

## **Induzierte Seismizität in Geothermischen Reservoiren: Warum, Wo und Wie stark?**

**Stefan Baisch**

Q-con GmbH

**Keywords:** petrothermale Systeme, hydrothermale Systeme, Reservoirphysik, numerische Simulation, seismisches Risiko

### **Zusammenfassung**

Mit wachsender Zahl tiefer geothermischer Projekte in dicht besiedelten Regionen rückt das Thema des seismischen Risikos dieser Systeme immer weiter in den Vordergrund. In der öffentlichen Wahrnehmung wurde das seismische Risiko zunächst nur mit petrothermalen Reservoirs assoziiert. Spürbare seismische Ereignisse in der Nähe des Geothermiekraftwerks Landau haben das Thema aktuell aber auch auf den Bereich der hydrothermalen Systeme ausgeweitet.

Um das (projektspezifische) seismische Risiko einschätzen zu können, ist ein detailliertes Verständnis der zugrunde liegenden physikalischen Prozesse unerlässlich. In einer Vielzahl von Studien der induzierten Seismizität wurde dieses elementare Prozessverständnis in den letzten Dekaden entwickelt. Heute können wir mit einfachen physikalischen Modellen die induzierte Seismizität in ihrer räumlichen und zeitlichen Entwicklung sowie hinsichtlich ihrer Stärke beschreiben.

Notwendige Bedingungen für das Auftreten induzierter Seismizität sind existierende Kluft- oder Verwerfungsflächen im Reservoir mit zumindest geringer hydraulischer Durchlässigkeit. Auf diesen Flächen müssen (tektonische) Scherspannungen wirken, und die Kluftoberflächen müssen eine hinreichende Gesteinhärte aufweisen, um seismisch versagen zu können. Inwieweit diese Voraussetzungen an einem Standort gegeben sind, kann häufig im Vorfeld eines Projekts nicht abschließend beantwortet werden. Erst die Reaktion eines Reservoirs auf hydraulische Aktivitäten - sei es Stimulation oder Zirkulationsbetrieb - gibt letztendlich Gewissheit über die zu erwartende Seismizität. Da die Stärke der Reservoirseismizität entsprechend der räumlichen Ausdehnung des hydraulischen Überdrucks nur langsam zunimmt, lassen sich Beobachtungen der frühen Projektphase verwenden, um numerische Modelle zu kalibrieren. Mit diesen lässt sich die Stärke der induzierten Seismizität für den weiteren Projektbetrieb über Szenario-Modellierungen simulieren, was einen verantwortungsbewussten Umgang mit dem seismischen Risiko erst ermöglicht.

### **1. Einleitung**

Im Zusammenhang mit der hydraulischen Stimulation eines geothermischen Reservoirs in Basel trat am 8. Dezember 2006 ein induziertes Beben der Stärke  $M_L 3.4$  auf. Dieses Beben wurde an der Erdoberfläche deutlich gespürt und führte zu einer vorläufigen Stilllegung des Projektes. Auch an anderen Geothermiestandorten ist das Auftreten induzierter Seismizität ein bekanntes und häufig auch gewünschtes Phänomen. Bei der petrothermalen Geothermie werden die für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderlichen Wasserdurchlässigkeiten im Reservoir künstlich geschaffen. Bei dieser so genannten hydraulischen Stimulation wird eine große Anzahl von Mikroerdbeben gezielt erzeugt, da die damit verbundenen Deformationsprozesse zu einer Erhöhung der Wasserleitfähigkeit im Reservoir führen. In der überwiegenden Mehrzahl sind diese Mikroerdbeben äußerst schwach und können nur mit hochempfindlichen Messinstrumenten

nachgewiesen werden. Vereinzelt sind in der Vergangenheit aber immer wieder auch spürbare Ereignisse induziert worden (siehe die folgende Tabelle 1). Inwieweit diese Ereignisse Anlass zur Sorge gegeben haben, hängt in erster Linie mit dem Besiedlungsgrad im Projektumfeld zusammen.

Projekt	hydraulische Maßnahme	M <sub>max</sub>
Soultz-sous-Forêts (Frankreich)	Stimulation GPK4	2.3*
Soultz-sous-Forêts (Frankreich)	Stimulation GPK2	2.4*
Cooper Basin (Australien)	Re-Stimulation H#1	2.9*
Soultz-sous-Forêts (Frankreich)	Stimulation GPK3	2.9*
Basel (Schweiz)	Stimulation BS	3.4*
Cooper Basin (Australien)	Stimulation H#1	3.7

Tabelle 1: Die stärksten Erdbebenmagnituden, die in petrothermalen Projekten bis heute beobachtet wurden. Magnitudenwerte mit Stern kennzeichnen Ereignisse, die erst nach Beendigung einer hydraulischen Stimulation stattgefunden haben. Tabelle aus Baisch et al. (2009).

Generell ist zu bemerken, dass die induzierte Seismizität in der petrothermalen Geothermie eine Schlüsselfunktion einnimmt, da diese den Prozess der Durchlässigkeitsverbesserung markiert und nur über sie eine räumliche Kartierung des künstlich geschaffenen Wärmetauschers ermöglicht wird. Für den Ausbau und den Betrieb eines rein hydrothermalen Systems hat die induzierte Seismizität eine solche Schlüsselfunktion in der Regel nicht. Hier wird sie entweder als notwendiges Übel aufgefasst, oder angenommen, dass der Betrieb hydrothermalen Systeme keine Seismizität auslöst. Aus physikalischer Sicht ist diese Annahme falsch. Auslösender Faktor für die induzierte Seismizität ist eine Erhöhung des Flüssigkeitsdrucks auf bestehenden Klufflächen im Reservoir. Je nach Beschaffenheit des Wärmetauschers kann eine solche Druckerhöhung auch während des Zirkulationsbetriebs in hydrothermalen Systemen auftreten und zu induzierter Seismizität führen.

## 2. Warum induzierte Seismizität? – Physikalische Mechanismen

Das Phänomen der induzierten Seismizität im Zusammenhang mit Flüssigkeitsinjektionen wird seit den 1960er Jahren in der Literatur diskutiert. Obwohl auch chemische und thermische Prozesse als auslösende Mechanismen in Betracht gezogen wurden, besteht heute Konsens, dass die injektionsinduzierte Seismizität im allgemeinen über eine Erhöhung des Flüssigkeitsdrucks auf existierenden Klufflächen beschrieben werden kann. Dieser Prozess ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt.

Aus dieser konzeptionellen Darstellung lassen sich die für das Auftreten induzierter Seismizität notwendigen Bedingungen direkt ablesen. Zum einen müssen im Reservoir zusammenhängende (natürliche) Klufflächen ausreichender Größenordnung existieren, die zumindest eine geringe hydraulische Durchlässigkeit aufweisen. Gleichzeitig müssen tektonischen Scherspannungen auf

die Klüfte einwirken. Zum anderen müssen die Klüftoberflächen „hart“ genug sein, um seismisch versagen zu können. Sind diese Voraussetzungen gegeben, dann lässt sich die induzierte Seismizität über die Coulomb-Reibung beschreiben:

$$\frac{\tau}{\sigma_n - P_{fl}} > \mu \quad (1)$$

Das bedeutet, Seismizität tritt immer dann auf, wenn das Verhältnis von Scherspannung ( $\tau$ ) zur effektiven Normalspannung (die um den Porenfluiddruck  $P_{fl}$  reduzierte Normalspannung  $\sigma_n$ ) den Reibungskoeffizienten ( $\mu$ ) auf einer Klüftfläche überschreitet (z.B. Baisch & Harjes, 2003).

Inwieweit die für das Auftreten notwendigen Bedingungen an einem geothermischen Standort erfüllt sind, kann häufig im Vorfeld eines Projekts nicht abschließend beantwortet werden. Erst die Reaktion eines Reservoirs auf hydraulische Aktivitäten gibt letztendlich Gewissheit über die zu erwartende Seismizität.

Generell ist die seismische Aktivität im Kristallingestein ausgeprägter als im Sedimentgestein. So kam es z.B. während der hydraulischen Stimulationsmaßnahmen im Geothermieprojekt GeneSys zu keiner nennenswerten seismischen Aktivität, obwohl ungefähr 20.000 m<sup>3</sup> Flüssigkeit unter hohem Druck in das Sedimentgestein verpresst wurden.

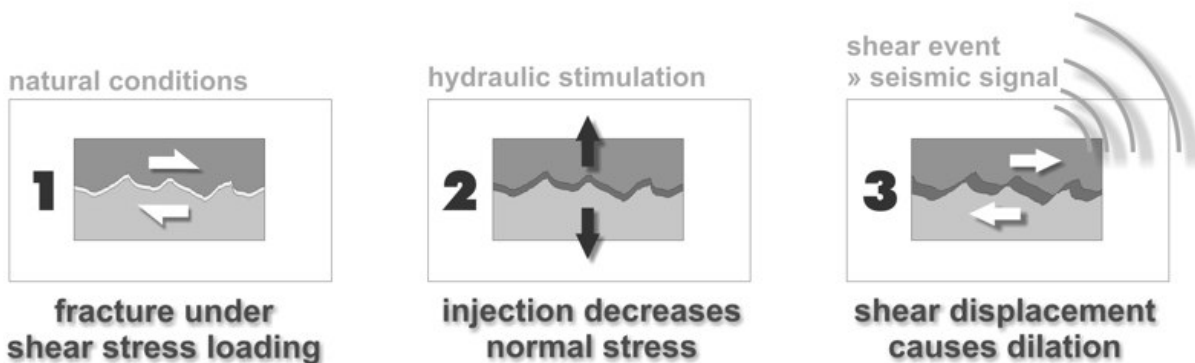


Abb. 1: Schematische Darstellung eines induzierten Mikroerdbebens. Links: Geklüftetes Reservoir unter tektonischer Spannung (Pfeile). Mitte: Durch Flüssigkeitsinjektion unter hohem Druck wird die auf den Riss wirkende Auflast reduziert („Aufweitung“). Rechts: Aufgrund der tektonischen Vorspannung verschieben sich die Rissoberflächen zueinander. Die dabei entstehenden Bruchgeräusche („Mikroerdbeben“) definieren Lokationen, an denen die hydraulische Durchlässigkeit erhöht ist, da die gegeneinander verschobenen Rissoberflächen nicht mehr exakt abschließen.

### 3. Wo und wann tritt induzierte Seismizität auf?

Aus der Gleichung 1 kann abgeleitet werden, dass induzierte Seismizität überall dort auftritt, wo der lokale Flüssigkeitsdruck bisher erfahrene Druckwerte übersteigt. Während einer Stimulation folgt die induzierte Seismizität der hydraulischen Druckausbreitung, d.h. die induzierte Seismizität bewegt sich von der Injektionsbohrung weg. Dieser Effekt ist in Abbildung 2 exemplarisch dargestellt: Während der Stimulation eines geothermischen Reservoirs im australischen Cooper Basin setzt die induzierte Seismizität in unmittelbarer Nähe der Injektionsbohrung (im Koordinatenursprung; blau) ein und bewegt sich dann systematisch von der Bohrung weg (warme Farben).

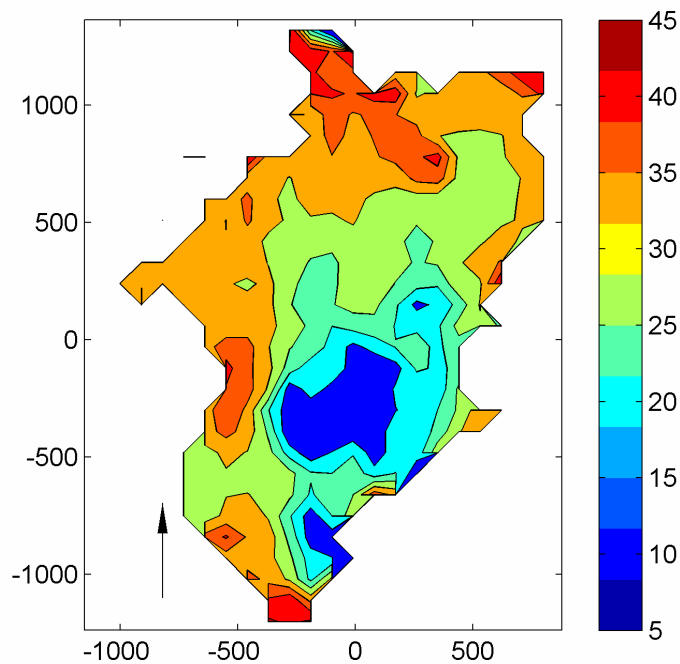


Abb. 2: Räumlich-zeitliche Verteilung induzierter Seismizität während einer hydraulischen Stimulation im geothermischen Reservoir Cooper Basin (Australien) in Aufsicht. Das zeitliche Auftreten der induzierten Seismizität ist entsprechend der Farbskala (Zeitangabe in Tagen relativ zum Beginn der Stimulation) angegeben. Abbildung nach Baisch et al., 2006.

Aber auch während des Zirkulationsbetriebs (petrothermale und hydrothermale Systeme) kann es lokal zu einem Druckanstieg im Reservoir kommen, auch wenn das System mit einer ausgewogenen Massenbilanz (d.h. Produktionsrate gleich Injektionsrate) betrieben wird (vergleiche Abbildung 3). Obwohl die gemessenen hydraulischen Druckbedingungen an der Oberfläche annähernd stationär (d.h. zeitlich nicht veränderlich) erscheinen können, kann es im Reservoir lokal zu einem weiteren Druckanstieg (auf der Re-Injektionsseite, vergleiche Abbildung 3) kommen und damit auch zu anhaltender Seismizität.

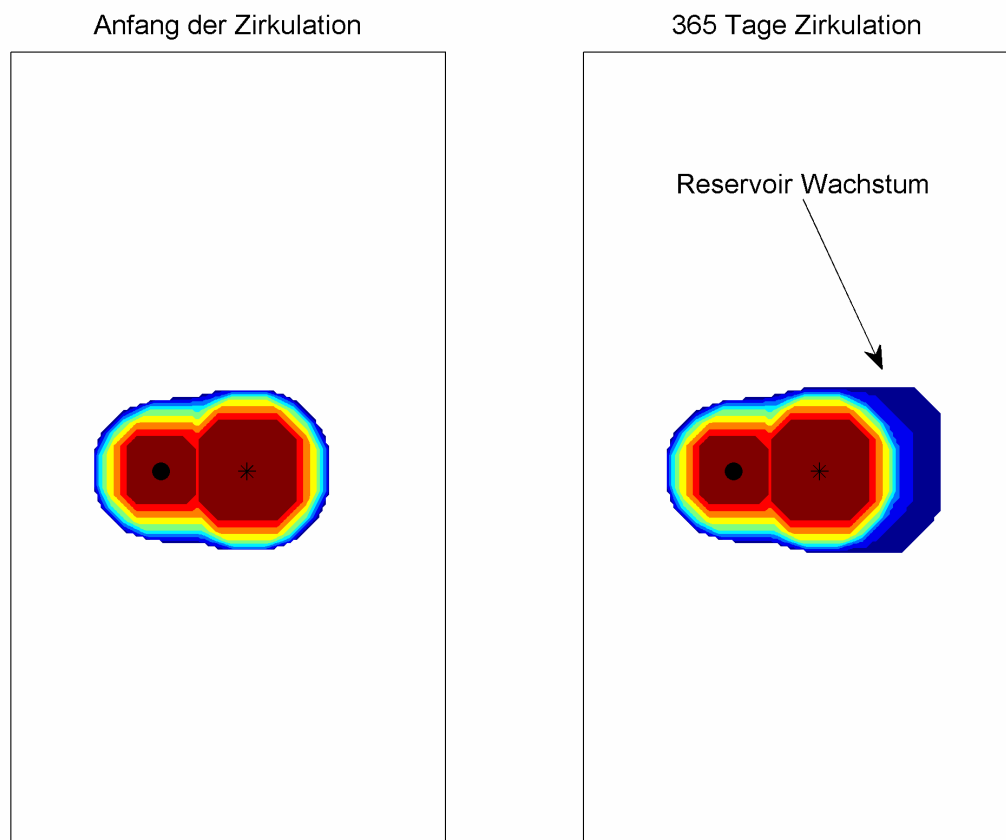


Abb. 3: Numerische Simulation des Zirkulationsbetriebs in einem geothermischen Reservoir in der Aufsicht. Fließraten in der Produktionsbohrung (Kreis) und in der Injektionsbohrung (Stern) betragen jeweils 50 l/s. Trotz der ausgewogenen Massenbilanz wächst der hydraulisch aktive Bereich während des Zirkulationsbetriebs (rechts). Dieser Effekt ist umso stärker, je schlechter die hydraulische Ankopplung zwischen den Bohrungen ist.

#### 4. Wie stark kann die induzierte Seismizität werden?

Die wohl wichtigste Frage im Kontext des seismischen Risikos ist die nach der maximal möglichen Magnitude eines induzierten Bebens. In der Tabelle 1 sind die stärksten der bisher in petrothermalen Projekten beobachteten induzierten Beben aufgelistet. Aber ist es auch möglich, dass die Beben noch stärker werden, oder gibt es eine Obergrenze für die Maximalmagnitude? Um dieser Frage nachzugehen, bedarf es eines physikalischen Verständnisses der hydraulisch-mechanischen Vorgänge im Reservoir.

Die Magnitude eines induzierten Bebens wächst mit der während des Bebens aktivierten Versatzfläche. Diese wiederum wird über die räumliche Verteilung der Kritizität (d.h. wie nahe ein bestimmter Teil einer Kluffläche am kritischen Zustand entsprechend Gleichung 1 ist) bestimmt. Je größer der räumliche Bereich ist, der sich unmittelbar vor dem kritischen Zustand befindet, desto größer wird die aktivierte Versatzfläche und desto größer wird auch die Magnitude des induzierten Bebens. Dieser Prozess kann mit einigen wenigen physikalischen Grundgleichungen beschrieben werden (Baisch et al., 2006b; 2009). Während einer hydraulischen Stimulation (aber auch während eines Zirkulationsbetriebs wie in Abbildung 3) wächst die Größe der möglichen Versatzflächen mit

der Zeit. Aus einfachen geometrischen Überlegungen folgt, dass immer größere Flächen einen ähnlichen Kritizitätszustand aufweisen, je tiefer der hydraulische Überdruck in das Reservoir vordringt. Dieser Effekt ist in der Abbildung 4 ersichtlich und deckt sich mit den Beobachtungen aus den unterschiedlichsten petrothermalen Projekten (Abbildung 5).

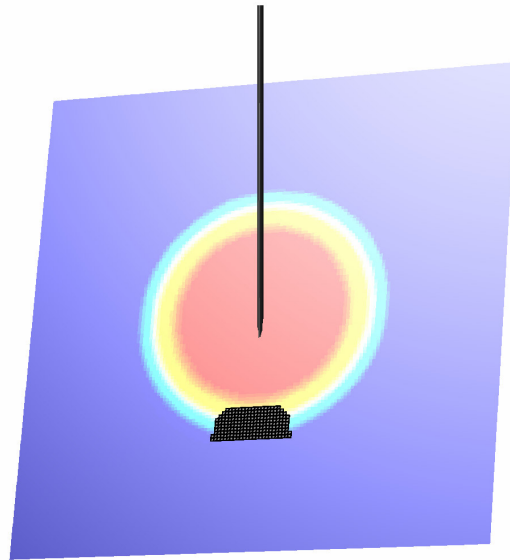


Abb. 4: Numerische Simulation der räumlichen Verteilung des hydraulischen Überdrucks (symmetrisch um die Injektionsbohrung). Warme Farben entsprechen hohem hydraulischem Druck. Die Herdfläche eines zu diesem Zeitpunkt auftretenden (modellierten) Bebens ist in Schwarz dargestellt. Abbildung nach Baisch et al. (2009).

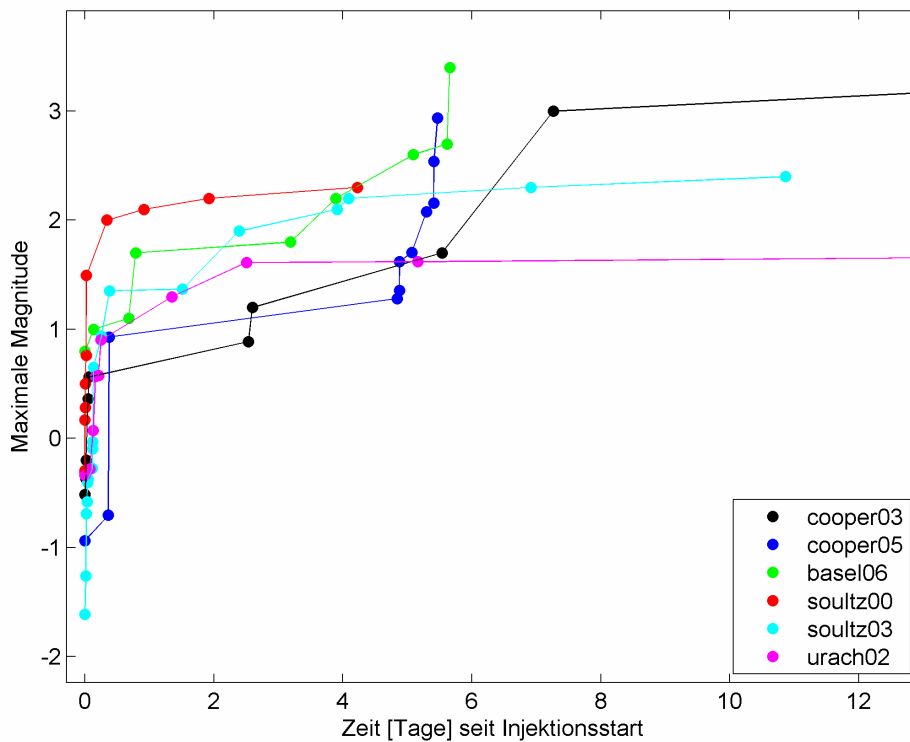


Abb. 5: Beobachtete Maximalmagnituden als Funktion der Zeit während hydraulischer Stimulationen in verschiedenen petrothermalen Projekten (s. Legende).

Mit diesem Modellverständnis ist sofort klar, dass sich eine Obergrenze für die Maximalmagnitude nicht ohne weiteres angeben lässt. Solange eine hydraulische Druckausbreitung in das Reservoir anhält und immer größere Flächen erschließt, wächst die maximal mögliche Magnitude der induzierten Beben. In der Geothermie spielen diese Extremszenarien nur eine untergeordnete Rolle, vorausgesetzt die Systeme werden mit einer ausgewogenen Massenbilanz betrieben und erreichen auch untertägig stationäre Bedingungen.

In anderem Zusammenhang wurden diese Extremszenarien allerdings schon getestet. Bei der Entsorgung von Flüssigabfällen in den USA wurde in mehreren Projekten über viele Jahre hinweg Flüssigkeit gänzlich ohne Volumenausgleich untertägig verpresst. Dieses führte zu einer systematischen Zunahme der seismischen Aktivität und schließlich zu induzierten Beben im Magnitudenbereich 4 bis 5 (Denver Projekt, Hsieh & Bredehoeft, 1981; Paradox Valley Projekt, Ake et al., 2005; Ohio Projekt, Seeber et al., 2004) und zum Abbruch der Projekte (Denver Projekt, Ohio Projekt).

## **5. Umgang mit dem seismischen Risiko**

Im Vorfeld eines geothermischen Projektes ist die Frage nach dem seismischen Risiko häufig nicht abschließend zu klären. Erst die Reaktion des geothermischen Systems auf eine hydraulische Druckbeaufschlagung zeigt, inwieweit induzierte Seismizität unter den lokalen Bedingungen auftritt. Daher sollte ein seismisches Beobachtungssystem Bestandteil eines jeden geothermischen Projektes sein. Da die Stärke der induzierten Seismizität entsprechend der räumlichen Ausdehnung des hydraulischen Überdrucks nur langsam zunimmt (vergleiche Abbildung 5), lassen sich Beobachtungen der frühen Projektphase verwenden, um ein eventuell vorhandenes seismisches Risiko rechtzeitig zu erkennen. Gleichzeitig können mit diesen Informationen numerische Modelle kalibriert werden, mit denen sich die Stärke der induzierten Seismizität für den weiteren Projektbetrieb über Szenario-Modellierungen simulieren lässt. Dazu ist es unerlässlich, neben der seismischen und hydraulischen Beobachtung auch ein physikalisches Reservoirmodell zu entwickeln.

Ein wesentlicher Aspekt bei der Behandlung des seismischen Risikos ist das Phänomen der Post-Injektions-Seismizität, d.h. der seismischen Aktivität, die auch nach Abschalten aller Pumpen auftritt. Häufig treten gerade in dieser Phase die stärksten induzierten Beben auf (vergleiche die mit Sternchen versehenen Magnitudenwerte in Tabelle 1). Ursache dafür ist die anhaltende Ausbreitung des Fluidrucks im Randbereich des Reservoirs (Baisch et al., 2006b). Dieser Effekt lässt sich mit einfachen Modellen numerisch simulieren (Abbildung 6) und muss bei der Festlegung von Abbruchkriterien unbedingt berücksichtigt werden.

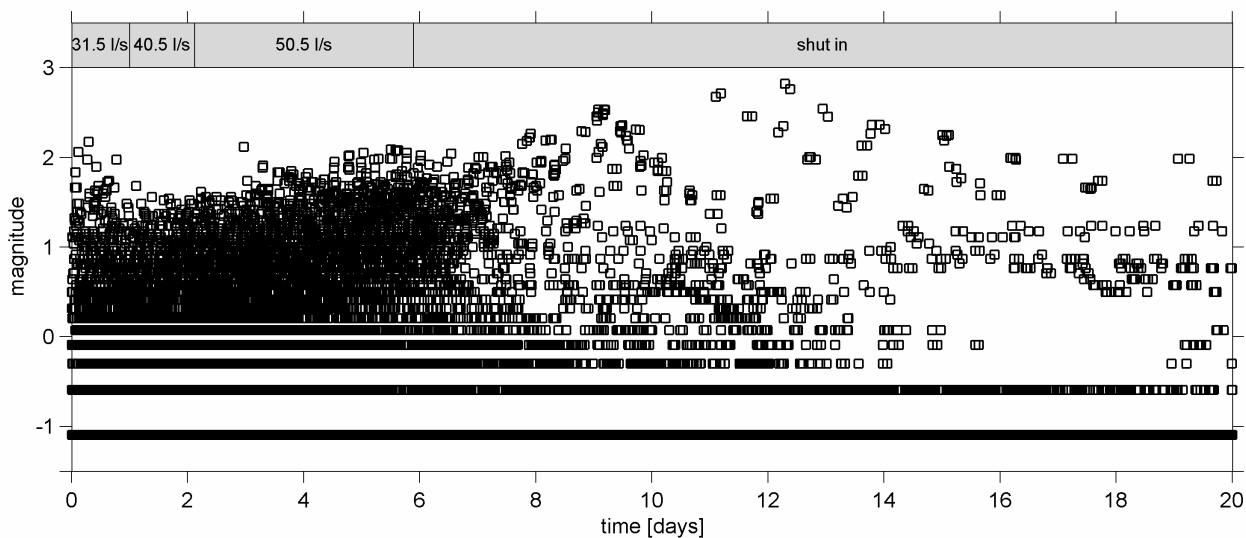


Abb. 6: Magnituden-Zeit-Verteilung modellierter Seismizität. Injektionsraten sind im oberen Teil angegeben. Die stärksten Beben treten nach der Stimulation in der Einschussphase auf (etwa 6 Tage nach Beginn des Shut-In). Abbildung aus Baisch et al. (2009).

## 6. Schlussfolgerungen

Das Auftreten induzierter Seismizität in geothermischen Systemen ist kein Mysterium, sondern lässt sich im Gegenteil mit wenigen physikalischen Grundgleichungen hinreichend beschreiben. Das räumlich-zeitliche Verhalten und die Stärke der induzierten Seismizität folgen einfachen Gesetzmäßigkeiten, wobei die Stärke der Reservoirseismizität entsprechend der räumlichen Ausdehnung des hydraulischen Überdrucks nur langsam zunimmt. Durch projektbegleitende seismische und hydraulische Überwachung kann frühzeitig reagiert werden, wenn die Seismizität in ihrer Stärke einen kritischen Wert zu erreichen droht. Zusammen mit konzeptionellen Reservoirmodellen ist die zeitnahe seismische Überwachung geothermischer Systeme der Schlüssel für den verantwortungsbewussten Umgang mit dem seismischen Risiko.

## Quellenangaben

AKE, J. & MAHRER, K. & O'CONNELL, D. & BLOCK, L., 2005. Deep Injection and Closely-Monitored, Induced Seismicity at Paradox Valley, Colorado. *Bull. Seism. Soc. Amer.*, **95**, 664-683.

BAISCH, S. & H.-P.HARJES, 2003. A model for fluid injection induced seismicity at the KTB. *Geophys. Jour. Int.*, **152**, 160-170.

BAISCH, S., WEIDLER, R., VÖRÖS, R., WYBORN, D., and L. DEGRAAF, 2006. Induced seismicity during the stimulation of a geothermal HFR reservoir in the Cooper Basin (Australia). *Bull. Seism. Soc. Amer.*, **96** (6), 2242-2256.

BAISCH, S., WEIDLER, R., VÖRÖS, R., and R. JUNG, 2006b. A conceptual model for post-injection seismicity at Soultz-sous-Forêts. *Geothermal Resources Council, Trans.*, Vol. 30, 601-606.

BAISCH, S., VÖRÖS, R., ROTHERT, E., STANG, H., JUNG, R., and R. SCHELLSCHMIDT, 2009. A numerical model for fluid injection induced seismicity at Soultz-sous-Forêts. *Int. Jour. Rock Mech. & Min. Sci.*, *in press*.

HSIEH, P. A., & J. D. BREDEHOEFT, 1981. A reservoir analysis of the Denver earthquakes: A case of induced seismicity. *Jour. Geophys. Res.*, **86**, 903-920.

SEEBER, L. & ARMBRUSTER, J. G. & KIM, W.-Y., 2004. A fluid-injection-triggered Earthquake Sequence in Ashtabula, Ohio: Implications for Seismogenesis in Stable Continental Regions. *Bull. Seism. Soc. Amer.*, 94, 76-87.

Q-con GmbH, Marktstr. 39, 76887 Bad Bergzabern  
[baisch@q-con.de](mailto:baisch@q-con.de)