

BMU-Forschungsprojekt Allgäu 2.0 – Tiefe Geothermie für Strom und Wärmemarkt – ein EGS-Projekt

BMU Research Project Allgäu 2.0 – Deep Geothermics for electricity and heat market – an EGS-Project

Bems C, Hild S. (Exorka GmbH, München), Klapperich H, Tondera D, Merkel B, Amro M (TU Bergakademie Freiberg), Kreuter H, Schrage C (GeoThermal Engineering GmbH, Karlsruhe)

Abstract

Tiefe Geothermie ist durch die Erschließung von Grundwasser in Tiefen von mehreren km möglich, wenn pro Sekunde 50 bis 100 Liter gefördert werden können. Diese hydrogeologische Situation ist aber nur relativ selten anzutreffen. Enhanced Geothermal Systems (EGS) haben den Vorteil, dass sie an sehr vielen Standorten der Erde implementiert werden können, um elektrische und thermische Energie aus der Wärmeenergie des tieferen Untergrundes zu gewinnen. Eine vorhandene tiefe „trockene“ Bohrung im Malmkarst des Bayerischen Molassebeckens bot die einmalige Möglichkeit, in carbonatischen Gesteinen einen neuen EGS-Ansatz im Rahmen eines BMU-Forschungsprojektes zu erproben. Das Grundprinzip von EGS basiert auf der Verbesserung der Permeabilität in dem tiefen Wärmereservoir. In diesem Fall soll die Permeabilität durch eine Kombination von hydraulischem Druck und Erweiterung natürlich vorhandener Klüfte durch Säure signifikant verbessert werden. Das Hauptproblem ist dabei, die Kluftaufweitung durch die Säure im gesamten Reservoir gleichmäßig zu erreichen. Wesentliche Untersuchungsschwerpunkte waren die Analyse des Spannungsfeldes des Reservoirs und die Simulation mittels numerischer Modelle. Gesteinsproben wurden hinsichtlich Porosität und Permeabilität untersucht sowie mittels Autoklavenversuchen bei hohen Drücken und Temperaturen mit Salz- und Kohlensäure behandelt. Für den Feldversuch wurde ein seismisches Überwachungsprogramm entwickelt. Der in situ Nachweis, dass es möglich ist, das Reservoir hinreichend gut zu stimulieren, steht noch aus und konnte bislang noch nicht begonnen werden, weil die Genehmigung des bergrechtlichen Betriebsplanes deutlich mehr Zeit in Anspruch nimmt als erwartet.

Das süddeutsche Molassebecken bietet in einigen Bereichen ideale Bedingungen für tiefe Geothermie. Im Gegensatz zu vielen Bereichen in Deutschland und Europa wird in Tiefen von 2 bis 5 km noch ausreichend Grundwasser in zudem durchlässigen Gesteinsformationen angetroffen. Dies ist der Verkarstung der Malm-Kalke geschuldet. Im Gegensatz zu den tiefen Grundwässern in den Rhät-Sandsteinen im Norddeutschen Becken, die extrem hohe Salzgehalte aufweisen, sind die Karstwässer im süddeutschen Molassebecken sehr gering mineralisiert und haben oft Trinkwasserqualität. Dies bringt viel weniger Probleme im Hinblick auf Korrosion mit sich. Als Folge dessen sind in Bayern mehr als 80 Erlaubnisfelder vergeben von denen ca. 50 für die geothermische Stromerzeugung geeignet sein dürften.

Allerdings weist der Malmkalk im süddeutschen Molassebecken sehr unterschiedliche Faziestypen auf, die wiederum sehr unterschiedlich stark verkarstet sind bzw. unterschiedlich gute Permeabilitäten aufweisen (Abb. 1).

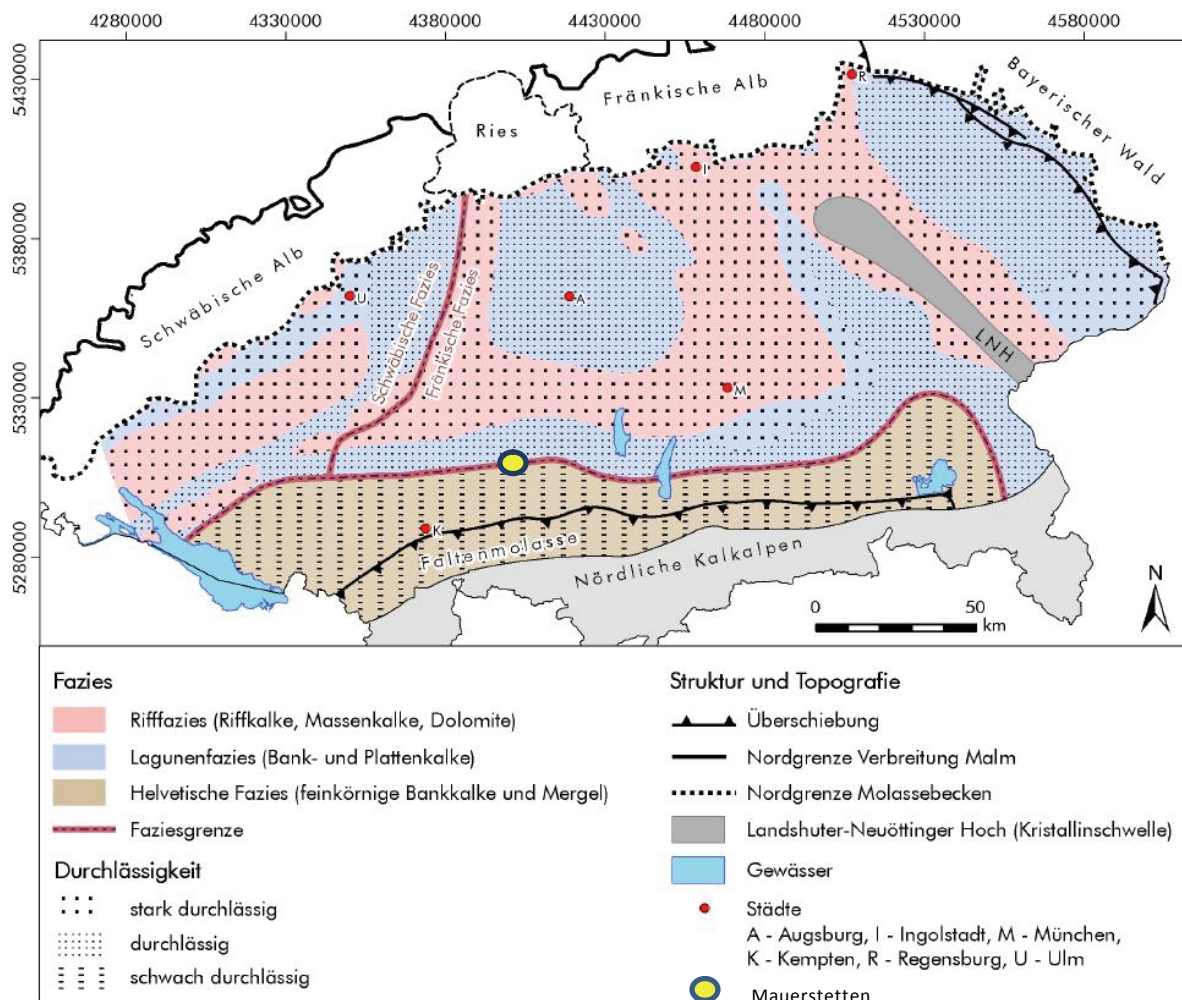


Abb. 1: Karte der Malm-Faziestypen im Bayerischen Molassebecken (nach Wolfgramm et al., 2009)

Die Bohrung Mauerstetten GT1 wurde zwischen Februar und Oktober 2008 abgeteuft mit dem Ziel hinreichend Grundwasser im Bereich einer Störungszone zu finden, was aber nicht gelang. Im Juli 2009 wurde ab 2395 m eine Side-Track-Bohrung GT1a abgelenkt. Die Lithologie umfasst die bayeri-

sche Vorlandmolasse, nicht eindeutig bestimmte Eozän- und Kreidesedimente sowie eine 905 m mächtige Folge von Jura-Sedimenten. Das Faziesmuster der Jura-Kalke weist darauf hin, dass nur der tiefe Abschnitt des Jura ab der Kieselschwamm-Fazies angetroffen wurde. Daher wurde der Sidetrack nach Süden abgelenkt, um die Oberjura-Folge zu erschließen (Abb. 2).

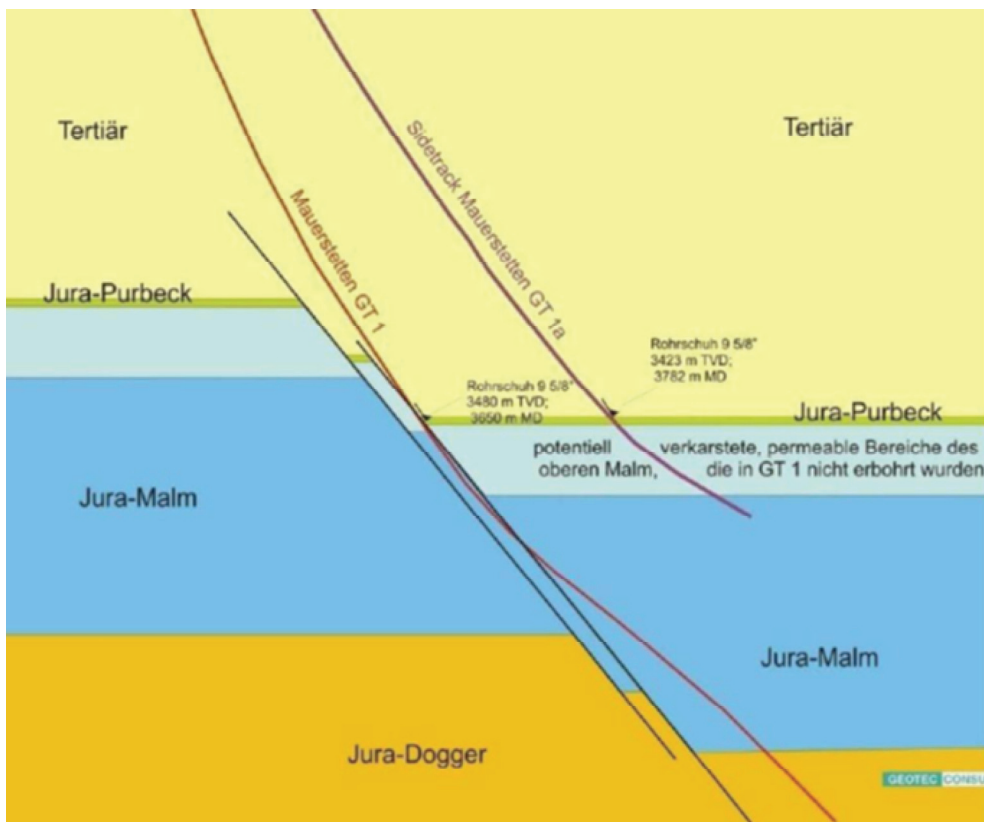


Abb. 2: Schematisches Profil der Bohrung Mauerstetten GT1 mit Side-Track GT1a

Letztlich konnten in einem Kurztest nur 1.3 l/s bei einer Druckabsenkung von 300 m im Bohrloch gefördert werden. Damit wurde das Ziel von 50 bis 100 l/s bei Weitem verfehlt. Daher wurde die Idee geboren, die vorhandene Bohrung in ein Forschungsprojekt einzubringen und die Stimulation in einem Kalksteinaquifer im Sinne eines Enhanced Geothermal Systems (EGS) zu erproben. Dabei soll gleichzeitig hydraulischer Druck und chemische Auflösung des Kalkgesteins genutzt werden, um die Wegsamkeiten im Gestein zu verbessern (Klapperich et al 2013).

Unter Fracking wird üblicher Weise hydraulisches Fracking verstanden. Dabei wird im Regelfall Wasser oder ein anderes Fluid in ein im zu frackenden Bereich offenes Bohrloch mit hohem Druck verpresst. Übersteigt der Druck im Fluid die geringste im Gestein anliegende Spannung, kommt es bei einem bestimmten Druck zum Bruch des Gesteins (breakdown pressure). Wenn die niedrigste Spannungsrichtung durch die überlagernden Gesteine horizontal ist, sind die entstehenden Risse senkrecht stehende Flächen, entlang der Hauptspannungsrichtung. Tektonischer Stress kann jedoch dazu führen, dass die Hauptspannungsrichtung von der Senkrechten abweicht und die Bruchflächen damit ebenso. Wird nun der Druck zurückgenommen, bleibt der Riss geöffnet bis zum „instantaneous shut-in pressure“ (ISIP) und schließt sich bei weiterem Druckabfall wieder. Steigert man nun wieder den hydrostatischen Druck auf die minimale Horizontalspannung des Gesteins, öffnen sich die Risse wieder, ohne dass es zum „Fracturing“ kommt. Dies geschieht auch, wenn das Gestein natürlicher Weise Haarrisse und Fugen hat. In einem solchen Fall ist es aus wissenschaftlicher Sicht auch falsch von „Fracking“ zu sprechen, denn es werden ja nur bereits vorhandene Trennflächen aufgeweitet und damit das Eindrin-

gen des Fluids ermöglicht. Diese Öffnung von bereits vorhandenen Trennflächen im carbonatischen Gestein und die anschließende Lösung der Carbonatoberflächen in den geöffneten Rissen mittels Säure ist die eigentliche Projektidee des für den Zeitraum 2011 bis 2012 vom BMU genehmigten Projektes. Diese hydraulisch-chemische Stimulation der Carbonate im tiefen Untergrund ist somit kein „Fracking“, denn die angedachten hydrostatischen Drücke liegen unter dem „breakdown pressure“.

Die im BMU-Verbundprojekt beteiligten Firmen und Universitäten sind in Abb. 3 gelistet.

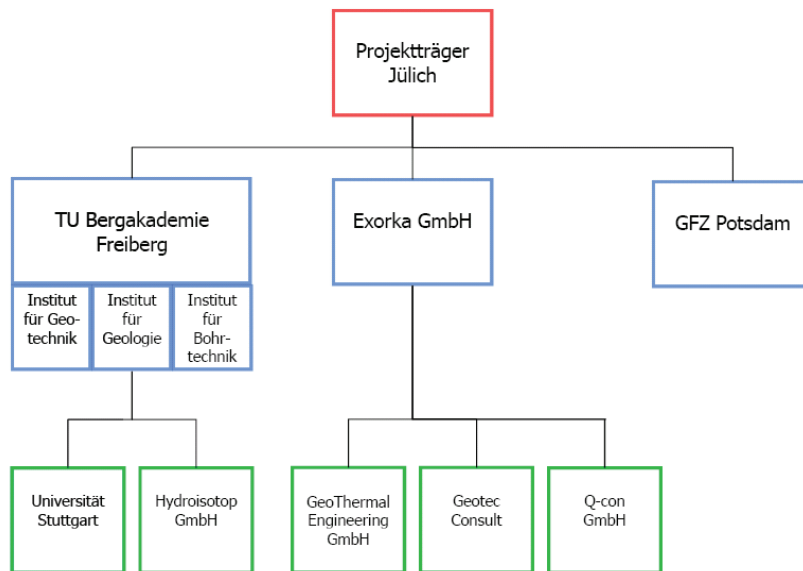


Abb. 3: Organogramm des BMU-Verbundprojektes

Hinsichtlich der wissenschaftlichen Komponenten ist die Q-con GmbH für die seismische Risikoanalyse und das seismische Monitoring verantwortlich; die Nanoseismizität obliegt der Universität Stuttgart. An der TU Bergakademie Freiberg (TUBAF) sind drei Arbeitsgruppen beteiligt (Prof. Klapperich (Geotechnik), Prof. Amro (Reservoirengineering) und Prof. Merkel (Hydrogeologie)). Die wesentlichen Aufgabenbereiche der TUBAF sind die Probenahme von Kernen aus Aufschlüssen an der Tagesoberfläche vergleichbarer Jura-Gesteine (Analogproben), die Untersuchung der Proben hinsichtlich Porosität und Durchlässigkeit ohne und nach mechanischer Belastung, die chemische Verbesserung der Durchlässigkeit mit HCl und H₂CO₃, sowie die Planung der Injektion von HCl und flüssigem CO₂. In Versuchen mit einer Polymer-Säure-Mischung und Kernmaterial der Probenahme war es möglich, an einem Kern mit vorgeprägter Kluft Säuerungsversuche durchzuführen. Dabei fand kein flächiger Abtrag statt, sondern entlang der Kluft bildete sich ein Fließkanal, auch unter hohen Manteldrücken stabil war (Abb.4)



Abb. 4: Bohrkern nach Behandlung mit HCl in einem Autoklavenversuch

Daneben wurden verschiedene numerische Modelle eingesetzt, um das Stimulationsverhalten über Druck und Säure zu simulieren. Das GFZ Potsdam hat sich vor allem mit der Spannungsfeldanalyse, der Untersuchung der hydraulischen und mechanischen Eigenschaften der Gesteine an Hand von Analogproben, sowie der Frac Modellierung mit FRACPRO befasst.

Letztendlich dienen alle Laborversuche und Modellierungen sowie die seismische Risikoanalyse der Vorbereitung des in-situ Stimulationsversuches, bei dem sowohl HCl mit einigen aus dem Erdöl- und Erdgasbereich hinlänglich bekannten Zusatzstoffe und Inhibitoren als auch flüssiges CO₂ in Verbindung mit Wasser zum Einsatz kommen sollen.

Der Vorteil der HCl liegt in der höheren Reaktivität, weil es sich dabei um eine starke Säure handelt. Um die gleiche Menge an Carbonat zu lösen, wird eine ca. 2-mal größere molare Masse an flüssigem CO₂ benötigt. Der große Nachteil der HCl ist jedoch, dass sie vor allem im unmittelbaren Bereich der Injektion also im Nahfeld der Bohrung mit dem Carbonat reagiert. Es ist zwar möglich durch Zusätze, die Reaktivität etwas herabzusetzen und damit etwas größere Reichweiten zu erzielen, aber diese Zusätze sind bislang nur für den Einsatz in Erdöl- und Erdgasfelder ausgelegt und erprobt. In einem Grundwasserleiter, der Trinkwasserqualität hat und potentiell dafür genutzt werden kann, muss sichergestellt werden, dass diese Zusatzstoffe vollständig zurückgepumpt und fachgerecht entsorgt werden können. Die Säure selbst (HCl) muss nicht bzw. kann auch nicht rückgewonnen werden, da sie vollständig in H⁺ und Cl⁻ dissoziiert. Beides sind natürliche anorganische Wasserinhaltsstoffe.

Demgegenüber hat CO₂ den Vorteil, dass es ein natürliches Gas ist, welches in jedem Wasser enthalten ist. Daher muss und kann es nicht rückgewonnen werden. Ein weiterer großer Vorteil ist, dass flüssiges CO₂, wenn es in das Bohrloch gepumpt wird, durch den erhöhten Druck und die herrschende Temperatur überkritisch wird. Überkritisches CO₂ verhält sich chemisch wie CO₂ als Gas und ist gegenüber Gesteinen nahezu inert. Lediglich im Kontakt mit Silikaten kommt es an der Oberfläche der Gesteine zu einer direkten Carbonatisierung. Diese Carbonatisierung ist mit einer geringen Volumenverringerung verbunden und erhöht somit die Permeabilität geringfügig. Der wesentliche Effekt ist aber, dass das überkritische CO₂ als nicht-reagierende Phase in beliebige Distanz vom Bohrloch gepumpt werden kann. Wenn dann von CO₂ auf Wasser als Injektionsfluid gewechselt wird, bildet sich durch die Lösung des CO₂ im Wasser Kohlensäure in großer Entfernung vom Bohrloch und beginnt das Kalkgestein zu lösen. Dies ist der Prozess, der bei einer natürlichen Verkarstung von Kalksteinen zu einer sukzessiven Erhöhung der Permeabilität führt. Die Kinetik der Reaktion ist zwar langsamer als die Lösungskinetik von HCl. Dies ist aber unter den gegebenen räumlich-zeitlichen Skalen kein nennenswerter Nachteil. Durch die abwechselnde pulsformige Zugabe von CO₂ und Wasser kann im Umfeld der Injektionsbohrung ein quasi beliebig großes Reservoir mit hinreichender Permeabilität geschaffen werden. Bei einem nur hydraulisch basierten EGS werden sich die geöffneten Klüfte und Fugen mit Erreichen des ISIP wieder schließen, wenn es nicht auf Grund tektonischer Spannung zu einem Versatz kommt. Kommt es nicht zu einem spannungsbedingten Versatz, kann das Schließen durch das Einbringen von Stützkörpern verhindert werden. Das neue Verfahren basiert aber vor allem darauf, dass die Klüfte durch chemische Korrosion erweitert werden und damit eine permanente Permeabilitätsverbesserung geschaffen wird.

Der in situ Nachweis der Stimulation mittels HCl bzw. überkritischem CO₂ konnte bislang noch nicht durchgeführt werden, da sich die Genehmigung des Bergrechtlichen Betriebsplanes als sehr langwieriger Prozess erwies. Das Forschungsprojekt wurde durch das BMU kostenneutral bis zum Ende des Jahres 2013 verlängert, aber es ist abzusehen, dass bis Ende des Jahres dieser Test nicht erfolgen kann. Die öffentliche Debatte um das „Fracken“ von Schiefergas in Deutschland und Europa ist leider nicht

förderlich für das laufende Genehmigungsverfahren, obwohl es sich beim Projekt Allgäu 2.0 wie oben ausgeführt nicht um hydraulisches „Fracken“ im Sinne von Erzeugen von Brüchen handelt, sondern um eine Öffnung vorhandener Trennflächen zusammen mit Erweiterung der Klüfte mittels Säure. Dieses Verfahren hat das Potential, diejenigen Bereiche des Bayerischen Malmkarstes, die eine schlechte oder zu geringe Permeabilität aufweisen (Abb. 1), und vergleichbare Gebiete weltweit für die tiefe Geothermie und damit die grundlastfähige Stromerzeugung zu erschließen.

Literatur:

Klapperich, H., Merkel, B., Fritz, E., Hanke, M. (2013) Energiewende - Forschung & Praxis & Politik im Dialog. Konferenz in Dresden 28.02.2013. Veranstalter: CiF e. V. und TU Bergakademie Freiberg www.cif-ev.de

Reinecker, J., Tingay, M., Müller, B., Heidbach, O., 2010. Present-day stress orientation in the Molasse Basin. *Tectonophysics*, 482, 129-138.

Wolfgramm, M., Obst, K., Beichel, K., Brandes, J., Koch, R., Rauppach, K., Thorwart, K. (2009): Produktivitätsprognosen geothermischer Aquifere in Deutschland. *Proceedings Geothermiekongress 2009*, Bochum, Germany, 17-19 November 2009