

# Petrothermale Geothermie & Enhanced Geothermal Systems – ein Review



Geothermie-  
Allianz  
Bayern



Technische  
Universität  
München



FRIEDRICH-ALEXANDER  
UNIVERSITÄT  
ERLANGEN-NÜRNBERG



UNIVERSITÄT  
BAYREUTH



LUDWIG-  
MAXIMILIANS-  
UNIVERSITÄT  
MÜNCHEN



## PETROTHERMALE GEOTHERMIE & ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEMS – EIN REVIEW

Markus Loewer<sup>1</sup>, Maximilian Keim<sup>1</sup> & Wolfgang Bauer<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Technische Universität München, Geothermie-Allianz Bayern, Munich School of Engineering,  
Lichtenbergstraße 4a, 85748 Garching b. München

<sup>2</sup>Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Geothermie-Allianz Bayern, Schlossgarten 5, 91054  
Erlangen

**Stichworte:** EGS, HDR, Petrothermale Geothermie, Stimulation

### 1. EINFÜHRUNG

Der größte Teil des weltweit verfügbaren geothermischen Energiepotentials ist in sog. petrothermalen Reservoiren gespeichert (Bracke, 2014). Diese sind dadurch gekennzeichnet, dass Sie eine unzureichende hydraulische Durchlässigkeit für Tiefenwässer zur geothermischen Nutzung bereitstellen. Entsprechend wird in der petrothermalen Geothermie (altgriech. *petros*: Gestein) versucht, die im Gestein gespeicherte Wärmeenergie auf ein hinzugeführtes Wärmetransportmedium (meist Wasser) zu übertragen, welches in künstlich erschaffene Fließwege einzirkuliert wird. Damit unterscheidet sie sich von der sog. hydrothermalen Geothermie, welche die Wärme des bereits vorhandenen Thermalwassers im natürlich durchlässigen Aquifer, durch den Transport an die Oberfläche nutzt. Schätzungen zufolge beträgt das theoretisch verstrombare Potential in petrothermalen Reservoiren in Deutschland ca. 1100 EJ (Paschen et al., 2003), womit die Ressource einen erheblich Anteil bei der Energiebereitstellung aus Erneuerbaren Energien (EE) haben könnte. Jedoch ist petrothermale Geothermie komplex und ohne die Anwendung innovativer Verfahren zur Schaffung eines hinreichend großen, künstlichen Wärmetauschers im Untergrund energetisch nicht nutzbar.

Den bisher vielversprechendsten Ansatz, um das geothermische Potential in Gesteinen mit geringer Durchlässigkeit zu nutzen bietet dabei ein Verfahren, welches auf bereits bestehende Klüfte im Gestein zurückgreift. Unter dem Begriff Enhanced Geothermal System (EGS; aus dem engl.: Verbesserte geothermale Systeme) versteht man sowohl den Katalog an ingenieurtechnischen Maßnahmen, als auch das geologische System selbst, dessen geringe hydraulische Durchlässigkeit durch den Einsatz der Maßnahmen künstlich erhöht und dadurch geothermisch nutzbar gemacht wurde. Die Mehrzahl der weltweiten EGS-Projekte konzentriert sich dabei auf Gegenden mit erhöhtem Wärmefluss und auf Störungs- bzw. Zerrüttungszonen mit kristallinem Reservoirgestein. Granite oder Gneise versprechen für den ingenieurtechnischen Eingriff günstige mechanische Eigenschaften oder wie im Fall des Granits, eine deutlich erhöhte radiogene Wärmeproduktion (Clauser, 2011; Sun et al., 2015). Entsprechend werden EGS-Projekte, aber auch der Begriff „petrothermale Geothermie“ meist mit kristallinen Gesteinen direkt in Verbindung gebracht. Jedoch gibt es ebenso EGS-Projekte in Sedimentgesteinen wie z. B. in Großschönebeck in Brandenburg oder Rittershoffen im Oberrheingraben. Tatsächlich ist daher die Grenze zwischen hydrothermalen und petrothermalen Reservoiren relativ unscharf (Huenges, 2016). So kann auch bei hydrothermalen Reservoiren in Sedimentgesteinen mit unzureichender Gesteinsdurchlässigkeit, die Gebirgsdurchlässigkeit mit Hilfe von EGS im Bereich von Störungszonen erhöht werden (Moeck, 2014). EGS unterscheidet sich entsprechend von der „gewöhnlichen“ hydrothermalen Geothermie dadurch, dass das System störungsdominiert ist und die hydraulische Wegsamkeit durch umfangreiche Maßnahmen verbessert wird.

Internationale Expertenstudien sehen das größte Zukunftspotential der Geothermie in der erfolgreichen Umsetzung von EGS (Hirschberg et al., 2015; Jain et al., 2015; Renner, 2006). Jedoch konnte sich trotz mehreren Jahrzehnten Erfahrung, die man weltweit mit der EGS-Technologie gesammelt hat, bisher kein standardisiertes Verfahren etablieren. Der hier vorliegende Review setzt sich mit der EGS-Technologie kritisch auseinander und erörtert, unter welchen Voraussetzungen diese Technologie in Bayern eine Zukunft haben kann. Hierbei soll insbesondere auf offene Forschungsfragen und den Aufwand der nötig ist, um diese hinreichend zu beantworten eingegangen werden.

## 2. TECHNOLOGISCHER RÜCKBLICK

Die Idee der Energieförderung aus geothermischen Reservoiren mit künstlich-geschaffener Wärmeaustauschfläche im Gestein wurde in den frühen 70er Jahren in Los Alamos in New Mexico (USA), unter dem Namen „Hot Dry Rock“ (HDR) entwickelt (Smith, 1995; Brown et al., 2012). Zu diesen Zeitpunkt konnte man bereits auf über 20 Jahre Erfahrung in der hydraulischen Fracking-Technologie („Hydrofrac“, englisch: to fracture „brechen“) aus der Erdölindustrie, sowie im Bereich der Endlager-Entwicklung für radioaktive Abfälle zurückblicken (Clark, 1949; Sun, 1969). Da das Gestein mit zunehmender Tiefe immer heißer wird, wollte man die Hydrofrac-Methode nun in größeren Tiefen anwenden, um die vorliegenden Temperaturen für die geothermische Stromproduktion zu nutzen. Das Konzept sah vor, dass durch hydraulische Druckausübung Risse im tiefen Untergrund erzeugt werden, welche als künstlich-geschaffene Fließpfade eines sonst dichten und undurchlässigen Gesteins dienen. In das künstlich geschaffene Rissystem sollte Wasser injiziert werden, welches sich durch das Umgebungsgestein erhitzt. Über eine zweite Bohrung sollte das aufgeheizte Wasser anschließend an die Oberflächen gefördert und zur Energiewandlung (z. B. Stromgewinnung) genutzt werden (Brown et al., 2012). Entscheidend hierbei ist, dass die zwei Bohrungen über das künstlich geschaffene Fließsystem hydraulisch in Verbindung stehen müssen, um einen geschlossenen Kreislauf zu erzeugen. Gleichzeitig musste ein thermischer Kurzschluss verhindert werden. Das Projekt in Los Alamos wurde 1993 aufgrund fehlender finanzieller Mittel nach knapp 20 Jahren Laufzeit eingestellt (für weitere Projektdetails, siehe Abschnitt Potentiale unten).

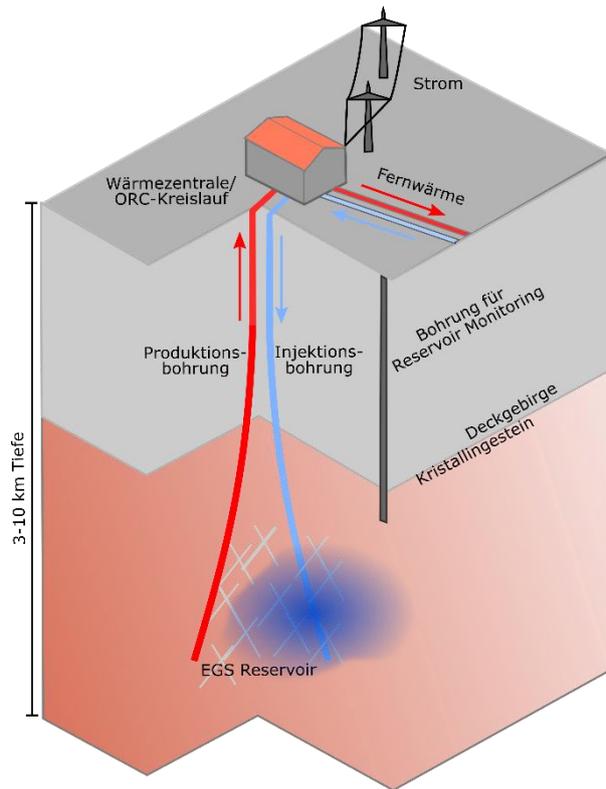
Durch das HDR Verfahren erwartete man von besonders günstigen geologischen Gegebenheiten, wie sie bei hydrothermalen Geothermie naturgemäß vorliegen, unabhängig zu werden und so praktisch überall auf der Welt größere geothermische Ressourcen zu gewinnen. Eine Erwartung, die bis zum heutigen Zeitpunkt nicht erfüllt werden konnte!

Zu den ersten Versuchen in Los Alamos, kamen in den letzten Jahrzehnten zahlreiche Pilot-Projekte in verschiedenen Ländern hinzu. Alle Projekte konnten nachweisen, dass hydraulische Stimulationen zur Erhöhung der Durchlässigkeit des Gesteins führen. Tatsächlich wurde jedoch in den meisten Fällen beobachtet, dass die Erhöhung der hydraulischen Durchlässigkeit weniger auf die Erzeugung neuer Risse im Gestein zurückzuführen war, als vielmehr auf die Erweiterung bzw. den Versatz bereits im Gestein vorhandener Klüfte durch Scherbrüche (Evans & Valley, 2005). Demzufolge kommt es in den kristallinen Gesteinen überwiegend zu keiner weitläufigen Ausbreitung neu-geschaffener Kluftflächen, als vielmehr zum Versatz bereits vorhandener Kluftflächen, deren Reibung durch die Fluidinjektion herabgesetzt wurde (diese Beobachtung wurde bereits im HDR-Projekt in Rosemanowes Quarry, UK in 1977 gemacht; DiPippo, 2016; siehe Abschnitt Potentiale unten). Die Pilot-Projekte zeigten somit auf, dass nicht nur Klüfte in der kontinentalen Kruste allgegenwärtig und weit verbreitet sind, sondern auch ganze Kluftzonen, welche mitunter große Mengen an Thermalwasser beinhalten können. Der Begriff des HDR wurde im Zuge der Beobachtung dieser „nassen Gesteine“, seltener genutzt und immer häufiger durch den breiter gefassten Begriff der „Enhanced Geothermal Systems“ verdrängt.

## 3. METHODIK

Für die Wirtschaftlichkeits- und Potentialberechnung geothermischer Reservoire spielt neben der Temperatur, die Menge des förderbaren Thermalwasser pro Zeiteinheit die wichtigste Rolle. In größeren Tiefen, in denen wirtschaftlich relevante Temperaturen z. B. zur Stromproduktion herrschen, sind optimale hydrogeologische Voraussetzungen vergleichsweise selten. Um im Reservoirgestein hydraulische Eigenschaften zu verbessern, werden bei EGS Stimulationen durchgeführt, um die natürlich-vorhandenen Klüfte und Störungen zu einem durchlässigen Netzwerk zu verbinden. Auf diese Weise wird ein Wärmetauscher im Untergrund geschaffen, welcher im Wesentlichen zwei Kriterien genügen muss: Ausreichend Oberfläche und Übertragungslänge bereitstellen, um eine adäquate langfristige Wärmediffusion zwischen Gestein und Fluid zu gewährleisten. Zum anderen muss eine hohe hydraulische Durchlässigkeit sichergestellt werden, um eine ausreichende Fördermenge und damit Energieausbeute zu erreichen.

Bei der Erzeugung von EGS müssen mindestens zwei oder mehr Bohrungen (Injektions- und Produktionsbohrung) in größere Tiefen mit entsprechend hohen Temperaturen abgeteuft werden (Abb. 1). Das durchlässige Kluftnetzwerk wird zwischen den Bohrungen durch Stimulationsmaßnahmen geschaffen. Zur Kontrolle und Regulierung (Reservoir-Monitoring) des Fortschritts der Stimulationsmaßnahmen werden akustische Sensoren verwendet, welche sich in Zusatzbohrungen nahe dem eigentlichen Reservoir im Untergrund befinden.

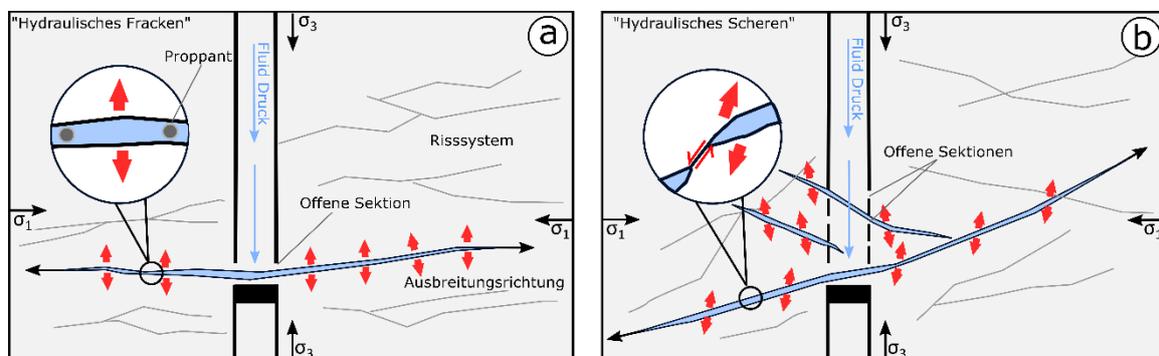


**Abbildung 1:** Darstellung eines EGS mit 2 Produktions- (rot) und einer Injektionsbohrung (blau), sowie einer Monitoring-Bohrung (grau). Die obertägige Anlage dient der Umwandlung der geförderten Energie zur Wärme und Stromversorgung. Das Thermalwasser wird über einen Wärmetauscher (engl. Heat exchanger) geführt an dem sich (im Falle der Stromgewinnung) ein Organic Rankine Cycle (ORC)- oder Kalina-Zyklus anschließt. Der Dampf des erhitzten Arbeitsmittels wird über eine Turbine in Strom umgewandelt. Das abgekühlte Thermalwasser gelangt zusammen mit Frischwasser über die Injektionsbohrung ins Reservoir, wo es wiederum erhitzt wird (verändert nach Huang, 2017).

### 3.1 Reservoirerzeugung

Grundsätzlich unterscheidet man zwischen zwei auftretenden Mechanismen, als Folge der hydraulischen Stimulation:

1. Während dem hydraulischen Fracking (engl. Hydraulic fracturing) breiten sich vom Bohrloch aus Zugbrüche im umliegenden Gestein aus, wobei der Injektionsdruck der Stimulations-Flüssigkeit über der minimalen Hauptspannung ( $\sigma_3$ ) und der Zugfestigkeit des intakten Gesteins liegen muss (siehe Abb. 2, Gischig & Preisig, 2015). Bereits vorhandene Risse, die senkrecht zur Hauptspannung orientiert sind, können hierbei durch Druckausübung über die minimale Hauptspannung hinaus geöffnet bzw. erweitert werden. Um einen ganzen Stapel von Rissen zu erzeugen, erfolgt die Fluidinjektion in engen Intervallen.
2. Beim hydraulischen Scheren (engl. Hydraulic shearing), wird durch den angelegten Fluidüberdruck, ein Versatz der bereits existierenden Rissflächen in Gang gesetzt. Voraussetzung hierfür ist, dass die Risse günstig zur Hauptspannungsrichtung orientiert sind, um im Zuge der Stimulation einen Schervorgang auslösen zu können.



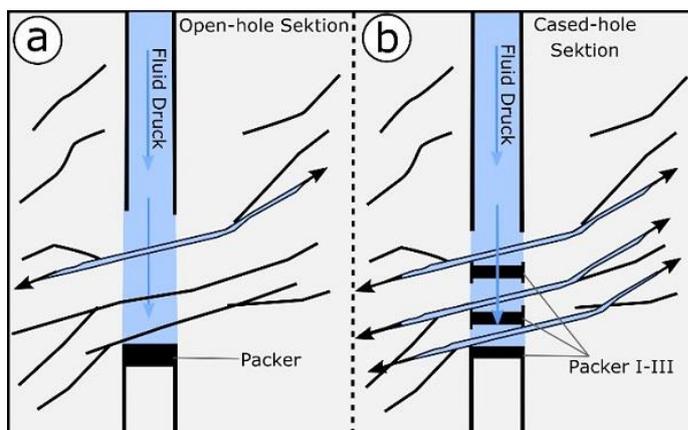
**Abbildung 2:** Vergleich zwischen hydraulischem Fracken und hydraulischem Scheren. a) Hydraulisches Fracken öffnet neue oder bereits existierende dehnbare Klüfte mittels Fluidinjektion unter hohem Druck, wobei der Injektionsdruck höher als die minimale Hauptspannung ( $\sigma_3$ ) sein muss. b) Hydraulische Scherung zielt darauf ab, natürliche bereits existierende Klüfte mit bevorzugter Orientierung zu reaktivieren, wobei der Injektionsdruck kleiner als die Hauptspannung sein kann (nach Gischig & Preisig, 2015).

Das hydraulische Scheren wird für gewöhnlich in größeren Intervallen oder im offenen Bohrloch durchgeführt (siehe Abb. 2, Gischig & Preisig, 2015). Beide Mechanismen treten im Rahmen der hydraulischen Stimulation auf und sind wie oben beschrieben als Endglieder zu sehen. Welcher Mechanismus hierbei überwiegt, hängt von der Gebirgsstruktur und der anstehenden Spannung und der Orientierung der existierenden Risse im Bezug zur Hauptspannung ab. Erfahrungen von großskaligen Stimulations-Experimenten in kristallinem Untergrund legen nahe, dass hydraulisches Scheren in einigen Dekametern Distanz vom Injektionspunkt dominiert, während das hydraulische Fracken insbesondere im Nahfeld der Bohrung relevant ist (Evans et al., 2014). Experimente in den Graniten bei Le Mayet de Montagne in Frankreich haben zudem aufzeigen können, dass das sog. Channeling (Ausbildung von wenigen präferierten Hauptfließwegen) eine größere Ausbreitung und Nutzung einer Vielzahl an hydraulischen Fracs verhindert (Desroches & Cornet, 1990; Marakchi et al., 2013).

Unabhängig davon, welcher der Prozesse dominiert, ist die Richtung der Reservoirausbreitung und die Geometrie des stimulierten Volumens stark von der in-situ Spannung und Richtung, sowie vom natürlichen Rissnetzwerk abhängig (Amman et al., 2018). Der jeweilige Mechanismus, welcher durch die Stimulation ausgelöst wird, hat unterschiedliche Auswirkungen auf die hydraulische Durchlässigkeit. In Tiefen, die für EGS relevant sind wird eine Durchlässigkeits-Erhöhung von mindestens 2-3 Magnituden angestrebt (Gischig & Preisig, 2015). In der Vergangenheit konnte bei verschiedenen Projekten bereits gezeigt werden, dass der Vorgang des hydraulischen Scherens durch Rutschung entlang von Rissen eine Durchlässigkeits-erhöhung dieser Größenordnung bewirken kann (Häring et al., 2008; Amman et al., 2018). Wesentlicher Unterschied zwischen beiden Mechanismen ist, dass eine Scherung aufgrund des Versatzes und der Neuordnung der Kontaktflächen zueinander praktisch unumkehrbar ist. Entsprechend bleibt eine Risserweiterung durch Scherung auch nach der Druckausübung offen. Im Gegensatz dazu ist das beim Fracking-Riss nicht der Fall und der erzeugte Riss kann nur unter Zuhilfenahme von Stützmittel (engl. proppants) offen und damit hydraulisch durchlässig gehalten werden.

### 3.2 Bohrloch-Stimulationsverfahren

Numerische Studien von Gischig & Preisig (2015) legen nahe, dass die hydraulische Stimulation in langen offenen Bohrlochsektionen keine gleichmäßige Erweiterung aller Risse hervorruft, welche das Bohrloch durchkreuzen (siehe Abb. 3a). Vielmehr konzentriert sich die Stimulation selektiv auf wenige, günstig orientierte und kritisch-gespannte Risse innerhalb der offenen Sektion. Als Folge daraus werden durch das hydraulische Scheren eher Wärmetauscher mit flacher Geometrie (2D), anstelle von räumlichen Reservoiren (3D) erzeugt. In Übereinstimmung mit den Modelergebnissen findet man flache Reservoire auch in EGS-Projekten in Basel, Soultz-sous-Forêts und im Cooper Basin wieder. Aufgrund der Reservoir-Geometrie kann trotz guter Fließraten hier die geringere Wärmeübertragungsfläche zum entscheidenden Nachteil werden. Zur Erzeugung isotroper, d. h. richtungsunabhängiger 3D-Reservoire ist die Injektion über lange offene Bohrloch-Sektionen folglich eher ungeeignet. Hierzu ist hingegen eine kontrollierbare Stimulation mit mehreren Sektionen zu bevorzugen (Abb. 3b), welche den Einfluss größerer und kritisch gespannter Störungen, durch eine gezielte Ansteuerung kleinerer Risse, reduziert (Evans et al., 2014).



**Abbildung 3:** a) Darstellung (links) einer langen offenen Bohrloch-Sektion mit durchquerenden Störungen unterschiedlicher Orientierung. b) Darstellung (rechts) zeigt den mehreren voneinander getrennten offenen Sektionen, welche es ermöglicht, bestimmte Risse durch hydraulische Stimulation gezielt anzusteuern.

Eine Abweichung der Bohrpfade im Reservoir von der vertikalen in die horizontale Richtung kann erheblich zur Verbesserung der Stimulationsmaßnahmen beitragen. Bei guter Kenntnis des lokalen Spannungsfeldes und dem Richtungsverlauf bestehender Störungen kann, mit Bezug auf die Stimulations-Wirkung, die Bohrung in die optimale Richtung mit der größtmöglichen Effektivität für die Stimulation gebracht werden. Horizontale Bohrungen ermöglichen zudem vergleichsweise lange Bohrloch-Sektionen im Reservoir und damit eine größere Anström- und Volumenaustauschfläche. Gemäß einer acatech-Studie (2015) wird die Erzeugung mehrerer

kleinerer Reservoirs durch „multiple Fracs“, welche durch Horizontalbohrungen miteinander verbunden sind, als am wirtschaftlich erfolgversprechendsten betrachtet. Vor allem birgt die Erzeugung von mehreren kleineren Fracs ein geringeres Risiko größerer Seismizität, als die großen Stimulations-Vorgänge, welche unter Umständen eine unkontrollierte Scherung verursachen. Das Ziel der Stimulationen, eine befriedigende Verbindung zwischen den Bohrlöchern der Prototypen erreicht zu haben, kann durch Zirkulationstests beurteilt werden. Gemäß Evans & Valley (2005) werden folgende Erwartungen an das künstlich erschaffene Reservoir gestellt:

- 1.) Für ein möglichst langlebiges System, sollte ein möglichst großes Gesteinsvolumen mit großer Wärmeaustauschfläche durchflossen werden.
- 2.) Für einen geringen Energieaufwand beim Pumpen, muss der Fließwiderstand zwischen den Bohrungen möglichst gering sein (ein Fließwiderstand von 0,1 MPa/L/s wird häufig als Wunschziel angegeben).
- 3.) Für ein möglichst effizientes und risikoarmes System, sollten die Fluidverluste in das Umgebungsgestein so gering wie möglich sein.

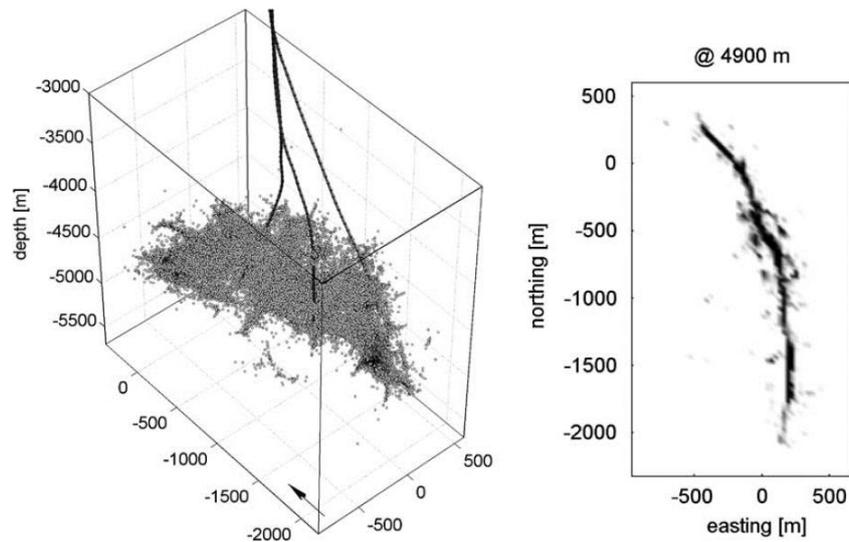
Erfahrungen in bisherigen Projekten haben gezeigt, dass es meist schwierig ist, den Fließwiderstand zwischen den Bohrungen auf das Wunschziel von 0,1 MPa/L/s zu reduzieren. Durch Verringerung der Bohrlochdistanz kann sich dem Wert zwar genähert werden, jedoch darf der Abstand nicht zu gering werden, da die Unterschreitung eines bestimmten Schwellenwertes einen thermischen oder hydraulischen Kurzschluss zur Folge hätte und damit zum rapiden Abfall der Produktionstemperaturen führt. Aus diesem Grund gilt es einen Kompromiss zwischen dem Design für einen geringen Fließwiderstand und der Langlebigkeit der Anlage zu finden.

Gemäß den hohen Ansprüchen an den künstlichen Wärmetauscher im Untergrund stellt die Anlage in Soultz-sous-Forêts einen wichtigen Meilenstein dar. Trotz der beachtlichen Distanz von 450 m zwischen den Bohrungen, konnte der Fließwiderstand mit Hilfe hydraulischer Stimulation auf das angestrebte Ziel von 0,1 MPa/L/s reduziert und gleichzeitig jegliche Fluidverluste vermieden werden (siehe Kapitel 4.4).

### 3.3 Monitoring

Der Scherechanismus und damit das Verrutschen zweier Störungsflächen gegeneinander, kann zu spürbarer Induzierter Seismizität führen (vgl. im Geothermieprojekt Basel mit Magnitude 3,4; Kapitel 4. 5). Fracking, bei dem Zugrisse entstehen ist grundsätzlich weniger seismogen als das Scheren; jedoch kann auch hier Scherversagen auftreten und damit Seimizität. Untersuchungen von Einstein & Dershowitz (1990) zeigen auf, wie sich in Abhängigkeit der Kombination aus Materialeigenschaften und angebrachter Spannung, bei hydraulischen Stimulationsmaßnahmen mehrere Zugrisse zu Scherrissen zusammenfügen, bzw. wie Scherrisse einzelne Zugrisse miteinander verbinden können. Die durch Scherung verursachte Rutschung muss hierbei nicht zwangsweise spürbare Seismizität zur Folge haben, sondern kann auch aseismisch verlaufen. Je nach in-situ Spannung und Geologie kann hierbei eine aseismische Rutschung einen signifikanten Beitrag ausmachen (Cornet et al., 1997). Entsprechend ist ein detailliertes Verständnis der Ursachen und Unterschiede zwischen aseismischen und seismischen Rutschung als Folge von Stimulationsmaßnahmen wichtiger Forschungsgegenstand, um die Gefahren durch die Stimulation zu minimieren.

Während aseismische Rutschungen nur indirekt nachweisbar sind, können alle seismischen Ereignisse mittels Monitoring-Verfahren detektiert werden. Die detaillierte Lokalisierung und Auswertung mikroseismischer Aktivität liefert hierbei wichtige Hinweise über die zu Grunde liegenden Mechanismen und damit auch über die Rissbildung, bzw. Erweiterung. Entsprechend ist die Überwachung zwingend erforderlich, um mittels 3D-Visualisierung, Erkenntnisse über den Stimulationsverlauf und die damit verbundene Durchlässigkeits-Erhöhung sichtbar zu machen. Abbildung 4 (links) zeigt die mikroseismische Wolke um die drei Bohrungen des EGS-Projektes in Soultz-sous-Forêts, welche im Zuge der Stimulations-Verfahren erzeugt wurde (aus Evans & Valley, 2005). Aus der seismischen Wolke lässt sich ein geometrisches Abbild des Reservoirs erstellen. Abbildung 4 (rechts) stellt einen horizontalen Schnitt durch die Hauptkluft des Reservoirs in Soultz in 4900 m Tiefe dar.

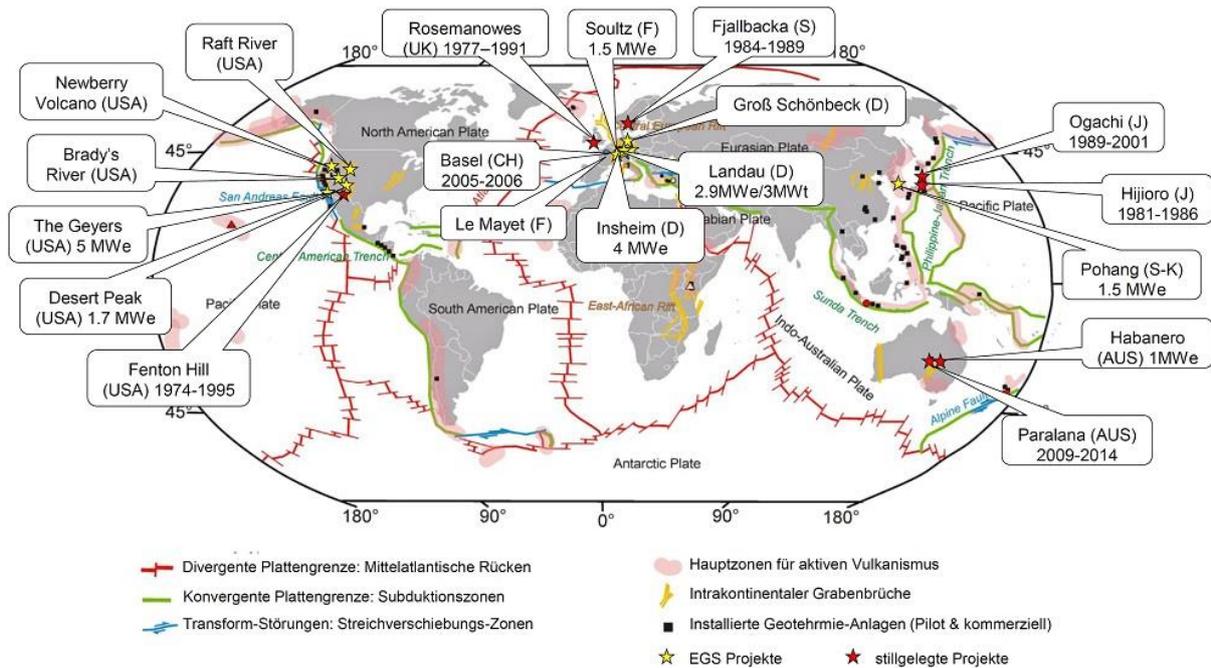


**Abbildung 4:** Darstellung (links) der mikro-seismischen Wolken um die Bohrungen des Projektes in Soultz-sous-Forêts. Rechts: Aus der Ansammlung mikro-seismische Wolken abgeleitete Kluft (aus Evans & Valley, 2005).

#### 4 EGS IM RAHMEN WELTWEITER TIEFENGEOTHERMIE

Hohe Temperaturen in geringen Tiefen sind primär in Bereichen subduzierender Kontinentalplatten und dem damit einhergehendem Vulkanismus anzutreffen (sog. Hochenthalpie-Lagerstätten; Abb. 5). Dadurch ist die Nutzung von Erdwärme, insbesondere zur Stromerzeugung geografisch limitiert. Um an hohe Untergrundtemperaturen fernab der Plattengrenzen zu gelangen, ist man entweder auf intrakontinentale Grabenbrüche (z. B. Ostafrikanischer Grabenbruch) oder man muss die geothermische Energie aus größeren Tiefen fördern (Niederenthalpie-Lagerstätten). Hier zeigt sich, dass natürliche hydraulisch-durchlässige Gesteinsschichten im tiefen Untergrund vornehmlich auf tiefe Sedimentbecken oder Störungszonen limitiert sind und daher ebenfalls nur eingeschränkt vorzufinden sind.

Einen aktuellen Überblick weltweiter EGS-Projekte bieten Breede et al. (2013, 2015) und Lu (2018). Jedes Projekt hat dazu beigetragen, einer zukünftigen Kommerzialisierung der EGS-Technologie ein Stück näher zu kommen. Unter anderem konnte gezeigt werden, dass Klüfte und teilweise ganze Kluftzonen im Untergrund allgegenwärtig sind (Evans & Valley, 2005). Nicht jeder EGS-Prototyp war weltweit als großskaliges Tiefengeothermie-Projekt geplant. Da jedoch Einzelheiten zu den Projekten den Umfang dieser Arbeit sprengen würden, soll im Folgenden auf fünf Schlüssel-Projekte eingegangen werden.



**Abbildung 5:** Verteilung geothermischer Anlagen und verschiedener EGS-Projekte weltweit unter Einbeziehung tektonischer Bedingungen (abgeändert aus Moeck, 2014 & Lu, 2018).

#### 4.1 Fenton Hill (USA)

Das Fenton Hill HDR Projekt in der Valles-Caldera im nördlichen New Mexiko wurde über 23 Jahre von der Forschungseinrichtung in Los Alamos geplant und begleitet, welche insbesondere durch die Kernwaffenforschung größere Bekanntheit erlangt hat. In der initialen Projekt-Phase 1972 wurde eine Explorationsbohrung („Granite Test“, GT-1) 785 m tief bis ins granitische Grundgebirge abgeteuft, in welchem im Jahr darauf, die ersten hydraulischen Fracking-Tests folgten (Brown et al., 2012). Das Experiment lieferte grundlegende Erkenntnisse zur Eignung des Bohrwerkzeugs und zum hydraulischen Fracken in kristallinem Untergrund. Bis 1979 wurden daraufhin ein HDR Forschungsfeld mit zwei Bohrungen, die bis in 2,6 km abgeteuft wurden eingerichtet und im Anschluss durch ein weiteres Testfeld mit einer Doublette bis in 4400 m Tiefe ergänzt (DiPippo, 2016). Mit Fließraten von 7-16 L/s und Temperaturen von 140 °C wurde beim ersten Forschungsfeld ein kleines Kraftwerk mit Binärkreislauf installiert, welches eine elektrische Leistung von 60 kW lieferte. Nach umfangreichen Fracking-Maßnahmen, sowie side-Track Bohrungen konnte auch am zweiten Forschungsfeld eine hydraulische Kommunikation hergestellt werden. Diese führten zu dortigen Fließrate von 12-14 L/s und einer Fließimpedanz von 2.1 MPa s/L (Jung, 2013). Bei den Closed-loop Fließtest konnte jedoch keine stationäre Strömung erreicht werden, woraufhin die Zirkulation eingestellt wurde. Zudem traten Fluidverluste von bis zu 30 % auf. Einige Ingenieure von damals gehen jedoch davon aus, dass sich ähnliche Fließraten wie an der ersten Lokation nach einigen Wochen eingestellt hätten. Bei einer Produktionstemperatur von 210 °C hätte man damit eine thermische Leistung von 14 MWth erreichen können (Brown et al., 2012). Das HDR Projekt Fenton Hill wurde 1996 aus Kostengründen beendet.

#### 4.2 Rosemanowes Quarry (Großbritannien)

Das erste europäische HDR Projekt wurde ab 1977 von der Camborne School of Mines im Carnemenellis Granit in Rosemanowes Quarry durchgeführt. Der Granit zeichnet sich dort durch zahlreiche natürliche Risse und Klüfte bis in größere Tiefen aus. Im Gegensatz zu Fenton Hill wurde das kristalline Grundgebirge daher eher als eine Art diskontinuierliches zerbrochenes Material betrachtet, dessen natürliche Fluidkapazität durch Stimulationsmaßnahmen erweitert werden kann. Das so geschaffene Reservoir ist entsprechend nach außen hin nicht völlig isoliert. Tatsächlich waren diese Überlegungen zur Durchlässigkeits-Erweiterung eines nicht-begrenzten Reservoirs mittels hydraulischer Stimulation bereits Grundlage für die späteren EGS-Projekte. 1983 wurden nach mehreren oberflächennahen Bohrungen und ersten Experimenten, zwei Bohrungen bis in 2000 m Tiefe in Granit abgeteuft (DiPippo, 2016). Die Anordnung der Bohrungen ähnelte dem Projekt in Fenton Hill mit dem Unterschied, dass die Bohrungen parallel zur maximalen horizontalen Spannung abgelenkt wurden und der vertikale Abstand der Bohrungen 300 m betrug (Jung, 2013). Umfangreiche hydraulische Stimulations-Maßnahmen konnten zunächst keine hydraulische Verbindung zwischen den Bohrungen herstellen. Mit einer

dritten Bohrung bis in 2652 m konnte nach Stimulations-Maßnahmen eine Durchflussrate von bis zu 24 L/s mit Thermalwasser-Temperaturen von 100 °C erreicht werden. Jedoch führten die darauffolgenden jahrelangen Durchflusstests unter hohem Druck mit einer darauffolgenden Überstimulation zu einem thermischen Kurzschluss. Die Experimente lieferten jedoch die wichtige Erkenntnis, dass natürliche Risse im Granit weitverbreitet sind und die Ausbildung des Rissnetzwerks, unabhängig von der angewendeten Fracking-Methode, durch die natürlichen Risse dominiert wird (DiPippo, 2016),

### 4.3 Hijori (Japan)

Das japanischen HDR Projekte Hijori (Nord-Honshu) wurde zwischen 1985 bis 2002 von der japanischen Organisation NEDO in einem vulkanischen Hochenthalpie-Gebiet in Granodioriten durchgeführt. Eine Injektions- und drei Produktions-Bohrungen wurden in ein zunächst flacheres Reservoir (1800 m, 250 °C) abgeteuft. Die Menge an Produktionsbohrungen sollte den geringen Förderraten bisheriger Projekte Rechnung tragen (Matsunaga et al., 2005). In der zweiten Phase wurden die Bohrungen zu einem tieferliegenden Reservoir hin vertieft (2300 m, 270 °C) und die Bohrungsanordnung verändert: Eine zentral-liegende Injektionsbohrung mit zwei außenliegenden Produktionsbohrungen (in 70-130 m Distanz). Die Reservoir-Stimulation zeigte ähnlich wie in England, dass weitverbreitete natürliche Risse und Klüfte den Fluidfluss dominieren und die „Offenheit“ des Reservoirs für große Fluidverluste sorgt (30-60%). Stimulationsmaßnahmen wirken sich primär nur auf wenige bestimmte Risse aus, wodurch die Gefahr eines Kurzschlusses besteht. Der gezielte Einsatz von Open-hole Packern ist ab 200 °C jedoch nicht mehr möglich (Kaieda, 2015). Als besonders wichtig für die Entwicklung von HDR wird die genaue Analyse der lokalen Spannungen erachtet. Zu hohe oder zu niedrige Injektionsdrücke haben langfristig maßgeblichen Einfluss auf die Produktivität und Wärmerückgewinnung des Reservoir (Matsunaga et al., 2005). Die Langzeit-Injektionstest (550 Tage) in Hijori mit Fördertemperaturen von 150-190 °C (trotz der weit höheren Reservoir-Temperaturen) ergaben maximale Förderraten von knapp 14 L/s, was einer Wärmeleistung von ca. 8 MW<sub>th</sub> entspräche (Rücklauf ca. 50 °C). Neben den geringen Förderraten wurden bei den Langzeittests insbesondere Probleme mit chemischen Ausfällungen (sog. Scalings: Anhydrit, Kalzit und amorphe Silikatminerale) in den Produktions-Bohrungen und Pipelines deutlich. Im August 2002 wurde das Hijori Projekt zusammen mit dem anderen japanischen HDR Projekt in *Ogachi* (Kaieda et al., 2005) nach 17 Jahren eingestellt.

### 4.4 Soultz-sous-Forêt (Frankreich)

Das europäische Projekt im zentralen Teil des Oberrheingrabens in Frankreich führte im Laufe des Projektes die technologische Bezeichnung EGS ein. Als erstem Projekt weltweit, gelang es durch Stimulationsmaßnahmen, das lange angestrebte Ziel einer Reservoir-Impedanz von 0,1 MPa/L/s zu erreichen (Genter et al., 2010). Das Projekt startete in 1988 als Forschungsprojekt und ist heute eine kommerziell-genutzte EGS-Anlage, die bei einer Förderrate von 35 L/s und Temperaturen von 150-160 °C eine elektrische Leistung von ca. 1,4 MW<sub>el</sub> erzeugt (Rücklauf-Temperatur: 70-80 °C; Schmittbuhl, 2018). Das geologische Setting bei Soultz ist gekennzeichnet durch eine Wärmeanomalie (bis 3,7 km Tiefe) und zahlreiche Störungszonen, die quasi-parallel zur Haupttrichtung des Grabens verlaufen (Jung, 2013). Die größeren dieser Störungen sind für 90 % der natürlichen Wasserströmung im Granit verantwortlich (Jung, 1991). Vier tiefe Bohrungen mit 500-750 m langen open-hole Sektionen wurden in Soultz abgeteuft, davon eine bis 3500 m und drei weitere (im späteren Verlauf) bis in 5000 m Tiefe. Erste Stimulationsmaßnahmen zeigten auf, dass die Durchlässigkeits-Erhöhung hauptsächlich auf die schwachen natürlichen Rissen in den hydrothermal alterierten Scherzonen zurückzuführen ist, welche die Bohrungen durchkreuzten und welche in Folge der Stimulation zum Scherversatz neigen (Genter et al., 2000; Gérard et al., 2006). Zwei EGS-Systeme wurden in der Projektzeit in 2800-3600 m (Dubletten-System, mittlerweile stillgelegt) und in 4400 – 5000 m (Triplette, in Betrieb) durch hydraulische Stimulation hergestellt. In beiden Reservoiren konnten Fließraten von 25-55 L/s generiert werden. Zur Vermeidung von Fließverlusten wurden erstmalig bei einem EGS Thermalwasser-Pumpen verwendet (Jung, 2013). Aufgrund induzierter Seismizität bei größeren Injektionsraten wurde die Injektionsrate in der zentralen Bohrung reduziert. Das Projekt mit der kommerziellen Anlage stellt einen Meilenstein in der Technologie dar. Ein Teil dieses Erfolges mag jedoch den vorteilhaften tektonischen Bedingungen der Struktur des Oberrheingrabens geschuldet sein (Jung, 2013).

### 4.5 Basel (Schweiz)

Das petrothermale Projekt in Basel (*Basel Deep Heat Mining*) markiert auch einen zentralen Punkt bei EGS, nämlich den der öffentlichen Wahrnehmung der Technologie. Im Verlaufe des Projektes traten mehrere seismische Ereignisse mittlerer Magnitude ( $M > 3$ ) während den Hochdruck-Stimulationsphasen in den Graniten in 5 km Tiefe auf (Ladner & Häring, 2009), die von der Bevölkerung deutlich gespürt wurde und der Technologie mediale Aufmerksamkeit bescherte. Das Reservoir in Basel kann als granitischer Gesteinskörper sehr geringer hydraulischer Durchlässigkeit angesehen werden, der wenige Risse mit ebenfalls geringen Durchlässigkeiten

aufweist. Durch Stimulationsmaßnahmen konnte im Jahr 2006 die Durchlässigkeit irreversibel um zwei Magnituden erhöht werden. Jedoch unterschied sich der so geschaffene hydraulische Kontakt im Reservoir deutlich von der EGS-Vorstellung eines dicht verteilten Riss-Netzwerks, das über ein großes Gesteinsvolumen in Verbindung steht (Häring et al., 2008). Die Analyse der Mikroseismizität und der Fließrichtungen legte nahe, dass der Hauptteil des Reservoirs sich entlang einer einzelnen bestimmten Risszone entwickelt hatte, die von einer relativ engen Fläche von einigen Dekametern begrenzt ist. Jung (2013) schließt aus der Auswertung der seismischen Wolke auf die Entstehung von Seiten-Rissen (wing-cracks), welche durch die Stimulation erzeugt wurden. Entsprechend schlägt er das ‚Wing-crack‘-Modell zur Beschreibung der erhöhten Seismizität, an Stelle der Vorstellung eines Schervorganges, vor. Das EGS Projekt in Basel wurde nach einem ausführlichen Experten-Prüfung des Auftretens induzierter Seismizität bei der Stimulation im Dezember 2009 eingestellt (Hirschberg et al., 2015). Als Erfahrung aus Basel sollen neue Stimulationskonzepte, wie das multi-Riss-Verfahren für zukünftige Projekte in Betracht gezogen werden, um Reservoirs mit mehr räumlicher Ausdehnung und geringerem seismischen Risiko zu erzeugen (Ladner & Häring, 2009). Auch bei einem späteren hydrothermalen Projekt in St. Gallen traten seismische Erschütterungen auf (M 3,4), welche jedoch weniger zur Beunruhigung führten. In St. Gallen musste das Projekt aufgrund unzureichender Förderraten eingestellt werden.

## 5 POTENTIAL & WIRTSCHAFTLICHKEIT

Das technische Potential zur Stromproduktion aus petrothermalen Systemen wird in Deutschland auf 1100 EJ (35 TWa) geschätzt, welches insbesondere das sehr weiträumige mittel- und süddeutsche Kristallengebiet, aber auch das Rotliegende im Norddeutschen Becken, sowie das Kristallin im Oberrheingraben betreffen würde (Paschen et al., 2003). Das technische Potenzial für die Wärmeerzeugung unter gekoppelter Strom- und Wärmeproduktion wäre nach Paschen et al. (2003) um den Faktor 1,5 größer, als für Strom allein, was auf den geringen Wirkungsgrad der Stromproduktion zurückzuführen ist (ca. 10-12 % bei der Stromproduktion, gegenüber nahezu 100 % bei der Wärmenutzung der Primärenergie; Eyerer et al., 2017). Berücksichtigt man zusätzlich technische, strukturelle und gesetzliche Restriktionen (z. B. Nutzungsrestriktionen in Naturparks, Natur-, Vogel-, Landschafts- und Wasserschutzgebiete, Biosphärenreservate, etc.) und betrachtet man allein die Wärmebereitstellung (unter Annahme von 2500 Vollaststunden pro Jahr), entspricht dies einem technischen Angebotspotential für die Wärmebereitstellung aus petrothermalen Systemen in Deutschland zwischen 86 und 191 GWth, bzw. 214 und 478 TWh/a (UBA, 2018). Betrachtet man das technische Bereitstellungspotential und bezieht somit zusätzlich die Wärmebedarfsdichte mit ein, entspricht das ungefähr der Hälfte des technischen Angebotspotentials, welches zur Wärmeversorgung in Deutschland zur Verfügung gestellt werden könnte

Rein geologisch könnten weite Teile Mitteldeutschlands und damit ein Großteil des kristallinen Untergrunds in Deutschland für petrothermale Geothermie in Betracht gezogen werden. Das Potential für EGS und dabei insbesondere petrothermale EGS ist jedoch weit schwieriger zu beziffern als für das petrothermale Potential allein, da hierfür das Wissen über geeignete Störungs- und Klüftzonen vorausgesetzt wäre. Das Kristallin welches zur Zone der Varisziden gehört und sich über weite Teile Europas erstreckt enthält unterschiedliche geothermische Reservoirs (Trullenque et al., 2018). Die meisten Gebiete sind jedoch in Bezug auf die Untergrunderkundung nur unzureichend charakterisiert. Die Erkundung in Nordbayern hat sich bisher auf den Bereich der geothermischen Anomalie im Raum Bamberg – Haßfurt – Coburg konzentriert, da diese Region eine signifikant erhöhte Wärmestromdichte und einen erhöhten geothermischen Gradienten aufweist. Neben diesem Raum stellen die Region Nürnberg – Eichstätt, in der zahlreiche Granitvorkommen unter wenigen hundert Metern Sedimenten erbohrt wurden sowie die Granitvorkommen im Frankenwald potentiell geeignete Gebiete für EGS in Bayern dar. In Südbayern erscheint das Gebiet der Braunauer Senke zwischen Pockinger Abbruch im Osten und Landshut – Neuöttinger Hoch im Westen potenziell geeignet, um Geothermievorkommen unterhalb der sedimentären Überdeckung zu erschließen. Weitere Regionen mit ähnlichen Voraussetzungen werden in anderen Gebieten im Bayerischen Molassebecken vermutet (Keim et al., 2020).

In Deutschland gibt es, neben Forschungsprojekten in Hannover und in Gross-Schönebeck, drei hydrothermale EGS Anlagen (Landau, Insheim und Bruchsal) am Oberrheingraben (sowie diverse weitere Projekte auf der französischen und Schweizer Seite des Oberrheingrabens). Mit petrothermalen EGS-Projekten gibt es hingegen weit weniger Erfahrungen. Die Technologie konnte in der Vergangenheit zwar unter Beweis stellen, dass sie technisch machbar ist; wie das europäische Forschungsprojekt in Soultz-sous-Forêts zeigen konnte. Dass petrothermale EGS oder HDR-Projekte insbesondere zur Strom- oder Wärmeproduktion nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten tragfähig sein können, konnte daher bis zum jetzigen Zeitpunkt nicht nachgewiesen werden (Jung, 2013). Ein Grund hierfür ist, dass trotz den mittlerweile fast 50 Jahren an Erfahrungen, eine im Vergleich

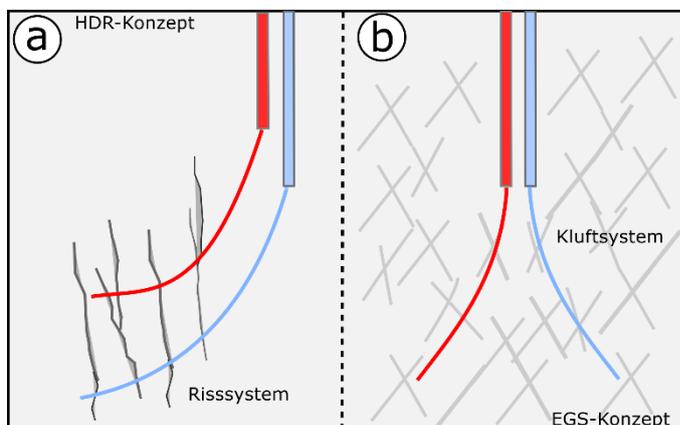
zum Forschungs- und Entwicklungsaufwand in der Kohlenwasserstoffindustrie, relativ geringe Anzahl an weltweiten Pilot- und Forschungsprojekten in die Praxis umgesetzt wurden. Gleichzeitig werden die größten Potentiale zur Kostensenkungen in der Tiefengeothermie überwiegend bei Lern- und Skaleneffekten erwartet, insbesondere im Bereich der Bohr- und Simulationstechnik, sowie in der Verbesserung und Optimierung der Anlagentechnik (Heumann & Huenges, 2017). Analog zu reinen Wärme- und Stromprojekten in der hydrothermalen Geothermie sind in der petrothermalen Geothermie vor allem die Bohrkosten, welche mit steigender Tiefe überproportional zunehmen, der wesentlichste Kostenfaktor (UBA, 2018).

## 6 DISKUSSION & GEGENÜBERSTELLUNG

### 6.1 HDR versus EGS

Zwischen der initialen HDR-Idee und späteren EGS-Methode zieht sich theoretisch eine klare Trennung (Jung, 2013). Demnach konzentriert sich die EGS-Methode auf die Erweiterung und Scherung bereits vorhandener natürlicher Klüfte und Störungen, während sich das HDR-Verfahren auf die gezielte hydraulische Verbindung von Bohrlöchern über viele künstlich-erzeugte Fracs konzentriert (vgl. Abb. 6). Letzteres erfordert das Offenhalten der neu-geschaffenen Durchflusszonen mit Hilfe von Stützmitteln. Aufgrund der Komplexität des Untergrundes kann eine Druckerhöhung- bzw. Veränderung im Untergrund jedoch grundsätzlich auch simultan Scherbewegungen als auch neue Fracs hervorrufen. Brown et al. (2012) hebt hervor, dass eines der wichtigsten Kennzeichen von ‚echten‘ HDR Projekten ihre räumliche Beschränkung ist. Das bedeutet, dass das HDR Reservoir nach allen Seiten hin von dichtem Gestein versiegelt und sich gleichzeitig in einer Art ‚Spannungskäfig‘ (eine ringförmige Zone überkomprimierten Gesteins, welche auf die Auswirkung des inneren Überdrucks zurückzuführen ist) befinden muss. Ein weiteres Kennzeichen ist, dass HDR Systeme komplett künstlich geschaffen werden, das heißt es dürfen keine natürlichen Klüfte als Wärmetauscher genutzt werden oder Verbindungen zu diesen bestehen. Gemäß der Definition von Brown gilt das Projekt in Fenton Hill demnach als einziges HDR-Projekt weltweit. Im Zuge der Erfahrungen vom Rosemanowes Projekt wurde jedoch erkannt, dass die Risserzeugung hauptsächlich in unmittelbarer Nähe des Bohrlochs erfolgt und sich Risse nicht in das intakte Gestein, sondern vielmehr entlang von Schwachstellen, wie z. B. verheilte Klüfte ausbreiten.

Forschungsseitig wird je nach geologischem Setting und Fragestellung entweder eine neue Version des klassischen HDR-Verfahrens (multi-Frac Konzept) oder das EGS-Verfahren verfolgt. Letzteres wurde als einziges von beiden am Oberrheingraben bereits zur technischen Reife geführt.



**Abbildung 6:** Schematische Darstellung des HDR-Konzeptes (links) mit vertikalen Fracs, wie es beim initialen Projekt in Fenton Hill (Los Alamos) durchgeführt wurde, im Vergleich zum EGS-Konzept, welches das Vorhandensein natürlicher Risse voraussetzt (rechts; gemäß Review-Paper von Jung, 2013).

### 6.2 Zurück zum HDR-Konzept?

Gemäß Jung (2013) hat sich das EGS-Konzept ab den 80er Jahren aus technischen Gründen zunächst durchgesetzt, da man bei dem Verfahren keine temperaturbeständigen open-hole Injektionspacker benötigte. Dies hatte weitreichende Folgen bei der technischen Durchführung der Stimulationen: Zum einen wird bei der EGS-Bohrpfadplanung eine andere Ausrichtung der Bohrung mit Bezug auf das Hauptspannungsfeld angestrebt als beim HDR-Verfahren und zum anderen wird bei EGS das vertikale Durchteufen möglichst vieler natürlicher Risse angestrebt, welche mit sehr großen Mengen Wasser stimuliert werden müssen. Letzteres birgt jedoch die Gefahr des Auftretens unkontrollierter seismischer Ereignisse. Als Kriterium für die Langlebigkeit des Reservoirs wurde das Kriterium der Wärmeaustauschfläche durch das zugängliche Gesteinsvolumen ersetzt. Durch die Änderung des ursprünglichen Konzeptes, in ein auf Scherung- und Kluft-Erweiterung-basierendes Konzept (EGS), wurde gemäß Jung (2013) der Fortschritt der HDR-Technologie über mehrere Jahrzehnte aufgehalten. Das Risiko des

Auftretens intensiver seismischer Aktivität, wird bei EGS-Projekten gegenüber HDR verstärkt. Zudem ist der Stimulations-Prozess stark vom injizierten Volumen abhängig. Jung (2013) stellt dabei die Behauptung auf, dass nicht die Scherung des verbundenen Kluft-Netzwerkes der maßgebliche Mechanismus hinter der Reservoir-Erzeugung bei EGS ist, sondern die Bildung eines einzelnen großen Seitenrisses, welcher sich an Unregelmäßigen wie z. B. natürlichen Rissenden oder im Bereich von größeren, teils verheilten Störungszonen bildet (engl. wing crack). Der große Scherversatz an der Wurzel der Seitenarme erlaubt dabei das Zustandekommen größerer seismischer Ereignisse, die sowohl während der Stimulationsperiode, als auch beim Zurückgleiten während der Druckeinstellung auftreten können. Entsprechend gilt es, das Zustandekommen von Seitenrissen größerer Dimension zu verhindern. Jung (2013) empfiehlt das EGS-Konzept durch das originale multi-Frac Konzept gemäß dem HDR-Verfahren zu ersetzen, mit dem Hauptunterschied, dass bei dem Konzept das Anstreben von Zugrissen durch mehrere Seitenrisse (ca. 30-40), auf einer horizontalen parallelen Borlochstrecke von 1 km Länge und 500 m Abstand zueinander, ersetzt werden sollte. Entsprechende Systeme würden eine Betriebsdauer von mindestens 25 Jahren, mit einer Förderrate von 100 L/s und eine elektrische Leistung von 5-10 MW leisten können. Grundlage für eine potentielle Umsetzung des mutli-Frac Konzeptes bildet der Fortschritt in der Bohrtechnik. Insbesondere Praxis-Erfahrungen mit Richtbohrgeräten und Bohrmeißeln in tiefen abgelenkten Bohrungen, sowie der Zementation in der langen Horizontalbohrstrecke sind von großer Relevanz, um Investitionsrisiken für eine spätere routinemäßige Anwendung zu minimieren (Jatho et al., 2015). Was die Erzeugung und den geothermischen Betrieb multipler Risse zur Verbindung zweier paralleler Horizontalbohräste im tiefen Untergrund angeht, liegen zum jetzigen Zeitpunkt noch keine Erfahrungswerte vor.

### 6.3 Unterschiede zum Erdgas-Fracking

Das Fracking aus der Erdgasbranche unterscheidet sich gegenüber dem Fracking bei geothermischen Systemen nicht von der Mechanik, jedoch von den Dimensionen und dem Material- und Fluideinsatz. Das hydraulische Fracking in der Geothermie wird für gewöhnlich in vergleichsweise dichten Kristallingesteinen (Granite, Gneise, Granidiorite, etc.) durchgeführt. Öl und Gas findet man hingegen vorwiegend in Sedimentgesteinen, wie Schiefen und Sandsteinen. Entsprechend wird bei der hydraulischen Stimulation in Erdgas/Erdöl-Reservoiren mit anderen Drücken gearbeitet, da die Gesteine geringere Scherfestigkeiten und Spannungen aufweisen. Für die Zufluss-Verbesserung der Kohlenwasserstoffe zu den Förderbohrungen sind lediglich hydraulische Stimulationen in der näheren Umgebung der Bohrung (Meter- bis Zehnermeterbereich) notwendig (Häring, 2007). Im Gegensatz zum Erdgas-Fracking sind die Wassermengen, die bei EGS-Projekten zum Einsatz kommen weitaus höher und müssen innerhalb von mehreren Tagen bis Wochen injiziert werden (Hirschberg et al., 2015). Zur konventionellen Erdgasförderung, wie sie auch in Deutschland seit über 50 Jahren betrieben wird, nutzt man eine Kombination von Horizontalbohrtechnik und Multi-Frac-Verfahren. Das HDR multi-Frac Konzept, wie im oberen Abschnitt dargestellt, ist entsprechend stark an das Konzept zum Erdgas-Fracking angelehnt. Das EGS-Verfahren hingegen hebt sich stärker ab. Bei der hydraulischen Stimulation in der Tiefengeothermie, wie sie z. B. auch in Soultz-sous-Forêts angewendet wurde, besteht das Frac-Fluid aus reinem Wasser. Greift man in Zukunft jedoch wieder auf das klassische HDR-Verfahren mittels multi-Fracs zurück, wird der Einsatz von Stützmitteln unumgänglich. Für die Gasförderung sind hierzu in der Vergangenheit Quarzsand oder Keramikügelchen, sowie weitere Substanzen als chemische Additive zum Offenhalten der künstlichen Risse zum Einsatz gekommen. Typische Fluidgemische bestehen hierbei bis zu 99,8 % aus Wasser, wobei jegliche Additiven uneingeschränkt genehmigungsfähig sind (acatech, 2015).

## 7 UMWELTASPEKTE

Die Technologie in Deutschland und anderen Niederenthalpie-Regionen der Welt zielt darauf ab, einen wertvollen Beitrag bei der Verringerung schädlicher Treibhausgase beim Klimaschutz und damit im Sinne der Umwelt zu leisten. Vom Grundsatz her, gelingt dies sowohl durch die Verhinderung unnötiger Treibhausgas-Emission durch Energie-Importe aus fernen Ländern, als auch durch die nicht mehr benötigte zentrale oder dezentrale Verbrennung von Kohlenwasserstoffen zu Heizwecken oder zur Stromproduktion. Die Umsetzung und der Betrieb von Geothermieanlagen sind dabei nicht gänzlich frei von Risiken für die Umwelt, was jedoch analog auch für andere Energie-Technologie gilt. Mit Umwelt sind hier sowohl die ökologischen, als auch soziale und gesellschaftliche Aspekte, wie z. B. das Auftreten seismischer Ereignisse miteingeschlossen.

### 7.1 Ökobilanzierung (LCA)

Die Umweltperformance der Tiefengeothermie, wie auch jeder anderer Technologie darf nicht einseitig betrachtet werden. Für die Tiefbohrungen muss Energie aufgebracht werden und für den Transport der Wärme aus dem Untergrund muss ein Thermalwasserkreislauf mit Pumpen in Gang gehalten werden. Hinzu kommen die

Produktion und Verwendung von Materialien, sowie der Anlagen-Rückbau und die Verfüllung. Lebenszyklusanalysen (engl.: life cycle analysis, LCA) zielen darauf ab, den ökologischen Fingerabdruck von Produkten (im Fall von EGS-Anlagen Strom und Wärme oder beides) über ihre gesamte Laufzeit zu bilanzieren. Aufgrund der geringen Anzahl von Ökobilanzierungen von Niedertemperatur-Anlagen, insbesondere auch hydrothermalen Geothermieanlagen, sowie der geringen Menge von Langzeitdaten ist bezüglich der LCA von EGS-Anlagen kein eindeutiges Bild zu gewinnen. Studien weisen jedoch darauf hin, dass die Ökobilanz der Strom erzeugenden Anlagen stark von dem verwendeten ORC-Arbeitsmedien sowie der Deckung des Strom-Eigenbedarf abhängt (Heberle et al. 2016). Die Untersuchungen der Umweltperformance von EGS beschränkt sich auf das Pilotprojekt in Soultz-sous-Forêt sowie darauffolgende Anlagen am Oberrheingraben und vermittelt kein einheitliches Bild (Menberg et al., 2016; Pratiwi et al., 2018). Die Gründe hierfür sind unter anderem bei der Bohroperation zu finden, welche sowohl von unterschiedlichen Bohrmessern und Bohrdauer, als auch durch unterschiedliche Antriebssysteme (Diesel, elektrisch) gekennzeichnet sind. Die bisherigen Studien kommen zu dem Schluss dass die kombinierte Produktion von Strom und Wärme, sowie die Verwendung innovativer Bohrwerkzeuge (z. B. thermal spallation drilling), als auch eine möglichst lange Einsatz- bzw. Lebenszeit der Geothermieanlage die Umweltbilanz am deutlichsten verbessern können (Menberg et al., 2016; Pratiwi et al., 2018).

## 7.2 Grundwasserschutz & Ablagerungen

Tiefenwässer unterscheiden sich auf Grund ihres Alters und der Verwitterung des Nebengesteins in ihrer Zusammensetzung erheblich von oberflächennahem Grundwasser. Mit zunehmender Tiefe steigt der Salzgehalt der Wässer (Sole) und wird ungenießbar bzw. giftig. Während die hydrothermale Sole im Kontakt zum Kalk- und Dolomitgestein einen neutralen pH-Wert aufweist und gelöste Ionen des Karbonatgesteins enthält, sind petrothermale Wässer in kristallinen Gestein meist basisch und haben hohe Ionenkonzentrationen. Tiefbohrungen werden so konstruiert, dass das an die Oberfläche transportierte und reinjezierte Thermalwasser von dem oberflächennahen Grundwasserleiter durch mehrere Barrieren (Standrohr, Ankerrohtour, Zementierung des Zwischenraums, Injektions-/Produktionsrohr) abgeschottet ist. Tiefenwässer enthalten auch Gase, welche zum Teil giftig (Schwefelwasserstoff, Radon) und explosiv (Methan, Wasserstoff) sind oder den Treibhaus-Effekt fördern (CO<sub>2</sub>, Methan). Entsprechend wird durch die Druckhaltung sowie verschiedene Filtereinrichtungen jegliche unkontrollierte Emission der Gase zu verhindern oder durch Abscheidung gar in eine kommerzielle Nebennutzung zu überführen. Insbesondere bei letztgenanntem scheint sich momentan ein neues Feld für Investoren aufzutun. Die Möglichkeit der Gewinnung von Lithium aus geothermischer Sole wird aufgrund der wachsenden Nachfrage an Lithium-Ionen-Batterien immer attraktiver (Kavanagh et al., 2018).

Der Reichtum an gelösten Elemente im Thermalwasser hat zur Folge, dass es je nach Temperatur- und Druckunterschieden zu Ausfällungen (sog. Scalings: Karbonate, Sulphate, Hydroxide, Sulfide, etc.) innerhalb des Thermalwasserkreislaufs kommt. Kristallines Gestein enthält im Vergleich zu Karbonaten eine verhältnismäßig höhere Konzentration radioaktiver Isotope (Kalium, Uran oder Thorium und Radon) und Schwermetalle (Blei, Kupfer, Arsen, etc.). Im Fall von Radionukliden, die sich in konzentrierter Weise in Form von Ausfällungen anhäufen können und sich im Extremfall an obertägigen Bauteilen der Geothermieanlage ansammeln, sind bestimmte Strahlenschutzmaßnahmen zutreffen. Radioaktive Scalings müssen entsprechend gesondert entsorgt werden. Gemäß Bundesamt für Strahlenschutz (BfS, 2019) kann für Beschäftigte in Geothermieanlagen der Dosisrichtwert von 1 Millisievert (mSv) pro Jahr unter ungünstigen Bedingungen überschritten werden (zum Vergleich: durchschnittliche effektive Jahresdosis von Flugpersonal liegt bei bis zu 2 mSv; BfS). In diesem Fall sind Maßnahmen zur Dosisminderung zu prüfen und arbeiten an bestimmten Teilen der Anlage dürfen nur in einem begrenzten Zeitrahmen erfolgen. Die Strahlenbelastung ist entsprechen zu überwachen.

## 7.3 Induzierte Seismizität

Die Datenbank HiQuake (engl. Human-induced Earthquake Database) umfasst eine Aufzeichnung von 700 Fällen anthropogen-induzierter Erdbeben, die in den letzten 150 Jahren aufgezeichnet wurden (Foulger et al., 2018). Zu den Fällen induzierter Seismizität zählen unter anderem Tunnelbauten und Flutungen, Staudämme, Atombombentests, Gletschererosionen, Grundwasserentnahmen, Abwasserbeseitigung, Fracking, Gasspeicherung, Kohlenstoffsequestrierung, Kohlenwasserstoff-Förderung sowie die Tiefengeothermie. Hierbei ist es in vielen Fällen nicht oder nur durch eine präzise Wahrscheinlichkeitsanalyse möglich zu unterscheiden, ob ein seismisches Ereignis durch menschliche Aktivität direkt induziert oder nur indirekt angestoßen (engl. triggered) wurde oder doch auf natürlichem Wege zustande kam (Dahm et al., 2015). Die Energieentfaltung kann grundsätzlich seismische oder aseismische (langsame Reißen ohne Erdbeben auszulösen) Signaturen tragen, wobei der Zusammenhang zwischen den Fluidinjektion, Erdbeben und einer aseismischen Untergrundveränderung wissenschaftlich debattiert wird. Evans & Valley (2005) und Amann et al. (2018) gehen davon aus, dass mit der

hydraulischen Stimulation bei EGS, induzierte Seismizität unweigerlich verbunden ist, da eine Rutschung auf erhöhte Porendrücke bei der Fluid-Injektionen zurückzuführen ist, welche sich so schnell vollzieht, dass hierbei zwangsweise seismische Wellen entstehen müssen.

Zu den Faktoren, welche die Wahrscheinlichkeit des Auftretens seismischer Ereignisse erhöhen zählen Stimulationsspezifische Parameter (Injektionsrate-, Volumen und Injektionstiefe), sowie Reservoireigenschaften (Spannungszustand, Gesteinstyp, Nähe zu Störungen). Gemäß Zang et al. (2019) lässt sich die Gefahr des Auftretens größerer seismischer Ereignisse durch die Variation und Optimierung der Stimulationsfrequenz und Stärke verringern. Die Autoren schlagen hierfür eine sog. Ermüdungsstimulation mittels hydraulischem Fracking und mehreren Druck- und Entlastungszyklen unter insgesamt zunehmendem Stimulationsdruck vor. Die Ermüdungstechnik soll hierbei ein größeres und komplexeres Rissnetzwerk, als bei der herkömmlichen Stimulation erzeugen, welches das Risiko von größeren seismischen Ereignissen reduziert.

Aktuell im Bau befindliche und geplante EGS-Projekte sehen sich nach wie vor mit der Herausforderung konfrontiert, die natürlich-vorhandene hydraulische Durchlässigkeit um mehrere Magnituden zu vergrößern und dabei mikroseismische Ereignisse in Kauf zu nehmen, bzw. zum Monitoring zu nutzen; die Ereignisse jedoch gleichzeitig in einer so geringen Größenordnung zu belassen, dass sie lediglich durch sensible Sensoren und für den Menschen nicht oder nur in geringem Maße wahrnehmbar sind. Erste vielversprechende Experimente mit einer innovativen Stimulationstechnik wurden auf einer intermediären Skala bereits durchgeführt (Zang et al., 2019). Weiterhin kann auf seismische Ereignisse durch den Einsatz von Monitoringsystemen in Kombination mit einem Reaktionsplan frühzeitig reagiert werden, was das Risiko eines spürbaren Ereignisses deutlich reduziert. Einen umfassenden Überblick zu möglichen Umweltauswirkungen infolge von Stimulationsmaßnahmen bei der Tiefengeothermie wird in Plenefisch et al. (2015) gegeben.

## 8 SCHLUSSFOLGERUNG

Die Verfügbarkeit tiefer natürlicher Thermalwasseraquifere (hydrothermale Geothermie) ist weltweit begrenzt. Bayern ist mit dem Molassebecken zwischen Alpenrand und Donau vergleichsweise geologisch prädestiniert. Jedoch gilt auch für Bayern, dass der weitaus größte Teil geothermischer Ressourcen im Gestein mit vergleichsweise geringer hydraulischer Durchlässigkeit gespeichert ist. Ohne die Verbesserung natürlicher Fließwege mit Hilfe der EGS-Technologie, kann die Erdwärme im kristallinen Untergrund Nordbayerns zum jetzigen Stand der Technik nicht gefördert werden. Die Weiterentwicklung der petrothermalen Geothermie ist daher auf diese Technologie angewiesen (acatech, 2015). Ein Grund für die langsame Technologieentwicklung wird in der geringen Anzahl an Demonstrationsanlagen gesehen. Gemäß Heumann und Huenges (2017) können grundlegende Forschungsfragen zur hydraulisch dauerhaften Nutzung des Reservoirs nur mit der Demonstration an geeigneten Standorten beantwortet werden. Um potentiell Standorte für die Demonstrationsvorhaben der Technologie zu ermitteln, muss die regionale Geologie ausgiebig erforscht sein. Weite Teile Mitteldeutschlands und damit auch Nordbayern sind jedoch weitestgehend ein weißer Fleck in Bezug auf die Untergrunderkundung.

Mit dem Blick auf ausreichend hohe Fördermengen ist die EGS-Technologie, mit dem Vorgang des hydraulischen Scherens bereits vorhandener Klüfte, die bisher einzige bewährte Technik. Dies ist zum größten Teil den Projekten am Oberrheingraben geschuldet, welche zur kommerziellen Reife geführt werden konnten. Der Oberrheingraben besitzt als Riftsystem jedoch ein eigenständiges geologisches Setting, das hinsichtlich Tektonik und Geologie kaum Parallelen beispielsweise zum Untergrund in Bayern aufzeigt. Auf der französischen und Schweizer Seite des Oberrheingrabens haben seismische Ereignissen im Zusammenhang mit EGS-Projekten zu keinem Abbruch der Bemühungen um den Ausbau der Tiefengeothermie in der Region getan. Mehrere EGS-Projekte insbesondere auch zur Wärmeversorgung befinden sich im Bau oder in Planung. Sowohl das hydraulische Scheren, als auch das hydraulische Fracken sind grundsätzlich mit mikroseismischen Ereignissen verbunden. Seismizität in Verbindung mit hydraulischem Scheren ist zumeist direkt auf eine durch Druckausübung verursachte Erhöhung der Durchlässigkeit zurückzuführen. Hingegen ist das Auftreten von Seismizität durch den Frack-Vorgang nicht eindeutig mit einer Erhöhung der Durchlässigkeit korreliert. Das unter anderem von Jung (2013) empfohlene multi-Frac Konzept, gemäß dem originalen HDR-Verfahren, soll größere seismische Ereignisse verhindern und gleichzeitig die Abhängigkeit von vorhandenen Störungen beseitigen. Im Gegensatz zu EGS ist man hier jedoch auf Stützmittel und Additive angewiesen.

Forschungsseitig besteht daher im Bereich der petrothermalen Geothermie noch viel klärungsbedarf. Welche Technologie, in Abhängigkeit von welchem geologischen Setting sowohl das geringste Risiko an spürbaren seismischen Ereignissen, als auch der Fündigkeit garantiert, muss im Vorfeld durch intensive Exploration der Geologie und der Tektonik des lokalen Untergrundes eines potentiellen Standortes geklärt werden

## REFERENZEN

- Acatech (2015): Position „hydraulic fracturing – eine Technologie in der Diskussion“. Aus der Reihe: acatech Position, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, pp. 1-65, München.
- Amman, F., Gischig, V., Evans, K., Doetsch, J., Jalali, R., Valley, B., Krietsch, H., Dutler, N., Villiger, L., Brixel, B., Klepikova, M., Kittilä, A., Madonna, C., Wiemer, S., Saar, M.O., Loew, S., Driesner, T., Maurer, H., & Giardini, D. (2018): The seismo-hydromechanical behavior during deep geothermal reservoir stimulation: open questions tackled in a decameter-scale in situ stimulation experiment, *Solid Earth*, 9, pp. 115-137.
- Bauer, W. (2020), Kapitel 3: Optionen zur geothermischen Versorgung, in: Keim, M., Hamacher, T., Loewer, M., Molar-Cruz, A., Schifflechner, C., Ferrand, T., Wieland, C., Drews, M., Zosseder, K., Bauer, W., Bohnsack, D., Heine, F., Konrad, F., Pfrang, D. & Schölderle, F. (2020): Bewertung Masterplan Geothermie Bayern, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2020.
- BfS (2020), Rückstände aus der tiefen Geothermie, Bundesamt für Strahlenschutz, [https://www.bfs.de/DE/themen/ion/umwelt/rueckstaende/tiefengeothermie/tiefengeothermie\\_node.html](https://www.bfs.de/DE/themen/ion/umwelt/rueckstaende/tiefengeothermie/tiefengeothermie_node.html), aufgerufen am 12.10.2020.
- Bracke, R. (2014), Petrothermale Nutzung und Stimulationsoptionen. In M. Bauer, W. Freeden, H. Jacobi, & N. Thomas, Hand-buch Tiefe Geothermie -Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung (S. 245-273). Springer Berlin Heidelberg.
- Breede, K., Dzebisashvili, K., Liu, X. & Falcone, G. (2013), A systematic review of enhanced (or engineered) geothermal systems: past, present and future, *geothermal energy journal*, 1:4, pp. 1-27.
- Breede, K., Dzebisashvili, Falcone, G. (2015), Overcoming challenges in the classification of deep geothermal potential, *Geothermal Energy Science*, pp. 19-39.
- Brown, D. W., Duchane, D. V., Heiken, G. & Hriscu, V. Th. (2012), *Mining the Earth's Heat: Hot Dry Rock Geothermal Energy*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 658 pp.
- Clark, J. B. (1949), A hydraulic process for increasing the productivity of wells, *Petroleum Transactions AIME*, T.P. 2510, pp. 1-8.
- Clauser, C. (2011), Radiogenic Heat Production of Rocks. In: Gupta, H.K. (eds) *Encyclopedia of Solid Earth Geophysics. Encyclopedia of Earth Sciences Series*. Springer, Dordrecht.
- Cornet, F., Helm, J., Poitrenaud, H. & Etchecopar, A. (1997), Seismic and Aseismic Slips Induced by Large-scale Fluid Injections, *Pre appl. Geophys.*, 150 (1997), pp. 563-583.
- Dahm, T., Cesca, S., Hainzl, S., Braun, T. & Krüger, F. (2015), Discrimination between induced, triggered, and natural earthquakes close to hydrocarbon reservoirs: A probabilistic approach based on the modeling of depletion-induced stress changes and seismological source parameters, *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 120.
- Desroches, J. & Cornet, F. (1990), Channeling and stiffness effects on fluid percolation in jointed rocks, *Rocks Joints, Barton & Stephanson (eds)*, Rotterdam, pp. 527-534.
- DiPippo, R. (2016), Enhanced Geothermal Systems-Projects and Plants - Chapter 22 in Book: *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact – Fourth Edition*, Elsevier Ltd.
- Einstein, H. H. & Dershowitz W.S. (1990), Tensile and shear fracturing in predominantly compressive stress fields - a review, *Eng Geol* 29(2), pp.149–172.
- Evans, K. & Valley, B., (2005), Ein Überblick über Enhanced Geothermal Systems, *GEOForum ACTUEL*, Band 4, pp. 17-24.
- Evans, K. & Valley, B. (2012), A survey of the induced seismic responses to fluid injection in geothermal and CO2 reservoirs in Europe, *Geothermics*, pp. 30-54.
- Evans, K., Wieland, U., Wiemer, S., & Giardini D. (2014), Deep Geothermal Energy R&D Roadmap for Switzerland, *Swiss Competence Centers for Energy Research (SCCER SoE)*, Zurich, Switzerland, 1–43.
- Eyerer, S., Hofbauer, S., Wieland, C. & Schifflechner, C. (2017), Potential der hydrothermalen Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland, *Geothermie-Allianz Bayern, Technische-Universität München*, pp. 1-38.
- Foulger, G., Wilson, M., Gluyas, J., Julian, B. & Davies, R. (2018), Global review of human-induced earthquakes, *Earth-Science Reviews*, 178 (2018), pp. 438-514.
- Genter, A., Evans, K., Cuenot, N., Frisch, D. & Sanjuan, B. (2010), Contribution of the exploration of deep crystalline fractured reservoir of Soultz to the knowledge of enhanced geothermal systems (EGS), *Comptes Rendus Geosciences*, 342, pp. 502-516.
- Gérard, A., Genter, A., Kohl, T., Lutz, P., Rose, P. & Rummel, F. (2006), The deep EGS (Enhanced Geothermal System) project at Soultz-sous-Forêts (Alsace, France), *Geothermics*, 35, pp. 473-483.

- Gischig, V. & Preisig, G. (2015), Hydro-Fracturing versus hydro-shearing: a critical assessment of two distinct reservoir stimulation mechanisms, Proceedings to the 13th Int. Congress of Rock Mechanics, ISRM 2015, May 10-13 2015, Montréal, Canada.
- Gischig, V. et al. (2018), On the link between stress field and small-scale hydraulic fracture growth in anisotropic rock derived from micro-seismicity, *Solid Earth*, 9, 39-61.
- Häring, M., (2007), Geothermische Stromproduktion aus Enhanced Geothermal Systems (EGS) – Stand der Technik, Geothermal Explorers Ltd. Im Auftrag des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich (EWZ).
- Häring, M., Schanz, U., Ladner, F. & Dyer, B. (2008), Characterization of the Basel 1 enhanced geothermal system, *Geothermics*, 37, pp. 469-495.
- Heberle, F., Schifflacher, C. & Brüggemann, D. (2016), Life cycle assessment of Organic Rankine Cycles for geothermal power generation considering low-GWP working fluids, *Geothermics*, 64, pp. 392-400.
- Heumann, A. & Huenges, E. (2017), Technologiebericht 1.2 Tiefengeothermie innerhalb des Forschungsprojekts TF\_EnergieWende, Helmholtz-Zentrum Potsdam - Deutsches GFZ, 15. Dezember 2017.
- Hirschberg, S., Wiemer, S. & Burgherr, P. (2015), Energy from the Earth – Deep Geothermal as a Resource for the Future? Zentrum für Technologie- Abschätzung, vdf Hochschulverlag AG ETH Zürich, 526 pp.
- Huang, S., (2012), Commentary: Geothermal energy in China, *Nature Climate Change*, 2(8), pp. 557-560.
- Huenges, E. (2016), Enhanced geothermal systems: Review and status of research and development. In R. DiPippo (Hrsg.): *Geothermal Power Generation*. 743-761. Woodhead Publishing.
- Jain, C., Vogt, C. & Clauser, C. (2015). Maximum potential for geothermal power in Germany based on engineered geothermal systems. *Geothermal Energy*, 3(1). <https://doi.org/10.1186/s40517-015-0033-5>
- Jalali, M., et al. (2018), Transmissivity Changes and Microseismicity Induced by Small-Scale Hydraulic Fracturing Tests in Crystalline Rock, *Geophysical Research Letters*, Vol 45(5), pp.2265-2273.
- Jatho, R., Tischner, T., Wellbrink, M., Krug, S. (2015): Erschließung petrothermaler Geothermiereservoirs – Teilprojekt 1 – Fracoperationen in dichten Gesteinsformationen und technische Bewertung des Multifrackkonzepts. Abschlussbericht für BMWi, BGR, Hannover.
- Jung, R. (1991), Hydraulic fracturing and hydraulic testing in the granitic section of borehole GPK1, Soultz-Sous-Forêts, *Geotherm. Sci. & Tech.* 3, pp. 149-198.
- Jung, R. (2013), EGS – Goodbye or Back to the Future, in *Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*, edited by Jeffrey, R., IntechOpen, doi: 10.5772/45724.
- Kaieda, H., Ito, H., Kiho, K., Suzuki, K., Suenaga, H. & Shin, K. (2005), Review of the Ogachi HDR Project in Japan, *Proceedings of the World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey.
- Kaieda, H. (2015), Multiple reservoir Creation and Evaluation in the Ogachi and Hijiori HDR Projects, Japan, *Proceedings of the World Geothermal Congress 2015*, Melbourne, Australia.
- Kavanagh, L., Keohane, J., Cabellos, G., Lloyd, A. & Cleary, J. (2018), Global Lithium Sources – Industrial Use and Future in the Electric Vehicle Industry: A Review, *Resources*, 7(57), pp.1-29.
- Karakchi, K., Magnenet, V., Schmittbuhl, J. & Genter, A. (2013), Flow channeling in EGS reservoir: from fracture aperture variability to large scale deformation, *European Geothermal Congress 2013*, Pisa Italy, 3-7 June 2013.
- Ladner, F. & Häring, O. (2009), Hydraulic Characteristics of the Basel 1 Enhanced Geothermal System. *GRC Transactions*, 33, 199-203.
- Lu, S.-M. (2018), A global review of enhanced geothermal systems (EGS), *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, pp. 2902-2921.
- Marakchi, K., Magnenet, V., Schmittbuhl, J., Genter, A., Fond, C., George, D. & Ahzi, S. (2013), Flow channeling in EGS reservoir: from fracture aperture variability to large scale deformation, *Proceedings of the European Geothermal Congress*, Pisa, Italy, 3-7-June 2013.
- Keim, M., Hamacher, T., Loewer, M., Molar-Cruz, A., Schifflacher, C., Ferrand, T., Wieland, C., Drews, M., Zosseder, K., Bauer, W., Bohnsack, D., Heine, F., Konrad, F., Pfrang, D. & Schölderle, (2020), Bewertung Masterplan Geothermie Bayern, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2020 unveröffentlicht (Stand Februar 2021).
- Matsunaga, I., Niitsuma, H. & Oikawa, Y. (2005), Review of the HDR Development at Hijiori Site, Japan, *Proceedings of the World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey.
- Menberg, K., Pfister, S., Blum, P. & Bayer, P. (2016), A matter of meters: state of the art in the life cycle assessment of enhanced geothermal systems, *Energy & Environmental Science*, 9, pp. 2720- 2743.
- Moeck, I. (2014), Catalog of geothermal play types based on geologic controls, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, pp. 867-882.

- Olasolo, P. et al., (2016), Enhanced Geothermal Systems (EGS): A Review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, pp. 133-144.
- Paschen, H., Oertel, D. & Grünwald, R. (2003): Möglichkeiten der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland. – Sachstandsbericht, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Arbeitsbericht 84: 129 S.; Berlin (TAB).
- Plenefisch, T. et al. (2015), Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen, Umweltbundesamt, Texte 104/2015.
- Porter, R., Strilio, A., Mahgerefteh, H. & Walker, J. (2018), Addressing the risks of induced seismicity in subsurface energy operations, *Wires Energy and Environment*, 2018, pp.1-18.
- Pratiwi, A., Ravier, G. & Genter, A. (2018): Life-cycle climate-change impact assessment of enhanced geothermal system plants in the Upper Rhine Valles, *Geothermics*, 75, pp.26-39.
- Renner, J. L. (2006). The future of geothermal energy: Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century. United States. <https://doi.org/10.2172/911903>
- Schmittbuhl, J. (2018), Monitoring of (Enhanced) Geothermal Systems, Presentation at the GAB Autumn School, 8th – 9th October 2018, Strasbourg, France.
- Smith, M. (1995), The Furnace in the Basement, Part 1 – the Early Days of the Hot dry Rock Geothermal Energy Program, 1970-1973; Los Alamos National Laboratory Report, LA-120809, UC-1240, USA.
- Shyi-Min Lu, (2018), A global review of enhanced geothermal system (EGS), *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, pp. 2902-2921.
- Sun, R. J. (1969), Theoretical size of hydraulically induced horizontal fractures and corresponding surface uplift in an idealized medium, *Journal of Geophysical Research*, Vol, 74, No. 25.
- Sun, Z., Wang, A., Liu, J., Hu, B. & Chen, G. (2015), Radiogenic Heat Production of Granites and Potential for Hot Dry Rock Geothermal Resource in Guangdong Province, Southern China, *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, Melbourne Australia.
- Tester, J. (2006), editor, *The future of geothermal energy: impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st century*. Massachusetts Institute of Technology; 2006.
- Trullenque, G., Genter, A., Leiss, B., Wagner, B., Bouchet, R. & Leoutre, E. (2018). Upscaling of EGS in Different Geological Conditions: a European Perspective. *PROCEEDINGS*,. 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University. Stanford, California, 12.02.2018.
- UBA (2018), Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefergeothermischer Ressourcen (Entwurf Endbericht) – Umweltforschungsplan des BMU, Umweltbundesamt. Stand 22. Februar 2018.
- Zang, A., Zimmermann, G., Hofmann, H., Stephansson, O., Min, K.-B. & Kim, K. (2019), How to Reduce Fluid-Injection-Induced-Seismicity, *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 52, pp. 475-493.