

# Technologieentwicklung im *In-Situ*-Geothermielabor Groß Schönebeck

Ernst Huenges, Günter Zimmermann, Andreas Reinicke, Guido Blöcher, Heinz Gerd Holl, Björn Legarth, Ali Saadat, Inga Möck, Helmuth Winter, Wolf Brandt, Silke Köhler, Angelika Spalek, Mathias Poser, Jörg Schrötter, Rainer Becker

*Generation of electricity from geothermal heat is up to now limited to regions characterised by high temperature ( $T > 150\text{ °C}$ ) at lower depths. Beside the temperature, adequate rock types are required which store and supply hot water. A reservoir rock with these profitable storage properties is represented by a 265 million years old sandstone horizon which can be found in North-Germany in 4000 m depth. Hot water in these sandstones possesses a sufficiently high temperature of  $150\text{ °C}$  for electrical power production. To achieve the necessary productivity for economic use, new surface and subsurface technologies have to be developed. For this purpose GFZ Potsdam uses an abandoned well in Groß Schönebeck as an *In-Situ* geothermal laboratory. The investigated subsurface technologies include (I) reservoir stimulation with the generation of artificial fractures to enhance the flow rates and (II) mitigation strategies to preserve the initial conditions of the reservoir rock. The experiments demonstrated the enhancement of the productivity by a selective frac design. In a second deep well at this site Groß Schönebeck these results will be applied for the realisation of a doublet system (with a production well and an injection well) which will be coupled to a power plant to enable electrical power production.*

## Zusammenfassung

Die Erzeugung von Strom aus Erdwärme durch die Nutzung von Heißwässern beschränkt sich bisher auf Gebiete, die durch hohe Temperaturen ( $T > 150\text{ °C}$ ) in geringen Tiefen der Erdkruste charakterisiert sind. Neben der Temperatur sind aber auch Gesteinstypen notwendig, die genug Heißwasser speichern und wieder abgeben können. Ein 265 Mio. Jahre alter Sandsteinhorizont, den man in Nord-Deutschland in 4.000 m Tiefe antrifft, stellt ein Reservoirgestein mit günstigen Speichereigenschaften dar. Die Heißwässer in diesem Sandstein besitzen eine zur Stromerzeugung ausreichende Temperatur von circa  $150\text{ °C}$ . Um die notwendige Produktivität zur wirtschaftlichen Nutzung zu erreichen, müssen über- und untertage neue Technologien entwickelt werden. Hierzu nutzt das GeoForschungszentrum Potsdam seit 2002 eine Altbohrung in Groß Schönebeck als *In-Situ*-Geothermielabor. Zu den erforschten Untertage-Technologien zählen (I) die Reservoirstimulation durch die Erzeugung künstlicher Risse, um die Förderraten von Heißwasser zu erhöhen, und (II) speicherschonende Aufschlussverfahren zur Erhaltung der initialen Speichereigenschaften der Reservoirgesteine. Die Experimente haben gezeigt, dass durch gezieltes Riss-Design die Fördermenge an Heißwasser wesentlich erhöht werden kann. In einer zweiten neuen Tiefbohrung am Standort Groß Schönebeck sollen nun diese Ergebnisse zur Realisierung einer Dublette (bestehend aus Förderbohrung und Injektionsbohrung) umgesetzt werden, durch die – gekoppelt an einen Kraftwerkskreislauf – Stromerzeugung ermöglicht werden soll.

## Einleitung

Anspruchsvolle energie- und umweltpolitische Zielsetzungen stellen die Energieversorgung vor neue Herausforderungen: Der Energiemix der Zukunft soll ökologisch verträglich, ressourcensicher, wettbewerbsfähig und vor

allem nachhaltig sein. Die Minderung von Emissionen und die deutliche Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung stehen dabei im Vordergrund.

Aus Erdwärme kann Energie in Form von technisch nutzbarer Wärme oder elektrischem Strom bedarfsgerecht hergestellt werden. Die Erde birgt dafür ein hohes, energie-wirtschaftlich interessantes Potenzial. Die geothermische Fündigkeit ist dabei nicht auf vulkanische Gebiete beschränkt. Im Prinzip gibt es Erdwärme fast überall, auch in Mitteleuropa.

Allerdings muss man hier in Tiefen von vier bis fünf Kilometern bohren, um ein Temperaturniveau zu erschließen, das hoch genug ist, um über Dampfturbinen effektiv elektrische Generatoren antreiben zu können. Dieses Potenzial kann erst dann genutzt werden, wenn die noch hohen Kosten und Risiken der Erschließung nachhaltig gesenkt werden. Die Herausforderung liegt in der Entwicklung von Technologien, die die Ergiebigkeit geothermischer Lagerstätten steigern und die Risiken bei der Lagerstätten erkundung senken.

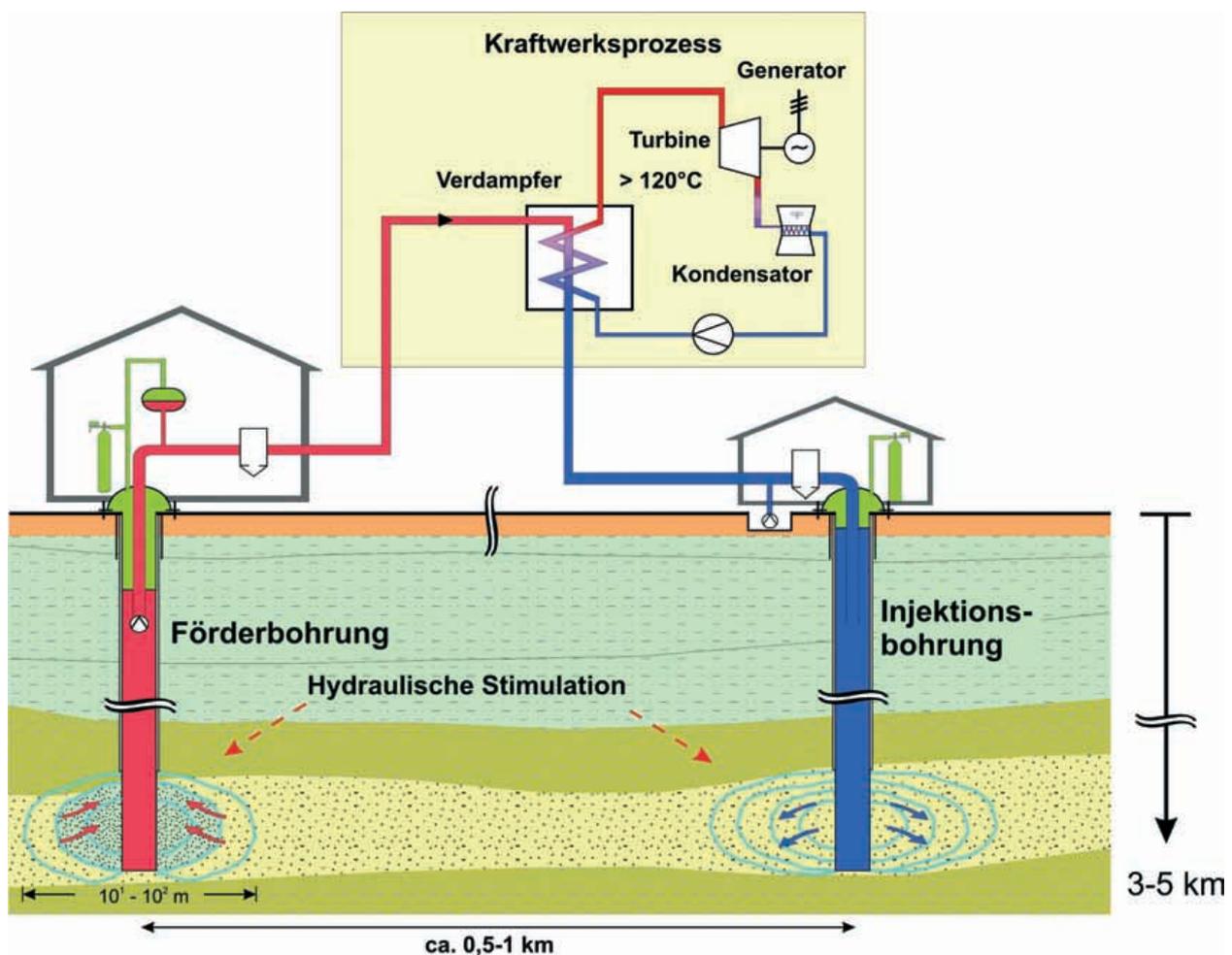
Eine Wärmequelle ist heißes Wasser aus der Erde. Heute nutzen noch die meisten größeren geothermischen Kraftwerke der Welt heißes oberflächennahes Wasser aus vulkanisch erhitzten Gesteinsschichten. Ähnliche hydrothermale Systeme kommen aber auch in nichtvulkanischen Regionen vor. Es gibt sie zum Beispiel im süddeutschen Raum und in der Norddeutschen Tiefebene. Praktisch überall im Untergrund stößt man ab 4.000 m Tiefe auf über  $150\text{ °C}$  heiße Gesteinsformationen. Sie enthalten das bei weitem größte Reservoir an geothermischer Energie, das derzeit technisch zugänglich ist. Hydrothermalsysteme oder trockene Hot-Dry-Rock-Systeme (HDR-Systeme), wie diese Formationen je nach Wasserführung genannt werden, stellen deshalb ein großes Zukunftspotenzial für die Energieversorgung dar. Trocken bedeutet hier, dass

nicht ausreichend natürliches Wasser vorhanden ist, um es wie bei den hydrothermalen Lagerstätten über einen längeren Zeitraum an die Oberfläche zu pumpen.

Oft haben diese Felsformationen jedoch zu kleine natürliche Risse, die einen zu geringen Wasserdurchsatz und keinen effektiven Wärmeaustausch ermöglichen. Mit speziellen Stimulationsmethoden müssen dann zusätzliche künstliche Risse erzeugt und die bestehenden erweitert werden. Eine solche Methode ist die hydraulische Stimulation der Klüfte und Risse: Das sogenannte *Hydraulic Fracturing* ist in der Erdöl- und Erdgasindustrie ein gängiges Verfahren (Economides et al., 2002; Entingh, 2000). In den 1940er Jahren entwickelt und ständig weiter verbessert, wird es dort eingesetzt, um die Produktivität von Bohrungen gezielt zu erhöhen. Dem Hydraulic Fracturing kommt zunehmend auch in der Erdwärmennutzung eine Schlüsselrolle zu. Mit ihm kann die natürliche Wasserdurchlässigkeit des Reservoirgesteins so erhöht werden, dass die geothermische Energiepro-

duktion ökonomisch interessant wird. Die Stimulationsmethoden der Kohlenwasserstoffexploration sind allerdings für die geothermische Nutzung von Warmwasservorkommen nur begrenzt anwendbar. Für die Anwendung in Geothermiebohrungen müssen sie weiterentwickelt und angepasst werden (Abb. 1).

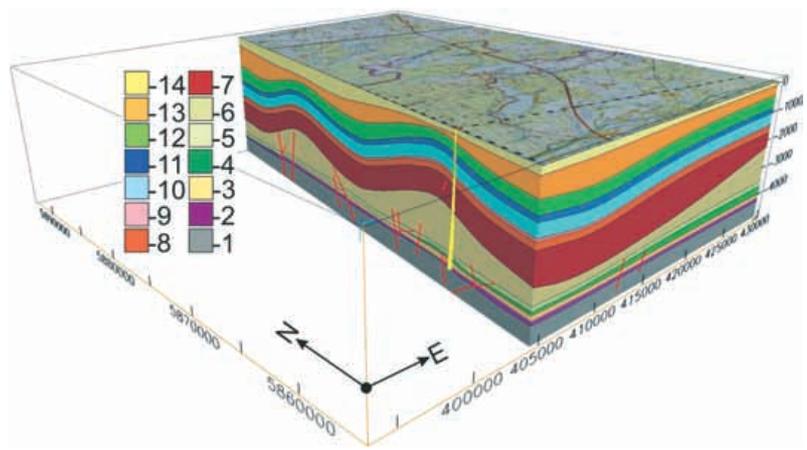
Die Entwicklung geeigneter Technologien zur Nutzung der Untergrundwärme bildet daher seit einigen Jahren einen der Forschungsschwerpunkte am GeoForschungs-Zentrum Potsdam. Im europäischen Rahmen wird sie auch im elsässischen Soultz-sous-Forêts zur Entwicklung des HDR-Verfahrens vorangetrieben. Die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten verbinden interdisziplinäre Grundlagenforschung zur Charakterisierung potenzieller geothermischer Lagerstätten mit wirtschaftlichen und verfahrenstechnischen Betrachtungen des Betriebs geothermischer Anlagen. Die Forscher des GFZ Potsdam können vor allem bei der Untersuchung geologischer, geochemischer, geophysikalischer und geomechanischer Aspekte



**Abb. 1:** Prinzipskizze der geplanten geothermischen Stromerzeugung. Aus einer Produktionsbohrung fördert eine Pumpe heißes Tiefenwasser nach oben. Mit der Wärme wird in einem Verdampfer im Kraftwerkskreislauf eine Turbine zur Stromgenerierung betrieben. Eine bereits bei niedriger Temperatur siedende organische Flüssigkeit in einem zweiten Kreislaufsystem (Organic Rankine Cycle) treibt die Turbine an. Das vom zweiten Kreislauf gekühlte Tiefenwasser wird über eine Injektionsbohrung (blau) wieder in die Tiefe gepresst.

*Principle of the planned geothermal power generation. A pump delivers hot water from the depth through a production well. A circuit working with an organic liquid of low boiling point is heated by the hot water. The gas pressure produced drives a turbine and a generator (ORC). The cooled off water will be reinjected through a second borehole into the underground.*

**Abb. 2:** Geologisches Blockbild der Umgebung der bestehenden Bohrung GrSk 3/90 (gelb). Legende: -1: Karbon, -2: Autun Vulkanit, -3: Eldena (6-1) bis Havel, -4: Mellin bis Eldena (7), -5: Werra Anhydrit bis Peckensen, -6: Zechstein 1 bis 4, -7 mittlerer-unterer Buntsandstein, -8: Oberer Buntsandstein, -9: Unterer Muschelkalk, -10: Mittlerer Keuper bis Oberer Muschelkalk, -11: Oberer Keuper, -12: Lias, -13: Kreide, -14: Känozoikum  
Geological 3D image of the area near the existing well Groß Schönebeck 3/90



te der Lagerstättenerschließung neueste Forschungsergebnisse anwenden. Hinzu kommt die Analyse und Bewertung des Gesamtsystems. Für hydraulische Experimente und Bohrlochmessungen verfügt das GeoForschungsZentrum über ein *In-Situ*-Forschungslabor in einer 4,3 km tiefen Geothermiebohrung im Nordosten Brandenburgs.

Im November 2003 wurde dort in einem Großexperiment die Methode des massiven „Wasserfracs“ erstmals in 150 °C heißen sedimentären Tiefengesteinen im Norddeutschen Becken getestet. Der Test hatte Erfolg: Nach dieser Riss-Stimulierung stieg die Produktivität der Bohrung in einen Bereich hinein, der die geothermische Stromerzeugung im Norddeutschen Becken nicht nur generell möglich, sondern auch energiewirtschaftlich interessant macht.

### Das Geothermielabor Groß Schönebeck

Das GFZ entschied sich für Groß Schönebeck als Standort der Forschungsbohrung auf Basis von geologischen und bohrtechnischen Datenanalysen. Da eine mehrere Kilometer tiefe Bohrung sehr teuer ist, kamen nur bereits existierende Altbohrungen in Frage, die sich wieder öffnen lassen. Außerdem haben Altbohrungen den Vorteil, dass ihre Bohrakten bereits detailliert Auskunft über den Untergrund geben. Diese Akten umfassen Informationen über angebrochene Schichten, Gesteinsparameter, Zementationsprotokolle, Bohrberichte und andere wichtige Informationen.

Es wurden die Bohrakten von mehr als fünfzig Altbohrungen recherchiert, die für die Durchführung von Stimulationsexperimenten und die angestrebte Nachnutzung zunächst geeignet schienen. Die Wahl fiel auf die 1990 abgeteufte Erdgasexplorationsbohrung E GrSk 3/90 in Groß Schönebeck. Da die Altbohrung wie üblich mit Zement verfüllt war, musste sie „aufgewältigt“ werden, d. h. dass der Zement durch Nachbohren entfernt wird. Dabei wurde die Bohrung um 54 Meter auf 4.294 Meter vertieft. Danach stand sie als *In-Situ*-Versuchs- und -Messlabor für die Durchführung von Bohrlochmessungen und Experimenten bereit.

Die Bohrung erschließt geothermisch interessante Horizonte des Norddeutschen Beckens in Tiefen zwischen 3.900 und 4.300 Metern bei Temperaturverhältnissen um 150 °C. Bis zur Tiefe von 3.873 Metern ist sie mit nach unten abnehmenden Durchmessern teleskopartig verrohrt.

An der Erdoberfläche hat sie einen Durchmesser von 24,5 cm und im Bohrloch tiefsten 12,7 cm. Im Oktober 2003 wurde die Bohrung nochmals vertieft, die Endteufe liegt seitdem bei 4.309 m.

Für den Raum Groß Schönebeck (Umfeld der Bohrung Groß Schönebeck 3/90) wurde ein geologisches 3D-Modell entwickelt (Abb. 2), das das Störungsmuster und die geologischen Horizonte inklusive Zielhorizont des geothermalen Speichers in 4.000 m Tiefe zeigt.

Für die Modellierung wurden bereits existierende Daten genutzt, bestehend aus 2D-Seismik- und Tiefbohrungsarchiven. Die reprozessierten und als Ausdruck vorliegenden 2D-Seismikprofile wurden digitalisiert, die Bohrungsdaten waren aus vorhergehenden Arbeiten digital verfügbar. Insgesamt liegen nun 138 km 2D-Seismik und Informationen aus 15 Tiefbohrungen von je 4.000 m Teufe digital vor. Diese Daten wurden georeferenziert und – basierend auf der 2D-Seismik – wurden das Störungsmuster hergeleitet und nach strukturgeologischen Kriterien ein 3D-Störungsmodell berechnet. Das Störungsmuster besteht aus zwei Störungssystemen, die durch das Zechsteinsalz entkoppelt sind. Die Teufenlage und Oberflächenform der geologischen Horizonte wurde durch die Verrechnung der reflexionsseismischen Markerhorizonte mit den entsprechenden Teufenlagen gemäß der Bohrungen verrechnet. In dem bisher existierenden 3D-Modell wurden die Seismikhorizonte auf die Teufenlage aus den Bohrungen geeicht. Um die Varianz dieser unterschiedlichen Fehlergrenzen der Basisdaten zueinander statistisch zu erfassen und in die Berechnung mit einfließen zu lassen, wird derzeit ein Modell mit einer geostatistischen Methode entwickelt. Mit neu gewonnenen Daten können die 3D-Modelle auf ihre Aussagefähigkeit hin überprüft werden. Darüber hinaus wurde ein strukturelles 3D-Lithofaziesmodell für den geothermalen Speicher berechnet, das die störungsgebundene Verteilung von sedimentären Ablagerungstypen zeigt.

Vor der Durchführung von Stimulationsexperimenten war es zunächst wichtig, den Ausgangszustand der Bohrung zu bestimmen. Dazu fanden 2001 hydraulische Tests und Bohrlochmessungen statt. Außerdem mussten Gesteinsproben anhand von Laborstudien und Bohrlochmessungen charakterisiert werden.

## Stimulation steigert Produktivität

Neben den Mindesttemperaturen von 150 °C ist die stabile Förderung großer Mengen von Thermalwasser eine zweite Grundvoraussetzung für die Energiegewinnung, denn das Wasser transportiert die Wärme zur Bohrung und schließlich ins Kraftwerk.

Damit das funktioniert, muss der Gesteinskörper gut durchlässig sein, also einen hohen Anteil hydraulisch verbundener kleiner Hohlräume und Risse besitzen (Hot Fractured Rock). Das gewährleistet eine gute Durchströmung und einen hohen Wasserzufluss zur Bohrung. Wie schon erwähnt, ist allerdings in Tiefen mit Mindesttemperaturen um 150 °C die natürliche Permeabilität (Durchlässigkeit) der Gesteine nur gering. Sie müssen durch Stimulation künstlich aufgebrochen werden, um eine erhöhte Wasserzirkulation zu erreichen.

Stimulationsexperimente haben zwei Ziele: Sie sollen im Tiefengestein ein weitreichendes Rissystem erzeugen, zugleich sollen sie einen Anschluss an wasserführende Klüfte herstellen, die von Natur aus vorhanden sind. Dazu wird in kurzer Zeit und unter hohem Druck ein Fluid, meistens Wasser, in eine Bohrung verpresst. Der Druck des hinein gepressten Fluids überschreitet dabei die im Gebirge vorherrschenden Spannungen. So erweitert er vorhandene Risse im Gestein, verbindet sie miteinander und erzeugt neue Klüfte (Hydraulic Fracturing). Im Verlauf des Experimentes werden die Injektionsraten stufenweise erhöht und das Fluid gegebenenfalls mit hochviskosen Zusätzen versetzt. Falls nötig, wird es auch zur Sicherung der Rissöffnung mit Stützmitteln versetzt. Das sind zum Beispiel Keramikugeln von etwa 1 mm Durchmesser: Sie lagern sich in den hydraulisch erzeugten Rissen im Gestein ein und halten sie offen, wenn der Druck nachlässt.

Durch die Stimulation entsteht ein weit verzweigtes Kluftsystem, das dem Thermalwasser neue Fließwege zur Förderbohrung schafft: Nun funktioniert es als Transportweg und als untertägiger Wärmetauscher mit großer Kontaktfläche.

## Stimulation der Sandsteine

Die ersten – noch relativ sanften – Stimulationsexperimente in den Sandsteinhorizonten in 4.200 Metern Tiefe wurden noch weitgehend konventionell durchgeführt (Legarth et al. 2005). Darunter versteht man ein Verfahren, das auf Erfahrungen aus der Erdöl- und Erdgas-Exploration basiert. Mehrere Hundert Kubikmeter einer hochviskosen Flüssigkeit, einem Spezialgel, wurden bei einem Überdruck von 17 Mpa injiziert und Stützmittel eingebracht. Tatsächlich zeigten Messungen nach der Stimulation einen erhöhten Zufluss an Grundwasser aus dem umgebenden Gestein. Ein Produktionstest wies entsprechend höhere Fließ- und Förderraten nach, ein erstes Indiz für den Erfolg des Experiments. Es bewies, dass schon geringe Druckanregungen Risse im Gebirge initiieren können.

Die Tests waren auch ein operationeller Erfolg. Im offenen und unverrohrten Bohrlochbereich im tiefsten Abschnitt gelangen Experimente, die hohe Risiken bergen. Dazu gehört der erstmalige Einbau eines so genannten Packers in über 4 km Tiefe: Ein Packer ist ein Abdichtungssystem für das Injektionsrohr. Wichtig war vor allem nicht nur das Setzen des Packers: Nach dem Experiment, bei dem das System unter hoher Belastung stand, musste dieser wieder aus der Bohrung ausgebaut werden, um sie nicht für die folgenden Experimente zu verschließen.

Anschließend wurde zur Abschätzung der hydraulischen Parameter, die durch die Stimulation verändert wurden, über rund zwei Monate ein Langzeitpumptest mit einem Fördervolumen von insgesamt 580 m<sup>3</sup> durchgeführt (Reinicke et al. 2005). Über einen längeren Zeitraum und unter moderaten Druckbedingungen wurden die Durchlässigkeit der unterschiedlichen Gebirgshorizonte, die Ausdehnung des Reservoirs und die chemische Zusammensetzung des zu fördernden Tiefenwassers bestimmt. Durch den Vergleich mit den Daten vor den ersten Stimationsversuchen konnte so abgeschätzt werden, wie sich die Produktivität der Sandsteine durch die Stimulation verändert hat.

Allerdings erwies sich die durch die Sandsteinstimulation erzeugte Produktivität als noch nicht ausreichend für eine wirtschaftliche Stromerzeugung. Daher wurde entschieden, die Experimente mit einer massiven Stimulation fortzusetzen.

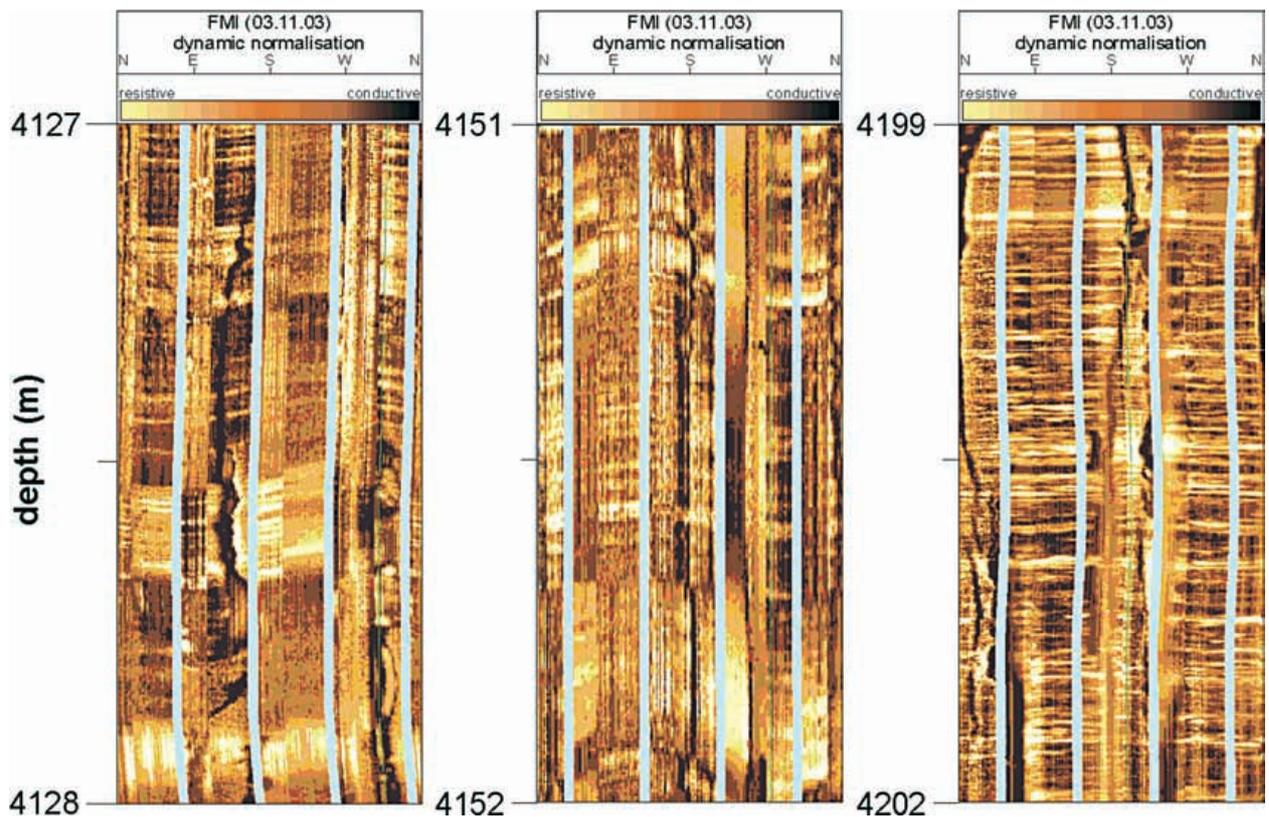
## Massive Stimulationsexperimente

Im Verlauf der nun folgenden massiven Stimulationsexperimente wurden insgesamt etwa 12.000 m<sup>3</sup> Wasser sukzessive mit steigender Injektionsrate und damit steigendem Druck in den Untergrund injiziert (Zimmermann et al. 2005). Um hohe Fließraten bis 80 l/s realisieren zu können, wurden spezielle leistungsfähige Pumpaggregate bereitgestellt (Abb. 3). Die übertägigen Anlagenteile mit dem Bohrkopf und den Zuleitungen waren ausgelegt,



**Abb. 3:** Hochleistungspumpen für den massiven Wasser-frac in der Geothermie-Forschungsbohrung Groß Schönebeck bei Berlin, November 2003 (Foto: E. Huenges, GFZ)

*High capacity pumps for the massive water frac in the geothermal research well Groß Schönebeck near Berlin, November 2003*



**Abb. 4:** Das Abbild der elektrischen Leitfähigkeit der Bohrlochwandungen (360°-FMI-Messung) in der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 zeigt einen 120 m langen Riss nach der ersten massiven Wasserfractbehandlung.  
*The image of the electrical conductivity of the borehole wall (360 degree FMI-measurements) in the well Groß Schönebeck 3/90 shows a 120 m long fracture after the first massive waterfrac treatment.*

einem Druck von 50 MPa standzuhalten. Drei etwa 80 Meter tiefe Wasserbrunnen stellten die Wassermengen bereit. Das Wasser wurde in Behältern mit einer Kapazität von 1.500 m<sup>3</sup> zwischengespeichert und chemisch aufbereitet, um die Verträglichkeit mit dem Tiefengestein und den Tiefenwässern zu gewährleisten. Dazu gehört eine Ansäuerung des Wassers, um Eisenhydroxyd-Ausfällungen im Tiefenreservoir zu vermeiden.

Im ersten Abschnitt des Experimentes wurde ein Stufeninjektionstest gestartet. Dabei wurde sukzessive die Injektionsrate erhöht, zunächst bis 24 l/s; der Differenz-Druck stellte sich bei 17 MPa ein. Folgende Wirkung wurde deutlich beobachtet: Bereits ab einer Injektionsrate von 8 l/s verringerte sich mit weiter ansteigender Injektionsrate der Druckanstieg je Einheit der Injektionsrate. Entsprechend erhöhte sich die Injektivität. Es wurde also mehr Flüssigkeit je Druckeinheit im Untergrund verpresst, demnach öffneten sich dort bereits Risse und Klüfte.

In einem anschließenden Test wurde untersucht, ob die Injektivitätssteigerung auch mit einer Produktivitätssteigerung verbunden ist. Während eines fünfstündigen Tests wurden 250 m<sup>3</sup> Wasser aus der Tiefe gefördert. Im Vergleich zu den im Sommer 2002 durchgeführten Pumpstests lag die Produktivität damit bereits um ein Vielfaches höher. Mit besonderen physikalischen (elektrischen, seismischen und passiv Radioaktivität aufzeichnenden) Bohrlochmesssonden wurden dann struktur- und gesteinbestimmende Messungen im offenen Bohrlochabschnitt durchgeführt. Als

spezielle Messmethode kam auch ein Formation-Micro-Imager (FMI) zum Einsatz, der den elektrischen Widerstand der Bohrlochwand mit einer örtlichen Auflösung im Zentimeterbereich vermessen kann. Damit ergab sich ein Bild, das deutlich einen vertikalen Riss von etwa 150 m Länge im unteren, unverrohrten Abschnitt des Bohrlochs zeigt (Abb. 4) (Holl et al. 2005). Weitere Messungen belegen, dass die Bohrung im tiefsten Abschnitt Gesteinsformationen des Rotliegend durchteuft hat (vgl. Abb. 2).

Um das Risiko auszuschließen, dass bei weiteren massiven Stimulationsexperimenten das Bohrloch im noch unverrohrten Abschnitt im Tiefenbereich von 3.985 m bis 4.300 m einstürzt, wurde ein Schutzstrang aus Rohren installiert. Dieser ist im so genannten Speicherbereich gelocht, damit das Wasser durch die Wand der Bohrung fließen kann. In der gesicherten Bohrung wurde dann das Testprogramm mit Stimulation, Fördertest und Stufeninjektion fortgesetzt (Abb. 5). Diese Tests konnten eine beachtliche Produktivität von etwa 14 m<sup>3</sup>/(h MPa) (beim Riss-Schließungsdruck) nachweisen (Abb. 6). Sie liegt damit erstmals in einem Bereich, der geothermische Stromerzeugung im Norddeutschen Becken nicht nur möglich, sondern energiewirtschaftlich interessant macht.

#### Thermische Signatur der Stimulation im Reservoir

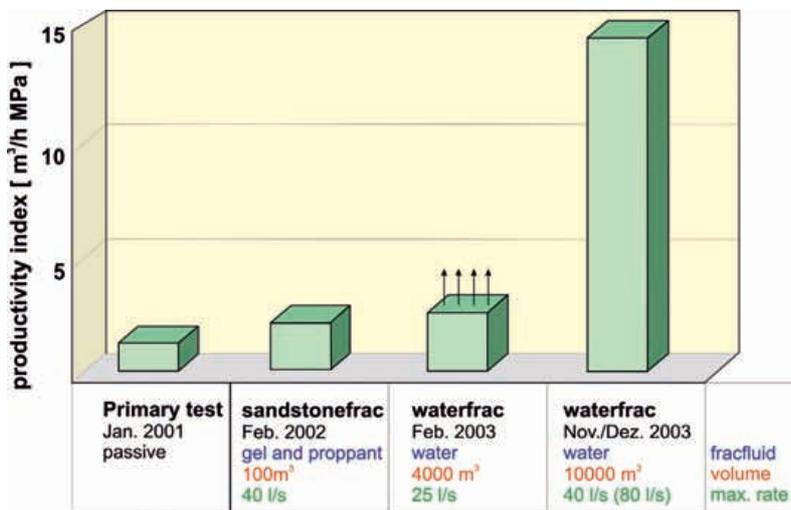
Mit der faseroptischen DTS-Temperaturmesstechnik (Distributed Temperature Sensing) können Temperaturprofile quasi-kontinuierlich mit hoher zeitlicher Auflösung



**Abb. 5:** Produktionstest 2003 in Groß Schönebeck (Foto: A. Saadat, GFZ)  
Drilling rig, production test 2003, Groß Schönebeck

gemessen werden. Der Einsatz erfolgt entweder mit Bohrlochmesskabeln (wireline, z. B. Hurtig et al., 1993; Förster et al., 1997, Büttner and Huenges, 2003) oder indem der faseroptische Sensor hinter der Verrohrung fest in der Bohrung installiert wird (Henninges et al., 2005). Für den Einsatz in Tiefbohrungen wurde in Kooperation mit der Industrie ein spezielles Bohrlochmesskabel entwickelt, welches für eine Einsatztemperatur bis 200 °C spezifiziert ist. Dieses Kabel kam in der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 zum Einsatz und stellte erstmalig DTS-Messdaten eines Wireline-Systems aus Tiefen bis 4.250 m zur Verfügung.

Dabei wurde die Temperatur der kompletten Bohrlochstrecke vermessen. Ziel dabei war, den Prototyp des Kabels für die Charakterisierung der hydraulisch aktiven Zonen zu verwenden: Der interne Aufbau des stimulier-



**Abb. 6:** Zunahme der Produktivität der Bohrung Groß Schönebeck durch hydraulisches Aufbrechen (Frac). Nach jeder Stimulationsbehandlung wurde die Produktivität getestet und daraus die hier dargestellten Indizes ermittelt. Der Produktivitätsindex vom Februar 2003 konnte nur als Mindestwert bestimmt werden. Der Wert vom Dezember 2003 wurde beim Riss-schließungsdruck bestimmt.

*Enhancing productivity in Groß Schönebeck during hydraulic fracturing. The productivity tested after each stimulation treatment was the base for the shown indices. The productivity index of Febr. 2003 represents only the minimum value. The value at the Nov./Dec. bar 2003 reflects productivity after the fractures had closed.*

ten Bereiches sollte möglichst erfasst werden. Drei Monate nach dem zweiten massiven Wasserfrac wurden etwa 100 m³ kaltes Wasser in die Bohrung gepumpt und anschließend die Temperaturen mittels DTS-Technik und zusätzlichen Messfahrten einer p/T-Sonde zur Überprüfung und Kalibrierung des Prototyps gemessen.

Abb. 7 zeigt das Ergebnis der ersten DTS-Messungen unmittelbar nach der Kaltwasserinjektion zusammen mit dem Temperaturprofil einer Bohrlochsondenfahrt zwei Monate danach. Betrachtet man den stimulierten Bereich genauer, so kann man neben einer schwachen zeitlichen Änderung zum ersten Mal deutlich die interne Strukturierung des stimulierten Bereiches erkennen. Zwei hydraulisch aktive Zonen (Ia, Ib) existierten bereits vor den massiven hydraulischen Stimulationen. Nach dem Experiment wurde eine dritte Zone (II) im Bereich des gelochten Liners nachgewiesen. Diese dritte Zone wurde durch die Stimulation innerhalb einer Zone von Konglomeraten und Vulkaniten erzeugt, die unterhalb der Rotliegend-Sandsteine liegen.

Die hier dargestellten Ergebnisse belegen die Durchführbarkeit von Wireline-DTS-Messungen in Tiefen über 4 km und Temperaturen von 143 °C in salinaren Formationsfluiden. Damit können mit Hilfe dieser Technologie wichtige Eingangsgrößen für thermo-hydraulische Modellrechnungen über das aufgeschlossene Reservoir erhalten werden.

### Moderate Injektion in das Reservoir nach Stimulation

Im Dezember 2004 wurde in der Forschungsbohrung Groß Schönebeck ein Injektionsexperiment durchgeführt, bei dem über 18 Tage konditioniertes Brunnenwasser mit einem Volumenfluss von 2 l/s injiziert wurde (Abb. 8). Anschließend wurden die Bohrung eingeschlossen (shut-in) und die Druckentwicklung beobachtet. Die Einschlussphase dauerte 76 Tage.

Die Auswertungen der Druckkurven zeigen ein eindeutiges bilineares Fließregime an (4. Wurzel-t-Gesetz). Dieses Fließverhalten ist charakteristisch für einen vertikalen Riss mit einer begrenzten Riss-Leitfähigkeit. Der vertikale Riss wurde während der vorangegangenen massiven Stimulationsexperimente erzeugt und konnte mit Hilfe von bildgebenden Bohrlochmessverfahren über eine Mächtigkeit von ca. 160 m im Reservoir nachgewiesen werden. Zum Ende der Injektionsphase beginnt das Fließverhalten in ein pseudo-radiales Fließen überzugehen (ln-t-Gesetz) und zeigt das Abströmverhalten jenseits der horizontalen Ausdehnung des Risses an. Gleiches gilt für die Einschlussphase des Experiments.

Die Auswertungen der Druckkurven deuten auf einen vertikalen Riss mit einer

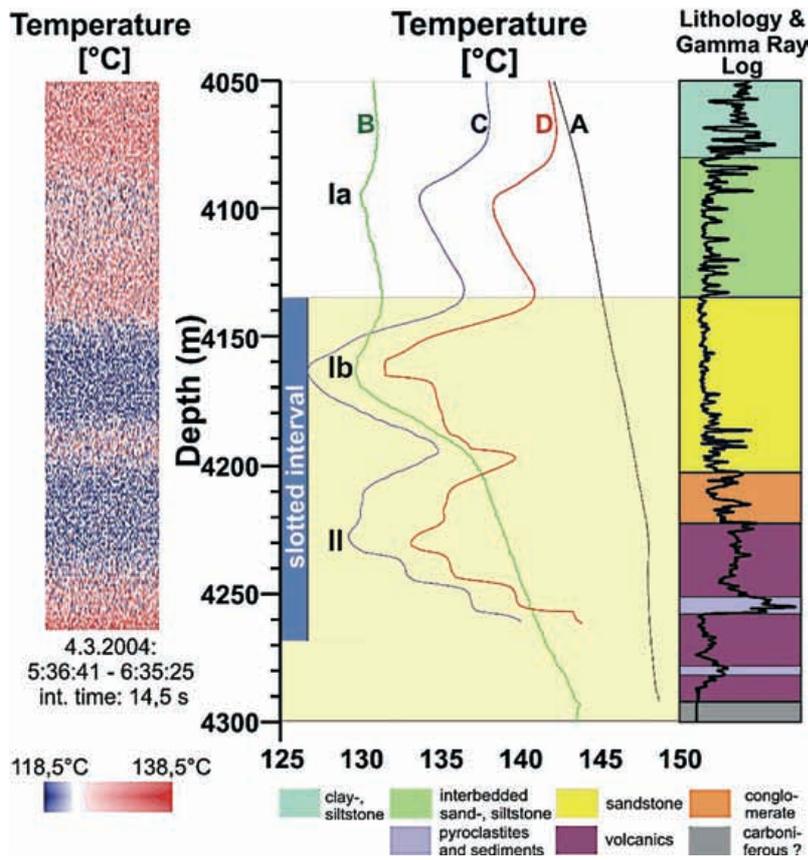


Abb. 7: Temperaturmessungen in der Bohrung nach Kaltwasserinjektionen in stimulierte Horizonte im Vergleich mit Temperaturmessungen vor der Stimulation (Henniges et al., 2005). **Links:** Temperatur-Tiefen-Zeit-Verlauf. **Mitte:** Temperaturmessungen zu verschiedenen Zeiten, **A:** nach Aufwältigung Oktober 2001, **B:** vor der massiven Stimulation 4. November 2003, **C:** 5. März 2004 nach der massiven Stimulation und **D:** 28. April 2004. Hydraulisch aktive Zonen sind bezeichnet als Ia, Ib, II (siehe Text). **Rechts:** Lithologie und Gamma Ray.

Temperature measurements in the borehole after cold-water injection into stimulated horizons compared to temperature measurements before stimulation (Henniges et al., 2005). **Left:** temperature-depth profiles; **Centre:** Temperature measurements at different times; **A:** After re-opening (Oct. 2001); **B:** before massive stimulation (Nov. 4, 2003); **C:** March 5, 2004 after massive stimulation; **D:** April 28, 2004; Hydraulic active zones are denoted as Ia, Ib, II (see text); **Right:** Lithology and Gamma Ray.

Rissleitfähigkeit von 1 Dm hin. Die Risshalbblänge liegt bei etwa 250 m, bei einer angenommenen effektiven Risshöhe von ca. 43 m. Die zugehörige Transmissibilität liegt bei  $4 \times 10^{-14} \text{ m}^3$  und kennzeichnet die Durchlässigkeit der Konglomerate und der Vulkanite. Das eigentliche Fluidreservoir (Elbe-Hauptsandstein) ist bei diesem moderaten Differenz-Druck nicht angeschlossen, was sich auch in dem nach dem Test durchgeführten Temperatur-Log verifizieren ließ.

Das statische Temperatur-Profil kennzeichnet die Temperaturstörungen, die durch die massiven Frac-Experimente hervorgerufen wurden. Das dynamische Temperaturprofil wurde während der Förderung mit 2 l/s gemessen und charakterisiert die aktiven Zuflussbereiche bei moderaten Differenzdrücken.

### Nachhaltige Thermalwasserproduktion – Implikationen aus hydraulischem Modell

Mit Hilfe gekoppelter thermisch-hydraulischer Modellierung auf Basis des geologischen Modells und unter Einbeziehung der in den verschiedenen Experimenten erzielten Gesteinsparameter wurden Szenarien potenzieller nachhaltiger Thermalwasserproduktion aus dem Reservoir untersucht. Die thermisch-hydraulischen Modellierungen haben zum Ziel, das Reservoir der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 zu charakterisieren und ei-

nen nach thermischen und hydraulischen Gesichtspunkten idealen Standort für die geplante Förderbohrung abzuschätzen. Basierend auf den Ergebnissen der hydraulischen Tests (Reinicke et al., 2005; Zimmermann et al., 2005; Huenges et al., 2004), der Stimulationsexperimente (Legarth et al., 2005) und Kernuntersuchungen (Lotz, 2004; Trautwein, 2005) wurden gekoppelte thermisch-hydraulische Modellierungen mit Hilfe des Finite-Elemente-Programms FeFlow (Diersch, 2002) durchgeführt. Zielsetzung dieser Modellierungen war es, quantitative Aussagen über die Produktivität, die Nachhaltigkeit und das thermische Verhalten des Reservoirs unter den geplanten Produktions- und Injektionsbedingungen (Dubletten-

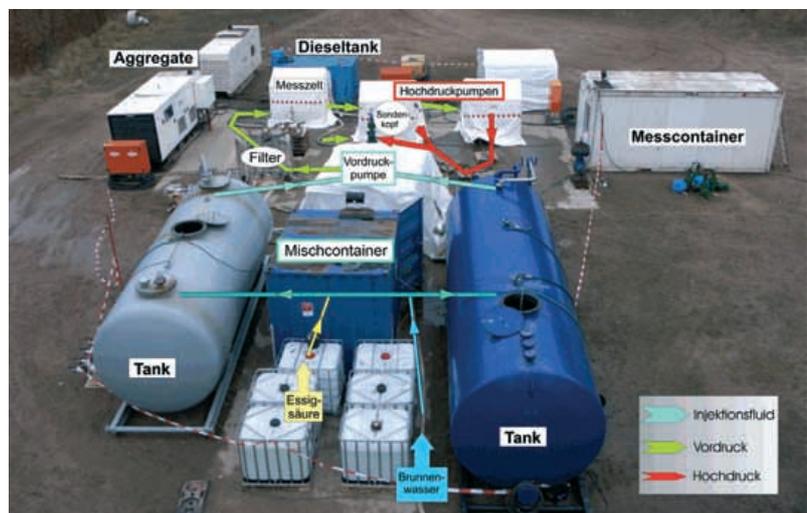
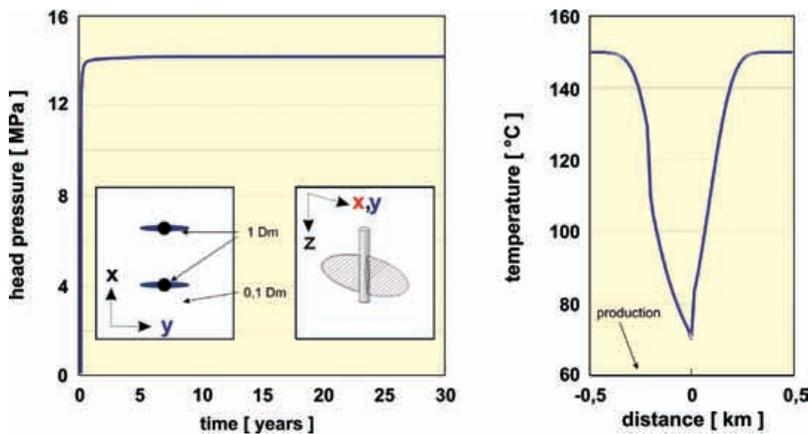


Abb. 8: Aufbau des Injektionsexperiments im Winter 2004/2005 (Foto: A. Saadat, bearb. Geothermie-Gruppe GFZ) Installation of the injection experiment in winter 2004/2005



**Abb. 9:** Thermisch-hydraulische Modellierung eines Thermalwasserkreislaufes mit einer Rate von  $75 \text{ m}^3/\text{h}$  (mit paralleler Ausrichtung künstlich erzeugter Fracs, wie in den Kästchen im linken Diagramm skizziert). Druckentwicklung (links) in der Injektionsbohrung sowie Temperaturverteilung einer Dublette mit 250 m Abstand nach 20 Jahren Förderung und Injektion. Ristransmissibilität im Frac wurde mit 1 Dm und die Transmissibilität im Fernbereich mit 0,1 Dm angenommen.

*Thermal hydraulic model of the thermal water loop ( $75 \text{ m}^3/\text{h}$ ) (frac orientation parallel and perpendicular). Pressure vs. time within injection well (left) and temperature distribution of a doublet with 250 m distance of injection point to production point. Assumption for transmissibility of the fracture 1 DM and transmissibility of environ rocks 0.1 DM.*

betrieb) zu erhalten. Zu diesem Zweck wurden verschiedene Szenarien simuliert, insbesondere der Abstand der beiden Bohrungen variiert, um den nach hydraulischen und thermischen Gesichtspunkten günstigsten Abstand der Bohrungen abzuschätzen (Abb. 9). Sind die beiden Bohrungen so angeordnet, dass die künstlich erzeugten Fracs in beiden Bohrungen parallel zueinander und senkrecht zur Verbindungslinie beider Bohrungen stehen, stellen sie ein ideales thermisch-hydraulisches System dar. Dieses ist dadurch gekennzeichnet, dass die Bohrungen hydraulisch miteinander kommunizieren, aber gleichzeitig thermisch entkoppelt sind, um einen thermischen Kurzschluss auszuschließen.

In Abb. 9 ist die Temperaturverteilung einer Dublette nach 20 Jahren Förderung und Injektion dargestellt. Die Injektionstemperatur in das Reservoir beträgt  $70 \text{ °C}$ . Das Reservoir besitzt eine mittlere Temperatur von  $150 \text{ °C}$ . Der Abstand der künstlich erzeugten Risse in beiden Bohrungen beträgt 250 m. Dabei stehen die künstlich erzeugten Fracs in den beiden Bohrungen parallel zueinander. Eine serielle Anordnung führt zu einem vorzeitigen ungewollten Kurzschluss im Thermalwasserkreislauf. Die parallele Anordnung stellt ein ideales Anströmverhalten hinsichtlich der Ausbreitung der Temperaturfront dar. Für die Reservoirereigenschaften wurde ein poröses Medium ohne natürliche Risse und Klüfte vorausgesetzt. Dieses entspricht dem jetzigen Stand der Erkenntnis, dass durch die hydraulischen Experimente keine natürlichen Klüfte

angeschlossen wurden (Zimmermann et al., 2005; Legarth et al., 2005).

Aus dem Temperaturprofil in Abb. 9 ist ersichtlich, dass die Temperaturstörung der Injektionsbohrung unter den gegebenen Modellannahmen erst nach 20 Jahren die Förderbohrung erreicht hat. Um einen thermischen Kurzschluss über die Betriebsdauer von 20 Jahren auszuschließen, wird man als konservative Abschätzung für den Abstand beider Rissysteme mindestens ca. 250 m wählen. In dieser Abschätzung sind die prognostizierten konduktiven Trennflächensysteme im Umfeld der Lokation Groß Schönebeck, die nach den Planungen mit der zweiten Bohrung angeschlossen werden sollen, noch nicht berücksichtigt. Diese stellen bevorzugte Fließwege dar und beschleunigen die Ausbreitung der Temperaturstörung. Gleichzeitig aber erhöhen sie die Produktivität des Reservoirs, sodass der Thermalwasserkreislauf bei niedrigeren Injektionsdrücken als modelliert, d. h. bei moderatem Einsatz von Hilfsenergie, realisiert werden kann.

## Ausblick

Die Stimulation ist nur ein erster Schritt. Jetzt muss bewiesen werden, dass das Rissystem auch längere Zeit offen bleibt und den Transport großer Wassermengen garantiert. Der nächste Schritt zu einer geothermischen Energieerzeugung ist die erfolgreiche Zirkulation des Wassers zwischen zwei räumlich getrennten Bohrungen, die im Bereich des Reservoirs etwa einen halben Kilometer auseinander liegen. Dazu wird im Frühjahr 2006 in Groß Schönebeck ein zweites Bohrloch abgeteuft (Abb. 10). Ein mehrere Monate dauerndes Zirkulationsexperiment soll zeigen, ob sich das erzeugte Rissystem zum dauerhaften Transport und Wärmeaustausch des im Untergrund vorhandenen Wassers eignet. Nur langfristige gesicherte Produktionsraten erlauben die nachhalti-



**Abb. 10:** November 2005, Vorbereitung des Bohrplatzes für die zweite Bohrung (Foto: A. Saadat, GFZ)  
November 2005, preparation of the drill site fore the second borehole

ge Nutzung eines Heißwasserreservoirs. Erst dann lohnt sich die Investition in die Stromerzeugung.

In Groß Schönebeck soll die vorhandene Altbohrung als Injektionsbohrung verwendet werden. Die bisherigen Experimente zeigen, dass sie sich wegen ihrer Injektivitätswerte gut dazu eignet. Zudem sprechen geometrische Gründe dafür, die neu abzuteufende Bohrung zur Förderung zu nutzen. Sie kann so angelegt werden, dass sie nicht senkrecht durch den Speicherbereich stößt, sondern darin abgelenkt wird. Das sorgt für einen längeren Verlauf in dieser für die Produktion entscheidenden Schicht und damit für größere Zuflussflächen.

Die vielfältigen Visualisierungsmöglichkeiten der 3D-Modelle (beliebige Profilschnitte, Abdecken beliebiger Horizonte, Hervorheben bestimmter Störungsblöcke und Störungen, Eingabe bestehender und geplanter Bohrungsverläufe) dienen als Entscheidungshilfe für die geologische und technische Planung der Richtbohrarbeiten für die Bohrung Groß Schönebeck 4/05 wie in Abb. 11 wiedergegeben.

Kann eine ausreichende Produktivität nachgewiesen werden, dann soll in Groß Schönebeck in Kooperation mit Partnern aus der Industrie eine Strom produzierende Forschungsanlage errichtet werden. Sie soll vor allem verfahrenstechnische Fragen klären, dabei steht die Wirtschaftlichkeit geothermischer Stromerzeugung im Vordergrund.

Die langfristige Zukunft der Geothermie in Mitteleuropa kann durchaus optimistisch eingeschätzt werden. Die kürzlich in Neustadt-Glewe in Betrieb genommene geothermische Kraft-Wärmekopplungsanlage zeigt, dass Stromerzeugung aus Erdwärme unter hiesigen geologischen Bedingungen realisierbar ist.

Die Entwicklung der Geothermie in Deutschland kann zu einem wichtigen Beitrag für den weltweiten Ausbau regenerativer Energien werden, denn der geologische Untergrund hier ist typisch für Mitteleuropa und damit repräsentativ für viele Gebiete. Funktioniert diese Technologie also in Deutschland erfolgreich, dann kann sie weltweit auf Gebiete ähnlicher geologischer Struktur übertragen werden.

## Literatur

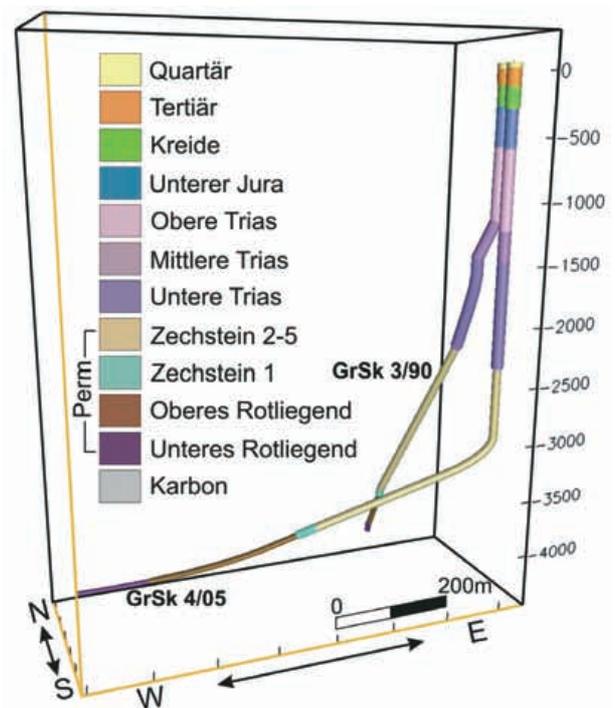
Büttner, G. and E. Huenges, 2003. The heat transfer in the region of the Mauna Kea (Hawaii) – constraints from borehole temperature measurements and coupled thermo-hydraulic modelling. *Tectonophysics*, 371, 1-4, 23-40.

Diersch, H.-J.G. (2002). Finite Element Subsurface Flow & Transport Simulation System – Reference Manual, Institute for Water Resources Planning and Systems Research Ltd., Berlin.

Economides, M.J., Oligney, R., Valkó (2002). Unified Fracture Design, Orsa Press, Alvin, Texas, USA.

Entingh, D. J., (2000). Geothermal Well Stimulation Experiments in the United States, Proceedings of the World Geothermal Congress 2000, Kyushu – Tohoku, Japan, pp. 3689-3694

Förster, A., J. Schrötter, D. F. Merriam, and D. D. Blackwell, 1997. Application of optical-fiber temperature logging – An example in a sedimentary environment; *Geophysics*, 62 (4), 1107 - 1113.



**Abb. 11:** Räumliche Darstellung des Bohrverlaufs der bestehenden (hinten) und geplanten Bohrung (vorne) mit Markierung der geologischen Horizonte. Der vertikale Maßstab (mit Skala in m) ist gegenüber dem horizontalen Maßstab um den Faktor 0,2 verkleinert.

3D view of the borehole profiles of the existing (behind) and the planned boreholes (in front) showing the geological horizons. The vertical scale (in m) is reduced by factor 0.2 compared to the horizontal scale.

Henniges, J., Schrötter, J., Erbas, K., and Huenges, E., 2005. Temperature field of the Mallik gas hydrate occurrence – implications on phase changes and thermal properties. In: Dallimore, S.R., and Collett, T.S. (eds.), Scientific Results from Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada, Geological Survey of Canada Bulletin, 585.

Holl, H.-G., I. Moeck, and H. Schandelmeier, 2005. Characterisation of the Tectono-Sedimentary Evolution of a Geothermal Reservoir – Implications for Exploitation (Southern Permian Basin, NE Germany), Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005, 1-5.

Huenges, E., Holl, H.-G., Legarth, B., Zimmermann, G., Saadat, A., and Tischner, T., 2004. The stimulation of a sedimentary geothermal reservoir in the North German basin: case study Groß Schönebeck: *Z. Angew. Geol.*, v. 2, p. 24-27.

Hurtig, E., J. Schrötter, S. Großwig, K. Kühn, B. Harjes, W. Wierferig, and R. P. Orrell. 1993. Borehole temperature measurements using distributed fibre optic sensing; *Scientific Drilling*, 3 (6), 283-286.

Legarth B., E. Huenges, G. Zimmermann, 2005, Hydraulic fracturing in a sedimentary geothermal reservoir: Results and implications, *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences* 42, 1028-1041.

Lotz, B. (2004). Neubewertung des rezenten Wärmestroms im Nordostdeutschen Becken, Scientific Technical Report STR 04/04, Potsdam, 226 p.

Reinicke A., G. Zimmermann, E. Huenges, H. Burkhardt, 2005, Estimation of hydraulic parameters after stimulation experiments in the geothermal reservoir GroßSchönebeck 3/90 (North-German Basin), *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences* 42, 1082-1087.

Trautwein U. and Huenges E., 2005, Poroelastic behaviour of physical properties in Rotliegend sandstones under uniaxial strain, *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences* 42 (2005) 924-932

Zimmermann G., Reinicke A., Holl H. G., Legarth B., Saadat A., and Huenges E., 2005, Well Test Analysis After Massive Waterfrac Treatments in a Sedimentary Geothermal Reservoir, Proceedings World Geothermal Congress 2005 Antalya, Turkey, 24-29 April 2005, 1-5.

