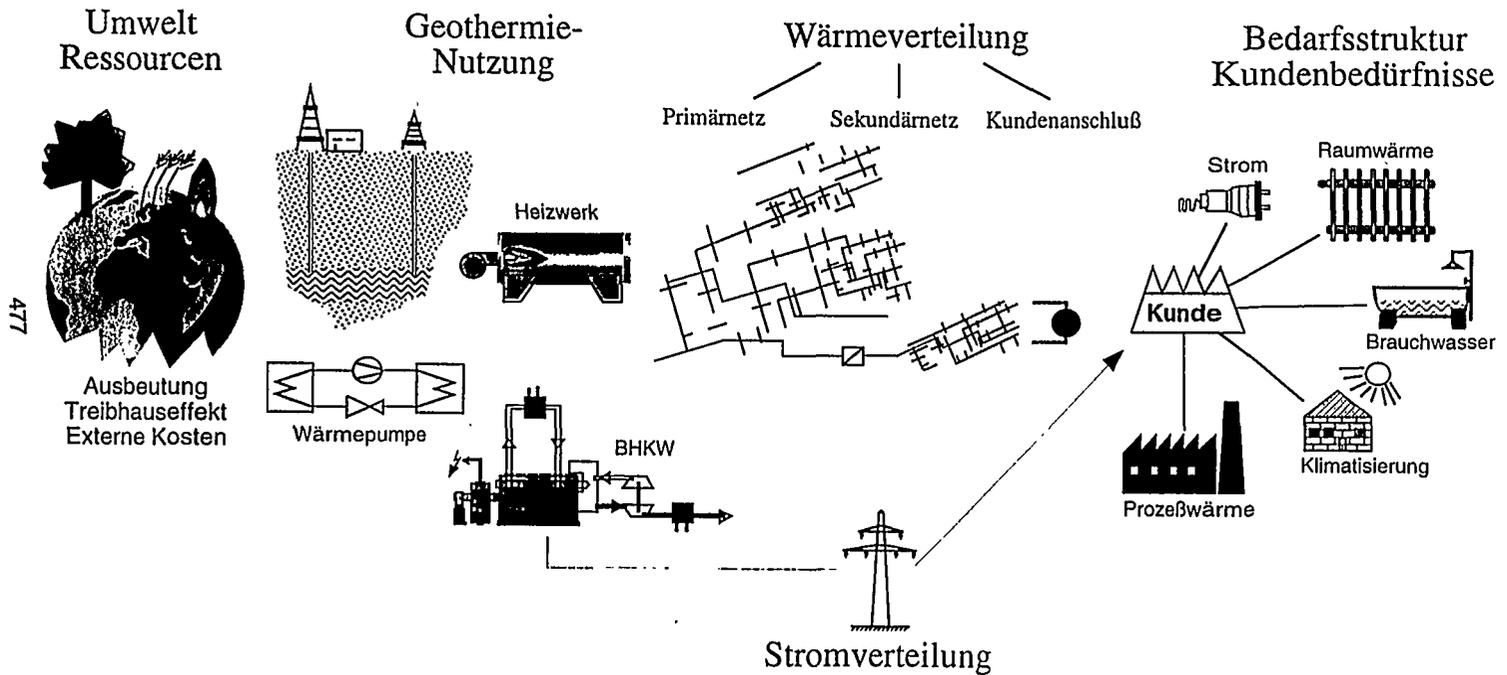


Abb.1 Geothermie im System Wärmeversorgung

Gleichfalls ist für viele Anwendungen ein Fehlen bzw. eine Inkompatibilität vorhandener Infrastruktur ein kaum überwindbares Hemmnis bei der Umsetzung. Vergleichbare Anforderungen an die Stromversorgung bestehen nur selten, da entsprechende Leitungsnetze praktisch flächendeckend verfügbar sind. Sehr oft wird dieser Aspekt bei der Diskussion über regenerative Energien vernachlässigt. Es ist nicht ausreichend, eine regenerative Energie bereitzustellen, sie muß auch nutzbar sein. So wird bei Solar- und Geothermieprojekten die Bedeutung einer „passenden“ und preiswerten Wärmeverteilung oft unterschätzt.

Eine zukunftsfähige Weiterentwicklung der Geothermie ist damit eng verknüpft mit den Chancen und der Entwicklung der Nah-/Fernwärmesysteme. Bei dem durch die novellierte Wärmeschutzverordnung (WSVO) und forcierte Bemühungen zur Energieeinsparung rückläufigen Wärmeabsatz besitzen Nah-/Fernwärmesysteme mit hohem Fixkostenanteil jedoch Wettbewerbsnachteile, wenn nicht sowohl Kostenreduktionspotentiale durch technischen Fortschritt und Rationalisierung genutzt als auch neue Energiekunden und Märkte (z.B. Kälte [6]) gefunden werden. Insofern wird der Erfolg bei den Anstrengungen zur Rationalisierung bei der Wärmeverteilung auch die Chancen der Geothermie mitbestimmen.

2 Potentiale regenerativer Energien in Deutschland

Verschieden Studien belegen, daß ca. 25 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland durch regenerative Energien befriedigt werden könnten (Tab.1)

Erneuerbare Energieform	Technisches Potential Endenergiesubstitution [PJ/a]	Anteil am Endenergieverbrauch [%]
Biomasse	776,6	8,58
therm. Solarenergie	897	9,92
Photovoltaik	70,6	0,78
Windenergie	72	0,80
Wasserkraft	90,7	1,00
Geothermie	285,7	3,16
Gesamt	2192,6	24,24

Tab. 1 Endenergiepotentiale erneuerbarer Energien[7]

Diesem großen technischen Potentialen steht bisher eine vergleichsweise bescheidene Nutzung regenerativer Energien gegenüber (Tab. 2). Lediglich die Wasserkraft wird bisher intensiv genutzt. Sie deckt bereits ca. 4 % des bundesdeutschen Stromverbrauches. Der Einsatz regenerativer Energien zur Stromerzeugung wird in den nächsten Jahren jährlich um ca. 10% zunehmen, so daß im Jahr 2005 ca. 30 bis 35 Mrd. kWh_e aus regenerativer Energien bereitgestellt werden können. Mit dem Stromeinspeisungsgesetz wurden bisher günstige Rahmenbe-

dingungen gewährleistet, so daß vor allem die Wasser- und Windkraft wirtschaftlich betrieben werden konnte. Mit der Öffnung des europäischen Strommarktes und dem ungewissen Fortbestand des Einspeisungsgesetzes ist die Zukunft für regenerative Energien im Stromsektor jedoch ungewiß. Die Chancen der thermischen Systeme sind -abgesehen von gebäudebezogenen Brauchwassersystemen- eng mit den Entwicklungen im Wärmemarkt und dem technologischen Fortschritt bei der Nah-/Fernwärme verbunden.

Erneuerbare Energieform	Endenergiesubstitution [PJ/a]	Ausgeschöpftes Potential [%]
Biomasse	92,9	12
therm. Solarenergie	0,41	<0,01
Photovoltaik	0,005	<0,01
Windenergie	0,99	1,3
Wasserkraft	65,3	72
Geothermie	0,61	0,2
Gesamt	160,2	7,3

Tab. 1 Endenergiepotentiale erneuerbarer Energien [7]

3 Der Wärmemarkt

Die Gebäudeheizung und Brauchwasserbereitung beruhen in Deutschland derzeit vor allem auf dem Einsatz fossiler Brennstoffe. Dieses historisch gewachsene System der Wärmebedarfsdeckung wird nur langsam zu ändern sein, sofern nicht verschärfte ökologische Restriktionen oder nachhaltige Energiekrisen Entwicklungen forcieren. Im Gegensatz zu dem derzeitig vorherrschenden Wärmeversorgungssystem besitzt das System Fernwärme als Schnittstelle zwischen Ressource und Energiebedarf eine vergleichsweise hohe Anpassungsfähigkeit im Falle einer erheblichen strukturellen Veränderung der Energieversorgung.

Die Fern-/Nahwärme und damit auch die Geothermie konkurriert im Wärmemarkt mit der Öl-/Gaszentralheizungen und muß daher dem Kunden einen wettbewerbsfähigen Preis anbieten können (Abb.2). Üblicherweise ist in Deutschland ein Wärmepreis von 70 bis 90 DM/MWh anlegbar, der die Kosten für Wärmeerzeugung und -verteilung beinhaltet. Die Kosten der Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen sind sehr unterschiedlich (Tab. 3). Diese Anhaltswerte verdeutlichen, daß die Wettbewerbsfähigkeit der regenerativen Systemen und vieler KWK-Systeme eng mit der Realisierung einer preiswerten Wärmeverteilung verknüpft sind.

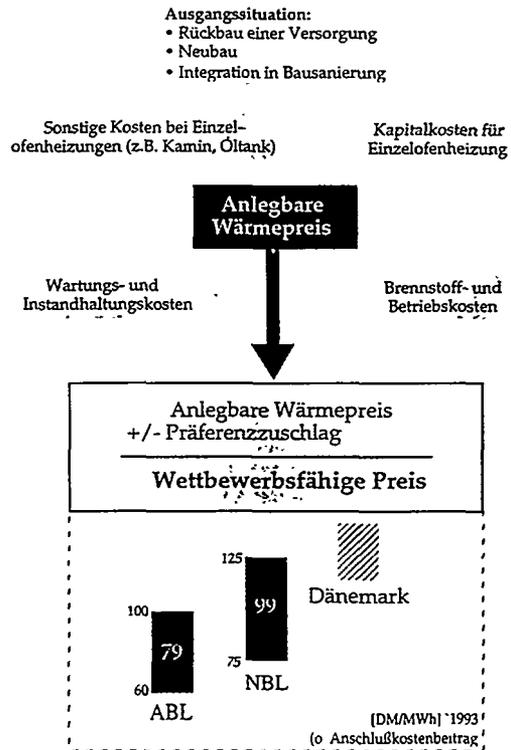


Abb. 2 Einflußgrößen für den wettbewerbsfähigen Preis

Wärmeerzeugung	Erzeugungskosten [DM/MWh]
Abwärmenutzung	5 bis 20
Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken	15 bis 35
Wärmerestkosten kleinerer HKWs und BHKWs (je nach Stromvergütung)	10 bis 60
Größere Gas-Brennwertkessel	50 bis 70
Biomassenutzung (mit/ohne KWK)	30 bis 90
Geothermie (je nach Temperatur und technischer Einbindung)	50 bis 100
Solarthermie (ohne Speicherung)	150 bis 300
Hausheizungssysteme	60 bis 100

Tab. 3 Typische Wärmeerzeugungskosten zentraler Systeme

Von entscheidender Bedeutung für die Perspektiven der leitungsgebundenen Wärmeversorgung sind die Auswirkungen der WärmeschutzVO und forcierter Energieeinsparmaßnahmen. Der Vergleich mit Bestandsdaten verdeutlicht, daß durch die WSVO besonders in Gebieten niedriger Anschlußdichte eine erhebliche Reduktion des Anschlußwertes auftreten wird und somit ein wirtschaftlicher Nah-/Fernwärmeausbau in diesen Gebieten erschwert wird.

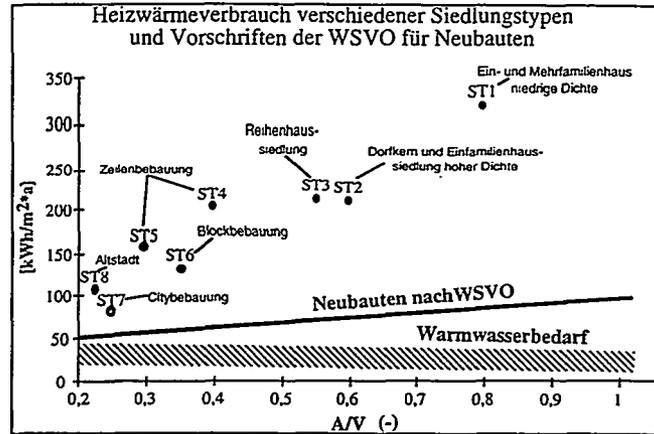


Abb. 3 Heizwärmeverbrauch verschiedener Siedlungstypen (Bestand), WSVO

Die WSVO wird jedoch erst mittel- und langfristig zu merklichen Verbrauchsreduktionen im Gebäudebestand führen, so daß die Auswirkungen vor allem den Ausbau betreffen. Bei der Beurteilung der zukünftigen Kostenentwicklung ist zu berücksichtigen, daß auch im Bestand eine durch Energieeinsparmaßnahmen bedingte schleichende aber doch merkliche Reduktion von 1 bis 2% p.A. festzustellen sein wird.

Diese negativen Entwicklungen können jedoch teilweise durch technischen Fortschritt im Leitungsbau und Rationalisierung kompensiert oder zumindest abgeschwächt werden. Die Nah-/Fernwärme kann z.B. beim Aufbau der Energieversorgung „auf der grünen Wiese“ bzw. für Neubaugebiete durch preiswerte Verlegetechniken und Hausanschlüsse im Wettbewerb mit einer Erdgasversorgung bestehen [3]. Ob die Wärmeerzeugung in zentralen Brennkesseln, in BHKW-Anlagen oder mit regenerativen Energien wirtschaftlich realisiert werden kann, hängt letztlich von den örtlichen Rahmenbedingungen ab. Grundsätzlich wird man sich zukünftig die Frage stellen müssen, ob beim Neubau nach WSVO oder nach Niedrigenergiehausstandard überhaupt eine leitungsgebundene Wärmeversorgung mit der Kombination einer solaren Brauchwasserversorgung mit Stromheizung und Wärmerückgewinnung wirtschaftlich konkurrieren kann.

Im zukünftigen Wärmemarkt wird es auch gegenläufige Anforderungen für den Einsatz rationeller Technologien geben, so sind beispielsweise für den Ausbau der Fernwärme-/Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung [2,5] hohe Vorlauf- bzw. Antrieb-

stemperaturen vorteilhaft und für die Geothermie die Forderung nach niedrigen Betriebstemperaturen unabdingbare Voraussetzung.

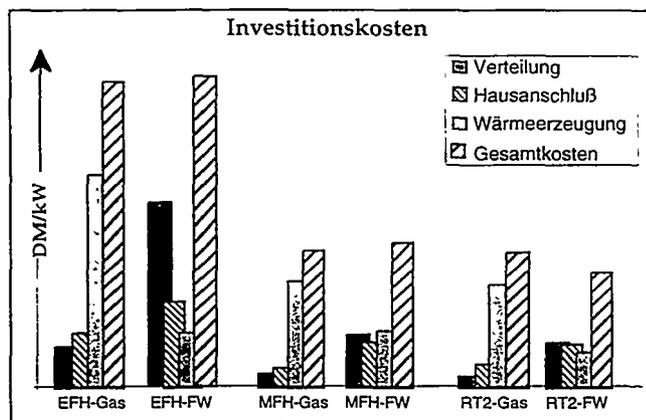


Abb. 4: Kostenvergleich Gas- und Nahwärmeversorgung [3]

4 Geothermienutzung mit Fernwärme

Bei einer Geothermienutzung wird das heiße Thermalwasser über die Bohrlochsonde an die Oberfläche gefördert und gibt dort seine Wärme über einen Wärmetauscher (Titan-Platten-WAT) an einen Heizkreislauf ab. Die Förderung läuft kontinuierlich und mit gleichbleibender Vorlauftemperatur des Thermalwassers. In Deutschland können Vorlauftemperaturen von 60 bis 85°C erzielt werden. Die im Heizkreis vorhandenen Temperaturen bestimmen die Auskühlung des Thermalwassers und insofern bei konstantem geothermischen Volumenstrom die maximal nutzbare Leistung. Daher sollten im Heizkreis möglichst niedrige Temperaturen vorgesehen werden. Über Titan-Plattenwärmetauscher kann das Thermalwasser auf ca. 2 bis 3°C oberhalb der Temperatur des Heizkreisrücklaufes ausgekühlt werden. Das abgekühlte Thermalwasser wird über die Verpreßsonde reinjiziert. Möglichst niedrige Temperatur im Heizkreisrücklauf sind somit Grundvoraussetzung für eine technisch sinnvolle Nutzung der Geothermie.

Grundsätzlich wird die Wirtschaftlichkeit der Geothermie von den Kosten und Risiken der Erschließung sowie den örtlichen Vorgaben der Wärmeanbindung bestimmt. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist nur bei ausreichend hohen geothermischen Temperaturen (>65°C) und als Grundlastanlage (>5000 h/a) möglich. Eine optimale Nutzung der Geothermie ist mit Wärmepumpen ($\epsilon=3-4$) möglich, bei denen die kalte Seite der Wärmepumpe (WP) mit 8 bis 12 °C günstige Bedingungen für eine maximale Auskühlung der Geothermie bzw. des Fernwärmerücklaufes bietet. Vorteilhaft ist hierbei, daß im Gegensatz zum direkten Wärmeaustausch zwischen Fernwärme und Geothermie bei WP-Einsatz niedrigere Anforderungen an das Fernwärmerücklaufturniveau gestellt werden. Nachteil-

lig sind die Anlagen- (400-600 DM/kW) und die Betriebskosten, die z.B. bei einem Strompreis von 12 Pf/kWh_{el} mit 3 bis 4 Pf/kWh_{Nutzwärme} den Kosten eines Gasbezugs entsprechen. Beim direkten Austausch zwischen Fernwärme und Geothermie sollten auch im Spitzenlastfall Rücklauftemperaturen von <40°C realisiert werden können. Übliche Fernwärmesystem mit Vorlauftemperaturen bis zu 130°C und Rücklauftemperaturen von 45 bis 60°C (Spitzenlast) sind daher kaum geeignet. Die Temperaturen im Fernwärmenetz werden von den Kundenanlagen und den Hausübergabestationen bestimmt, so daß tiefe Temperaturen nur bei Niedertemperaturheizsystemen mit Brauchwasserbereitung und einer direkten HAS erzielbar sind. Bei der Auslegung der Geothermiezentralen wird oft vernachlässigt, daß nicht mittlere sondern die bei Wärmehöchstlast vorhandene Rücklauftemperatur für die Auslegung und die Wirtschaftlichkeit bestimmend ist. Die neben der Grundlastanlage Geothermie vorzuhaltende Spitzenlast und die entsprechende Spitze im Brennstoffbezug wird hiervon bestimmt. Sofern hinreichend tiefe Rücklauftemperaturen nur im Teillastbetrieb vorhanden sind, kann als Gutschrift für die Geothermie lediglich der verdrängte Brennstoffbezug (Grenzkosten der Arbeit) sowie ein Teil der Brennstoffleistungs- und Hardwarekosten gutgeschrieben werden. Eine wirtschaftlich tragfähige Geothermie ist nur bei anrechenbarem Leistungsanteil und maximaler Spreizung des Thermalwasser möglich.

Diese temperaturbedingten Anforderungen an die Infrastruktur können beim Aufbau neuer Netze mit angeschlossenen Niedertemperaturheizungen mit überschaubarem Aufwand erfüllt werden. Ohnehin müssen bei neuen Wärmenetzen tiefe Betriebstemperaturen angestrebt werden, um eine preiswerte Verletechnik und direkte Hausanschlüsse realisieren zu können. Im Bestand der Fernwärme und bei Anschluß von Altbauten sind erhebliche Aufwendungen zur Anpassung notwendig, die in dem meisten Fällen wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen und organisatorisch (Besitzverhältnisse der Hausanlagen) schwer zu realisieren sind.

Bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Geothermieanwendung müssen die lokalen Rahmenbedingungen beachtet werden. Neben der konkurrierenden Alternative einer Erdgasversorgung bieten sich für die Versorgung eines Wärmenetzes außer der Geothermie auch andere rationelle Technologien an. Sofern der Betreiber des Wärmenetzes auch Stromversorger ist, wird eine BHKW-Anlagen nicht zuletzt aufgrund des rapiden Preisverfalls in den letzten Jahren (z.Zt. 1 MW_{el} BHKW „auf der grünen Wiese“ 1200 bis 1400 DM/kW_{el}) in vielen Fällen die wirtschaftlichere Alternative mit ebenfalls hohem Umweltentlastungspotential sein. Bei einem reinen Wärmeversorger ist die BHKW-Variante aufgrund der geringen Stromvergütung zwar alleine kaum wirtschaftlich, sie kann jedoch in Verbindung mit der Geothermie und einer elektrischen Wärmepumpe (Stromkosten!) durchaus vorteilhaft sein. Sofern bei einer Wärmepumpenlösung Strom zum Antrieb einer Wärmepumpe vom örtlichen EVU bezogen werden muß, ist meist keine Wirtschaftlichkeit darstellbar und ggf. eine gasgefeuerte Wärmepumpe vorzuziehen. Der alleinige direkte Wärmeaustausch Geo-

thermie-Fernwärme über Platten-WAT dürfte nur bei Niedertemperaturnetzen (z.B. 65/35°C) technisch-ökonomisch sinnvoll darstellbar sein.

Als technisch und betrieblich günstige Variante ist für viele Anwendungsfälle eine Kombination aus BHKW, Wärmepumpe und Geothermie prüfenswert. Die kostenbestimmende Erschließung der Geothermie kann so optimal genutzt werden. Mit angepaßtem Energiemanagement können kosten- und erlösoptimale Betriebsweisen realisiert und die Geothermieauskühlung maximiert werden.

5 Rationalisierung bei der Wärmeverteilung

Die Gesamtkosten der Wärmeverteilung werden von den Verlegekosten und den Hausanschlußkosten bestimmt. Die Kosten des Hausanschlusses sind vom Anschlußwert, der Anschlußart (direkt/indirekt, mit/ohne Warmwasserbereitung) und dem Anschlußzeitpunkt (Netzneubau oder nachträglicher Anschluß) abhängig. So betragen die Kosten bei einem nachträglichen Anschluß eines Kunden unabhängig von der Anschlußleistung meist 10.000 bis 15.000 DM. Daher sollte bereits beim Netzaufbau ein hoher Anschlußgrad angestrebt werden, z.B. durch einen niedrigen Anschlußkostenbeitrag.

Die Entwicklungsarbeiten bei der Wärmeverteilung konzentrieren sich auf die Anwendungen der Kunststoffmantelrohrtechnik, die heute überwiegend bei Auslegungstemperaturen unter 130°C und Nenndrücken kleiner 16 bar eingesetzt werden. Bei den für Nahwärmeinseln typischen niedrigeren maximalen Betriebstemperaturen (<90°C) können auch Kunststoffmediumrohre eingesetzt werden, die bei kleineren Nennweiten deutlich kostengünstiger als die herkömmlichen KMR mit Stahlmediumrohr zu verlegen sind. Diese Technik wird genauso wie der Einsatz flexibler gewellter Stahlrohre vor allem beim Aufbau neuer dezentraler Netze und für Sekundärnetze an Bedeutung gewinnen. Die Kostenreduktion durch die kompensationsfreie „Verlegung von der Rolle“ kann die Konkurrenzfähigkeit der Fernwärme für viele Anwendungsfälle verbessern. Bei den in Verbindung mit Niedertemperaturheizsystemen möglichen abgesenkten Betriebstemperaturen und -drücken können direkte Hausanschlüsse preiswert realisiert und so ein weiteres Kostensenkungspotential genutzt werden. Die Kosten einer konkreten Baumaßnahme werden von den technischen Vorgaben und den äußeren Randbedingungen bestimmt.



Abb. 5 Einflussfaktoren für die Kosten im Fernwärmeleitungsbau

Es ist leicht nachzuvollziehen, daß die Verlegung in unbebautem Gelände nur einen Bruchteil der im Innenstadtbereich anfallenden Kosten verursacht. Aufwendungen für Straßenaufbruch, An- und Abfahren von Aushub, Verkehrssicherung, die Wiederherstellung der Oberfläche und personalintensive Ausschachtung bei Kreuzung fremder Medienleitungen können bei günstiger Trassenwahl bzw. bei Erschließung von Neubaugebieten minimiert werden. Die für viele Untersuchungen herangezogenen Richtwerte für Verlegekosten sind daher sehr kritisch anzuwenden. Beim Bauvolumen ist nicht nur die Nennweite und die Leitungslänge bestimmend, sondern auch die absolute Höhe des Bauvolumens. So sind bei kleineren Vorhaben, z.B. bei einem nachträglichen Hausanschluß, die fixen Kosten der Baustelleneinrichtung kostenbestimmend.

Die Verlegekosten werden wesentlich von den Tiefbaukosten bestimmt, so daß die laufende F&E vor allem auf Kostenreduktionspotentiale im Tiefbau und durch Rationalisierung der Baustelle abzielen [3]. Als wesentliche Möglichkeiten sind hierbei zu nennen:

- Kürzere Bauzeiten
- Einfache und preiswerte Hausabgänge und -anschlüsse
- Preiswertere und flexiblere Trassierung
- Minimierung des Tiefbauvolumens
- Keine Vorwärmung (Kaltverlegung) und Reduktion des Kompensationsaufwandes (z.B. Wegfall der Dehnpolster)

Die Umsetzung dieser Maßnahmen sollte natürlich nicht zu Lasten der Betriebssicherheit und der Standzeiten gehen. Ziel muß jedoch nicht die „1000%ige“ Verletechnik sondern eine wirtschaftlich tragfähige Lösung mit vertretbarem technischen Risiko sein.

Vor allem die Standardisierung, die Vereinfachung durch Kaltverlegung und der Übergang zu Tagesbaustellen versprechen die größten Kostensenkungen. Bei der Kaltverlegung werden aufwendige Kompensationsmaßnahmen (z.B. thermisches Vorspannen, Kompensatoren) vermieden und zusätzlich durch eine zügigere und einfachere Bautechnik Kosten eingespart. Die resultierende erhöhte Beanspruchung des Leitungssystems ist nach bisherigen Erfahrungen unproblematisch. Als vorbereitende Maßnahme zur eigentlichen Verlegung des KMR sollte ein minimales Tiefbauvolumen für die gesamte Baumaßnahme angestrebt werden. Die Kosten des Tiefbaues werden entscheidend von der Oberfläche, die aufzubrechen und wiederherzustellen ist, und von der Bodenqualität bestimmt. Darüber hinaus führen Fremdleitungen (ggf. notwendige Handausschachtungen und Schutzmaßnahmen) und aufwendige Verkehrssicherungsmaßnahmen (z.B. im Innenstadtbereich) im Einzelfall zu sehr hohen Zusatzkosten. Rationalisierungsmaßnahmen dürfen aber keinesfalls zu Folgeschäden bzw. zusätzlichem Aufwand für Dritte führen. So führen Senkungen aufgrund mangelhafter Verfüllung und Verdichtung zu Folgekosten, die deutlich höher als die Einsparungen sind. Gleichfalls ist eine Wiederherstellung der Oberfläche mit einer dem ursprünglichen Zustand vergleichbaren Wertigkeit ausreichend. Diesbezüglich

überzogene Forderungen tangierter Ämter (z.B. Straßenbau) sind monetär auszugleichen. Eine erhebliche Reduktion des Tiefbauvolumens und der aufzuberechenden Oberfläche kann mit der Übereinanderverlegung der Rohrleitungen erzielt werden. Bei dieser Maßnahme sollte stabilisierte Sandmischung (SSM) eingesetzt werden, da mit diesem System auf die Herstellung eines Sandbettes mit Zwischenverdichtung zur Einbettung des oberen Rohres verzichtet werden kann. Zur Fixierung der Rohre werden bei SSM Abstandshalter auf der unteren Leitung angebracht. Zusätzlich werden vor Bögen Festpunktbrücken zwischen oberer und unterer Leitung angebracht. Bei dieser Maßnahme muß zwar eine ggf. gesteigerte Grabentiefe berücksichtigt werden, die Vorteile durch reduziertes Tiefbauvolumen, geringere Oberfläche, kürzere Bauzeiten, der möglichen horizontalen Abgänge und die bei reduzierter Breite ggf. mögliche Verlegung im Bereich des Bürgersteiges führen jedoch zu Kosteneinsparungen bis zu 30%. Die Einsparungen durch Tiefbauvolumen und Oberfläche betragen bei DN 100 ca. 50 DM/m. Notwendige Verbaumaßnahmen gegen Absacken und Ausbrechen der Gräben während der Baumaßnahmen hängen von der Grabentiefe ab (ab 1,25 m Verbauten vorgeschrieben). Darüber hinaus muß erfahrungsgemäß bei langem Offenhalten der Gräben eine Absicherung auch bei niedrigeren Gräben vorgenommen werden. Es gibt eine Vielzahl weiterer Rationalisierungsmaßnahmen, von denen nachfolgend einige exemplarische Maßnahmen angeführt werden:

- Optimale Wahl des Verlegeortes
 - Kellerverlegung ist 30 bis 50% günstiger als Erdverlegung
 - Tiefbau im Gehwegbereich um bis zu 60% günstiger als im Straßenbereich
 - Koordinierung mit sonstigen Baumaßnahmen
- Einsatz von Kunststoffmediumrohr
 - Mediumrohre aus vernetztem PE für $T < 90^{\circ}\text{C}$ und $p < 5$ bar
 - einfacherer Tiefbau durch flexible Leitung (bis DN 65)
 - Einsatz in Tagesbaustellen möglich
 - nachträgliche Abgänge sind problematisch
 - Kostenreduktion bis zu 20% gegenüber Stahlmediumrohr
- Rationalisierung bei der Verlegung
 - Pipelineverfahren (Montage neben Graben)
 - Verzicht auf Kompensationsmaßnahmen, Zulassen von plastischer Verformung bei der Kaltverlegung
 - grabenlose Verfahren (Flowtex) bei aufwendiger Oberflächenwiederherstellung bzw. bei Querung von Schienen oder stark befahrenen Straßen
 - Übergang zur Fließfertigung
- Preiswerte Hausanschlüsse
 - Einfachere Hausabgänge und standardisierte HAS einsetzen
 - direkte Anbindung mit Differenzdruckregelung
 - Netzdruck nicht über zulässigem Druck der Hausanlage

Die erfolgreichste Maßnahme zur Kostenreduktion ist jedoch die kostenorientierte Planung und der Wettbewerb im Markt.

6 Zusammenfassung

Die Geothermie stellt hohe Anforderungen an die benötigte Infrastruktur Fernwärme und hierbei insbesondere die Forderung nach tiefen Betriebstemperaturen. Eine tragfähige Anwendung der Geothermie ist daher nur durch intelligente Systemlösungen zu erreichen, die neben einer optimalen Nutzung der Geothermie auch preiswerte Wärmeverteilungssysteme und angepasste Betriebsweisen beinhaltet. Hierbei muß beachtet werden, daß trotz der in einigen Fällen anlegbaren Geothermienutzung konkurrierende rationelle Energiesysteme, z.B. BHKW-Anlagen, meist wirtschaftlicher sind.

Im Wärmemarkt werden unter Berücksichtigung des volkswirtschaftlichen Gesamtziels „Maximale CO₂-Reduktion mit begrenzten Mitteln“ Technologien zur CO₂-Einsparung konkurrieren. Eine monetäre Unterstützung einzelner Technologien bei der F&E und der Markteinführung ist sicherlich zwingend notwendig, einer dauerhafte Subvention jedoch kaum tragbar. Erfolgreich werden daher nur die beweglichen und innovativen Geothermianwender sein, die neue Technologien einführen und die Chancen der Kostenreduktion im System Geothermie+KWK+Nah-/Fernwärme nutzen. Nicht durch das permanente „Schielen“ nach Fördermitteln sondern durch Mut zur Innovation und die Systemsicht kann die Basis für eine wettbewerbsfähigere Geothermie geschaffen werden.

- [1] Schönberg, I.; Althaus, W.
„Kostenrechnung und Kostenschätzung in der Fernwärmewirtschaft“
FWI 3/95, S. 101-118
- [2] BMBF-Verbundprojekt 0326988A-C „Fernwärme-Kälte-Kopplung“
PEF, StW Weißwasser, UMSICHT 1995
- [3] Schönberg, I.
„Fernwärme und KWK im Energiemarkt der Zukunft“
Tagungsband „Biomasse und Kraft-Wärme-Kopplung“
Vortrag/Manuskript UMSICHT-Tage 1996 28./29.8.96, Oberhausen
- [4] „Energetische Nutzung von Holz und Biomasse durch Vergasung in der zirkulierenden Wirbelschicht“ gefördert durch das BML 94 NR 140-F
500 kW Demonstrationsanlage UMSICHT e.V.
- [5] Schönberg, I. (Vortragender); Noeres, P.; Althaus, W.
„Entwicklungs-/Optimierungspotentiale der Fernwärme-Kälte-Kopplung“
Vortrag/Manuskript, AGFW-Fachtagung „Heizkraftwirtschaft '96, Leipzig
- [6] Schönberg, I.
„Kältedienstleistung - ein neuer Markt für EDU's“; Vortrag/Manuskript
VDI-GET „Energiedienstleistung und Marketing“ 10./11.9.96, Hamburg
- [7] Hartmann, Hans
„Stellung der Biomasse im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern“; Schriftenreihe der FNR, Band 3 (1995)

Die Autoren

Abbas M. Abbas, M. Sc., Institut für Angewandte Geowissenschaften der Justus-Liebig-Universität, Gießen, D

Prof. Dr. h. c. E. Althaus, Mineralogisches Institut der Universität (T.H.), Karlsruhe, D

Dr. Miklos Arpasi, International Geothermal Association - European Branch, Chairman, Budapest, H

Dipl.-Ökon. Ingo Bachmann, Geothermie Neubrandenburg GmbH, D

Dr. Roy Baria, SOCOMINE, Sultz-sous-Forêts, F

Dipl.-Geol. Roland Barthel, Lehr- und Forschungsbereich Hydrogeologie und Umwelt, Institut für Geologie der Universität Würzburg, D

Dipl.-Geol. Wolfgang Bauer, Lehr- und Forschungsbereich Hydrogeologie und Umwelt, Institut für Geologie der Universität Würzburg, D

Dr. Jörg Baumgärtner, SOCOMINE, Sultz-sous-Forêts, F

U. Bayer, GeoForschungsZentrum Potsdam, D

S. Bochning, URST Umwelt- und Rohstoff-Technologie, Greifswald, D

Sven Böhm, Geothermie Neubrandenburg GmbH, D

Dipl.-Ing. Wulf Brandt, Geothermie Neubrandenburg GmbH, D

Dr. Egbert Broßmann, VEAG Berlin, D

Martin Brunner, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern, CH

Jakob Buchi, Bernard Mathey Ingénieurs-Conseils SA, Montezillon-Neuchâtel, CH

Prof. Dr. Hans Burkhardt, Fachgebiet Angewandte Geophysik, Technische Universität Berlin, D

Raffaele Cataldi, Member of the Forum of the IGA European Branch, Pisa, I

Dr. Christoph Clauser, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung – Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Hannover, D

J. Demange, BRGM, Orléans, F

Dr. Zeynel Demirel, MTA, Ankara, TR

Dipl.-Geophys. Jürgen Dornstädter, GTC-Kappelmeyer GmbH, Karlsruhe, D

Dr. H.-P. Ebert, Abt. Wärmedämmung/Wärmetransport, Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V., Würzburg, D

Kemal Erbas, GeoForschungsZentrum Potsdam, D

Jörg Erzinger, GeoForschungsZentrum Potsdam, D

Dr. Walter J. Eugster, Polydynamics Engineering, Zürich, CH

K. F. Evans, Polydynamics Engineering, Männedorf, CH

Dr. Arthur Fehr, Bern, CH

Carola Fitzer, Institut für Angewandte Geowissenschaften der Justus-Liebig-Universität, Gießen, D

Sylvia Fluhrer, Institut für Angewandte Geowissenschaften der Justus-Liebig-Universität, Gießen, D

Prof. Dr. J. Fricke, Abt. Wärmedämmung/Wärmetransport, Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V., Würzburg, D

Dipl.-Min. Georg Frosch, Mineralogisches Institut der Universität (T.H.), Karlsruhe, D

H. Füglistner, Füglistner AG, Weggis, CH

Dr. Albert Genter, BRGM/GIG, Orléans, F

Dr. André Gérard, SOCOMINE, Soultz-sous-Forêts, F

Dr. Harald L. Gorhan, Elektrowatt Engineering AG, Zürich, CH

Ass. Prof. Plamen S. Gramatikov, MSc., Faculty of Natural Sciences and Mathematics – Department of Physical Engineering, South West University „Neofit Rilsky“, Blagoevgrad, BG

Dr. Emil Greber, Geoform, Geologische Beratungen und Studien AG, Winterthur, CH

Stephan Großwig, GESO GmbH, Jena, D

Markus O. Häring, Häring Geo-Project, Steinmaur, CH

Lukas Hauber, Kantonsgeologe BS, Basel, CH

Dipl.-Geophys. Barbara Heinemann-Glutsch, GTC-Kappelmeyer GmbH, Karlsruhe, D

Dr. Gerold Heinrichs, Lehr- und Forschungsbereich Hydrogeologie und Umwelt, Institut für Geologie der Universität Würzburg, D

Dr. Göran Hellström, Department of Mathematical Physics, Lund Institut of Technology, Lund, S

Karl Hess, Polydynamics Engineering, Bremgarten-Bern, CH

Dipl. Berging. Hans Hildebrand, GEOHIL-Wärme AG, Hünenberg, CH

Dipl.-Ing. Hartmut Hinz, Bergamt Stralsund, D

Dr. Klaus Hofmann, URST Umwelt- und Rohstoff-Technologie, Greifswald, D

Dr. Robert J. Hopkirk, Polydynamics Engineering, Männedorf, CH

P. Hoth, GeoForschungsZentrum Potsdam, D

A. M. Hottin, BRGM/GIG, Orléans, F

Dr. Ernst Huenges, GeoForschungsZentrum Potsdam, D

Suzanne J. Hurter, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung –
Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Hannover, D

Prof. Dr. Eckart Hurlig, GESO GmbH, Jena, D

Margot Isenbeck-Schröter, Fachbereich Geowissenschaften (Geochemie und
Hydrogeologie), Universität Bremen, D

Dr. Reinhard Jung, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover,
D

Dr.-Ing. Mieczyslaw Kabat, Technische Universität, Szczecin, PL

Dr. Frank Kabus, Geothermie Neubrandenburg GmbH, D

Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle
Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, D

Dr. Oskar Kappelmeyer, Geothermic Consult, Forsthardt, D

J. Kasbohm, FR Geowissenschaften, Ernst-Moritz-Arndt-Universität Greifswald, D

Michael Kasch, GESO GmbH, Jena, D

Martin Kayser, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER),
Universität Stuttgart, D

Beat Keller, Mengis + Lorenz AG, Luzern, CH

Dipl.-Min. Torsten Kellner, Geothermie Neubrandenburg GmbH, D

Prof. Dr. i. Birol I. Kilkis, GEOENERGY for state of art geothermal technologies,
Springfield, MO, USA

Prof. Dr. Klaus Knoblich, Institut für Angewandte Geowissenschaften der Justus-Liebig-Universität, Gießen, D

Dipl.-Ing. Ulrich Knöfler, Bergamtsleiter, Bergamt Stralsund, D

Prof. Manfred Köhler, URST Umwelt- und Rohstoff-Technologie, Greifswald, D

Martin Kölling, Fachbereich Geowissenschaften (Geochemie und Hydrogeologie), Universität Bremen, D

Dr. Thomas Kohl, Institut für Geophysik, ETH Hönggerberg, Zürich, CH

Dr. Olaf Kolditz, Institut für Strömungsmechanik und elektronisches Rechnen im Bauwesen, Universität Hannover, D

Hartmut Krause, Institut für Wärmetechnik und Technische Thermodynamik, TU Bergakademie Freiberg, D

Dipl.-Chem. Michael Kühn, Fachbereich Geowissenschaften (Geochemie und Hydrogeologie), Universität Bremen, D

Dr. Harry Lehmann, Wuppertal Institut für Klima-Umwelt-Energie GmbH, D

Werner Leu, Geoform, Geologische Beratungen und Studien AG, Winterthur, CH

Bernard Mathey, Bernard Mathey Ingénieurs-Conseils SA, Montezillon-Neuchâtel, CH

M. Martin, Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau, TU Bergakademie Freiberg, D

Dipl.-Geophys. Thomas Mégel, Institut für Geophysik, Gruppe für Geothermik und Radiometrie, ETH Hönggerberg, Zürich, CH

Dr.-Ing. Heiner Menzel, Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH, D

Orhan Mertoglu, Generaldirektor ORME, Ankara, TR

Dipl.-Ing. Gerd Möllmann, Geothermie Neubrandenburg GmbH, D

Reto Murali, Centre d'Hydrogéologie de l'Université de Neuchâtel, CH

Dipl.-Ing. Vlastimil Myslík, GEOMEDIA, Prag, CZ

Klaus Nanzer, *Masch. Ing. ETH*, Gemeindepräsident Oberwald, CH

Dipl.-Ing. Klaus Nast, Ltd. Bergdirektor Landesbergamt Baden-Württemberg, Freiburg i. Br., D

Dirk Naumann, GeoForschungsZentrum Potsdam, D

Prof. Dr.-Ing. habil. Wladyslaw Nowak, Technische Universität, Szczecin, PL

R. Ondrak, GeoForschungsZentrum Potsdam, D

Dipl.-Ing. Gerhard Oppermann, GRUNeko AG, Ingenieure für Energiewirtschaft, Basel, CH

Walter Ott, dipl. El. Ing. ETH, econcept, Zürich, CH

Daniel Pahud, Dept. Of Mathematical Physics, Lund, S

Gerhard Pernecker, Marktgemeindegemeinde Altheim, A

Wolfgang Pötke, Institut für Wärmetechnik und Technische Thermodynamik, TU Bergakademie Freiberg, D

Prof. Dr. Kiril Popovski, Central/East European Collaboration Network on Direct Application of Geothermal Energy, Bitola, Macedonia

Dr. Joachim Poppei, Geothermie Neubrandenburg GmbH, D

Dipl. Oec. Rüdiger Peter Quint, Saarberg Fernwärme GmbH, Saarbrücken, D

Dipl.-Geol. Wilfried Rockel, Geothermie Neubrandenburg GmbH, D

Birgit Rohstock, Geothermie Neubrandenburg GmbH, D

Dr. Jürgen Rüttgers, Bundesminister für Bildung, Forschung, Wissenschaft und Technologie, Bonn, D

Dipl.-Ing. Johannes Ruhland, Terrawat Gesellschaft für Energie-, Wasser und Umwelttechnik mbH, Markt Schwaben, D

Prof. Dr. Fritz Rummel, Ruhr-Universität, Bochum, D

Prof. Dr. Ladislaus Rybach, Institut für Geophysik und Radiometrie, ETH Hönggerberg, Zürich, CH

Dr. Burkhard Sanner, Institut für Angewandte Geowissenschaften der Justus-Liebig-Universität, Gießen, D

Dipl.-Ing. Axel Schaberg, Institut für Wärmetechnik und Technische Thermodynamik, TU Bergakademie Freiberg, D

Kuno Schallenberg, GeoForschungsZentrum Potsdam, D

Dipl.-Geophys. Rüdiger Schellschmidt, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung – Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Hannover, D

Ulrich Scheuss, Energie-Ing. NDS-HTL, Ingenieurbüro Lippuner & Partner AG, Grabs, CH

Dr. H. L. Schmid, stellvertretender Direktor des Bundesamtes für Energiewirtschaft,
Bern, CH

Dr. Detlef Schneider, KEMA-IEV GmbH, Dresden, D

Dr. Herbert Schneider, Geothermie Neubrandenburg GmbH, D

Dipl.-Ing. Ingo Schönberg, Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik e.V.
(UMSICHT), Oberhausen, D

Horst D. Schulz, Fachbereich Geowissenschaften (Geochemie und Hydrogeologie),
Universität Bremen, D

Dr. Andrea Seibt, GeoForschungsZentrum Potsdam, D

Dr. Peter Seibt, Geothermie Neubrandenburg GmbH, D

Prof. Dr.-Ing. habil. Roman Sobanski, Technische Universität, Szczecin, PL

Dipl.Vw. Christof Stein, Deutsche Ausgleichsbank, Bonn-Bad Godesberg, D

Dipl.-Geol. Helmut Tenzer, Stadtwerke Bad Urach, D

U. Tiberi, European Community, General Directorat XVII, ALTERNER Program,
Bruxelles, B

Dipl.-Geophys. Bernd Troschke, Fachgebiet Angewandte Geophysik, Technische
Universität Berlin, D

Prof. Dr. Peter Udluft, Lehr- und Forschungsbereich Hydrogeologie und Umwelt,
Institut für Geologie der Universität Würzburg, D

Dr. Hans-Adolf Ullner, GeoForschungsZentrum Potsdam, D

Prof. Mirko Vaněček, GEOMEDIA, Prag, CZ

Dr. Fernando Völsger, URST Umwelt- und Rohstoff-Technologie, Greifswald, D

François-D. Vuataz, Centre d'Hydrogéologie de l'Université de Neuchâtel, CH

Josef Wennrich, Ministerialdirigent, Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg,
Stuttgart, D

Dipl.-Geol. Reinhard Werner, Geothermie Neubrandenburg GmbH, D

Horst Wetzels, VEAG Berlin, D

Dr. Roland Wyss, Ingenieurgeologie, ETH Höngerberg, Zürich, CH

J. Zaske, GTC-Kappelmeyer GmbH, Karlsruhe, D

DIE WISSENSCHAFTLICHE PILOTANLAGE

Der nächste Schritt in der Entwicklung der Hot-Dry-Rock- Technologie in Europa

*J. Baumgärtner, A. Gerard und R. Baria**

Strom und Wärme umweltfreundlich und möglichst wirtschaftlich aus Erdwärme erzeugen zu können, ist derzeit das Ziel weltweiter Forschungsaktivitäten. Bei uns in Europa konzentriert sich die Hot-Dry-Rock Forschung, d.h. allgemein die Erforschung der Technologie zur Nutzung der im tiefen Untergrund gespeicherten Wärmeenergie, auf das multinationale Projekt in Soultz-sous-Forêts im nördlichen Elsaß (Frankreich). Soultz liegt im Herzen des Oberrheingrabens ca. 50 km nördlich Straßburg und etwa in der gleichen Entfernung westlich von Karlsruhe. Durch tiefreichende Konvektionsbewegungen des Grundwassers in den Bruchzonen des Rheingrabens wird hier Wärme nach oben geschleppt. An der Oberfläche finden wir zwischen Frankfurt und Basel eine Region von ca. 3000 km² mit stark erhöhtem Wärmefluß. Dies ist die bedeutendste Wärmeanomalie Mitteleuropas. Bedeutend vor allem auch, weil hier in dieser dicht besiedelten und teilweise hoch industrialisierten Region die Verbraucher (für Strom und Wärme) direkt auf dem Energievorkommen sitzen.

Die Entwicklung jeder neuen Technologie verlangt klar umrissene Zielsetzungen für die einzelnen Entwicklungsphasen. Für die Hot-Dry-Rock Technologie geht man im allgemeinen von 3 Entwicklungsphasen aus, die notwendig sind, um diese neue Technologie an den Energiemarkt heranzuführen:

der wissenschaftlichen Erkundung des tiefen Untergrunds und der Erstellung einer Machbarkeitsstudie (1987 - 1997) Erstellung und Betrieb einer wissenschaftlichen Pilotanlage (1998 - 2002 (ev. bis 2004)) Erstellung und Betrieb eines industriellen Prototyps (ca. 20 MWel, etwa ab 2005)

Die wissenschaftliche Erkundung des Untergrundes im Raum Soultz begann 1987 und ist heute weitgehend abgeschlossen. Die wesentlichen geologischen und geophysikalischen Parameter wie der Schichtaufbau, die mineralogische und chemische Zusammensetzung der Gesteine, das natürliche Klufnetz, die physikalischen Eigenschaften der Gesteine, die Umgebungsbedingungen in der Tiefe (Druck, Temperatur, Spannungen, Grundwasserhydraulik) wurden eingehend untersucht. Die gegenwärtigen Arbeiten befassen sich mit Machbarkeitsuntersuchungen im Hinblick auf die Schaffung eines Wärmetauschers in großer Tiefe (3 - 4 km) und damit verbunden die erzwungene Zirkulation heißer Wässer für Distanzen von mehreren hundert Metern (derzeit: 450 m). In diesem Rahmen ist für das Frühjahr 1997 ein 4-monatiges Zirkulationsexperiment geplant, bei dem wesentliche technische Parameter für den Bau einer wissenschaftlichen Pilotanlage erarbeitet werden sollen (Stichworte: Wechselwirkung Fluid-Gestein, Temperaturverhalten, Handhabung der Wässer an der Oberfläche, Optimierung des Ausbaus der Bohrungen etc.). Am Ende der Machbarkeitsuntersuchungen steht eine Ingenieurstudie für den Bau einer solchen Pilotanlage.

Die wissenschaftliche Pilotanlage, der logische nächste Entwicklungsschritt für die Hot-Dry-Rock-Technologie, ist noch keine industrielle Installation. Vielmehr sollen hier Erfahrungen im Management und über das Langzeitverhalten eines tiefen Wärmetauschers gesammelt, verfahrenstechnische Konzepte (Stichworte z.B. Leistungsoptimierung, Korrosionsschutz, diagnostischen Meßverfahren etc.) erprobt und verbessert und nicht zuletzt eine detaillierte Kostenanalyse für diese neue Technologie erstellt werden. Gleichzeitig bietet eine solche immer noch nach wissenschaftlichen Grundsätzen arbeitende Pilotanlage auch die Möglichkeit die potentiellen Nutzer dieser Technologie, d.h. die Energieversorger, mit dieser Technologie vertraut zu machen. Konsequenterweise soll daher die Projektleitung (und auch die Antragstellung) für die Pilotanlage einem Industriekonsortium übertragen werden, das sich bereits in Form einer „Europäischen Wirtschaftlichen Interessenvereinigung (EWIV) Wärmebergbau“ formiert hat. Vertragspartner sind bisher die Pfalzwerke AG und die Electricité de Strasbourg. Die Electricité de France, die ENEL (Italien) und das RWE haben sich vertraglich die Option für den Beitritt zu einem späteren Zeitpunkt offengehalten.

Auf der technischen Seite sollte diese Pilotanlage sich auf die Minimalkonfiguration mit 3 Bohrungen mit Endteufen zwischen 4500 - 5000 m beschränken (2 Produktionsbohrungen, 1

Reinjektionsbohrung, bei der es sich um die vertiefte existierende Bohrung GPK-2 handeln könnte). Die Zirkulationsrate sollte bei 280 - 300 m³ pro Stunde liegen. Bei diesen Tiefen und Zirkulationsraten kann dann eine Produktionstemperatur am Bohrlochkopf von ca. 180 - 190° C erwartet werden. Damit würde die Anlage eine thermische Leistung von ca. 40 - 50 MW erreichen. An diesem Punkt stellt sich dann sofort die Frage nach der Stromerzeugung. Bei solch einer Pilotanlage können die notwendigen zusätzlichen Investitionen für die Stromerzeugung nur vertreten werden, nachdem das Herzstück dieser neuen Technologie, der Wärmetauscher, ausgiebig erprobt worden ist. Konsequenterweise sollte dann bei solch einer wissenschaftlichen Pilotanlage auch bei der Stromerzeugung innovative Technologie zum Zuge kommen. Aus verfahrenstechnischen, aber auch Gründen des Umweltschutzes, wird bei dem Kreislaufprozess in einer HDR -Anlage die Stromerzeugung immer mit Hilfe eines sogenannten Binärsystems erfolgen. Dies bedeutet, daß der Primärkreislauf, in dem das Formationswasser zirkuliert, völlig in sich geschlossen bleibt und nur seine Wärme über einen Wärmetauscher an einen zweiten Kreislauf, das Binärsystem, abgibt. In diesem zirkuliert eine Flüssigkeit mit einem möglichst niedrigen Siedepunkt, um den Wirkungsgrad zu erhöhen. Früher kamen hier die Ozonschicht gefährdende Fluorkohlenwasserstoffe zum Einsatz. Heute gibt es eine Reihe von Ersatzstoffen, die zum Teil aber auch erhebliche Nachteile mit sich bringen (brennbar, toxisch). Nun gibt es aber gerade in jüngster Zeit interessante Entwicklungen auf diesem Gebiet (das für die gesamte Kraftwerksindustrie von Interesse ist), bei denen sehr umweltfreundliche Stoffe im Binärkreislauf eingesetzt werden, wie z.B. Wasser, wobei der Binärkreislauf mit Unterdruck gefahren wird. Hier bietet sich eine sinnvolle Möglichkeit an, die Erprobung einer neuen Technologie zur Energiegewinnung mit der Entwicklung bzw. Erprobung neuer Verfahren bei der Stromerzeugung im Rahmen eines gemeinsamen Forschungsprojektes zu kombinieren.

Die Laufzeit für die wissenschaftliche Pilotanlage wird derzeit auf 5 - 7 Jahre angesetzt. Die insgesamt in diesem Zeitraum anfallenden Kosten, (ohne Stromerzeugung, jedoch einschließlich der begleitenden wissenschaftlichen Projekte und der Geräteentwicklungen) werden auf ca. 50 Millionen ECU (ca. DM 95 Millionen DM) geschätzt. Als mögliche Partner für die Finanzierung dieser noch rein wissenschaftliche Anlage kommen derzeit die EU (DGXII), Frankreich (zentral und Region Elsaß) und Deutschland in Frage. Von den Industriepartnern wird neben der Übernahme der Projektleitung und der damit verbundenen Verantwortung eine aktive technische und personelle Unterstützung erwartet.

Am Ende der wissenschaftlichen HDR-Pilotanlage wird eine eingehende Bewertung der gesamten Technologie und der damit verbundenen Kosten stehen. Es wird dann unter Berücksichtigung der zu diesem Zeitpunkt auf dem Energiemarkt herrschenden Rahmenbedingungen zu entscheiden sein, ob diese Technologie für unseren heimischen (europäischen) Energiemarkt attraktiv ist, für die HDR-Technologie bzw. die daraus abgeleiteten Anwendungen, Geräte und Verfahren Exportchancen bestehen, oder ob die tiefen Erdwärmevorkommen in Verbindung mit der entwickelten Abbautechnologie nur als nationale Reserven anzusehen sind.

Soll die HDR-Technologie weiter an den Energiemarkt herangeführt werden, so ist der logische nächste Entwicklungsschritt die Erstellung und der Betrieb eines industriellen Prototyps. Dieser sollte sich schon aus Kostengründen von der Größenordnung her an die auf dem Weltmarkt verbreiteten modularen geothermischen

Kraftwerke anlehnen (z.B. 20 MW elektrisch, mehrere Einheiten können kombiniert werden) und dann über ca. 4 - 6 Produktionsbohrungen und ca. 2 - 3 Reinjektionsbohrungen verfügen. Für eine solche Anlage, die den letzten Entwicklungsschritt vor einer Markteinführung darstellt, müßte dann allerdings eine Kostenbeteiligung der Industrie von wenigstens 50% erwartet werden.

Literatur:

BAUMGÄRTNER J., BARIA R., GERARD, A. UND GARNISH, J.:
A Scientific Pilot Plant, The next Phase of the Development of HDR Technology in Europe; summary
3rd international HDR Forum, May 13 -16th, Santa Fe NewMexico, USA1996

** Dr. Jörg Baumgärtner, Andre Gerard & Roy Baria SOCOMINE, F-67250 Soultz-sous-Forêts*

Geothermische Energie

**Reichstag Berlin: Vorschlag für einen unterirdischen
Wärme-/ Kältespeicher**

**Nutzung der Geothermie in Europa und im
Mittelmeerraum**

Geothermie global: WGC '95

Geothermie im Internet

**Die „Erdgekoppelte wird 50“: 50 Jahre Erdgekoppelte in
den USA - 15 Jahre Erdwärmesonden in Mitteleuropa**

Bayerns „Weiße Bodenschätze“

**Geothermie: Möglicher Beitrag in der CO₂-Reduktions-
strategie**

Das Erdwärmeprojekt Neustadt-Glewe

**Energiegewinnung aus heißem Tiefengestein -
Das Europäische Projekt in Soultz-sous-Forêts**

Unterwasserpumpen für Thermalwasserbohrungen

Seit 5 Jahren: Die ganze Welt der Geothermie

Lieferbare Literatur und Materialien

Forum für Zukunftsenergien e. V. & Geothermische Vereinigung e. V. (Hrsg.)
Geothermische Fachtagung 1992 - Technologie, Ökologie, Ökonomie
Bonn/Neubrandenburg/ Geeste 1993 (ISBN 3-932570-00-6)
(Restauflage, DM 28,00)

Forum für Zukunftsenergien e. V., Geothermische Vereinigung e. V. & CORA-BEA (Hrsg.)
Geothermische Energie - Nutzung, Erfahrung, Perspektive
Tagungsband 3. Geothermische Fachtagung Schwerin
Bonn/ Neubrandenburg/ Geeste/ Potsdam 1994 (ISBN 3-932570-02)
(Restauflage, DM 28,00)

Geothermische Vereinigung e. V. (Hrsg.)
Firmen- und Beraterverzeichnis
Neubrandenburg/ Geeste, 2. Ausgabe 1995 (ISBN 3-932570-03-0)
(DM 8,50)

Geothermische Vereinigung e. V. (Hrsg.)
Forschungs- und Entwicklungsbedarf Geothermie - Stand Juni 1995
Brosch., Neubrandenburg/ Geeste 1995 (ISBN 3-932570-03-04-9)
(DM 5,00)

Geothermische Vereinigung e. V. (Hrsg.)
Geothermie als Teil kommunaler Energiekonzepte. Tagungsband Rheinsberg 30. 5.'96
Neubrandenburg/ Geeste 1997, 68 Seiten (ISBN 3-932570-06-5)
(DM 18,80)

Geothermische Vereinigung e. V. & Schweizerische Vereinigung für Geothermie (Hrsg.):
Geothermie - Energie der Zukunft
Neubrandenburg/ Geeste 1997, ca. 500 Seiten (ISBN 3-932570-09-X)
(DM 68,00)

Geothermische Vereinigung e. V. (Hrsg.)
Posterserie zur Geothermie
wird laufend ergänzt. Bisher erschienen:

1. Unser energischer Planet (Grundlagen)
2. Hydrothermale Geothermie
3. Oberflächennahe Geothermie
4. Hot-Dry-Rock

(pro Poster/Motiv DM 25,00)

Stadtwerke Bad Urach & Socomine
Hot Dry Rock - Strom und Wärme aus heißem Gestein
Video, ca 11 Minuten ISBN 3-932570-05-7
(Schutzgebühr DM 25,00)
englische Version: ISBN 3-932570-07-3
französische Version: ISBN 3-932570-08-1

Geothermische Vereinigung e. V. Gartenstraße 36, 49744 Geeste
Tel.: 0 59 07 - 5 45, Fax 0 59 07 - 73 79
e-mail Geothermische-Vereinigung@t-online.de

Geothermische Vereinigung e.V.



Die wissenschaftlich-technische Geothermische Vereinigung e.V. (GtV) hat sich zum Ziel gesetzt, die Erforschung, Erkundung, Bewertung, Gewinnung und Nutzung der Erdwärme und deren Träger zu fördern. Sie führt die auf diesem Gebiet tätigen Fachleute, Behörden, Institutionen, wissenschaftlichen Einrichtungen, Unternehmen, Politiker und andere an der Erdwärmenutzung Interessierten zusammen.

Dadurch sollen fachübergreifendes Denken und Arbeiten intensiviert, sowie Lösungen für die vielfältigen Aufgaben unter geowissenschaftlichen, technischen, wirtschaftlichen, ökologischen und energiepolitischen Aspekten vorangetrieben werden.

Die GtV hat sich folgende Schwerpunkte gesetzt:

- * *Die Nutzung geothermaler Warmwasservorkommen*
- * *Hot-Dry - Rock Technologie / Stromerzeugung aus geothermischer Energie*
- * *Erdwärmegewinnung aus dem flachen Untergrund*
- * *Speichertechnologien*
- * *neue, innovative Technologien der Erdwärmenutzung*
- * *Wirtschaftlichkeits- und Umweltbetrachtungen*
- * *Forschungs- und Förderprogramme und deren Umsetzung*
- * *Kooperationsmöglichkeiten mit anderen regenerativen Energieträgern*
- * *Einbindung in konventionelle Energieversorgungskonzepte*

Das geschieht u.a. mit Hilfe von:

- * *Information der Öffentlichkeit über die Vorteile der Erdwärme und deren Nutzungsmöglichkeiten*
- * *Information über Entwicklungen im In- und Ausland*
- * *Organisation von Tagungen, Seminaren, Fachvorträgen, Studienkreisen usw.*
- * *Kontakte zu Fachkreisen und Verbänden des In- und Auslandes*
- * *Gespräche mit Vertretern von Printmedien, Rundfunk- und Fernsehanstalten, politischen Parteien und Organisationen, Behörden, Verwaltungen, Institutionen, Energieversorgern, Forschungs- und Bildungseinrichtungen*
- * *Herausgabe der Geothermischen Energie*