



Abb. 1 – Bohrturm in Mauerstetten

Abbildung: Exorka GmbH

Forschungsprojekt „Geothermie Allgäu 2.0“

Im Jahr 2008 teufte die Geothermie Allgäu GmbH, eine Tochter der Exorka GmbH, im westlichen Teil der Molasse eine geothermische Tiefbohrung bei Mauerstetten (Allgäu) ab, um diese Region erstmalig für die hydrothermale Geothermie nutzbar zu machen. Es zeigte sich jedoch keine ausreichende Durchlässigkeit der Malmkalke. Über ein vom BMU gefördertes Forschungsprojekt sollen zum ersten Mal die Wasserwegsamkeiten in einem Karbonathorizont über die Entwicklung eines petrothermalen Systems verbessert werden. Die Ergebnisse lassen sich auf andere Standorte in der Molasse mit dem Reservoir Oberer Malm und ggf. auch auf andere Reservoirs übertragen.

Das süddeutsche Molassebecken ist eine der drei großen Geothermie-Provinzen in Deutschland, wobei sich die Thermalwassernutzung bisher auf den zentralen und östlichen Bereich der bayerischen Molasse konzentrierte. Nutzhorizont ist dabei der jurassische Malmkalk, insbesondere im Bereich von Riffkalcken, Störungszonen, offenen Kluftsystemen und Karsthohlräumen.

Im Jahr 2008 teufte die Geothermie Allgäu GmbH, eine Tochter der Exorka GmbH, bei Mauerstetten eine geothermische Tiefbohrung GT1 bis auf 4.080 m TVD ab, um erstmals auch den westlichen Teil der Molasse für die hydrothermale Geothermie nutzbar zu machen. Es traten jedoch keine nennenswerten Spülverluste auf und die Bohrung konnte nur eine geringe Permeabilität vorweisen. Auch eine Säuerung erzielte keine ausreichende Durchlässigkeit. Der untere Teil des Bohrlochs wurde daher aufgegeben, zementiert und verschlossen. Im oberen Teil der Bohrung wurde ein Sidetrack GT1a bis in den Oberen Malm abgeteufte. Die Bohrlochentiefe der GT1a beträgt 3.763 m TVD. Die letzten 332 m sind unverbohrt. Ein Airlift-Test ergab jedoch auch hier nur eine sehr geringe Produktivität. Die Arbeiten an der Bohrlokation wurden daher vorerst unterbrochen, das Bohrloch gesichert und verschlossen.

Ein Forschungsprojekt soll nun klären, was die Permeabilitätsstruktur am Standort Mauerstetten kontrolliert und welche Maßnahmen ergriffen werden können, um die Speicherproduktivität zu erhöhen. Inhalte des Vorhabens sind zunächst vorbereitende Laborversuche an Analogprobenmaterial und Modellierungen, auf deren Basis ein angepasstes Stimulationskonzept für den Standort Mauerstetten entwickelt werden soll. Eine Reihe von In-situ-Vortests in der GT1a soll anschließend die generelle Machbarkeit dieses Konzepts bestätigen und die Datenbasis für die Planung der eigentlichen In-situ-Stimulationsversuche liefern.

Im Jahre 2011 wurden der Exorka GmbH, in Kooperation mit den Verbundpartnern GFZ Potsdam und TU Bergakademie Freiberg, vom BMU Forschungsgelder zur Unterstützung dieses Vorhabens „Geothermie Allgäu 2.0“ bewilligt. Als weitere Partner aus Wirtschaft und Forschung sind die Universität Stuttgart, die Q-con GmbH, die GeoThermal Engineering GmbH (GeoT), die Geotec Consult und die Hydroisotop GmbH an dem Vorhaben beteiligt.

Geologische Situation

Der Standort Mauerstetten befindet sich im Ostallgäu, im südwestlichen Teil des Süddeutschen Molassebeckens. Das Speichergestein des Oberen Jura ist geprägt durch ENE-WSW verlaufende Abschiebungen, die Sprunghöhen von 150 bis 200 m aufweisen. Außerhalb der Störungszonen weist das Speichergestein eine effektive Mächtigkeit von 120 m auf und besteht aus mikritischen Kalken der Purbeck-Formation, Intraspariten und Mikriten der Rifffazies sowie Kieselschwammfazies des unteren Tithon und Kimmeridge.

Dünnschliffanalysen an Cuttings der Bohrung zeigten, dass die Abdeckungsschicht des oberen Malm in Mauerstetten lokal fehlt, sodass die üblichen Risse und Karsthohlräume durch hangende Kreidesande sekundär verfüllt wurden. Aus ihrer nachträglichen Konsolidierung resultiert die äußerst geringe Porosität und Permeabilität des Gesteins.

Das in der 2D-Seismik diagnostizierte Abschiebungssystem in ENE-WSW-Rich-

tung mit Einfallrichtung hauptsächlich nach Süd und untergeordnet nach Nord impliziert eine Richtung der kleinsten horizontalen Hauptspannung S_h in etwa N-S [1]. Die Weltspannungskarte zeigt jedoch eine Richtung von S_h in E-W. Die maximale Horizontalspannung S_H liegt damit in etwa N-S [3]. Daraus kann geschlossen werden, dass es sich um fossile Abschiebungen handelt, die rezent unter Kompression stehen. Für den Speicherbereich wird somit ein Horizontalspannungsregime, möglicherweise im Übergang zu einem Aufschiebungsregime, angenommen.

Laborversuche

Da am Standort Mauerstetten während des Abteufens der Bohrung keine Bohrkernkerne gewonnen wurden, erfolgte im Rahmen des Forschungsvorhabens eine Analogprobenahme zur Gewinnung von Analysematerial. An diesem Probematerial wurden durch die beteiligten Institutionen umfangreiche geologische, petrographische, petrophysikalische und ge-

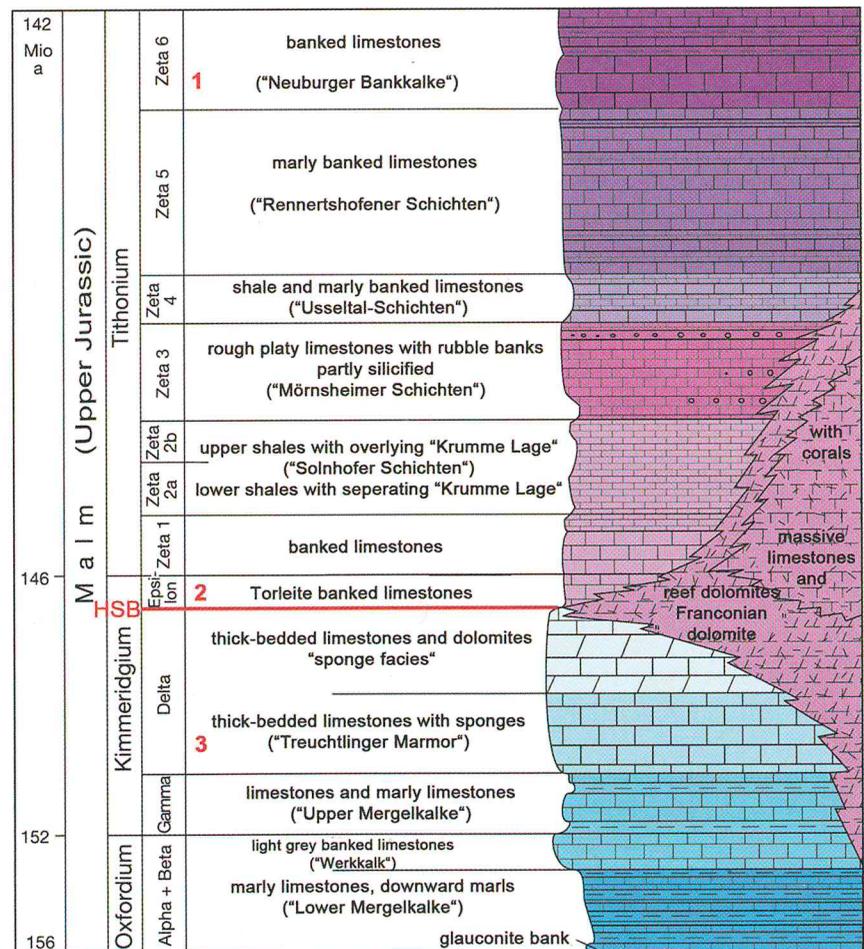


Abb. 2 – Stratigraphie der Schwäbischen Alb des Oberen Jura von Malm Alpha bis Malm Zeta 6 mit Kennzeichnung der Analogaufschlüsse Neuburger Bankkalk (1), Kelheimer Riffkalke (2) und Treuchtlinger Marmor (3). Die hydraulische Stratigraphie-Grenze (HSB) teilt den Malm in einen oberen und einen unteren Teil mit unterschiedlichen hydraulischen und mechanischen Eigenschaften.



Abbildung: TU Bergakademie Freiberg, Institut für Geologie

Abb. 3 – Autoklav zur Durchführung von Lösungsversuchen. Bei diesen Versuchen wurde die mittelstarke Kohlensäure verwendet, die beim Kontakt von Wasser mit CO_2 entsteht. Die Versuchszeiträume lagen zwischen 10 und 14 Tagen.

steinsmechanische Untersuchungen durchgeführt, welche Prognosen für die Fazieskomplexe im Reservoir am Standort Mauerstetten ermöglichen sollen. Geeignete Analogaufschlusspunkte für die Neuburger Bankkalk (Purbeck-Fazies), den Kelheimer Kalk (Rifffazies) und den Treuchtlinger Marmor (Tubiphyten-Kalk) wurden in der südlichen fränkischen Alb bei Ingolstadt ausgewählt. Die Laboranalysen ergaben für die Neuburger Bankkalk, insbesondere bei der ermittelten Zugfestigkeit, die geringsten Spannweiten. Dies lässt bevorzugt homogene Gesteinseigenschaften in der Purbeck-Fazies erwarten.

Am Treuchtlinger Marmor wurden in der einaxialen und triaxialen Druckfestigkeit sowie Spaltzugfestigkeit Maximalwerte ermittelt. Insgesamt weist dieser Komplex jedoch erhebliches Schwankungspotenzial der Gesteinskennwerte auf. Dies ist auf die inhomogenen Gesteinseigenschaften (Klüfte, Ablagerungen, Störungszonen, Porosität, Mineralassoziationen usw.) zurückzuführen. Die damit verbundenen strukturellen Gefügeanisotropien im gesamten Kluftsystem müssen im Hinblick auf die Planung der In-situ-Tests im Bohrloch berücksichtigt werden.

Ausgeprägte Inhomogenitäten prägen auch die Kelheimer Kalk (Rifffazies). Hervorgerufen durch starke lithologische Variationen sind hier große Schwankungen der mechanischen Kennwerte, insbesondere in der einaxialen Druckfestigkeit und der Zugfestigkeit, aber auch in der Form der Brüche festzustellen. Eine entsprechend heterogene Bruchausbreitung ist auch bei einer möglichen Stimulation der Riffkalk auf Reservoirtiefe zu erwarten. Mit dem in großer Tiefe vorherrschenden Überlagerungsdruck ist davon auszugehen, dass die im Analoggestein angetroffene Porosität in Form von z. T. offenen Klüften besonders in der Rifffazies erheblich abweicht. Neben der Porosität verändern sich mit zunehmender Tiefe auch die bruchmechanischen Eigenschaften.

Die hydraulischen Eigenschaften der Matrix zeigen ihr Maximum bei den Proben des Purbeck ($\phi \approx 0,2$ und $k \approx 1$ mD) und ihr Minimum bei Proben des Treuchtlinger Marmors ($\phi \approx 0,05$ und $k \approx 1$ μ D).

Der Malm wurde aufgrund der unterschiedlichen hydraulischen und mechanischen Gesteinsparameter für die nachfolgenden Modellierungen in einen oberen und einen unteren Teil aufgeteilt (Abb. 2). Die in den Laborversuchen ermittelten Matriceigenschaften sind allerdings für den Fluidtransport im Reservoir nicht maßgeblich verantwortlich. Vielmehr kann die für eine wirtschaftliche Heißwassergewinnung notwendige Permeabilität im Bereich von 100 mD und mehr bei der vorliegenden geringen Matrixpermeabilität nur über zusätzliche Bahnen, wie z. B. vorgeprägte Risse oder Störungszonen, erzeugt werden.

In zahlreichen Kernproben wurden solche vorgeprägten Klüfte festgestellt, die jedoch geschlossen waren und nicht zur Permeabilität beigetragen haben. In Durchströmungsversuchen haben sich diese Klüfte schon bei relativ geringen Wasserdrücken geöffnet und Permeabilitäten von 70-120 mD ergeben. Die Klüfte schließen sich allerdings wieder, wenn der Wasserdruck nahe Null ist. Diese im Labor festgestellte Öffnung vorgeprägter Klüfte und ihr nachfolgendes Schließen ist durch die Auswertung und Interpretation von in den Jahren 2008 und 2009 an den Bohrungen GT1 und GT1a durchgeführten Testarbeiten (Injektionstest mit Spiegelabfallmessung sowie Airlift-Tests mit Wiederanstiegsmessungen) bestätigt worden. Der Injektionstest führt auf eine Permeabilität von ca. 20 mD, die nachfolgenden Spiegelabfall- und die Wieder-

anstiegsmessungen jedoch nur auf ca. 0.5 mD. Diese Ergebnisse wurden mithilfe eines hydraulischen 3D-Modelles des Reservoirs verifiziert.

Es stellt sich also die generelle Frage, wie die unter hydraulischem Druck erweiterten Klüfte nachhaltig geöffnet und die damit einhergehenden verbesserten Wegsamkeiten für Fluide auch unter Absenkung des Injektionsdrucks beibehalten werden können.

Das Einbringen von Proppants (Stützkörpern) in Form von Sand- oder Keramikpartikeln ist eine Möglichkeit, das Schließen von Kluftflächen zu verhindern. Dabei ist es wichtig, deren Verhalten unter In-situ-Druck- und Temperaturbedingungen abzuschätzen. Labortests, die den Vorgang der Einbettung von Proppants in Analogprobenmaterial durch mechanische Belastung oder Drucklösung untersucht haben, zeigten eine sehr geringe Einbettung und daher nur eine kleine Permeabilitätsverringern der eingebrachten Proppant-Schüttung. Dies weist auf eine gute Stützwirkung der Proppants auch unter In-situ-Bedingungen hin. Die Verwendung von Proppants erscheint daher eine geeignete Option zum Offenhalten vorgeprägter Klüfte am Standort Mauerstetten.

Bei bestimmter Orientierung vorgeprägter Klüfte zum rezenten Spannungsfeld kann es außerdem unter hydraulischem Druck zu einem geringfügigen lateralen Versatz (Scherversatz) kommen, durch den die Kluftflächen anschließend nicht mehr vollständig aufeinander passen. Scherrisse bleiben durch diesen „Self-Propping-Effekt“ häufig auch unter In-situ-Bedingungen hydraulisch wirksam (durchlässig) und können die Gesamtporosität gegenüber der Ausgangsporosität um Größenordnungen steigern. In den Hochdruck-Laboruntersuchungen des GFZ haben sich diese Scherrisse gegenüber Zugrissen als nachhaltigere Fließbahnen erwiesen.

Eine weitere Möglichkeit zur nachhaltigen Erweiterung von geöffneten Kluftflächen in karbonathaltigen Gesteinen ist die Verwendung von Säure (z. B. Salzsäure oder Kohlensäure). Dieser Prozess ist mit der natürlichen Verkarstung von Gesteinen zu vergleichen. Um Vorstellungen über dieses Lösungsverhalten an Analogprobenkörpern zu bekommen, wurden mehrere Labortest mit unterschiedlichen Säuren, unter anderem Autoklaven-Versuche (Abb. 3) mit Kohlensäure bei einer Temperatur von 150 °C und 150 bar Druck durchgeführt.

Modellierungen

Um abzuschätzen, ob hydraulische Stimulationsmaßnahmen die Produktivität des Malmkarsts im westlichen Molassebecken steigern können und zum besseren Verständnis physikalischer Prozesse, wurden neben den Laborversuchen verschiedene Modellierungen durchgeführt. Die Kombination aus hydraulischer und strukturgeologischer Charakterisierung mit einer anschließenden 3D-Modellierung des Speichers hat ergeben, dass die In-situ-Matrixpermeabilität durch Scherrisse maßgeblich gesteigert werden kann. Weiterhin verfügen hydraulisch induzierte Risse über das Potenzial, den Zufluss des Thermalwassers zur Bohrung zu erhöhen sowie eine Verbindung zwischen einer unproduktiven Boh-

nat-Lösung auch in größerer Entfernung vom Bohrloch zu beobachten ist.

Planung der In-situ-Arbeiten

Aus den Erkenntnissen der Laborversuche und Modellierungen resultiert ein Konzept zur Permeabilitätssteigerung in der Bohrung GT1a, das sich wie folgt zusammenfassen lässt:

- Der bei der Installation der Bohrung maximal zulässige Belastungsdruck der Bohrlochverrohrung von 314 bar begrenzt den bei der Flüssigkeitsinjektion möglichen Druck. Eine Überschreitung der Gebirgsspannung sowie Festigkeit des Gesteins und somit Bildung neuer Risse ist bei diesen maximal zulässigen Drücken voraussichtlich nicht möglich.

- Bei günstiger Orientierung der vorgeprägten Klüfte zum Spannungsfeld kann der „Self-Propping-Effekt“ durch Scherversatz vorhandener Trennflächen zur Permeabilitätssteigerung beitragen.
- Die so entstehenden Fließwege sollen weiterhin durch eine Säurebehandlung mit Salzsäure und/oder flüssigem Kohlendioxid erweitert werden.
- Ziel ist es, die natürliche Permeabilität des Gesteins im Nahbereich um die Bohrung zu erhöhen, um einen Anschluss der Bohrung an eine natürliche, hydraulisch durchlässige Störungszone zu erreichen und somit einen ausreichend großen Wärmetauscher zu erschließen.
- Als erster Meilenstein werden eine Reihe von In-situ-Vortests (hydraulische und chemische Tests) definiert, welche die prinzipielle Machbarkeit einer Permeabilitätssteigerung in der GT1a mittels dieses Konzepts zeigen sollen. Aufbauend auf den Ergebnissen der Vortests sollen gegebenenfalls weitere, den lokalen Verhältnissen angepasste In-situ-Stimulationsversuche geplant werden.

Ziel ist die Entwicklung eines « innovativen Stimulationskonzeptes.

rung und einer permeablen Störungszone zu schaffen (Abb. 4). Durch den Einsatz von Stützmitteln oder Säurebehandlungen könnte die Produktivität zusätzlich gesteigert werden.

Ein besonderes und neues Stimulationsverfahren ist die Kombination von Wasser und überkritischem CO₂ zur Bildung von Kohlensäure, die dann mit Karbonaten reagiert. Ein Vorteil gegenüber einer Säuerung mit z. B. Salzsäure ist die langsamere Lösungskinetik und damit größere Reichweite der Kohlensäure. Durch die Karbonat-Lösung werden neue oder bereits existierende Kluft-Flächen besser durchlässig. Verbunden mit der Bildung von Kohlensäure ist auch eine Erniedrigung des pH-Wertes.

Die chemischen Reaktionen bei der pulsweisen Injektion von überkritischem CO₂ und Wasser wurden mit TOUGHREACT [3] sowohl thermodynamisch als auch kinetisch modelliert und mit der grafischen Benutzeroberfläche PetraSim visualisiert (Abb. 5). TOUGHREACT berücksichtigt dabei die Veränderung der Porosität und damit auch Permeabilität durch die Lösung des Calcits. Während der Injektionsphase erhöht sich der Formationsdruck. Dies führt zu einer mechanischen Öffnung von Fugen und Klüften. Durch den Kontakt von CO₂ mit Wasser bildet sich Kohlensäure, wie an Hand des Absinkens des pH-Wertes beobachtet werden kann (Abb. 6). Deutlich zeigt sich, dass die pH-Absenkung und damit die Karbo-

- Es bleibt als Stimulationsmöglichkeit die Injektion von Flüssigkeit unter relativ geringen Drücken analog der im Jahr 2008 durchgeführten Injektionstests, die voraussichtlich mit einer Öffnung vorgeprägter Klüfte verbunden sein wird.
- Durch Injektion von Stützmittel (Propant) sollen diese Klüfte auch bei Druckabfall und späterer Förderung offen gehalten werden.

Seismisches Monitoring

Durch die Injektion von Fluid bei den geplanten In-situ-Tests kann im Reservoir ein hydraulischer Überdruck aufgebaut werden. Dieser führt zu Veränderungen der Spannungszustände im Untergrund und könnte daher Seismizität verursachen. Aufgrund der Gesteinseigenschaften sowie der Orientierung natürlicher Schwäche zonen im rezenten Spannungsfeld am

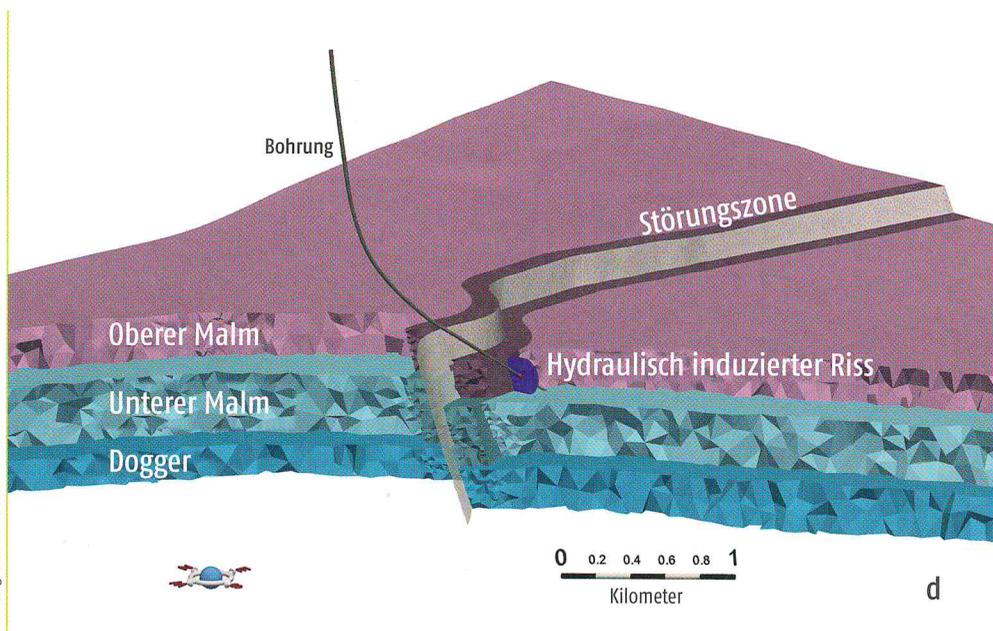


Abb. 4 – Finite-Elemente-Gitter mit den Einheiten Oberer Malm, Unterer Malm und Dogger. Das Szenario enthält eine permeable Störungszone und einen hydraulisch induzierten Riss im Oberen Malm, der die Bohrung mit der Störungszone hydraulisch verbindet.

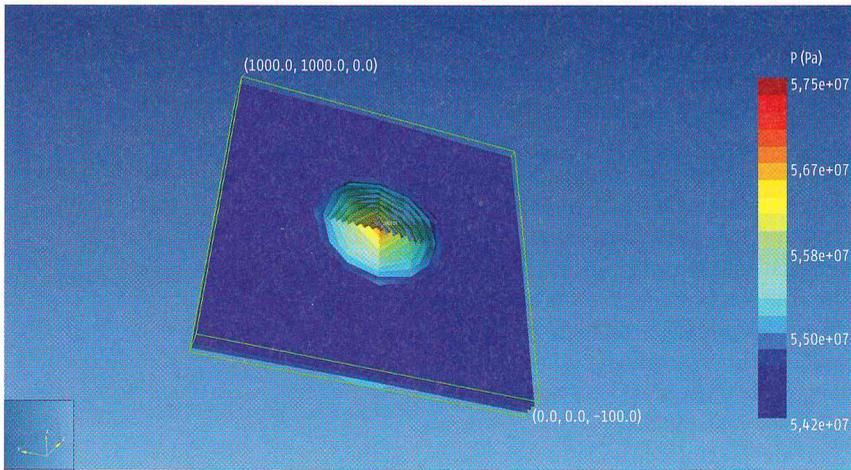


Abbildung: TU Bergakademie Freiberg, Institut für Geologie

Abb. 5 – Druckverteilung in einem Modellaquifer, in den über eine 100 m lange freie Bohrstrecke überkritisches CO₂ mit einer Flussrate von 70 kg/s über einen Zeitraum von 70 Tagen injiziert wurde. Der initiale Druck betrug dabei 2×10^7 Pa.

Standort Mauerstetten ist davon auszugehen, dass dies mit großer Wahrscheinlichkeit zu keiner messbaren Seismizität führen wird. Um Restunsicherheiten Rechnung zu tragen, wurde im Rahmen einer seismischen Risikostudie durch die Q-con GmbH mittels numerischer Modellierungen untersucht, wie sich die durch die hydraulischen Maßnahmen verursachten Spannungen räumlich und zeitlich aufbauen und welche Stärke (Magnitude) verursachte Seismizität in Extremszenarien aufweisen könnten. Es wird gezeigt, dass die Stärke der seismischen Ereignisse mit der Zeit systematisch zunehmen würde. Über ein seismisches Überwachungssystem und ein angepasstes Reaktionsschema („Ampel“) kann daher das seismische Risiko kontrolliert werden.

Das vorläufige Netzwerk-Design sieht den Betrieb einer hochempfindlichen

Seismometer-Detektorstation in einem 250 m tiefen Bohrloch sowie den Betrieb von vier Geophon-Außenstationen in 100 m tiefen Bohrlöchern vor. Zusätzlich zu dem fest installierten mikroseismischen Monitoring-Netzwerk sind sowohl vor als auch während der hydraulischen Tests nanoseismische Messkampagnen der Universität Stuttgart geplant, bei denen drei Mini-Arrays eingesetzt werden sollen.

Zielsetzung des seismischen Monitorings ist einerseits die Überwachung der hydraulischen Maßnahmen unter dem Gesichtspunkt des seismischen Risikos, sodass das Auftreten selbst geringer Sachschäden verhindert wird. Andererseits soll die möglicherweise induzierte Reservoirseismizität gemessen und zur Charakterisierung des geothermischen Reservoirs verwendet werden.

Genehmigungsverfahren

Die bis zum ersten Meilenstein vorgesehenen In-situ-Vortests wurden in einem ersten Schritt in einen Rahmenbetriebsplan zusammengeführt. Dieser wurde im September 2011 beim Bergamt Südbayern zur Prüfung und Genehmigung eingereicht. Nach Genehmigung sollten in einem zweiten Schritt die einzelnen Arbeiten im Detail dargestellt und mit einem Sonderbetriebsplan zur Genehmigung geführt werden. Nachdem die eingereichten Unterlagen geprüft wurden, wurde Anfang 2012 seitens des Bergamts eine Umstellung des Genehmigungsverfahrens beschlossen und die Einreichung eines Hauptbetriebsplans gefordert. Der Hauptbetriebsplan sollte dabei nicht nur die Arbeiten bis zu den Vortests, sondern diese vollumfänglich inklusive der auf den Ergebnissen der Vortests beruhenden In-situ-Stimulationsversuche beinhalten. Die Inhalte des Hauptbetriebsplans wurden im Vorfeld mit dem Bergamt, dem Landeserdbebendienst und dem Landesamt für Umwelt besprochen, sodass der Umfang der hydraulischen Maßnahmen und die einzusetzenden Stoffe und Materialien entsprechend der gesetzlichen Vorgaben ausgewählt wurden. Der Hauptbetriebsplan für sämtliche operative Arbeiten an der Bohrlokation wurde im September 2012 beim Bergamt Südbayern eingereicht. Die öffentliche Auslegung erfolgte im Frühjahr 2013. Aktuell (Mitte Oktober 2013) ist der Bescheid noch ausständig.

Öffentlichkeitsarbeit

Hinsichtlich der wichtigen und notwendigen Öffentlichkeitsarbeit wurde zunächst ein Konzept zur Information und Beteiligung der Öffentlichkeit erstellt. Im Rahmen dieses Konzeptes wurde ein Internetauftritt entwickelt, welcher für die Bürger Informationen zum Thema Geothermie im Allgemeinen, aber auch zu den Arbeiten in Mauerstetten im Speziellen darlegen und diesbezügliche Fragen beantworten soll. Weiterhin wurden diverse Öffentlichkeitsveranstaltungen geplant, wie z. B. Geothermie-Stammtische in Mauerstetten, Podiumsdiskussionen und Führungen auf der Bohrlokation. Mit dem Bergamt und dem BMU wurde im Vorfeld besprochen, die Internetseite nach Einarbeitung der Auflagen und Nebenbestimmungen des Genehmigungsbescheids online zu schalten. Weiterhin wurde mit dem Bergamt, dem Landesamt für Umwelt und dem Landeserdbebendienst der Echtzeit-Zugriff auf die Daten des seismischen Monitorings ver-

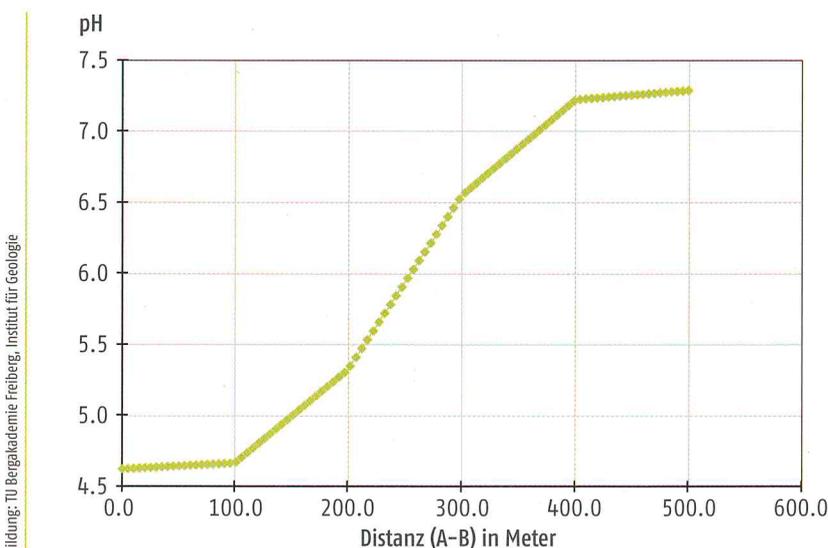


Abbildung: TU Bergakademie Freiberg, Institut für Geologie

Abb. 6 – Modellierter pH-Werte um das Injektions-Bohrloch nach 70 Tagen

einbart, um größtmögliche und permanente Transparenz bezüglich der mikro-seismischen Aktivitäten darzulegen.

Ausblick

Mit den geplanten In-situ-Arbeiten konnte bislang noch nicht begonnen werden, da sich die Genehmigung des bergrechtlichen Betriebsplanes als langwieriger Prozess erweist. Das Forschungsprojekt wurde durch das BMU bis zum Ende des Jahres 2013 genehmigt. Da der bergamtliche Bescheid bisher leider nicht vorliegt, ist abzusehen, dass die Arbeiten nicht bis Ende des Jahres 2013 abgeschlossen werden können, sondern über ein mögliches Folgeprojekt abgewickelt werden müssen.

Die öffentliche Debatte um die Erschließung von Schiefergas in Deutschland und Europa ist leider nicht förderlich für das laufende Genehmigungsverfahren, obwohl das Konzept des Projekts „Geothermie Allgäu 2.0“ im Gegensatz zu dem stark diskutierten „Fracken“ der Kohlenwasserstoff-Industrie nur auf einer Öffnung vorgeprägter Klufflächen, zusammen mit einer Abstützung der Klüfte durch selbststützende Effekte, Sand- oder Keramikpartikel sowie nachhaltiger Erweiterung der Klüfte mittels Salz- oder Kohlensäure beruht. Dieses Verfahren hat das Potenzial, auf umweltschonende Weise gering durchlässige Bereiche des Bayerischen Malmkarstes sowie vergleichbare Gebiete weltweit für die Tiefengeothermie und damit die grundlastfähige Strom- und Wärmeerzeugung zu erschließen.

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 0325267 gefördert.

Literatur

[1] Anderson, E. M. (1951): The dynamics of faulting and dyke formation with applications to Britain. Oliver & Boyd, Edinburgh.

[2] Hofmann, H., Blöcher, G., Börsing, N., Maronde, N., Schulz, N., Zimmermann, G. (2013 eingereicht): Potential for Enhanced Geothermal Systems in Low Permeability Limestones – Stimulation Strategies for the Western Malm Karst (Bavaria). Geothermics.

[3] Reinecker, J., Tingay, M., Müller, B., Heidebach, O. (2010): Present-day stress orientation in the Molasse Basin. Tectonophysics, 482, 129–138.

[4] Xu, T. (2010): TOUGHREACT Version 2.0: A simulator for subsurface reactive transport under non-isothermal multiphase flow conditions. Lawrence Berkeley National Laboratory: LBNL Paper LBNL-4033E.

Autoren

Curd Bems
Dipl.-Geophys. Dipl.-Ing. Stephan Hild
Exorka GmbH
Bavariafilmplatz 7
82031 Grünwald/Geiseltalsteig
Tel.: 089 4524-37930
Fax: 089 4524-37988
stephan.hild@exorka.com
www.exorka.com

Dr.-Ing. Guido Blöcher
Prof. Dr. Inga Moeck*
Helmholtz-Zentrum Potsdam
Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ
Telegrafenberg A6, 104
14473 Potsdam
Tel.: 0331 288-1414
Fax: 0331 288-1044
bloech@gfz-potsdam.de
www.gfz-potsdam.de

Prof. Dr.-Ing. Mohammed Amro
M.Sc. Ing. Alireza Arab
Prof. i. R. Dr.-Ing. Frieder Häfner
Dipl.-Geökol. Anne Kaulisky
Prof. Dr.-Ing. Herbert Klapperich
Prof. Dr. Broder Merkel
TU Bergakademie Freiberg
Akademiestr. 6
09596 Freiberg
Tel.: 03731 39-3614
Fax: 03731 39-3501
herbert.klapperich@igt.tu-freiberg.de
www.tu-freiberg.de

Dipl.-Phys. Patrick Blascheck
Prof. Dr. Manfred Joswig
Universität Stuttgart
Azenbergstr. 16
70174 Stuttgart
Tel.: 0711 685-87410
Fax: 0711 685-87401
patrick.blascheck@geophys.uni-stuttgart.de
www.geophys.uni-stuttgart.de

PD Dr. Torsten Steiger
Dipl.-Geol. Stephan Uhlig
Geotec Consult
Ingenieurbüro Uhlig + Partner
Henleinstr. 1
85570 Markt Schwaben
Tel.: 08121 40411
Fax: 08121 40412
info@geotec-consult.de
www.geotec-consult.de

Dr.-Ing. Horst Kreuter
Dipl.-Geökol. Christina Schrage
GeoThermal Engineering GmbH
Baischstr. 7
76133 Karlsruhe
Tel.: 0721 57044-680
Fax: 0721 57044-689
schrage@geo-t.de
www.geo-t.de

Dr. Stefan Baisch
Q-con GmbH
Marktstr. 38
76887 Bad Bergzabern
Tel.: 06343 939-699
Fax: 06343 939-729
baisch@q-con.de
www.q-con.de

*jetzt: University of Alberta; Dep. Earth and Atmospheric Sciences

Geophysica

Messen Modellieren Planen

Standortbewertung

Qualitätssicherung

Langzeitprognose

Anlagenplanung

3D-Simulation

Monitoring

Geothermie

effizient nutzen.

Wissen bietet Sicherheit:
Planung durch 3D-Simulation,
Optimierungsrechnung und
Langzeitsimulationsverfahren.

Geophysica

Beratungsgesellschaft mbH

✉ Lütticher Str. 32
D- 52064 Aachen
☎ +49-(0)241 1899 2916
📧 info@geophysica.de
www.geophysica.de

www.geophysica.de