BUNDESVERBAND GEOTHERMIE

STIMULATION GEOTHERMISCHER RESERVOIRE

Hintergrundpapier

Bundesverband Geothermie e. V. | www.geothermie.de

Dieses Hintergrundpapier ist ein Papier des Bundesverbandes Geothermie. Die letzte inhaltliche Verantwortung trägt das Präsidium des Bundesverbandes Geothermie. Es wurde in einer Arbeitsgruppe erarbeitet, zu der Georg Buchholz, Guido Blöcher, Ernst Huenges, Thomas Kohl, Horst Rüter, Anastasia Sidorova, Eva Schill, Rüdiger Schulz, Ingrid Stober, Torsten Tischner, Fabian Uth gehörten. Der Bundesverband Geothermie dankt für die engagierte Mitarbeit und die wertvolle Expertise.

Stand: 10/2026

Inhalt

1. Vorbemerkung 4

2. Begriffsbestimmungen 4

2.1 Grundsätzliches 4
2.2 Ausbau von Geothermiebohrungen und geothermischen Dubletten 7

3. Stimulation geothermischer Reservoire 9

3.1 Thermische Stimulation 10
3.2 Chemische Stimulation 10
3.3 Hydraulische Stimulation 12
3.3.1 Hydraulische Scherbewegung 14
3.3.2 Hydraulische Risserzeugung 15

4. Abgrenzung von Stimulationsmaßnahmen in der Erdöl- und Erdgasförderung gegenüber geothermischen Anwendungen 18

4.1 Zielsetzung der Stimulation 19
4.2 Geologische Zielhorizonte 19
4.3 Stimulationsfluide und Stützmittel 20
4.4 Betriebsunterschiede 21

5. Internationale Entwicklungen von Stimulationsverfahren und Erfahrungen in Deutschland 22

5.1 Auswahl internationaler Projekte 22
5.2 Stimulationsmaßnahmen in geothermischen Reservoiren in Deutschland 24

6. Risikobewertung geothermischer Stimulationsmaßnahmen 28

6.1 Bereitstellung und Aufbereitung von Frischwasser 28
6.2 Rissausbreitung 29
6.3 Freisetzen von Gasen aus der Formation 31
6.4 Freisetzen von Formationsfluid, Stimulationsmittel und Zusatzstoffen 32
6.4.1 Formationsfluid 33
6.4.2 Stimulationsmittel 33
6.4.3 Zusatzstoffe 34
6.5 Ausfällung von Festpartikeln aus dem Rücklauf bzw. produziertem Wasser 35
6.6 Geräuschentwicklung 35
6.7 Induzierte Seismizität 35

7. Zusammenfassende Bewertung der Auswirkungen geothermischer Stimulationsmaßnahmen 37

8. Genehmigungen und Kontrolle 39

Literaturverzeichnis 41

I. Anhang 45
Tabelle 3: Zusatzstoffe des Stimulationsfluids TF 45 EF™ (Backers et al., 2023)
Tabelle 4: Verwendete Stützmittel und deren Eigenschaften (Backers et al., 2023)

1. Vorbemerkung

Dieses Hintergrundpapier wird inhaltlich vom Bundesverband Geothermie e.V. (BVG)[1] verantwortet. Der Verband hat sich bei der Formulierung des vorliegenden Hintergrundpapieres von einer Gruppe international bekannter Fachleute beraten lassen. Da die fachlichen Meinungen in einigen Punkten divergierten, stellt das Hintergrundpapier nicht immer die Meinung jedes einzelnen dar, sondern eine Mehrheitsmeinung der Gruppe. Das Hintergrundpapier wurde erstmals 2012 veröffentlicht und mit der vorliegenden Version im Jahr 2026 aktualisiert. In einem Hintergrundpapier werden zwangsläufig Fachbegriffe verwendet, die nicht alle hier definiert werden können; es wird daher auf das Lexikon der Geothermie des BVG verwiesen[2].

Die Tiefengeothermie verfügt in Deutschland über ein erhebliches Potenzial für eine erneuerbare und grundlastfähige Wärmebereitstellung. Die Erschließung heißer und gering durchlässiger Gesteinsformationen durch petrothermale Geothermieanlagen ermöglicht eine erhebliche Erweiterung des für die Tiefengeothermie nutzbaren Untergrundes. Die Studie zur Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung, die 2020 im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) durchgeführt wurde, zeigt die Bedeutung petrothermaler Ressourcen für die zukünftige Wärmeversorgung und deren Integration in die Wärmenetze (Sandrock, 2020). Vor dem Hintergrund, dass die Wärmeversorgung für mehr als die Hälfte des Endenergieverbrauchs in Deutschland verantwortlich ist, kann die Erschließung von heißen Gesteinsformationen einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung leisten und die Nutzungsmöglichkeiten der Tiefengeothermie über Regionen mit natürlich ausreichend durchlässigen und wasserführenden hydrothermalen Reservoiren hinaus erweitern. Hierfür können Stimulationsmaßnahmen erforderlich sein, mit denen vorhandene Fließwege erweitert oder auch hydraulisch wirksame Fließwege geschaffen werden.

Ziel dieses Hintergrundpapiers ist es, die in der Tiefengeothermie angewandten Stimulationsmaßnahmen darzustellen und die damit möglicherweise verbundenen Risiken einzuschätzen und zu erläutern sowie die Sicherheitsmaßnahmen zu erklären. Gleichzeitig soll das Hintergrundpapier auch als Basis für die Erarbeitung von geeigneten Richtlinien für Betreiber und Behörden dienen.

2. Begriffsbestimmungen

2.1 Grundsätzliches

Unter dem Begriff **Tiefengeothermie** wird die Nutzung der im Untergrund gespeicherten Energie verstanden, die über Tiefbohrungen erschlossen wird und deren Energie direkt (d. h. ohne Temperaturanhebung) genutzt werden kann. Die Grenze zwischen oberflächennaher und Tiefengeothermie wurde in Deutschland auf 400 m festgelegt (Geothermie-Beschleunigungsgesetz – GeoBG).
Grundsätzlich kommen in der Tiefengeothermie hydrothermale und petrothermale Systeme zur Anwendung, die sich hinsichtlich ihrer natürlichen Durchlässigkeit und der Art des Wärmetransports unterscheiden (Abb.1).

Hydrothermale Systeme nutzen im Untergrund vorhandenes Formationsfluid (Thermalwasser), das in ausreichend durchlässigen geologischen Strukturen wie Karsthohlräumen, Klüften, Störungszonen oder Porengrundwasserleitern fließt. Diese wasserführenden Formationen werden als Aquifere bezeichnet. Die Erschließung erfolgt in der Regel über eine sogenannte Dublette, bestehend aus einer Förder- und einer Injektionsbohrung. Größere Geothermieanlagen werden mit mehreren Dubletten geplant. Dublettenbohrungen

1 Bundesverband Geothermie e. V., Albrechtstrasse 22, 10117 Berlin, Tel. +49(0)30 200 954 950, Fax +49(0)30 200 954 959, E-Mail: info(at)geothermie.de, www.geothermie.de, Registergericht: AG Berlin-Charlottenburg, Registernummer: VR 26189 B

2 Lexikon der Geothermie des Bundesverbandes Geothermie e.V., https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie

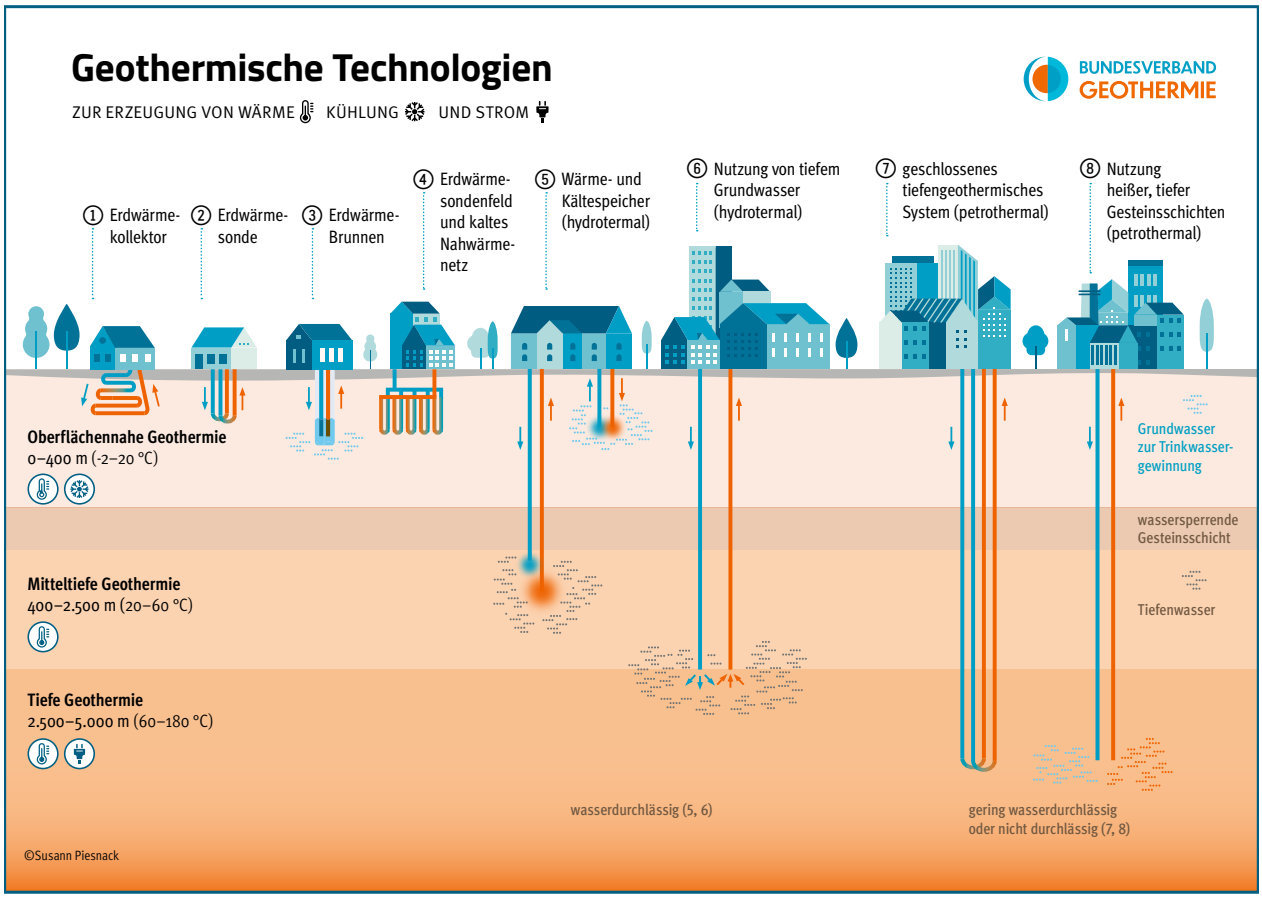

Abbildung 1: Übersicht geothermischer Nutzungsformen, (Quelle: Bundesverband Geothermie e. V. / Susann Piesnack)

werden heutzutage meist als Schräg- oder abgelenkte Bohrungen realisiert, da damit, von einem Bohrplatz aus, ein größeres Volumen erschlossen wird und die Wahrscheinlichkeit, größere Wassermengen zu fördern, steigt. Dubletten werden auch in Zukunft Basis größerer Anlagen sein. Über die Förderbohrung wird heißes Thermalwasser aus dem Aquifer gefördert, und an der Oberfläche wird ein Teil der geothermischen Wärme durch einen Wärmeübertrager ausgekoppelt. Übertragen wird dabei lediglich die Wärme. Ein physischer Flüssigkeitsaustausch zwischen dem in den Geothermiebohrungen zirkulierenden Thermalwasser und dem Leitungswasser des Wärmenetzes findet nicht statt. Das abgekühlte Thermalwasser wird über die Injektionsbohrung wieder in dieselbe geologische Formation zurückgeführt (Reinjektion). Dadurch entsteht ein übertage geschlossener Kreislauf zwischen Untergrund und Oberfläche, der eine langfristige und nachhaltige Nutzung der Ressource ermöglicht (Abb. 1). Die Reinjektion des abgekühlten Wassers erfolgt maßgeblich aus drei Gründen:

- Der Druck im Reservoir wird stabil gehalten, so dass über lange Zeit mit konstanter Rate Heißwasser gewonnen werden kann.
- Eine oberirdische Ableitung oder Vermischung von oberflächennahem Grundwasser und Tiefenwässern wird wegen ihrer unterschiedlichen Zusammensetzung und Qualität auf jeden Fall verhindert Das Wasser wird daher in einem geschlossenen Thermalwasserkreislauf wieder in den Horizont verpresst, aus dem es zuvor gefördert wurde.
- Da die Neubildungsrate von Tiefenwässern sehr gering ist und da die Fließgeschwindigkeiten im tieferen Untergrund sehr niedrig sind, ist aus Bilanzgründen eine Reinjektion erforderlich (Stober & Bucher, 2025).

Der untertägige Abstand zwischen den Endpunkten der Förderbohrung und der Reinjektionsbohrung beträgt in der Regel einige 100 Meter bis wenige Kilometer. Der Abstand zwischen den Bohrungen ist ein Kompromiss zwischen Druckhaltung und Temperaturentwicklung und muss an den jeweiligen Standort an-

gepasst werden und wird im Vorfeld durch Simulation bestimmt (Legarth, 2003; Stober & Bucher, 2025). Hydrothermale Systeme sind in Deutschland bisher im Süddeutschen Molassebecken, Oberrheingraben und Norddeutschen Becken etabliert. Neben der Wärmversorgung ist auch die Stromerzeugung grundsätzlich möglich, erfordert jedoch höhere Temperaturen (> 110 °C) und spielt aktuell bei den meisten hydrothermalen Projekten in Deutschland eine eher untergeordnete Rolle.

Petrothermale Systeme nutzen die im heißen Tiefengestein gespeicherte und diesem zufließende Wärme, indem Wasser gezielt in das Gestein eingebracht, dort erhitzt, wieder gefördert und in einem Kreislauf geführt wird (Abb. 1). Im Gegensatz zu hydrothermalen Systemen sind die petrothermalen Systeme nicht auf im Untergrund vorhandenes Thermalwasser angewiesen. Da die natürlichen Klüfte und Porenräume in diesen Gesteinen selbst in gut durchlässigen Schichten meist nur eine geringe hydraulische Durchlässigkeit aufweisen, sind in diesem Fall für eine wirtschaftliche Nutzung zusätzliche Maßnahmen zur Erhöhung der Durchlässigkeit in der Regel nötig. Grundsätzlich werden petrothermale Systeme in geschlossene Systeme (*Closed-Loop* Systeme) und offene Systeme in Form von *Enhanced Geothermal Systems* (EGS) unterteilt. Closed-Loop Systeme arbeiten mit untertägig geschlossenen Bohrungskreisläufen, die untertägige Wärmeübertrager darstellen.

Enhanced Geothermal Systems (EGS) nutzen die im Gestein vorhandenen natürlichen Klüfte, welche hydraulisch erweitert, reaktiviert oder durch neu erzeugte Risse ergänzt werden, um die hydraulische Durchlässigkeit zu erhöhen und das Gestein als Wärmeübertrager zu nutzen. Typische Zielhorizonte sind das kristalline Grundgebirge der oberen Erdkruste (z. B. Granite und Gneise) sowie zunehmend auch dichte Sedimentgesteine.

Zur Erschließung des Reservoirs stehen neben modernen Bohrtechnologien (Ablenkung) insbesondere Stimulationsverfahren zur Verfügung, die kontrolliert, standortspezifisch und unter Berücksichtigung der geologischen Randbedingungen eingesetzt werden. **Stimulationsmaßnahmen** sind zeitlich begrenzte technische Maßnahmen, mit denen die hydraulische Durchlässigkeit eines geothermischen Reservoirs insgesamt erhöht wird. Dies kann durch das Erweitern und Reaktivieren vorhandener Fließwege oder durch das Erzeugen zusätzlicher, künstlicher Wegsamkeiten erfolgen. Ziel ist es, den Austausch von Fluiden (Wasser) zwischen Reservoir und Bohrung zu verbessern und damit die für den Betrieb erforderlichen Produktions- oder Injektionsraten zu ermöglichen. Dabei kommen ausschließlich Wasserspülungen sowie geprüfte, umweltverträgliche und unbedenklich eingestufte Stoffe zum Einsatz (Bracke & Huenges, 2022). Die Stimulationsmaßnahmen werden in Kap. 3 detailliert beschrieben.

Im regulären Betrieb von EGS-Anlagen wird Wasser von der Oberfläche über Injektionsbohrungen in die Gesteinsformation gepumpt, dieses nimmt beim Durchströmen der natürlichen Klüfte oder erzeugten Risse im Gestein die Wärme auf und wird über eine oder mehrere Förderbohrungen wieder an die Oberfläche zurückgefördert. Das zirkulierende Wasser fungiert als Wärmeträger, während das umgebende Gestein die Wärmequelle darstellt. An der Oberfläche wird die im geförderten Wasser enthaltene Wärme über einen Wärmetauscher auf einen sekundären Kreislauf übertragen. Das abgekühlte Wasser wird anschließend über die Injektionsbohrung wieder in das Reservoir zurückgeführt, so dass analog zu den hydrothermalen Systemen das Wasser im Kreislauf geführt wird. Bisher wurden EGS-Anlagen vor allem mit dem Ziel der Stromerzeugung entwickelt (Kap. 5) beispielsweise in den Projekten Soultz-sous-Forêts (Frankreich), Haute Sorne (Schweiz) sowie den Projekten Red und Cape (USA). Zukünftige Anwendungen zur direkten Wärmeversorgung befinden sich derzeit in Planung.

Ertüchtigungsmaßnahmen: Ertüchtigungsmaßnahmen unterscheiden sich von Stimulationsmaßnahmen dadurch, dass sie nicht die hydraulischen Eigenschaften des Reservoirs grundlegend verändern, sondern den hydraulischen Anschluss einer Bohrung an bereits vorhandene wasserführende Strukturen verbessern. Sie werden daher vor allem in hydrothermalen Systemen mit natürlichen Aquiferen sowie in der klassischen Grundwassererschließung eingesetzt, insbesondere wenn die erwartete Durchlässigkeit bei der Erschließung nicht erreicht wird. Zu den typischen Verfahren zählen hydraulische Maßnahmen wie Druckbeauf-

schlagung oder Schocken, mit denen Klüfte und Porenräume von feinkörnigem Material gereinigt und der Zufluss zum Bohrloch verbessert werden. Zusätzlich kann die Ergiebigkeit durch geeignete bohrtechnische Maßnahmen erhöht werden, etwa durch abgelenkte oder horizontale Bohrungen, Multilateralbohrungen oder Sidetracks, die eine größere Kontaktfläche mit der Formation erschließen. Auch das gezielte Anfahren hydraulisch aktiver Störungszonen kann die Produktivität steigern, erfordert jedoch in tektonisch beanspruchten Regionen sorgfältige Untersuchungen und Monitoring, da die Bedingungen für das Auftreten induzierter Seismizität verändert werden können (Stober & Bucher, 2025).

2.2 Ausbau von Geothermiebohrungen und geothermischen Dubletten

Der technische Ausbau von Geothermiebohrungen muss gewährleisten, dass über viele Jahre heißes Formations- oder Arbeitsfluid sicher gefördert bzw. das abgekühlte Fluid wieder gezielt in den Untergrund verpresst werden kann. Zudem muss durch die Gestaltung des Bohrplatzes und durch den Ausbau der Bohrungen sichergestellt werden, dass keine Beeinträchtigung von grundwasserführenden Schichten während der Bohr- und Betriebsphase auftreten kann. Die dazu notwendigen technischen Maßnahmen sind aus der Erdöl- und Erdgasindustrie bekannt und bewährt. Daher soll an dieser Stelle auf die hohen Sicherheitsstandards in diesem Bereich eingegangen werden.

Die Bohrarbeiten beginnen mit dem Einbau und der Zementation des sogenannten **Standrohres**. Es dient unter anderem dazu, oberflächennahe grundwasserführende Schichten zu schützen. Diese befinden sich in der Regel nur in den oberen 100 m und können gegebenenfalls zur Trinkwasserversorgung genutzt werden.

Abbildung 2: Aufbau eines Bohrplatzes (Quelle: H. Anger's)

Der **Bohrplatz** wird im Allgemeinen vor, in manchen Fällen auch nach Einbringen des Standrohres eingerichtet und in allen relevanten Bereichen versiegelt (asphaltiert). Er hat neben technischen Funktionen maßgeblich die Aufgabe, den Schutz des Bodens und Grundwassers gegen Kontaminationen von der Oberfläche aus, auch im Fall eines Unfalls, zu gewährleisten. Bereits bei der Gestaltung des Bohrplatzes und dem Ausbau der Bohrungen wird sichergestellt, dass keine Beeinträchtigung des in Anspruch genommenen Bodens und von grundwasserführenden Schichten während der Bohr- oder Betriebsphase auftreten kann. Dieses

geschieht nach den regulatorischen Verpflichtungen der unterschiedlichen Gesetze oder Verordnungen zum Berg-, Wasserhaushalt-, UVP-, Emissions- und Nachbarschaftsrecht sowie zum Sicherheits-, Gesundheits-, Arbeits- und Umweltschutz usw. durch die hier beschriebenen Mittel und Maßnahmen. Demzufolge wird der Bohrplatz so eingerichtet, dass die entscheidenden Anlagenbereiche entsprechend versiegelt werden, so dass der Boden und das darunter befindliche oberflächennahe Grundwasser nach menschlichem Ermessen nicht kontaminiert werden können. Zusätzliche Alarmpläne in evtl. doch auftretenden übertägigen Schadensfällen sollen helfen, die Wahrscheinlichkeit und den Umfang von potenziell möglichen Vorfällen weitgehend zu reduzieren. Rinnen, Abfangbehälter und Ölabscheider auf dem Bohrplatz stellen dabei sicher, dass auch im Falle einer Kontamination oder eines Austritts von flüssigen Gefahrstoffen die entsprechenden Verunreinigungen aufgefangen, abgeleitet und entsprechend ordnungsgemäß entsorgt werden können. Weitere Schutzvorrichtungen, wie z. B. Ölbindemittel, Mittel zur Brandbekämpfung oder zur weiteren Gefahreneindämmung wie Gefahrstoffkataster, helfen weiterhin, Risiken nahezu auszuschließen. Die einzelne Erfassung von Menge und Gefährdungspotenzial von Gefahrstoffen, die Beschreibung von Gegenmaßnahmen und das Training der Mitarbeiter im Krisenfall reduzieren das Risiko ebenfalls. Zudem wird mit der jeweiligen örtlichen Feuerwehr ein Alarmplan ausgearbeitet, nach dem entsprechend verfahren werden kann.

Das Abteufen der **Bohrung** erfolgt teleskopartig, so dass sich Bohrdurchmesser und Verrohrungsdurchmesser mit der Tiefe verringern. Durch Zementation der Rohre wird gewährleistet, dass die Rohre dauerhaft fest mit dem umgebenden Gestein verbunden sind und dass keine Flüssigkeiten hinter den Rohren entlang fließen können. Die Zementation der Ringräume wird gas- und druckdicht ausgeführt, die Qualität wird durch ein CBL (*Cement Bond Log*) nachgewiesen. Bei allen Tiefbohrungen wird aus dem Vorsichtsprinzip heraus unterstellt, dass druckhafte Flüssigkeiten oder brennbare Stoffe angetroffen werden können. Darauf sind die Bohrmannschaften eingestellt, sie sind hierfür ausgebildet, trainiert und durch Wiederholungslehrgänge regelmäßig kontrolliert, damit so der Nachweis des adäquaten Handelns erbracht werden kann. Zur Sicherheitsausrüstung gehören unter anderem Einrichtungen zum Explosionsschutz, Gasspürgeräte und Brandbekämpfungsmittel. Zur Verhütung eines Bohrlochausbruchs werden unterschiedlich wirkende *Blow-out-Preventer* eingesetzt. Während der Zufluss von artesisch druckhaftem Wasser in den seltensten Fällen 0,5 MPa (5 bar) übersteigt, müssen bei Öl-Gas-Bohrungen, d. h. hier auch in der Geothermie, Drücke bis max. 70 MPa von Mannschaft, Gerät und Ausrüstung sicher beherrscht werden können. Bei geschlossenem Preventer erzeugen die auftretenden Drücke eine Zugspannung in den Rohren, die von der einzementierten Ankerrohrfahrt sicher an den Untergrund abgeleitet werden muss. Entsprechende Tests und Sicherheitsübungen während des Bohrens weisen die jeweilige Funktionsfähigkeit und Dichtheit des Gesamtsystems nach. Die weiteren technischen Rohrfahrten, bis zu drei, werden ebenso wie die oberen eingebaut und durch Zementationen gesichert.

Beispielhaft ist in Abb. 3 der Ausbau der GeneSys-Geothermiebohrung in Hannover dargestellt. Sie zeigt, dass grundwasserführende Schichten, die in Hannover nur in den obersten ca. 30 m vorkommen, letztlich durch vier Verrohrungen gegenüber den Flüssigkeiten in der Bohrung geschützt sind. In ähnlicher Weise werden Geothermiebohrungen grundsätzlich ausgebaut.

Der **Zugang zu der Zielformation**, aus der Heißwasser gefördert oder in die abgekühltes Formationsfluid verpresst wird, geschieht z. B. durch Perforation der Bohrlochverrohrung. Dabei werden in einem meist nur wenige Meter langen Abschnitt gezielt Löcher durch die Verrohrung gesprengt. Alternativ kann der Zielbereich von vornherein auch unverrohrt bleiben (*open-hole*), sofern sich dieser als standfest erweist. Falls dies durch Störungen, Klüfte oder allein durch die zuströmende Wassermenge kritisch gesehen wird, wird auch dieser Abschnitt durch Rohre stabilisiert. Diese werden dann jedoch vorab als geschlitzte oder als Filterrohre eingebaut. Wichtig ist zu vermerken, dass der Zugang zum Gestein nur in einem definierten Abschnitt der Bohrung und in großen Tiefen (tiefer als 1.000 m), in denen sich die Zielgesteinsformationen befinden, hergestellt wird. In allen anderen Bereichen wird durch den Ausbau der Bohrung ein Ausströmen des Formationsfluides in oberflächennahe, grundwasserführende Schichten faktisch ausgeschlossen.

Das Abteufen von Tiefbohrungen, die Errichtung von Bohrplätzen, die Durchführung von Tests und Stimulationsmaßnahmen sowie der spätere Betrieb von Geothermieanlagen unterliegen der Aufsicht und Genehmigung durch die **Bergbehörden**. Der Schutz von Boden und Grundwasser sowie allgemein die Minimierung von Umweltbeeinträchtigungen sind im bergrechtlichen Genehmigungsverfahren im Rahmen der Beteiligung der Fachbehörden wichtige Zulassungskriterien (LFZG, 2023).

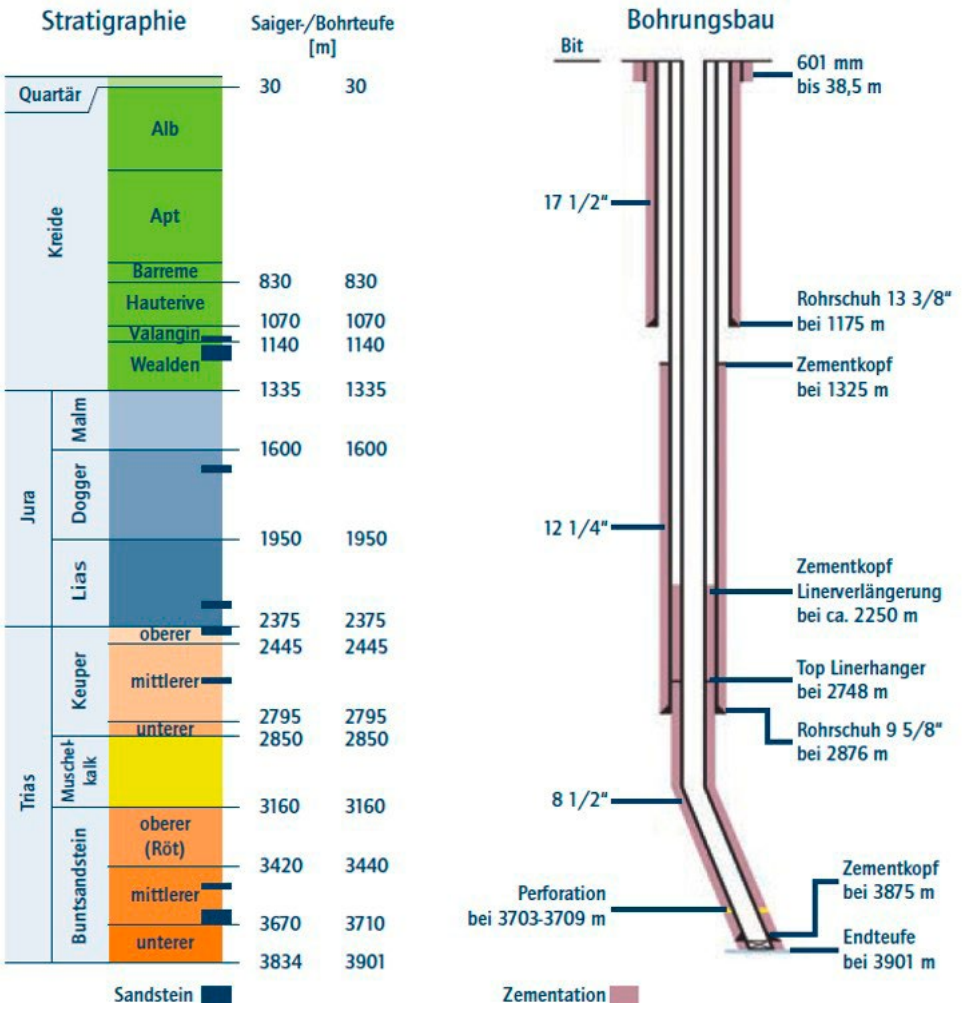

Abbildung 3: Geologisches Profil des Untergrundes und Verrohrungsschema der GeneSys-Bohrung am Geozentrum Hannover (Quelle: Wenzelides et al., 2015)

3. Stimulation geothermischer Reservoire

Im Folgenden werden die wesentlichen Aspekte der Stimulation geothermischer Reservoire systematisch dargestellt. Es erfolgt eine Einordnung und Beschreibung der verschiedenen Stimulationsverfahren sowie ihrer Wirkmechanismen und in den technischen Ausführungsformen. Anschließend wird die Abgrenzung zu vergleichbaren Verfahren in der Kohlenwasserstoffförderung erläutert (Kap. 4), da sich die Zielsetzung, Rahmenbedingungen und Anwendungsgebiete teilweise deutlich unterscheiden.

Darüber hinaus werden ausgewählte internationale und nationale Projekte (Kap. 5) vorgestellt, um den aktuellen Stand der technischen Entwicklung und praktischen Anwendung darzustellen. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Bewertung von möglichen Risiken und Umweltauswirkungen von Stimulationsmaßnahmen sowie auf den hierfür etablierten Monitoring- und Sicherungsmaßnahmen (Kap. 6).

Abschließend wird die rechtliche und genehmigungsbezogene Situation in Deutschland dargestellt, einschließlich der relevanten berg-, wasser- und umweltrechtlichen Rahmenbedingungen (Kap. 8).

Grundsätzlich lassen sich Stimulationsverfahren nach ihrem dominierenden Wirkmechanismus in hydraulische, chemische und thermische Verfahren einteilen. Ziel aller Verfahren ist es, die hydraulische Durchlässigkeit und Konnektivität des Reservoirs zu erhöhen, so dass die für den Anlagenbetrieb erforderlichen Förder- und Injektionsraten erreicht werden können. In der praktischen Anwendung werden diese Verfahren auch kombiniert bzw. in aufeinanderfolgenden Schritten eingesetzt.

Die Auswahl des Stimulationsverfahrens hängt im Wesentlichen von den geologischen Randbedingungen des Reservoirs sowie von technischen und wirtschaftlichen Zielsetzungen des Projektes ab. Entscheidend für die Auswahl sind insbesondere die geologischen Eigenschaften des Zielhorizonts, Temperatur, Spannungszustand, natürliche Klüftung und vorhandene hydraulische Durchlässigkeit des Gesteins (Lei et al., 2026). Nachfolgend werden die thermischen, chemischen und hydraulischen Stimulationsverfahren im Detail vorgestellt.

3.1 Thermische Stimulation

Die thermische Stimulation beruht auf der Injektion eines kühleren Fluids (Wasser) in ein heißes Reservoir. Der dadurch entstehende Temperaturunterschied führt infolge der Volumenänderung zu thermisch induzierten Spannungen im Gestein, die bestehende Klüfte öffnen oder erweitern können und somit auch Scherbewegungen auslösen können (Kluftreaktivierung). Dieser thermo-mechanische Prozess kann die hydraulische Durchlässigkeit erhöhen und das effektiv durchströmte Gesteinsvolumen vergrößern (IEA, 2024).

Thermische Stimulationsverfahren sind bislang weniger verbreitet. Sie werden überwiegend in sehr hochtemperierten Reservoiren eingesetzt, bei denen große Temperaturgradienten thermisch induzierte Spannungen und Rissbildungen verursachen können und damit die hydraulische Durchlässigkeit erhöhen. Beispielsweise wurde die thermische Stimulation in den Projekten *Northwest Geysers* (Garcia et al., 2016) in den USA bei Reservoirtemperaturen von 400 °C und *Reykjanes* (Sigurjonsson et al., 2021) in Island mit Reservoirtemperaturen von 452 °C eingesetzt (Lei et al., 2026).

3.2 Chemische Stimulation

Unter dem Begriff der chemischen Stimulation wird das Einleiten reaktiver Fluide, in der Regel Säuren, in die geothermische Zielformation verstanden, mit dem Ziel, die hydraulische Durchlässigkeit und insbesondere die bohrlochnahen Zuflussbedingungen (typischerweise bis einige Meter Entfernung von der Bohrung) zu verbessern. Durch die Injektion von Säuren können bohrungsbedingte Widerstände wie Spülungsreste oder Bohrklein reduziert, chemische Ausfällungen beseitigt sowie natürlich vorkommende Minerale gelöst werden (Abb. 4).

Die Wirksamkeit chemischer Säuerungsmaßnahmen hängt wesentlich von der Druckführung während der Injektion ab. Ohne Druckbeaufschlagung bleibt die Reaktionszone meist auf den unmittelbaren bohrlochnahen Bereich beschränkt (Zentimeter- bis Dezimeterbereich) und bewirkt hauptsächlich eine oberflächliche Reinigung, die sich für die Beseitigung von Ausfällungen eignet, die über den Produktionszeitraum entstanden sind, um die ursprüngliche Injektivität herzustellen. Bei einer Säuerung unter moderatem Überdruck kann die Säure hingegen in bestehende Klüfte und Hohlräume eindringen und diese durch Lösungsvorgänge erweitern, wodurch der hydraulische Anschluss verbessert wird, ohne ein neues Kluftnetz zu erzeugen. Übliche Druckniveaus liegen dabei bei bis zu rund 30 bar (Stober & Bucher, 2025).

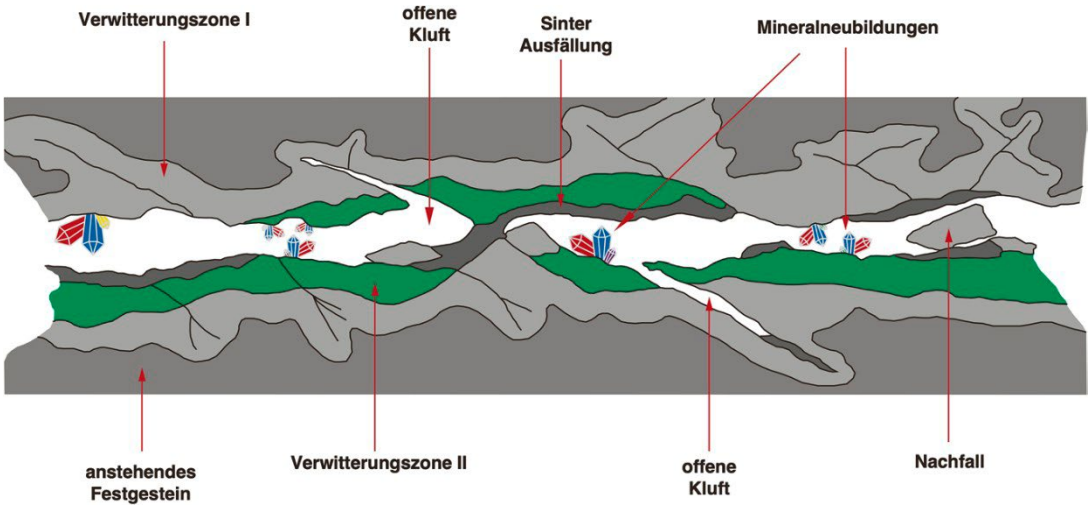

Abbildung 4: Schemabild für eine offene, wassererfüllte Kluft mit Ausfällungen (Sinter), Mineralneubildungen und Lösungen bzw. Verwitterungszonen infolge von Wasser-Gesteins-Wechselwirkung (Quelle: Stober & Bucher, 2025)

Chemische Stimulationen werden in Deutschland standardmäßig seit Jahrzehnten bei Tiefengeothermieprojekten, sowohl in Karbonatgesteinen als auch in Silikatgesteinen, eingesetzt. Insbesondere im Süddeutschen Molassebecken sind chemische Stimulationen bei nahezu jeder Malm-Geothermiebohrung Bestandteil der Inbetriebnahme, um die Produktivität deutlich zu steigern. Wiederholte Stimulationen können die Durchlässigkeit steigern, während eine dritte oder vierte Stimulation meist keine wesentlichen Verbesserungen mehr erzielt (StMWi, 2024). Im Norddeutschen Becken werden aufgrund der dort vorwiegend genutzten Sandsteinschichten als Hauptaquifere, die nur sehr untergeordnet säurelösliche Bestandteile aufweisen, zum Großteil keine Säuerungen vorgenommen. Chemische Stimulationen wurden beispielsweise im Oberrheingraben (Landau und Insheim) und Norddeutschen Becken (Groß Schönebeck) durchgeführt (UBA, 2015).

In Karbonatgesteinen wird hauptsächlich 10 – 33 %-ige Salzsäure (HCl) eingesetzt, da sie Karbonatminerale wie Calcit, Dolomit oder Siderit effektiv löst. Teilweise wird sie mit organischen Säuren wie Essig- oder Ameisensäure kombiniert, die eine geringe korrosive Wirkung auf Anlagenteile und Verrohrungen besitzen, jedoch bei niedrigen Temperaturen (< 70 °C) mikrobielles Wachstum begünstigen können. Im Süddeutschen Molassebecken werden üblicherweise etwa 50 – 320 m³ für den Stimulationsvorgang injiziert. Das Gesamtvolumen pro Bohrung kann bis zu 1.000 m³ betragen (UBA, 2015).

Zur Behandlung silikatischer Reservoirgesteine (z. B. ton- und feldspatreiche Formationen) wird häufig ein Gemisch aus Flusssäure (HF) und Salzsäure (HCl) eingesetzt. Die Zusammensetzung und Konzentration der Säuremischung wird standortspezifisch an die Reservoirmineralogie (insb. Ton- und Schluffanteil), die Gesteinsdurchlässigkeit und das Vorkommen bestimmter Salzsäure-sensitiver Minerale (Chlorit) angepasst. Die eingesetzten Konzentrationen liegen bei 4 – 12 % Salzsäure und 0,5 – 3 % Flusssäure (UBA, 2015).

Für die jeweiligen Stimulationsmaßnahmen wird die Säure mit Tankwagen zum Bohrplatz geliefert und vor Ort verdünnt und zur Begrenzung der Korrosion an der Bohrungsverrohrung mit Korrosionsinhibitoren (Konzentrationen < 1 Vol-%) angemischt. Anschließend wird die Säure über einen speziellen Strang (*Coiled Tubing*) mit Raten von 8 – 50 kg/s in den Zielbereich gepumpt. Nach einer Einwirkzeit von mehreren Stunden bis etwa einem Tag wird die Bohrung in einem sogenannten Reinigungsschritt (auch Reinigungslift) gespült und die eingebrachte Säure sowie die Reaktionsprodukte zurückgefördert, gesammelt, beprobt und mit einer erforderlichen Einleitbefugnis üblicherweise über das öffentliche Abwassersystem der Kommune entsorgt (UBA, 2015).

3.3 Hydraulische Stimulation

Eine zeitlich eng begrenzte Injektion von Frischwasser unter Druck in die geothermische Zielformation auf der gesamten Bohrlochlänge wird oft ‚massiv' genannt, weil das gesamte Bohrloch betroffen ist. Ziel ist es dabei, die hydraulische Durchlässigkeit des Gesteins entlang der gesamten Bohrlochlänge zu erhöhen und so einen wirksamen hydraulischen Anschluss zwischen Injektions- und Produktionsbohrung herzustellen.

Im Unterschied zur chemischen Stimulation, die vor allem den bohrlochnahen Bereich beeinflusst, zielt die hydraulische Stimulation auf eine Verbesserung der Fließbedingungen im Reservoir ab, typischerweise in Entfernungen von mehreren zehn bis einigen hundert Metern von der Injektionsbohrung (UBA, 2015). Durch den erhöhten Druck (> 30 MPa) beim Verpressen des Frischwassers in die Tiefbohrung werden vorhandene Klüfte geöffnet, gegeneinander verschoben oder bei ausreichend hohem Druck neue Risse erzeugt, so dass ein hydraulisch verbundenes Kluftsystem entsteht (Loewer et al., 2021).

Die hydraulische Stimulation hängt wesentlich von der geologischen Beschaffenheit des Untergrundes ab. In vielen hydrothermalen Systemen sind natürliche Thermalwässer und häufig bereits ausreichend durchlässige Kluftsysteme vorhanden, so dass in der Regel keine hydraulischen Stimulationen durchgeführt werden müssen (UBA, 2015). In wenig durchlässigen hydrothermalen Lagerstätten kann eine hydraulische Stimulation zur Steigerung der Produktivität eingesetzt werden. Beispielsweise konnte bei einem hydrothermalen Geothermieprojekt in Bayern durch hydraulische Stimulationen in den Chatt-Sanden eine Erhöhung der Produktivität erreicht werden (StMWi, 2024). Ähnliches gilt für die Standorte Landau und Insheim.

Bei reinen *Enhanced Geothermal Systems* (EGS) hingegen liegt zwar heißes Gestein vor, jedoch fehlt es an ausreichender hydraulischer Durchlässigkeit. Hier ist eine hydraulische Stimulation Voraussetzung für die Nutzung, da erst durch die Herstellung eines verbundenen Kluftsystems eine Zirkulation des Wärmeträgerfluids (Wasser) zwischen den Bohrungen ermöglicht wird (Horne et al., 2025).

In einigen HDR-Projekten der 1970er und 1980er Jahre wurde bereits während der Stimulationsversuche festgestellt, dass das kristalline Grundgebirge schon zuvor über ein natürliches, offenes, fluiderfülltes Kluftnetz verfügt, das bei den Tests hydraulisch aktiviert wird, und dass bei den Versuchen keine neuen künstlichen Klüfte geschaffen werden (Batchelor, 1977; Stober, 1986; Armstead & Tester, 1987). Der dominante Prozess in granitischen oder metamorphen Gebirgen ist traditionell nicht die Schaffung neuer Risse, sondern der wesentlich bedeutendere und wichtigere Faktor ist das Öffnen und unter bestimmten Verhältnissen auch das Scheren von bereits existierenden Klüften oder Kluftsystemen, bevorzugt nahezu parallel zur größten horizontalen Hauptspannung des lokalen Stressfeldes (Pearson, 1981, Pine & Batchelor, 1984, Baria & Green, 1989, MIT, 2007). Jüngste Projekte in den USA streben allerdings auch die Erzeugung neuer Risse an.

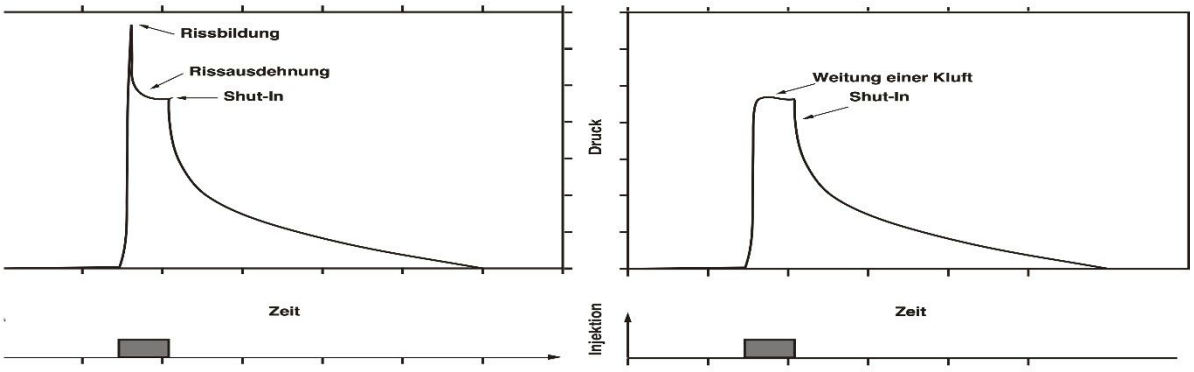

Abbildung 5: Druckverlauf bei Injektion: Vergleich zwischen Erzeugung eines neuen Risses (links) und Weiten bereits existierender Risse bzw. Klüfte (rechts) (Quelle: Stober & Bucher, 2025)

In Abbildung 5 sind die Druckaufzeichnungen beim Aufreißen eines neuen Risses denjenigen beim Weiten einer bereits existierenden Kluft einander gegenübergestellt. Die Versuche unterscheiden sich sowohl in der absoluten Höhe der erforderlichen Drücke voneinander, als auch in der Form der Druckkurve. Für das Erzeugen eines neuen Risses sind deutlich höhere Drücke erforderlich und der Druck fällt, wenn der Riss aufreißt, spontan und markant ab. Anhand der Druckverläufe kann somit darauf geschlossen werden, ob ein neuer Riss entstanden ist oder ob bereits existierende Klüfte geweitet wurden. In der Praxis ist es jedoch oftmals schwierig, die Druckverläufe exakt zu differenzieren.

Je nach geologischen Rahmenbedingungen und Projektkonzept kommen unterschiedliche Bohrlochkonfigurationen und Stimulationsstrategien zum Einsatz (Abb. 6). Beispiele für verschiedene EGS-Konzepte sind:

a - Weitreichende Stimulation des Gebirges:
Großräumige Aktivierung eines natürlichen Kluftsystems um die Bohrungen herum, wie beispielsweise beim Projekt Soultz-sous-Forêts und Rittershofen (Kap. 5).

b - Erschließung und Stimulation einer steil stehenden Störungszone:
Gezielte hydraulische Aktivierung einer vorhandenen Störungszone mit hoher Durchlässigkeit, wie beim Projekt United Downs (Großbritannien), seit Februar 2026 in Betrieb.

c - Mehrstufige Stimulation zwischen Horizontalbohrungen:
Mehrstufige hydraulische Stimulation entlang horizontaler Bohrabschnitte zur Erzeugung eines kontrollierten Risssystems zwischen Injektions- und Produktionsbohrungen, wie beispielsweise bei modernen EGS-Konzepten vom Typ Fervo (Kap. 5). Im Unterschied zur Erschließung vorhandener Störungszonen (siehe b), werden bei diesem Ansatz natürliche Störungszonen nach Möglichkeit vermieden, um die Rissausbreitung besser zu kontrollieren und die Verbindung bzw. Zirkulation zwischen den Bohrungen gezielt zu entwickeln (Horne et al., 2025).

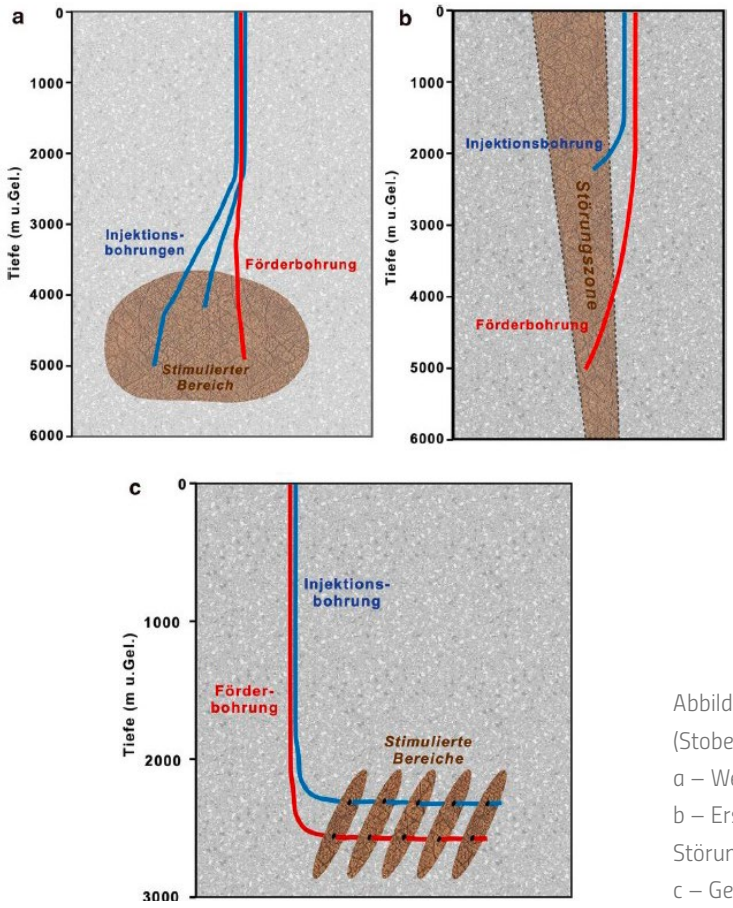

Abbildung 6: Beispiele unterschiedlicher EGS-Konzepte: (Stober & Bucher, 2025)
a – Weitreichende Stimulation des Gebirges,
b – Erschließung und Stimulation einer steil stehenden Störungszone,
c – Gezielte Stimulationen zwischen Horizontalbohrungen

Die Wirksamkeit hydraulischer Stimulationsmaßnahmen hängt maßgeblich von der Druckführung während der zeitlich eng begrenzten, oft in Intervalle aufgeteilten, Stimulation sowie vom Spannungszustand und der Orientierung vorhandener Klüfte ab. Eine zentrale Voraussetzung für die Planung und sichere Durchführung ist daher die möglichst genaue Kenntnis des standortspezifischen Spannungsfeldes, das durch den Spannungstensor beschrieben wird. Aus diesem lassen sich die drei Hauptspannungen ableiten, die im Folgenden mit σ_1, ,σ_2 ,σ_3 bezeichnet werden. Dabei steht σ_1 für die maximale, σ_2 für die mittlere und σ_3 für die minimale Hauptspannung. Die Orientierung und Größe der Hauptspannungen bestimmen wesentlich, ob vorhandene Klüfte bevorzugt geschert (reaktiviert), geöffnet oder neue Risse erzeugt werden.

Grundsätzlich werden hydraulische Stimulationsverfahren in zwei Wirkmechanismen unterteilt, die nachfolgend detailliert beschrieben werden:

- **Hydraulische Scherbewegung auf vorhandenen Klüften (*hydraulic shearing*)**
- **Hydraulische Erzeugung neuer Risse (*hydraulic fracturing*)**

Zur Planung der Stimulationsmaßnahme wird in der Regel ein projektspezifisches Modell der Rissausbreitung erstellt, das sowohl die angestrebten Rissdimensionen als auch die reservoirtypischen physikalischen und mechanischen Eigenschaften berücksichtigt. Die hierfür notwendigen Parameter werden möglichst standortspezifisch aus Messungen im Bohrloch gewonnen, in dem die hydraulische Stimulation durchgeführt werden soll. Hierzu zählen insbesondere Spannungsmessungen sowie kleinvolumige Testinjektionen (sogenannte Teststimulationen), mit denen der aktuelle mechanische Zustand des Reservoirs, die Bruchdrücke und die hydraulischen Eigenschaften ermittelt werden (Kap. 6., UBA 2015).

Auf Grundlage dieser Daten wird ein Stimulationsdesign entwickelt. Dabei werden verschiedene Injektionsszenarien mithilfe numerischer Modellierungen untersucht, um eine technisch geeignete und sicherheitstechnisch optimale Konfiguration für den Ablauf der Maßnahme festzulegen. Aus den Simulationsergebnissen werden unter anderem das erforderliche Fluidvolumen (Wassermengen pro Zeiteinheit) sowie, falls eingesetzt, Art und Menge eines Stützmittels (*Proppant*) in Form von Sand oder Keramik abgeleitet (UBA, 2015).

3.3.1 Hydraulische Scherbewegung

Bei hydraulischen Scherbewegungen werden bereits vorhandene Klüfte bzw. Rissflächen durch den hohen Fluiddruck reaktiviert, geweitet und gegeneinander versetzt (Loewer et al., 2021). Dieser Vorgang wird auch als ***Self-Propping*** bezeichnet

In der petrothermalen Geothermie, speziell für kristallines Gestein, wurde ein Stimulationskonzept entwickelt, das auf die Scherung von vorhandenen oder neu geschaffenen Rissen setzt (Abb. 7).

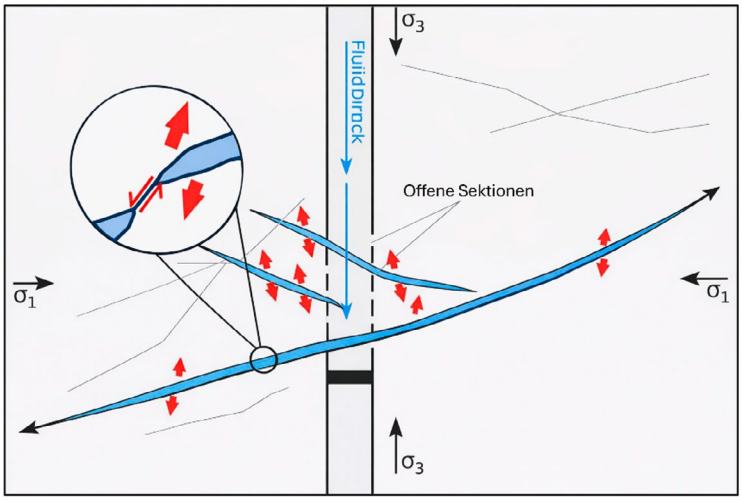

Abbildung 7: Schematische Darstellung des hydraulischen Scherens. Hydraulisches Scheren zielt darauf ab, bereits vorhandene natürliche Klüfte zu reaktivieren (Quelle: Loewer et al., 2021)

Es wird Wasser ohne Zusatz von Stützmitteln oder weiterer Additive injiziert („Wasser-Stimulation"). Die auf den Rissflächen wirkende Scherspannung führt infolge der Wasserinjektion zu einer Versatzbewegung der Rissflächen. Die raue Beschaffenheit der Rissflächen wiederum bewirkt, dass diese nach Ablassen des Injektionsdrucks nicht mehr exakt aufeinander passen (*Self-Propping*-Effekt). Dadurch wird neuer Hohlraum geschaffen und der Fließwiderstand ohne Verwendung von Stützmitteln nachhaltig verringert. Nach Beendigung der Stimulationsmaßnahme und nach der Druckentlastung verbleiben permeable Rissflächen, die zu einer signifikanten Erhöhung der erzielbaren Förderrate führen können (Abb. 8). Die geschaffenen Rissflächen dienen gleichzeitig als unterirdische Wärmeübertrager und als hydraulische Verbindung zwischen Injektions- und Produktionsbohrung.

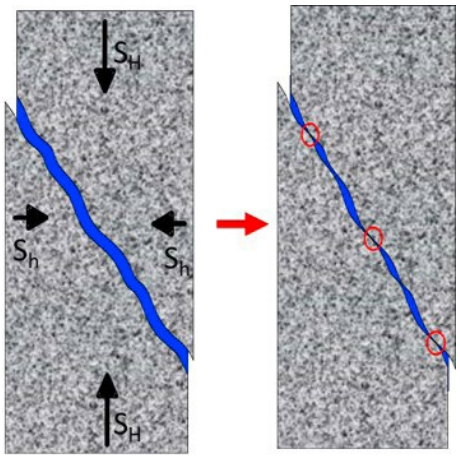

Abbildung 8: Öffnung und Scherung eines Risses durch Wasserinjektion (links). Nach Druckentlastung verbleibt ein hydraulisch durchlässiger Riss infolge des Scherversatzes und der Rauigkeit des Risses (rechts). (Quelle: Torsten Tischner (BGR))

Das Konzept der Scherstimulation beziehungsweise der Risserzeugung wurde in mehreren großen EGS-Projekten untersucht und getestet: Fenton Hill, Urach 3, Rosemanowes, Hijiori, Soultz, Habanero, Basel (Brown et al., 2012; Parker, 1999; Kuriyagawa & Tenma, 1999; Tischner et al., 2007; Häring et al., 2008; Hogarth & Holl, 2017; Stober, 2011). Unter unterschiedlichen geologischen Bedingungen konnten vielfach nachhaltig permeable Risse im kristallinen Gestein erzeugt werden (Jung, 2013).

Es waren andere Gründe, die dazu führten, dass die ursprünglichen Projektziele oft nicht erreicht wurden, z. B. wirtschaftliche Rahmenbedingungen, induzierte Seismizität, Orientierung der Risse und ungeeignete hydraulische Verbindung der Bohrungen. In der Bohrung Urach 3 reagierten die geweiteten Klüfte auf die Druckbeanspruchung elastisch. Das Einbringen von Stützmitteln war nicht erfolgreich, bzw. scheiterte teilweise (Stober, 2011).

3.3.2 Hydraulische Risserzeugung

Bei der hydraulischen Risserzeugung wird gezielt ein hoher Injektionsdruck eingesetzt, der die minimale Hauptspannung des Gebirges (σ_3) überschreitet. Unter diesen Bedingungen entstehen kontrollierte Risse, die sich vom Bohrloch aus in das umgebende Gestein ausbreiten. Die entstehenden Risse orientieren sich dabei bevorzugt senkrecht zur minimalen Hauptspannung und breiten sich somit kontrolliert entlang der maximalen Hauptspannung (σ_1) aus (Abb. 9) (Loewer et al., 2021).

Bei solchen zugbruchdominierten Rissbildungen oder Rissweitungen können sich nach der Druckentlastung die Rissflächen infolge der Gebirgsspannungen wieder schließen und dadurch ihre hydraulische Leitfähigkeit verlieren, insbesondere, wenn es nicht zu einer Scherbewegung kommt. Dieses Verhalten ist in verschiedenen Gesteinsarten (u. a. sedimentäre, metasedimentäre, metamorphe) bekannt. Um eine dauerhafte Offenhaltung der erzeugten Risse und damit eine ausreichende Durchlässigkeit zu gewährleisten, werden daher aus Umweltgesichtspunkten unbedenkliche Stützmittel (*proppants*), beispielsweise unbehandelter Sand, zusammen mit dem Injektionsfluid in die Risse eingebracht. Die Rissflächen stützen sich nach dem Druckabbau auf diesen Partikeln ab, so dass ein hydraulisch leitfähiger Fließweg erhalten bleibt (UBA, 2015).

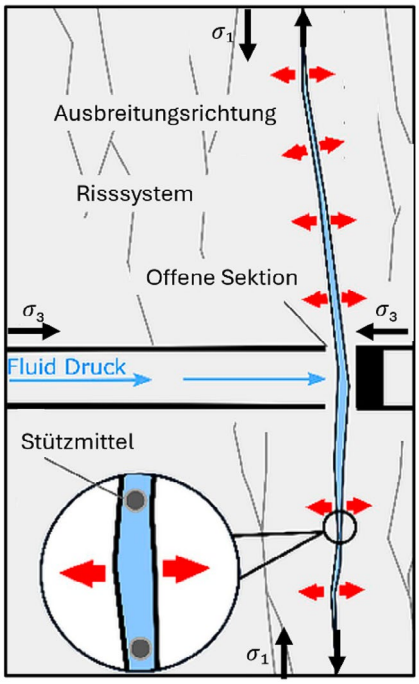

Abbildung 9: Schematische Darstellung hydraulischer Risserzeugung (Quelle: Loewer et al. 2021)

Zum Einbringen der Stützmittel und deren Verteilung auf kleinste Risse werden technologisch komplexe Stimulationsfluide benötigt.

Für Anwendungen in Deutschland wurden Stimulationsfluide entwickelt, die sowohl den hohen geothermischen Temperaturen standhalten als auch die geltenden hohen Umwelt- und Sicherheitsanforderungen erfüllen. Die Fluidgemische bestehen hierbei überwiegend aus Wasser sowie zu 0,2 – 3 % aus uneingeschränkt genehmigten Additiven (Zusatzstoffen) (Loewer et al., 2021). Im Anhang sind in Tabelle 3 exemplarisch die Zusatzstoffe eines Stimulationsfluids und in Tabelle 4 verwendete Stützmittel mit ihren Eigenschaften aufgelistet. Diese Fluide wurden bereits in deutschen Geothermieprojekten genehmigt und eingesetzt (Kap 5.2) (Backers et al., 2023).

Die ursprüngliche Idee der Stimulation einer kompletten Bohrung oder eines größeren Bohrlochabschnittes (massive Stimulation) zum Beispiel in Basel wurde in den letzten Jahren durch eine abschnittsweise Stimulation (*stages)* ersetzt. Dies hat verschiedene Gründe und Vorteile. Die abschnittsweise Stimulation ist heute auch in der Schiefergasindustrie üblich und dort ausreichend erprobt.

In EGS-Projekten mit mehrstufiger hydraulischer Stimulation (Abb. 6 c) wird zunehmend das sogenannte „*Plug-and-Perf*"-Verfahren eingesetzt. Dabei wird das Injektionsbohrloch zunächst vollständig verrohrt und zwischen der Verrohrung und dem Gebirge zementiert, anschließend werden gezielt Perforationen gesetzt, über die einzelne Abschnitte nacheinander stimuliert werden. Durch die abschnittsweise Vorgehensweise können Lage, Ausdehnung und Verteilung der erzeugten Risse bzw. Risscluster gezielt gesteuert und ein räumlich möglichst gleichmäßig durchströmbares Reservoir erzeugt werden (Horne et al., 2025). Durch die mehrstufige Vorgehensweise kann die Seismizität sehr niedrig und meist unterhalb der Spürbarkeitsgrenze (Magnituden M ≤ 2,0) gehalten werden (Abschnitt 6.7). Darüber hinaus kann die Erzeugung hydraulischer Kurzschlüsse vermieden werden. Nach erfolgter Stimulation wird die Förderbohrung parallel zur horizontal abgelenkten Injektionsbohrung durch die stimulierten Bereiche geführt, so dass beide Horizontalbohrungen über das erzeugte Risssystem hydraulisch miteinander verbunden sind. Der Abstand zwischen den Bohrungen beträgt dabei häufig mehrere hundert Meter. Ein zu geringer Abstand würde dazu führen, dass das injizierte Wasser die Produktionsbohrung erreicht, bevor im Reservoir ausreichend Wärme aufgenommen werden kann, was die langfristige thermische Leistungsfähigkeit des Systems deutlich reduziert.

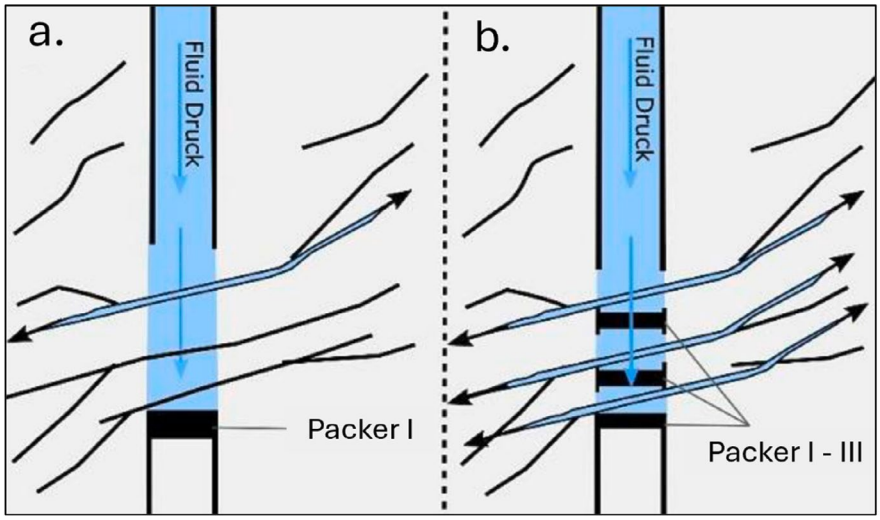

Abbildung 10:
a. - Darstellung einer langen offenen Bohrlochsektion mit durchquerenden Klüften
b. - Darstellung getrennter offener Sektionen zur gezielten hydraulischen Stimulation
(Quelle: Loewer et al., 2021)

Alternativ zum „*Plug-and-Perf*"-Verfahren kann die hydraulische Risserzeugung auch mehrstufig in unverrohrten Bohrlochabschnitten (*Open-Hole*) erfolgen. Hierbei werden einzelne Stimulationsabschnitte durch mechanische Packersysteme (z. B. *Sliding Sleeves*) voneinander hydraulisch isoliert, so dass definierte Bereiche des Reservoirs gezielt stimuliert werden und, falls erforderlich, Klüfte verfüllt werden können. Moderne *Open Hole Packer* lassen sich in der Regel kontrolliert setzen sowie teilweise auch wieder lösen oder umpositionieren, wodurch eine flexible Anpassung der Stimulationsstrategie während der Arbeiten möglich ist. Voraussetzung für diese Methode ist eine ausreichende Maßhaltigkeit und Stabilität des Bohrlochs, da die Dichtigkeit der Packer stark von der Bohrlochgeometrie abhängt. Durch geophysikalische Logging-Messungen werden daher geeignete Stimulationszonen identifiziert und die optimalen Positionen für die Packer festgelegt. *Open-Hole*-Konzepte können gegenüber zementierten Komplettierungen Vorteile hinsichtlich des direkteren hydraulischen Kontakts zum Reservoir bieten, stellen jedoch höhere Anforderungen an die Bohrlochqualität und die operative Durchführung (Backers et al., 2023).

Im Vergleich zur mehrstufigen Stimulation neigen hydraulische Stimulationen in langen offenen, unverrohrten Bohrlochabschnitten (*Open-Hole*) dazu, sich auf wenige hydraulisch dominante, günstig orientierte und kritisch gespannte Klüfte zu konzentrieren. Numerische Studien zeigen, dass in solchen Konfigurationen nicht alle das Bohrloch antreffenden Klüfte gleichmäßig erweitert werden, sondern sich die Injektion selektiv entlang einzelner dominanter Klüfte ausbreitet (Abb. 10a) (Gischig & Preisig, 2015). Dadurch entstehen häufig flächige Wärmeübertrager mit zweidimensionaler Geometrie anstatt eines räumlich ausgedehnten dreidimensionalen Reservoirs. Mehrstufige, kontrollierte Stimulationen mit voneinander abgetrennten Segmenten ermöglichen hingegen eine definierte Risserzeugung, wodurch ein homogeneres und volumetrisch ausgedehnteres Risssystem mit größerer Wärmeaustauschfläche entsteht (Abb. 10b) (Loewer et al., 2021).

Nach Abschluss hydraulischer Stimulationsmaßnahmen sowie im Rahmen anschließender hydraulischer Tests wird die Bohrung in der Regel gezielt freigefördert. Dabei werden Teile der während der Stimulation injizierten Fluide sowie Formationswässer an die Oberfläche zurückgeführt (*Flowback*). Darüber hinaus können auch Feststoffe anfallen, beispielsweise nicht im Risssystem verbleibende Stützmittel (*Proppants*), mobilisierte mineralische Partikel aus dem Reservoir oder Reaktionsprodukte aus chemischen Stimulationsmaßnahmen. Dieser Schritt dient dazu, das Bohrloch von eingebrachten Fluiden und Feststoffen zu reinigen und gleichzeitig hydraulische Eigenschaften des Reservoirs zu überprüfen. Die rückgeförderten Fluide und Feststoffe werden zunächst an der Oberfläche gesammelt und in dafür vorgesehenen Speicher- oder Auffangbecken zwischengelagert. Die hierbei anfallenden Fluidvolumina können je nach Stimulationskonzept und Testprogramm erheblich variieren. Während beim Freifördern einer Bohrung häufig Mengen im Bereich von einigen hundert Kubikmetern auftreten, können im Rahmen umfangreicher hydraulischer Tests auch mehrere tausend bis zehntausende Kubikmeter Flüssigkeit anfallen.

Der weitere Umgang mit diesen Fluiden erfolgt in Abhängigkeit von ihrer chemischen Zusammensetzung sowie den jeweils genehmigten Entsorgungs- oder Verwertungswegen. Auch Recycling ist heute eine übliche Option. In einigen Geothermieprojekten, beispielsweise im Oberrheingraben (Landau, Insheim), wurden rückgeförderte Fluide nach entsprechender Behandlung wieder in geeignete Reservoirformationen reinjiziert. In anderen Regionen, etwa im Norddeutschen Becken, erfolgte die Entsorgung teilweise über zugelassene Entsorgungsunternehmen oder durch Reinjektion in geologische Formationen, die deutlich unterhalb von für die Trinkwassergewinnung genutzten Grundwasserhorizonten liegen. Unabhängig vom gewählten Entsorgungsweg erfolgt der Umgang mit den rückgeförderten Fluiden und Feststoffen grundsätzlich im Rahmen der jeweiligen berg-, wasser- und umweltrechtlichen Genehmigungen (Kap. 8) und unterliegt einer strengen Kontrolle der zuständigen Behörden (UBA, 2015).

4. Abgrenzung von Stimulationsmaßnahmen in der Erdöl- und Erdgasförderung gegenüber geothermischen Anwendungen

In Deutschland wurden, insbesondere in Niedersachsen, die meisten Stumulationsoperationen zur **Förderung von Erdöl und Erdgas** aus gering permeablen Lagerstätten durchgeführt. Zwischen 1961 und 2011 wurden dort rund 320 hydraulische Stimulationen in etwa 150 Bohrungen ausgeführt (siehe Liste der Stimulationen in Niedersachsen), überwiegend in Tight-Gas-Reservoiren (dichte Sandsteine und Karbonatgesteine) in Tiefen von mehr als 3.000 m. Weltweit gesehen ist dies eine sehr kleine Zahl. In der globalen Schiefergasproduktion fanden bis heute weit mehr als eine Million Stimulationsoperationen statt. Es liegt also ein sehr großer Erfahrungsschatz vor, der von der Geothermie bei der Weiterentwicklung von EGS genutzt werden kann.

Mit der Weiterentwicklung der **Tiefengeothermie**, insbesondere im Bereich der *Enhanced Geothermal Systems* (EGS), werden heute zunehmend Stimulationsmethoden eingesetzt, die teilweise auf Technologien aus der Erdöl- und Erdgasförderung zurückgehen. Bei manchen Stimulationskonzepten wird auf Stützmittel und die dafür erforderlichen chemischen Zusätze verzichtet. Dazu zählen insbesondere mehrstufige hydraulische Stimulationen entlang von Horizontalbohrungen, mit denen gezielt Rissnetzwerke im Reservoir erzeugt werden können und somit ein dauerhaft von Thermalwasser durchströmbares Volumen geschaffen wird. Trotz dieser technologischen Annäherung bestehen weiterhin grundlegende Unterschiede zwischen beiden Anwendungsfeldern. Während hydraulische Stimulationen in der Erdöl- und Erdgasförderung primär der Verbesserung des Zuflusses von Kohlenwasserstoffen zur Produktionsbohrung hin dienen, zielen geothermische hydraulische Stimulationen, insbesondere EGS, darauf ab, einen dauerhaft durchströmbaren untertägigen Wärmeübertrager zu erzeugen, der über mehrere Jahrzehnte betrieben werden kann. Daraus ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die Zielhorizonte, die Stimulationsmechanismen, die verwendeten Fluidsysteme sowie an die langfristige Stabilität der erzeugten Reservoirstrukturen.

In den folgenden Abschnitten werden diese Unterschiede systematisch beschrieben und die Verfahren der Tiefengeothermie, insbesondere im Kontext moderner EGS-Technologien, den entsprechenden Anwendungen in der Erdöl- und Erdgasförderung gegenübergestellt.

4.1 Zielsetzung der Stimulation

Der zentrale Unterschied zwischen hydraulischen Stimulationsmaßnahmen in der Erdöl- und Erdgasförderung und in der Geothermie liegt in der Zielsetzung der Maßnahme. In der Erdöl- und Erdgasförderung dienen hydraulische Stimulationsmaßnahmen primär dazu, durch hydraulisch erzeugte Risse die Zuflussbedingungen von Kohlenwasserstoffen (Erdöl, Erdgas) aus dichten Gesteinen zur Produktionsbohrung hin zu verbessern und damit die wirtschaftlich gewinnbaren Fördermengen zu erhöhen. In sogenannten Tight-Gas-Reservoiren (dichte Sandsteine und Karbonatgesteine) und in Schiefergasreservoiren (Tongesteine) ist die hydraulische Risserzeugung dabei vielfach sogar Grundvoraussetzung, um Kohlenwasserstoffe überhaupt fördern zu können (Wenzelides et al., 2015).

In der Tiefengeothermie steht die Verbesserung der Anbindung der Bohrungen ans Reservoir bzw. im Fall von EGS die Herstellung eines langfristig hydraulisch wirksamen und thermisch nutzbaren Systems im Untergrund. Die Stimulation dient dazu, ein ausreichend großes und durchströmbares Reservoirvolumen zu erzeugen oder zu aktivieren, in dem ein Wärmeträgerfluid von einer Injektionsbohrung hin zur Förderbohrung fließt, um Wärme aus dem Gestein aufzunehmen. Entscheidend ist die Herstellung einer dauerhaft funktionsfähigen Zirkulation zwischen Injektions- und Förderbohrung mit ausreichender hydraulischer Durchlässigkeit, großer Wärmeaustauschfläche und möglichst geringem Risiko eines thermischen oder hydraulischen Kurzschlusses (Bracke & Huenges, 2022).

4.2 Geologische Zielhorizonte

Ein weiterer grundlegender Unterschied zwischen hydraulischen Stimulationsmaßnahmen in der Erdöl- und Erdgasförderung und in der Tiefengeothermie ergibt sich aus den geologischen Zielhorizonten.

In der Erdöl- und Erdgasförderung werden hydraulische Stimulationsmaßnahmen überwiegend in sedimentären Reservoirgesteinen durchgeführt, insbesondere in Sandsteinen, Karbonatgesteinen oder Tonsteinen. Diese Gesteine besitzen in der Regel Porenraum-Anteile, in denen sich Kohlenwasserstoffe angesammelt haben. In Lagerstätten mit geringer Permeabilität, wie etwa Tight-Gasreservoiren (dichte Sandsteine) oder Schiefergasreservoiren (Tongesteine), reicht die natürliche Durchlässigkeit des Gesteins nicht aus, um wirtschaftliche Förderraten zu erzielen. Die in der Regel mehrstufige hydraulische Risserzeugung dient dazu, zusätzliche durchlässige Fließwege zu erzeugen, die den Zustrom von Kohlenwasserstoffen aus den Gesteinen zur Bohrung erst ermöglichen. Durch den Einsatz von Stützmitteln werden die Fließwege offengehalten (Wenzelides et al., 2015), da in diesen Gesteinsarten die Gesteinshärte für ein *self-propping* in der Regel nicht ausreicht.

In der Tiefengeothermie werden hydraulische Stimulationsmaßnahmen sowohl in sedimentären als auch in kristallinen Gesteinen durchgeführt. *Enhanced Geothermal Systems* (EGS) zielen häufig auf kristalline oder metamorphe Gesteine wie Granite oder Gneise ab. Diese besitzen in der Regel eine sehr geringe Porosität, so dass ihre hydraulische Durchlässigkeit überwiegend durch natürliche Klüfte oder andere Bruchstrukturen bestimmt wird. Die hydraulische Stimulation in Deutschland wird mit Wasser und ohne den Einsatz von Stützmitteln und Additiven durchgeführt und dient in diesen Gesteinen dazu, die vorhandenen Klüfte durch Scherbewegungen hydraulisch zu versetzen, so dass die rauen Kontaktoberflächen sich nach der Druckentlastung nicht vollständig schließen und eine dauerhafte Öffnung bestehen bleibt (*self-propping*) und hierdurch eine ausreichende hydraulische Verbindung zwischen Injektions- und Produktionsbohrung hergestellt wird. Die neuesten technologischen Entwicklungen im Bereich EGS in den USA zielen auf den Einsatz mehrstufiger hydraulischer Stimulationen in meist mehreren Horizontalbohrungen ab. Dabei werden künstliche Risse gezielt erzeugt, um die parallel verlaufenden Injektions- und Produktionsbohrungen hydraulisch miteinander zu verbinden und so einen untertägigen Wärmeübertrager für die Energieproduktion herzustellen. Erstmals wurde die Technologie kommerziell im Jahr 2023 im Rahmen des *Project Red* von Fervo Energy

erfolgreich demonstriert. Dort wurde eine mehrstufige *Plug-and-Perf*-Stimulationsbehandlung mit Stützmitteln in Horizontalbohrungen erfolgreich durchgeführt. Das Reservoir besteht aus einer Mischung metasedimentärer und magmatischer Formationen darunter Phyllit, Quarzit, Diorit und Granodiorit ohne ausgeprägte vorhandene Kluftstrukturen. Um die Durchlässigkeit des Gesteins zu erhöhen, wurden sowohl in den Injektions- als auch in den Produktionsbohrungen mehrstufige Stimulationsbehandlungen durchgeführt. In einem 37-tägigen Produktionstest im April und Mai 2023 wurde die hydraulische Verbindung zwischen den Bohrlöchern mit Durchflussraten von bis zu 63 kg/s bei Temperaturen von bis zu 170 °C demonstriert, was einer Spitzenleistung von rund 3,5 MW entspricht (Norbeck & Latimer, 2023).

Die weitere Entwicklung dieses Konzepts wurde im Rahmen des Project Cape fortgesetzt, bei dem die Stimulationen in einer granitischen Formation durchgeführt wurden. Bis Juni 2025 hatte Fervo Energy eine etwa 3.000 m TVD tiefe vertikale Beobachtungsbohrung sowie 21 tiefen Horizontalbohrungen im Granit mit Längen von jeweils rund 4.000 m MD erfolgreich abgeteuft. Die Bohrungen erreichen Tiefen von etwa 2.600 m TVD bei Reservoirtemperaturen von etwa 190 – 210 °C (Hardick, 2025). Im Zuge eines weiteren Testprogramms konnten im August und September 2024 über einen Zeitraum von 30 Tagen maximale Durchflussraten von 107 kg/s demonstriert werden. Diese Ergebnisse stellen einen bedeutenden technologischen Fortschritt dar und zeigen, dass durch mehrstufige Stimulationen in Horizontalbohrungen künftig elektrische Leistungen von über 10 MW aus EGS-Reservoiren erreichbar sein können. Gleichzeitig verdeutlichen die bisherigen Ergebnisse die erfolgreiche Anwendbarkeit der hydraulischen Stimulationen in unterschiedlichen geologischen Zielhorizonten (Fervo Energy, 2024).

4.3 Stimulationsfluide und Stützmittel

Ein zentraler Unterschied zwischen hydraulischen Stimulationsmaßnahmen in der Erdöl- und Erdgasförderung und in der Tiefengeothermie betrifft die eingesetzten Stimulationsfluide sowie die Rolle von Stützmitteln.

In der Erdöl- und Erdgasförderung werden hydraulische Stimulationsmaßnahmen insbesondere in gering permeablen Reservoirgesteinen durchgeführt, wie beispielsweise in Tight-Gas-Lagerstätten (Sandstein- oder Karbonatgesteine) sowie in Schiefergaslagerstätten (Tongestein). Ziel der Stimulationen ist es, künstliche Risse zu erzeugen, über die Kohlenwasserstoffe aus den gering permeablen Porenräumen der Gesteine zur Produktionsbohrung zuströmen können. Damit sich diese künstlich erzeugten Risse nach Beendigung der Injektion nicht wieder vollständig schließen, werden bei diesen Stimulationsmaßnahmen in der Regel Stützmittel (*Proppants*) eingesetzt. Die Stützmittel werden mit Stimulationsfluiden in die Risse eingebracht und verbleiben dort nach der Druckentlastung. Typische Stützmittel sind Quarzsand, keramische Partikel oder Bauxit. Sie halten die erzeugten Risse offen und gewährleisten so eine dauerhaft erhöhte hydraulische Durchlässigkeit zwischen Reservoir und Bohrung. Die in der Erdöl- und Erdgasförderung verwendeten Stimulationsfluide enthalten daher zusätzlich neben Wasser verschiedene Additive, die das Wasser andicken, so dass die Stützmittel transportiert werden können. Die Additive führen zur Erhöhung der Fluidviskosität, zur Reduzierung von Reibungsverlusten oder zur Stabilisierung der Fluidstruktur während der Injektion (Wenzelides et al., 2015).

Bei EGS-Projekten in kristallinen Gesteinen, beispielsweise in Graniten oder Gneisen, werden hydraulische Stimulationsmaßnahmen in den meisten Fällen ausschließlich mit Wasser durchgeführt. Ziel ist hier nicht die Erzeugung von künstlichen Rissen, die mit Stützmitteln offengehalten werden, sondern die Reaktivierung bereits vorhandener Kluftsysteme, die infolge von Wasserinjektion Scherbewegungen entlang dieser natürlichen Klüfte auslösen. Aufgrund der natürlichen Rauigkeit der Kluftoberflächen kommt es nach der Druckentlastung nicht zu einer vollständigen Rückbewegung in die ursprüngliche Lage, so dass eine Restöffnung der Klüfte erhalten bleibt. Durch diese sogenannten Selbststützungseffekte der Kluftoberflächen kann auf den Einsatz von Stützmitteln verzichtet werden.

Die in Deutschland bei Tiefengeothermieprojekten eingesetzten Stimulationsfluide wurden in einer Studie des Umweltbundesamtes detailliert untersucht (UBA, 2015). Die Auswertung von mehr als 30 hydraulischen Stimulationsmaßnahmen in Deutschland und angrenzenden Regionen zeigt, dass rund zwei Drittel der Maßnahmen ausschließlich mit Wasser und ohne Zusatzstoffe durchgeführt wurden. Bei etwa einem Drittel der Stimulationen kamen hingegen Additive zum Einsatz, insbesondere an einigen balneologischen Standorten mit geringen Injektionsvolumina sowie im Rahmen eines Forschungsprojekts zur Erschließung sedimentärer Reservoirgesteine am Standort Groß Schönebeck (Legarth, 2003). Insgesamt wurden im Zeitraum von 1990 bis 2015 fünf verschiedene Fluidgemische in der Tiefengeothermie eingesetzt, darunter vier Gelfluide und ein *Slickwater*-Fluid. Die Analyse der verwendeten Additive zeigt, dass die eingesetzten Stoffe als nicht oder nur schwach wassergefährdend eingestuft werden. Seitdem wurden wie in Abschnitt 3.3.2 beschrieben und in Anhang aufgelistet, Stimulationsfluide speziell für die in Deutschland geltenden hohen Umwelt- und Sicherheitsanforderungen entwickelt (Backers et al., 2023).

Neuere Entwicklungen zeigen, dass mehrstufige Stimulationskonzepte unter Einsatz von Stützmitteln zunehmend auch in unterschiedlichen geologischen Formationen angewendet werden. Während in kristallinen Reservoirgesteinen häufig auf natürliche Kluftsysteme und Selbststützungseffekte gesetzt wird, können in sedimentären geothermischen Reservoiren gezielt künstliche Risse erzeugt und durch den Einsatz von Stützmitteln dauerhaft offengehalten werden. In solchen Fällen werden in der Regel quarzhaltige Sande als Stützmittel sowie genehmigte und umweltverträgliche Additive eingesetzt, um die hydraulische Durchlässigkeit der erzeugten Risse langfristig zu sichern (Horne et al., 2025).

4.4 Betriebsunterschiede

Ein weiterer wesentlicher Unterschied zwischen der Erdöl- und Erdgasförderung und der Tiefengeothermie ergibt sich aus den unterschiedlichen Anforderungen an den Betrieb der Anlagen.

In der Erdöl- und Erdgasförderung ist die Förderung grundsätzlich auf die Entnahme der im Reservoir vorhandenen Kohlenwasserstoffe begrenzt, so dass eine Lagerstätte nach einer bestimmten Zeit ausgefördert ist. Mit fortschreitender Förderung nimmt der Lagerstättendruck oft ab, was zu einem Rückgang der Produktionsraten führen kann. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, können verschiedene Maßnahmen zur Produktionsoptimierung eingesetzt werden, welche die Förderrate stabilisieren und die Ausbeute der Lagerstätte verlängern (Childers et al., 2017).

Geothermieanlagen sind dagegen auf einen langfristigen Zirkulationsbetrieb ausgelegt. Geothermieprojekte werden typischerweise für Betriebszeiten von etwa 30 bis 50 Jahren konzipiert und häufig über noch längere Zeiträume betrieben. Daraus ergeben sich deutlich höhere Anforderungen an die Leistungsfähigkeit und Langzeitstabilität der erschlossenen Reservoirstrukturen. Ziel der Stimulationsmaßnahmen bei EGS-Projekten ist daher nicht nur eine kurzfristige Erhöhung der hydraulischen Durchlässigkeit, sondern die Schaffung eines dauerhaft stabilen untertägigen Wärmeübertragers, der über Jahrzehnte hinweg teilweise unter sehr hohen Temperaturen (> 100 °C) einen kontinuierlichen Zirkulationsbetrieb zwischen Injektions- und Produktionsbohrung ermöglicht.

Besondere Bedeutung kommt dabei der langfristigen Stabilität der erzeugten Fließwege sowie der Vermeidung eines vorzeitigen thermischen Durchbruchs zwischen Injektions- und Produktionsbohrung zu. Wenn künstlich erzeugte Risse durch Stützmittel offengehalten werden, müssen diese Materialien daher über lange Zeiträume unter hohen Temperaturen sowie unter geochemischen Bedingungen stabil bleiben. Aus diesem Grund werden für geothermische Anwendungen bevorzugt hochfeste keramische Stützmittel also Quarzsand oder gesintertes Bauxit eingesetzt, die eine hohe thermische Stabilität, mechanische Festigkeit und langfristige Bruchleitfähigkeit aufweisen (K-C et al., 2024).

5. Internationale Entwicklungen von Stimulationsverfahren und Erfahrungen in Deutschland

In Abschnitt 5.1 werden ausgewählte internationale Geothermieprojekte vorgestellt, welche die wesentlichen Entwicklungen und aktuelle Trends bei Stimulationsverfahren beschreiben. Abschnitt 5.2 gibt anschließend einen Überblick über die in Deutschland durchgeführten Stimulationsmaßnahmen in geothermischen Reservoiren.

5.1 Auswahl internationaler Projekte

➤ **Rittershoffen**

Das EGS-Geothermieprojekt Rittershoffen im nördlichen Elsass basiert auf einer Dublette, mit Förderung aus dem Buntsandstein und stark verwittertem und geklüfteten Granit und Anschluss an eine Störungszone. Das Projekt ist aufgrund der Nutzung von zwei miteinander verbundenen thermalen Grundwasserleitern und der gut durchlässigen Störungszone eine Besonderheit. Die Anlage wurde in erster Linie für die direkte Wärmenutzung konzipiert und erzeugt eine thermische Leistung von 25 MW_{th} bei einer Fördermenge von 70 – 75 kg/s mit einer Temperatur von 170 °C. Seit 2016 versorgt die Anlage den 15 km entfernten Industriestandort Roquette in Beinheim zur Stärkeherstellung mit geothermischer Prozesswärme für die Dampferzeugung und Trocknung (Stober & Bucher, 2025).

Das Projekt zeigt, dass die kombinierten thermisch-chemisch-hydraulischen Stimulationsmaßnahmen die Injektivität der Bohrlöcher erheblich verbessern konnten (um den Faktor 4) (Maurer et al., 2020). Die Reservoirbehandlung erfolgte im unverrohrten Reservoirabschnitt (*Open-Hole*). Die chemische Stimulation wurde abschnittsweise unter Einsatz von Packern durchgeführt, bevor die anschließende hydraulische Stimulation in insgesamt acht stufenförmigen Injektionsphasen bis zu einer maximalen Injektionsrate von 80 kg/s umgesetzt wurde. Während der Druckabbauphase wurde die Injektionsrate ebenfalls schrittweise reduziert. Hydraulische Untersuchungen zeigten zudem, dass die Stimulationsmaßnahmen vor allem zu einer Vergrößerung der Kluftöffnungsweiten in Bohrlochnähe führten und nicht zur Neubildung von Rissen. Die Verbesserung der hydraulischen Eigenschaften beruhte damit im Wesentlichen auf der Reaktivierung und Aufweitung bereits vorhandener Kluftstrukturen.

Obwohl während der Bohrungen und der Stimulation der Bohrlöcher mehr als 3.000 kleine mikroseismische Ereignisse registriert wurden, blieb die maximal ausgelöste Seismizität in der Regel im Magnituden-Bereich von ML = 1,5 bis 1,6. Anhaltewerte der DIN 4150-3 für die Schwinggeschwindigkeiten wurden nicht erreicht und Gegenmaßnahmen waren somit auch nicht erforderlich. Am 4. Dezember 2025 jedoch wurde ein seismisches Ereignis der Magnitude 2,5 registriert. Hier bewährten sich die eingerichteten Sicherheitsmechanismen, was zu einer kurzzeitigen Unterbrechung oder einer Leistungsdrosselung führte. Derartige betriebliche Anpassungen dauern in der Regel nur wenige Stunden bis Tage an, bis die behördlichen Auflagen erfüllt sind und der übliche Betrieb fortgesetzt wird.

➤ **ESPOO**

Das Projekt in Espoo, das 2018 auf dem Campus der Aalto-Universität in Otaniemi westlich von Helsinki (Finnland) durchgeführt wurde, verfolgte das Ziel, ein geothermisches Fernwärmesystem zu errichten und zugleich die induzierte Seismizität im Zusammenhang mit der hydraulischen Stimulation kristalliner Gesteine zu untersuchen. Hierzu wurde ein Bohrloch bis in eine Tiefe von 6.100 m in kristallines Gestein (Gneise und Granite) abgeteuft. Die Temperatur im Bohrlochtiefsten betrug ca. 130 °C (Kukkonen et al., 2023). Die induzierte Seismizität wurde durch ein engmaschiges Überwachungsnetz mit mehr als 100 permanenten und temporären seismischen Stationen im weiteren Umfeld erfasst, das in Zusammenarbeit mit dem Institut für Seismologie der Universität Helsinki betrieben wurde. Das Projekt leistete einen wichtigen Beitrag zur

Weiterentwicklung der seismischen Überwachung sowie zum Verständnis sicherer Reservoirstimulationen. Obwohl eine dauerhafte Inbetriebnahme als funktionsfähiges EGS-Projekt nicht erreicht werden konnte, ist Espoo ein wesentliches Lernbeispiel hinsichtlich der Druckabhängigkeit und der Auslegung zukünftiger EGS-Projekte. Das Reservoir zeigte zu Beginn der Stimulationsmaßnahmen eine ausreichende hydraulische Durchlässigkeit, diese erwies sich jedoch als stark druckabhängig und ging nach der Druckentlastung wieder deutlich zurück. Als wesentliche Einflussfaktoren gelten die räumlich inhomogene Verteilung der hydraulischen Leitfähigkeit sowie der Einfluss bereits vorhandener Bruchstrukturen und lithologischer Variationen. Damit konnte die durch die Stimulation zunächst erzielte Verbesserung der hydraulischen Eigenschaften nicht in einen dauerhaft stabilen Betriebszustand überführt werden (Hillers et al., 2020). In Espoo wurden aber wichtige Erkenntnisse für weitere Projekte gewonnen.

➤ FORGE

Im Jahr 2018 wurde in Milford Valley im Süden von Utah das Feldlabor *Frontier Observatory for Research in Geothermal Energy* **(FORGE)** eingerichtet, das aktiv neue Technologien für *Enhanced Geothermal Systems* (EGS) entwickelt und testet. Das Projekt fokussiert sich auf die Optimierung von Bohr-, Stimulations-, Injektions- und Produktions- sowie Untergrundbildgebungstechnologien, die für die Herstellung eines nachhaltigen Flüssigkeitsflusses und einer nachhaltigen Energieübertragung aus einem EGS-Reservoir entscheidend sind (FORGE, 2026). Der für die EGS-Entwicklung vorgesehene Bereich umfasst ein granitoides, nicht geklüftetes Reservoir, das von einer mächtigen alluvialen Schicht bedeckt ist, die sich über 900 – 1.500 m in einer Tiefe von 2.000 – 2.900 m erstreckt und eine maximale Bohrlochtemperatur von 225 °C aufweist. Im Jahr 2022 wurde die erste abgelenkte Injektionsbohrung 16A abgeteuft, die 3.348 m MD (*measured depth*) und 2.609 m TVD (*true vertical depth*) erreichte. Es wurde eine dreistufige hydraulische Stimulation durchgeführt (McClure, 2025). Bis Mitte 2023 schloss FORGE die Bohrarbeiten für die zweite, nahezu horizontale Bohrung 16B mit ähnlicher Tiefe und Ablenkung ab. Nach der Bohrung wurden drei Stränge eines Glasfaserkabels in der Produktionsbohrung installiert, um die Überwachung und Charakterisierung des Standorts zu erleichtern. Interferenztests, die durch Pumpen in 16A und Beobachtung der Druck- und Flüssigkeitsreaktionen in 16B durchgeführt wurden, zeigten eine schwache Reservoir-Konnektivität, was auf eine geringe Injektivität hindeutet (FORGE, 2024).

Im Mai 2024 gab das FORGE-Projekt erfolgreiche Ergebnisse aus seinem ersten Paar stimulierter Horizontalbohrungen bekannt. Ein 9-stündiger Zirkulationstest mit Injektionsraten von bis zu 40 kg/s in der Bohrung 16A führte zu einer Fördermenge von 21 kg/s aus der Produktionsbohrung 16B. Der Test ergab außerdem eine Ausflusstemperatur von fast 139 °C. Der erweiterte Zirkulationstest, der im August 2024 abgeschlossen wurde, lieferte positive Hinweise auf das Langzeitverhalten des Reservoirs. Dies wurde durch die konstante Injektion von 27 kg/s erreicht, wobei die Temperaturen der geförderten Flüssigkeit bei etwa 180 °C blieben (FORGE, 2024). Darüber hinaus entwickelt FORGE Methoden zum optimierten Monitoring induzierter Seismizität, wobei Glasfaserkabel zur Verfolgung von Brüchen, Druck, Mikroseismizität und Temperatur in Verbindung mit Geophonen zur seismischen Detektion eingesetzt werden. Bei den jüngsten Tests ermöglichte eine Zusammenarbeit mit Geo-Energie Suisse die Integration von Daten aus Bohrlochinstrumenten. Darüber hinaus wurden lokale Daten, die von den Seismographenstationen der University of Utah überwacht wurden, mit Hilfe fortschrittlicher Algorithmen, darunter Modelle des maschinellen Lernens, verarbeitet, um die Überwachung und Analyse innerhalb des geothermischen Reservoirs zu verbessern (FORGE, 2025).

➤ Project Red

Das 2021 gestartete Projekt Red von Fervo Energy befindet sich in der Nähe einer bestehenden hydrothermalen Geothermieanlage im Norden Nevadas innerhalb des Blue Mountain-Projektgebiets. Es gilt als wegweisendes kommerzielles EGS-System, das horizontale Bohrungen und mehrstufige Stimulationstechniken in nicht geklüfteten Gesteinen nutzt. Im Rahmen des Projekts wurden eine vertikale Bohrung zur Erfassung und Überwachung der induzierten Seismizität sowie zwei horizontal abgelenkte Bohrungen in das Reservoir niedergebracht. Die Länge der horizontalen Abschnitte beträgt in etwa 1.000 m in einer Tiefe von 2.350 m TVD (Norbeck & Latimer, 2023). In der vertikalen Überwachungsbohrung ist ein permanen-

tes Glasfaser-Überwachungssystem (*Fiber-Optic*) und ein Messgerät zur Bewertung des Reservoirdrucks und der Temperatur installiert. Die Lithologie des Reservoirs umfasst metasedimentäre und magmatische Formationen (Phyllit, Quarzit, Diorit und Granodiorit) ohne Störungszonen. Um die Durchlässigkeit des Gesteins zu verbessern, wurde sowohl in der Injektions- als auch in der Produktionsbohrung eine mehrstufige *Plug-and-Perf*-Stimulationsbehandlung mit Stützmitteln durchgeführt (Norbeck & Latimer, 2023). Ein 37-tägiger *Crossflow*-Produktionstest im April und Mai 2023 bestätigte die hydraulische Verbindung zwischen den Bohrlöchern und erzielte Durchflussraten von bis zu 63 kg/s, Temperaturen von bis zu 170 °C und eine Spitzenleistung von umgerechnet 3,5 MW elektrischer Leistung (Norbeck & Latimer, 2023).

➤ **Project Cape**

Im Jahr 2023 startete Fervo Energy mit Cape Station in Beaver County, Utah, den Aufbau eines großskaligen kommerziellen EGS-Projekts in unmittelbarer Nähe zum FORGE-Standort und zum Blundell-Feld. Das Projekt baut gezielt auf den dort verfügbaren geologischen, geophysikalischen und betrieblichen Datensätzen auf und entwickelt zugleich die bei Project Red erprobten Konzepte der Horizontalbohrung und mehrstufigen Stimulationen weiter. Cape Station ist auf eine Gesamtkapazität von 500 MW_{el} ausgelegt; nach aktuellem Stand soll die erste Stromlieferung noch im Jahr 2026 erfolgen, mit einer Leistung von rund 100 MW_{el} bis Anfang 2027 und einer Skalierung auf 500 MW in der weiteren Ausbauphase (Fervo Energy, 2026).

Bei einem 30-tägigen Produktionstest im August und September 2024 wurden maximale Förderraten von 107 kg/s erreicht, was eine elektrischen Leistung von über 10 MW ergeben würde. Parallel dazu zeigen die veröffentlichten Bohrdaten deutliche Lernkurven in Bezug auf die Reduzierung der Bohrzeiten um bis zu 60 % (El-Sadi et al. 2024). Bis Juni 2025 wurden insgesamt 21 von 24 geplanten Horizontalbohrungen bis in eine Tiefe von ca. 2.600 m TVD mit Gesamtlängen von jeweils ca. 4.000 m sowie eine vertikale Monitoringbohrung bis in eine Tiefe von ca. 3.000 m gebohrt. Es wurden dabei Temperaturen von bis zu 190 – 210 °C erreicht (Hardick, 2025). Cape Station gilt damit als ein zentrales Beispiel für die gegenwärtige Skalierung von EGS von der Pilotanwendung hin zum kommerziellen Kraftwerksmaßstab.

5.2 Stimulationsmaßnahmen in geothermischen Reservoiren in Deutschland

Derzeit sind in Deutschland 45 tiefengeothermische Anlagen in Betrieb (Stand April 2026), die Wärme und in einzelnen Fällen auch Strom bereitstellen (BVG, 2026). In einingen dieser Anlagen wurden bei der Erschließung oder im Betrieb Stimulationsmaßnahmen eingesetzt, um eine ausreichende Permeabilität des Reservoirvolumens sicherzustellen. Die in Deutschland durchgeführten Stimulationsmaßnahmen unterscheiden sich je nach geologischem Standort deutlich. Während chemische und hydraulische Behandlungen grundsätzlich dazu dienen, Fließwege für die Zirkulation des Wärmeträgers zu erzeugen, zu erweitern oder bohrungsnahe Fließwiderstände zu reduzieren, variieren Art, Umfang und Zielsetzung der Maßnahmen in Abhängigkeit von Reservoirtyp, Permeabilität und geologischem Standort erheblich.

Im Süddeutschen Molassebecken stehen seit langem vor allem chemische Stimulationen im Vordergrund. In den Malm-Karbonaten gehören Säuerungen zu den Standardmaßnahmen der Bohrungs- und Reservoirentwicklung und werden bei nahezu jeder Geothermiebohrung durchgeführt. Entsprechend wurde fast jede Malm-Thermalbohrung mehrfach gesäuert. In einer UBA-Studie (2015) wurden für einen Zeitraum von 25 Jahren insgesamt 62 Säuerungen in 26 Malm-Thermalbohrungen dokumentiert. Der aktuelle Bayerische Geothermieatlas beschreibt die Säurestimulation ebenfalls als regelmäßig angewandtes Verfahren zur Verbesserung der hydraulischen Durchlässigkeit, insbesondere zur Beseitigung bohrlochnaher Fließwiderstände in klüftigen Karbonatgesteinen (StMWi, 2024).

Hydraulische Gesteinsbehandlungen wurden in Deutschland bislang vor allem im Rahmen von Forschungs-, Demonstrations- und einzelnen Pilotvorhaben durchgeführt (siehe Tab. 1). In der Studie „*Tiefe Geothermie* –

mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen" (UBA, 2015) des Umweltbundesamtes sind für den Betrachtungszeitraum von 1990 bis 2015 neun Standorte mit insgesamt 18 hydraulischen Gesteinsbehandlungen in Deutschland erfasst; zusätzlich wurden die grenznahen Referenzstandorte Basel und Soultz-sous-Forêts wegen ihrer geologischen und technischen Vergleichbarkeit mitberücksichtigt. Die dokumentierten Maßnahmen zeigen, dass sich hydraulische Stimulationen in Deutschland hinsichtlich Tiefe, Zielhorizont, Behandlungsdesign und Zielsetzung deutlich unterscheiden und stark vom jeweiligen geologischen *setting* abhängen. Grundsätzlich wird zwischen

- **reinen Wasserstimulationen ohne Einsatz von Stützmitteln und**
- **hydraulischen Behandlungen mit Stützmitteleinsatz**

unterschieden.

Reine Wasserstimulationen wurden vor allem dort eingesetzt, wo natürliche Störungen oder geklüftete, gering permeable Formationen hydraulisch angeschlossen bzw. reaktiviert werden sollten. Dazu zählen insbesondere die GeneSys-Projekte in Hannover und Horstberg, Bad Urach, Landau, Insheim sowie die Referenzprojekte in Basel und Soultz-sous-Forêts. Auch die Stimulationen am Kontinentalen Tiefbohrprogramm (KTB) in Windischeschenbach gehören in diese Kategorie. Zuletzt ist das rein wissenschaftliche GEOREAL-Projekt an der KTB zu nennen, bei dem im November 2023 insgesamt 600 m³ Frischwasser in die 4 km tiefe Vorbohrung injiziert wurden, um geklüftete metamorphe Gesteine im Bereich der SE2-Störungszone hydraulisch zu untersuchen. Der Versuch musste aufgrund technischer Probleme bei der Packerinstallation und einer Leckage in der Zementation vorzeitig beendet werden; mikroseismische Ereignisse wurden nicht detektiert. Die Auswertung zeigt zugleich, dass sich die hydraulischen Parameter der SE2-Störungszone gegenüber früheren Experimenten von 2004/2005 nicht wesentlich verändert haben (Boese et al., 2025).

Hydraulische Behandlungen mit Stützmitteleinsatz wurden demgegenüber vor allem dort durchgeführt, wo der bohrungsnahe Anschluss an durchlässige Sandstein- oder Kluftzonen verbessert und die geschaffenen Fließwege dauerhaft offengehalten werden sollten. Hierzu zählen die kleinvolumigen Stützmittelbehandlungen in den Thermalbadstandorten Bad Aibling, Bad Endorf und Bad Langensalza sowie die Stimulationen mit Einsatz von Stützmitteln in Groß Schönebeck.

➤ Groß Schönebeck

Groß Schönebeck zählt zu den wichtigsten deutschen Forschungsprojekten für hydraulische Stimulationen in der Tiefengeothermie. Die Zielformationen befinden sich in einer Tiefe von etwa 3.830 bis 4.250 m bei Temperaturen um die 150 °C und umfassen sowohl vulkanische Gesteine als auch Sandsteine des Rotliegenden (Zimmermann et al., 2011). Die angetroffene Formationsflüssigkeit ist hochsalinar und geprägt durch hohe Gehalte an gelösten Feststoffen; Calcium, Natrium und Chlorid stellen die dominierenden Hauptionen dar, bei einer Gesamtmineralisation von ca. 265 g/l (Wolfgramm et al., 2003). Als Injektionsbohrung diente die stillgelegte Gaserkundungsbohrung E GrSk 3/90, die 2001 wiedereröffnet und hydraulisch getestet wurde. Der hydraulische Test ergab einen Produktivitätsindex (PI) von 0,27 kg/(s · MPa). Anschließend wurde die Bohrung von 4.209 m auf 4.309 m vertieft und in den Jahren 2002 und 2003 stimuliert (Legarth, 2003). Die hydraulische Behandlung erzeugte vertikale Risse in NE-SW-Richtung, die sich in Richtung der maximalen horizontalen Hauptspannung ausbreiteten (Holl et al., 2005) mit Risshalblängen von 160 m und einer Risshöhe von 96 m. Ein Rückflusstest nach der Stimulationsbehandlung im Jahr 2003 zeigte eine Verbesserung des PI auf 2,08 kg/(s · MPa), wobei dieser Wert sehr empfindlich auf den Formationsdruck reagierte.

Die zweite Bohrung Gt GrSk 4/05 A(2) wurde 2006 als geothermische Produktionsbohrung niedergebracht. Sie erreichte eine Endteufe von 4.404 m mit einer Ablenkung von bis zu 48° im Reservoir, wo sie 475 m von der Injektionsbohrung entfernt ist. Der anfängliche PI der Vulkan- und Sandsteinschichten betrug 0,67 kg/(s · MPa) (Zimmermann, 2010). Im Jahr 2007 wurden drei Stimulationsbehandlungen (eine Wasserstimulation in den Vulkaniten und zwei Gel/Proppant-Stimulationen in den Sandsteinen) in verschiedenen

Tiefenintervallen durchgeführt (Zimmermann et al., 2011). Dadurch wurde der anfängliche PI auf 1,18 bis 2,78 kg/(s · MPa) verbessert. Im Jahr 2009 wurde in der Bohrung Gt GrSk 4/05 A(2) eine Matrixsäurebehandlung mit einer *Coiled-Tubing*-Anlage durchgeführt, um Restbohrschlamm in der Umgebung des Bohrloches zu entfernen. Insgesamt wurden 10 m³ 7,5%-ige Salzsäure für 30 Minuten in die perforierten Intervalle eingebracht und anschließend ausgespült (Zimmermann et al., 2011). Ein *Casing-Lift*-Test zeigte eine weitere Steigerung der Produktivität um 30 – 50 % auf einen PI zwischen 3,61 bis 4,17 kg/(s · MPa).

Zwischen 2011 und 2013 wurden 139 einzelne Hydrauliktests durchgeführt, wobei die geförderten bzw. eingeleiteten Mengen zwischen 4,4 und 2.567 m³ lagen. Der Produktivitätsindex sank während dieser Tests nichtlinear auf 0,17 kg/(s · MPa). Fünf mögliche Gründe für den Rückgang der Produktivität wurden benannt: Bohrlochfüllung durch Ausfällungen, Ausfällung von Kupfer und Erhöhung des Skins, die mechanische Schließung der induzierten Risse, Zweiphasenströmung und Kompartimentierung (Blöcher et al., 2016).

➤ Bad Urach

Das Geothermieprojekt Bad Urach ist eines der ersten deutschen Forschungsprojekte zur petrothermalen Geothermie. Das Projekt zielte ursprünglich auf eine Nutzung der hohen Temperaturen für die geothermische Stromerzeugung ab. Ziel war es, im kristallinen Grundgebirge ein künstlich durchströmbares Reservoir zu schaffen, indem vorhandene Klüfte hydraulisch geöffnet bzw. erweitert werden. In der Forschungsbohrung Urach 3 wurden in einer Tiefe von rund 4.445 m Temperaturen von etwa 170 °C gemessen. Das Reservoirgestein besteht überwiegend aus metamorphem Gneis. Eine zweite Bohrung, Urach 4, war ursprünglich bis ca. 4.300 m geplant, wurde jedoch aufgrund finanzieller Rahmenbedingungen nur bis 2.793 m niedergebracht.

Die ersten hydraulischen Stimulationsversuche (auch in abgepackerten Bereichen) wurden bereits Ende der 1970er Jahre durchgeführt, als die Bohrung noch 3335 m tief war. Dabei wurden maximale Bohrlochkopfdrucke von etwa 64 MPa bei Injektionsraten von bis zu 20 kg/s erreicht. Bei weiteren Versuchen Anfang der 1980er Jahre wurde die Bohrung am Bohrlochkopf sogar mit bis zu 66 MPa beaufschlagt. Eine seismische Überwachung im heutigen Sinne fand zu diesem Zeitpunkt noch nicht statt; seismische Signale wurden damals nicht systematisch aufgezeichnet. Berichte über gespürte Erschütterungen liegen nicht vor. Auch das nahegelegene Thermalbad Bad Urach, das Thermalwasser aus dem Oberen Muschelkalk in etwa 650 – 700 m Tiefe nutzt, zeigte keine Hinweise auf Beeinträchtigungen oder Auffälligkeiten im Zusammenhang mit den Stimulationsmaßnahmen.

Eine weitere Stimulationsphase im gesamten *Open-Hole* erfolgte im Jahr 2002 als die Bohrung bereits ihre Endteufe von 4.445 m erreicht hatte. Dabei wurden Kopfdrücke von bis zu 35 MPa und Injektionsraten von rund 10 kg/s erreicht. Im Unterschied zu den frühen Versuchen wurde hierbei ein seismisches Messnetz eingerichtet. Im Rahmen der Überwachung wurde einmalig eine maximale Magnitude von 1,8 registriert, die unterhalb der Spürbarkeitsgrenze lag. Bad Urach zeigt damit, dass hydraulische Stimulationen im kristallinen Grundgebirge zwar mikroseismische Ereignisse auslösen können, diese am Standort jedoch nicht zu spürbaren Erschütterungen führten.

Reservoirtechnisch ist Bad Urach besonders aufschlussreich, weil im Gneisgebirge ein Öffnungsdruck von etwa 17,6 MPa Kopfdruck ermittelt wurde. Die massiven hydraulischen Stimulationsmaßnahmen führten zwar zu einer deutlichen temporären Steigerung der Durchlässigkeit und zu einer Weitung vorhandener Kluftflächen. Diese Verbesserung war jedoch nicht dauerhaft: Nach Reduktion des Drucks fiel die Durchlässigkeit wieder weitgehend auf die ursprünglichen Werte zurück. Damit verdeutlicht Bad Urach eine zentrale Herausforderung früher HDR- und EGS-Konzepte: Die hydraulische Aktivierung vorhandener Kluftsysteme kann kurzfristig die Injektivität erhöhen. Eine nachhaltige Reservoirentwicklung erfordert jedoch dauerhaft geöffnete oder stabil scheraktivierte Fließwege (Stober; 2011 Stober & Bucher, 2025).

Das ursprüngliche HDR-/EGS-Konzept wurde letztlich nicht in einen kommerziellen Kraftwerksbetrieb überführt. Ausschlaggebend waren insbesondere die schwierige Herstellung einer ausreichend leistungsfähigen

hydraulischen Verbindung im kristallinen Grundgebirge, technische und wirtschaftliche Randbedingungen sowie die damals noch begrenzte Erfahrung mit der gezielten Entwicklung künstlicher Wärmeübertrager in großer Tiefe. Das Projekt bleibt dennoch ein wichtiges deutsches Referenzbeispiel, weil dort bereits sehr früh zentrale Fragestellungen heutiger EGS-Projekte untersucht wurden: hydraulische Stimulation im kristallinen Grundgebirge, Druckabhängigkeit der Permeabilität, Mikroseismizität und die Dauer der erhöhten hydraulischen Durchlässigkeit.

Von diesem ursprünglichen HDR-/EGS-Projekt ist die spätere Nachnutzung der Altbohrungen zu unterscheiden. In den Jahren 2021 und 2022 wurden die bestehenden Bohrungen Urach 3 und Urach 4 nicht verfüllt, sondern über *Sidetracks* im Bereich des Muschelkalks für eine hydrothermale Nutzung weiterentwickelt. Bereits 2021 wurde in Urach 3 etwa 55 °C warmes Thermalwasser erschlossen. Im Jahr 2022 wurde auch Urach 4 fündig. Dabei wurde in einer Tiefe von bis zu ca. 700 m Thermalwasser mit etwa 57 °C angetroffen. Diese Nutzung zielt perspektivisch auf eine lokale Nahwärmeversorgung, nach Fertigstellung der notwendigen Wärmenetze.

➤ ZoKraTES

Als jüngstes, konzeptionell weiterentwickeltes Demonstrationsvorhaben ist das Projekt ZoKraTES in Geretsried hervorzuheben. Dort wurde nicht eine klassische massive hydraulische Stimulation angestrebt, sondern die gezielte hydraulische Ertüchtigung natürlicher Kluftzonen in tiefliegenden Karbonaten durch zonierten Stützmitteleintrag, um den hydraulischen Anschluss eines kluftdominierten Reservoirs zu verbessern und zugleich das Risiko induzierter Seismizität zu verringern. ZoKraTES stellt damit eine Weiterentwicklung bisheriger stimulationsbezogener Ansätze dar und zeigt, dass in Deutschland zunehmend auch alternative Konzepte zwischen klassischer Säuerung und konventioneller hydraulischer Stimulation erprobt werden (Backers et al., 2023).

Tabelle 1: Übersicht über hydraulische Stimulationen für die tiefe Geothermie in Deutschland. (Quelle: UBA-Studie, 2015)

Standort	Art	Anzahl	Tiefe (m)	Volumen (m3)	Nutzung
Bad Aibling (Bayern)	Einsatz von Stützmitteln	2	2.200	80	Thermalbad
Bad Endorf (Bayern)	Einsatz von Stützmitteln	2	2.000–2.500	120	Thermalbad
Bad Langensalza (Thüringen)	Einsatz von Stützmitteln	1	700	50	Thermalbad
Bad Urach (Baden-Württemberg) (teilw. Rückbau)	weitestgehend ohne Stützmittel oder Zusatzstoffe	>20	3.300–4.400	>5.000	F&E
Groß Schönebeck (Brandenburg)	Einsatz von Stützmitteln	7	4.100–4.300	13.000	F&E
Hannover (Niedersachsen) (stillgelegt)	ohne Stützmittel oder Zusatzstoffe	1	3.700	20.000	Nahwärme
Horstberg (Niedersachsen)	ohne Stützmittel oder Zusatzstoffe	2	3.800	20.000	F&E
Insheim (Rheinland-Pfalz)	ohne Stützmittel oder Zusatzstoffe	1	2.500–3.600	9.000	Strom
Landau (Rheinland-Pfalz)	ohne Stützmittel oder Zusatzstoffe	1	2.300–3.300	11.000	Strom/ Fernwärme
Geretsried (Bayern) (ZoKraTES)	Einsatz von Stützmitteln	3	4.736	1.846	F&E
Windischeschenbach (KTB) (Bayern)	ohne Stützmittel oder Zusatzstoffe	1	3.800–3.950	600	F&E

6. Risikobewertung geothermischer Stimulationsmaßnahmen

Obwohl bei den in Deutschland angewandten Stimulationsmaßnahmen vorwiegend Wasser oder genehmigte ökologisch unbedenkliche Stoffe eingesetzt werden, sind mögliche Auswirkungen auf die Umwelt zu berücksichtigen. Diese ergeben sich durch die Bereitstellung und Aufbereitung von Frischwasser, die Rissausbreitung, das potentielle Freisetzen von Gasen, Fluiden und Feststoffen, Geräuschbelästigungen und visuelle Beeinträchtigungen sowie durch induzierte Seismizität. Um diese potentiellen Auswirkungen beherrschen zu können und einen verantwortungsvollen Umgang mit der Technologie zu ermöglichen, werden diese Punkte im Folgenden detailliert eingeschätzt und erläutert. Damit wird deutlich, dass für alle bestehenden Risiken ausreichende und bewährte Regelungen vorliegen, so dass bei Stimulationsmaßnahmen entsprechende Vorsichtsmaßnahmen vorgenommen werden, die den Eintritt von Gefahren wirksam verhindern und das Ausmaß von Umweltauswirkungen auf ein Minimum reduzieren.

6.1 Bereitstellung und Aufbereitung von Frischwasser

Einschätzung:
Die Bereitstellung und Aufbereitung von Frischwasser beinhalten keine grundsätzlichen Risiken. Lediglich im Fall einer direkten Entnahme aus dem Grundwasser kann es zu kurzfristigen sowie minimalen und daher unbedenklichen Absenkungen des Grundwasserspiegels kommen.

Erläuterung:
Im Rahmen der Stimulationsmaßnahmen können mehrere 10.000 m³ Frischwasser benötigt werden, wobei selten mehr als 50.000 m³ entnommen werden. Steht dafür kein Anschluss an die öffentliche Wasserversorgung zur Verfügung, muss dieses Frischwasser aus Oberflächengewässern oder dem Grundwasser gewonnen werden. Eine wasserrechtliche Genehmigung zur Entnahme muss bei Entnahmemengen >50.000 m³ bei der zuständigen Bergbehörde unter Beteiligung der Wasserbehörde eingeholt werden. Durch die Entnahme kann es zu einem zeitlich befristeten geringfügigen Absinken des Wasserspiegels kommen, so dass der Wasserspiegel danach kurzzeitig wieder auf das natürliche Niveau ansteigt. Letztlich kann dieses vorübergehende Absinken zwar nicht vollständig vermieden, wohl aber minimiert werden. Durch genaue Kenntnis der hydrogeologischen Situation, z. B. durch ein dynamisches Grundwassermodell, kann die speicherschonendste Wasserförderung bestimmt werden.

Zur Bereitstellung des Stimulationswassers muss ggf. noch ein Zwischenspeicher (Aushub, Becken, Tank, Container) zur Verfügung gestellt werden (Abb. 11). Das zwischengespeicherte Wasser wird kurzfristig für die Stimulation aufbereitet. Für Gel-stützmittel-Maßnahmen wird es innerhalb von Stunden verwendet, bei chemischen Stimulationen werden die Zusätze (z. B. Säuren, KCl) erst während der Injektion zugeführt. Die Lagerung aller Zusatzstoffe, die am Standort für die Stimulationsarbeiten benötigt werden, muss detailliert im bergrechtlichen Haupt- bzw. Sonderbetriebsplan beschrieben werden. Wenn es sich um Stoffe handelt, die die Umwelt negativ beeinflussen können, muss die Lagerfläche entsprechend nach der Genehmigung vorbereitet, z. B. zementiert bzw. isoliert, werden.

Abbildung 11: Speicherbecken für das Geothermieprojekt Groß Schönebeck
(Quelle: GFZ – Helmholtz-Zentrum für Geoforschung)

6.2 Rissausbreitung

Einschätzung:
Die Rissausbreitung im Untergrund wird durch Berechnungen im Voraus sowie durch Überwachung während der Stimulation kontrolliert. Es kann mit Sicherheit ausgeschlossen werden, dass Risse sich bis in Trinkwasserhorizonte oder gar bis zur Erdoberfläche ausbreiten.

Erläuterung:
Im Vorfeld jeder hydraulischen Stimulationsmaßnahme erfolgt grundsätzlich eine Prognose bzw. Modellierung der Rissausbreitung (Abb. 12). Diese Prognose dient primär dazu, die Stimulationsmaßnahme geeignet auszulegen, so dass die gewünschte Rissausdehnung sowie die Steigerung der Ergiebigkeit der Bohrung tatsächlich erreicht werden. Technische Parameter, die auf der Berechnung basierend festgelegt werden, sind insbesondere das Volumen des Stimulationsmittels, die Rate und die Dauer der Stimulationsmaßnahme sowie die Auswahl der Zusammensetzung des Stimulationsmittels und gegebenenfalls notwendige Zusatzstoffe.

Für die Prognose der Rissausbreitung sind die hydraulischen und mechanischen Eigenschaften der Gesteinsformation von wesentlicher Bedeutung. So bestimmt die hydraulische Durchlässigkeit (Permeabilität) des Gesteins maßgeblich die erzielbare Rissausbreitung, während die Gebirgsspannungen über den notwendigen Druck bei der hydraulischen Stimulation und die Richtung der Rissausbreitung entscheiden. Für die Bestimmung der Permeabilität dienen Untersuchungen an vorhandenen Gesteinsproben (insbesondere Bohrkerne) sowie die Auswertung von Bohrlochmessungen (z. B. Porositätsmessung) oder hydraulische Tests, wobei bei der Bestimmung der Permeabilität anhand von Bohrkernen nur die Matrixpermeabilität bestimmt werden kann, d. h. die Kluftpermeabilität kann nicht ermittelt werden. Die Richtungen und Stärke der Gebirgsspannungen werden aus Indikationen in der Bohrung (z. B. Bohrlochwandausbrüche), Bohrlochmessungen (Schallausbreitungsmessung, „Sonic Log") aber auch aus regional bereits bekannten Ergebnissen (z. B. Verlauf natürlicher Störungszonen, Herdflächenlösungen von Erdbeben) abgeleitet.

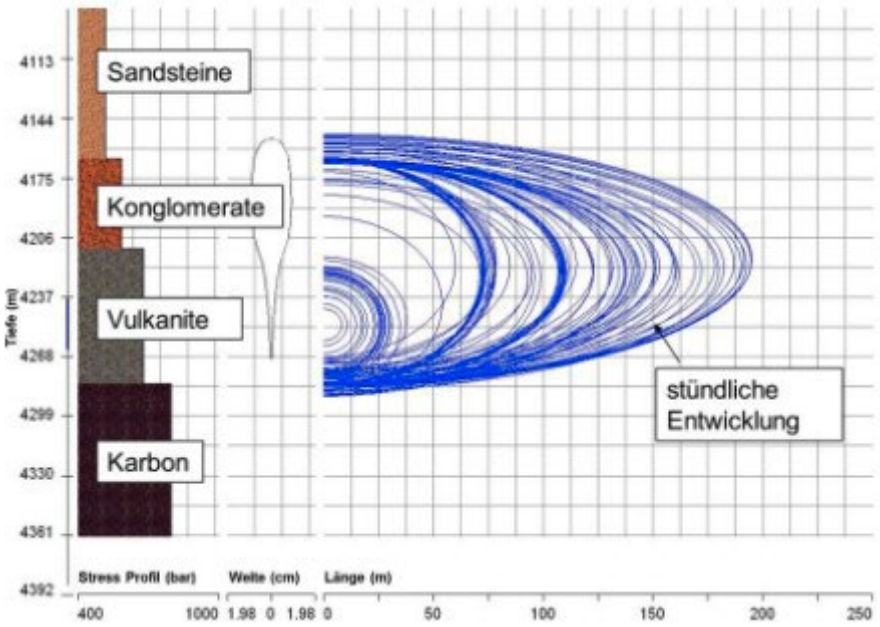

Abbildung 12: Modellierte Rissgeometrie für die hydraulische Stimulation der vulkanischen Gesteine in Groß Schönebeck. Die Ringe zeigen die stündliche Entwicklung des Risswachstums. Hier können die Längenentwicklungen und die Rissöffnungsweiten abgelesen werden. (Quelle: Quelle: GFZ – Helmholtz-Zentrum für Geoforschung)

Im Vorfeld einer Stimulationsmaßnahme wird durch diese Auswertungen eine verlässliche Datenbasis für die Prognose der Rissausbreitung geschaffen. Nicht zuletzt aus ökonomischer Sicht ist eine fundierte Prognose der Stimulationsmaßnahme für jedes Vorhaben unerlässlich.

In der Regel unmittelbar vor jeder hydraulischen Stimulation werden so genannte Teststimulationen durchgeführt. Dabei werden nur wenige Kubikmeter Stimulationsmittel verpresst, um insbesondere den für die Rissausbreitung notwendigen Druck zu ermitteln. Basierend auf den oben erläuterten hydraulischen und mechanischen Parametern sowie auf den Ergebnissen von Teststimulationen erfolgen die abschließende Prognose bzw. Modellierung der Rissausbreitung sowie die Festlegung des genauen Ablaufs der hydraulischen Stimulation.

Während der Durchführung der hydraulischen Stimulation wird der Druckverlauf kontinuierlich beobachtet und interpretiert. Aus dem Druckverlauf kann auf den Charakter der Rissausbreitung geschlossen werden. So ist insbesondere eine dominant vertikale Rissausbreitung (das bedeutet, der Riss wächst bevorzugt nach „oben") eindeutig im Druckverlauf erkennbar. Der Vergleich zwischen dem prognostizierten Druckverlauf und dem tatsächlich beobachteten erlaubt eine detaillierte Beurteilung des Rissausbreitungsprozesses.

Bei allen hydraulischen Stimulationen in der Tiefengeothermie wird die Rissausbreitung zusätzlich durch ein mikroseismisches Monitoring überwacht (Abb. 13). Im kristallinen Gestein gelingt diese Überwachung von der Erdoberfläche aus. In den Sedimentgesteinen des Norddeutschen Beckens (dies betrifft die Standorte Horstberg, Hannover, Groß Schönebeck) konnten durch das seismische Netzwerk an der Oberfläche jedoch faktisch keine mikroseismischen Ereignisse registriert werden, zumal keine Scherung auftrat.

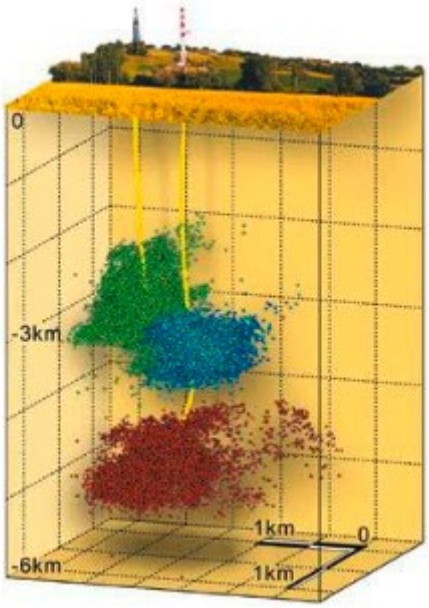

Abbildung 13: Hydraulische Stimulation in den Tiefbohrungen des Geothermieprojektes Soultz-sous-Forêts. Jeder Punkt kennzeichnet ein mikroseismisches Ereignis, verursacht durch das Einpressen von Wasser. Die Punktwolken zeigen die erzeugten Wärmeaustauschflächen (Quelle: Weidler et al., 2002)

Im Zusammenhang mit der Kontrolle der Rissausbreitung ist die Wirkung von Barrieregesteinen von großer Bedeutung. Salzschichten und Tonsteine weisen aufgrund ihrer mechanischen Eigenschaften höhere Gebirgsspannungen auf als z. B. Sandsteinschichten und bilden so eine Spannungsbarriere. Beispielhaft befinden sich im Norddeutschen Becken oberhalb der Zielformationen für die geothermische Nutzung mehrere mächtige Lagen von Barrieregesteinen, die eine Rissausbreitung bis in die obersten Gesteinsschichten und in Grundwasserleiter wirksam verhindern.

Zudem sei auf den großen vertikalen Abstand zwischen den potenziellen Zielhorizonten für die Tiefengeothermie und den grundwasserführenden Schichten verwiesen. Die vertikale Distanz von i. d. R. mehreren tausend Metern macht es nach heutigem Stand der Wissenschaft unmöglich, dass es zu einer Beeinträchtigung grundwasserführender Schichten in Folge unkontrollierter Rissausbreitung kommen kann.

Im Zusammenhang mit Geothermievorhaben ist es bisher noch nie zu einer unkontrollierten Rissausbreitung bis in grundwasserführende Schichten gekommen. Dies ist auch zukünftig faktisch ausgeschlossen, da, wie oben erläutert:

- im Vorfeld jeder hydraulischen Stimulationsmaßnahme umfangreiche Untersuchungen und Teststimulationen durchgeführt werden, die eine verlässliche Prognose der Rissausbreitung erlauben,
- durch das Monitoring während der Stimulation (Druck, Seismoakustik) eine wirksame Kontrolle der Rissausbreitung möglich ist und die hydraulische Stimulation ggf. rechtzeitig unterbrochen oder gar abgebrochen werden kann,
- Spannungsbarrieren in Verbindung mit dem großen vertikalen Abstand zwischen dem Zielhorizont und grundwasserführenden Schichten in natürlicher Weise die Rissausbreitung auf die Zielhorizonte geothermischer Nutzung begrenzen.

6.3 Freisetzen von Gasen aus der Formation

Einschätzung:
Das Risiko einer Freisetzung von im Formationsfluid gelösten Gasen während der Stimulation wird durch umfassende technische Vorkehrungen kontrolliert bzw. verhindert. Die bestehenden, gesetzlich vorgeschriebenen Regelungen zum Vorgehen sind aus dem Bergbau bekannt, erprobt und daher angemessen.

Erläuterung:
Das Formationsfluid besteht in der Regel nicht nur aus Wasser, sondern kann auch Gase enthalten. Die häufigsten Gase geothermischer Standorte sind Stickstoff (N_2), Methan (CH_4), Kohlendioxid (CO_2), Schwefelwasserstoff (H_2S) und gelegentlich Wasserstoff (H_2). Gasvolumina und Zusammensetzung hängen von den geologischen Randbedingungen des geothermischen Standortes bzw. des Reservoirs ab (Regenspurg et al., 2010 b). Da die Gaslösung druck- und temperaturabhängig ist, können diese Gase bei Stimulationsarbeiten freigesetzt werden. Die Fließwege des Gases verlaufen wie die des Fluids entlang der Poren und Klüfte des Gesteins bzw. in der Bohrung. Je nach Art des Gases ist das Risiko unterschiedlich zu bewerten. Als Schwefelwasserstoff (H_2S), das z. B. in der Malmformation des Molassebeckens vereinzelt auftreten kann, sowie Stickstoff (N_2) oder Kohlenstoffdioxid (CO_2), in einer Risikobewertung zu berücksichtigen (siehe auch 6.2)

Bei der Planung einer Stimulationsmaßnahme muss daher die örtliche Geologie mit einbezogen werden. Zum Beispiel liegen im Norddeutschen Becken hochporöse Sandsteinformationen (Rotliegend) unter einer etwa zwei Kilometer mächtigen und hydraulisch dichten Zechsteinablagerung. Bei einer Stimulation dieser Sandsteine werden die darüber befindlichen Zechsteinsedimente nicht durchschlagen und es kann keine Verbindung zwischen dem stimulierten Reservoir und hangenden Grundwasserleitern hergestellt werden. Die Barrierewirkung dieser Schichten wird im Voraus durch Computersimulation modelliert (Spannungsbarriere) und messtechnisch (seismoakustisch) kontrolliert. Generell kann ein künstlich erzeugter Riss, der von einer kilometertiefen Bohrung bis in den oberflächennahen Grundwasserleiter oder gar bis Übertage reicht, ausgeschlossen werden.

Während der Säurestimulation in Karbonaten kann es auch zur Neubildung von Gas (CO_2) entsprechend folgender Reaktion kommen: $2HCl + CaCO_3 \rightarrow CO_2 + H_2O + CaCl_2$. Die gebildeten Gasmengen sind aber vergleichsweise gering und stellen kein erhöhtes Risiko der Klimaschädigung dar.

Das Risiko einer Leckage der Bohrung wird durch die vorgeschriebene sorgfältige Verrohrung und Zementation des Bohrlochs im Bereich der Grundwasserleiter minimiert. Zusätzlich ist jede Förderung mit einer Gasüberwachung verbunden. Sollte ein kontrollierter Gasaustritt zu erwarten sein, sind entsprechende Sicherheitsvorkehrungen zu treffen, die entsprechend der Gas- und Risikoanalyse zu adäquatem Handeln führen.

Bergamtlich wird zudem, während der Bohr- und Stimulationsarbeiten, vom Betreiber die Verhinderung von Gasaustritten gefordert und überwacht. Dazu dienen dann Absperrvorrichtungen wie *Blowout-Preventer*. Dabei handelt es sich um eine Reihe von Absperrventilen, die bei einer Bohrung direkt über der Bohrung angebracht werden und den unkontrollierten Gasaustritt verhindern. Insgesamt reichen die vorgeschriebenen Maßnahmen vollständig aus, um Gasaustritte wirksam zu verhindern.

Tabelle 2: Mögliche Freisetzung umweltgefährdender Stoffe und Gase durch Reaktionen von Stimulationsmitteln mit der Formation

Gebiet	Geologische Formation	Potentielle Gasfreisetzung	aus der Formation gelöste Gefahrstoffe
Norddeutsches Becken	Rotliegendsandstein (z. B. Groß Schönebeck)	CH_4, N_2, H_2S im Hangenden des Zechsteins)	Salz* (Na-Ca-Cl oder Na-Cl), Schwermetalle (Pb, Zn, Cd) +As Radionuklide (210Pb, 238U, 226Ra, 232Th) Erdöl
	Keuper (z. B. Neustadt Glewe)	CO_2	
Oberrheingraben	Buntsandstein, Muschelkalk	CO_2, CH_4	
	Kristallin (Granit) z. B. Soultz-sous-Forêts	CO_2	
Molassebecken	Malmkarbonate	H_2S	Schwermetalle, Erdöl

*Risiko der Versalzung

6.4 Freisetzen von Formationsfluid, Stimulationsmittel und Zusatzstoffen

Allgemeine Einschätzung:
Damit der Umgang mit Formationsfluid, Stimulationsmitteln, Stimulationsmittelzusätzen und Säuren vor, während und nach der Stimulation nicht zu Umweltkontaminationen führt, bestehen umfassende Regelungen zum Umgang mit diesen Stoffen, wodurch Gefahren wirksam verhindert werden. Im Rahmen der Haupt- und Sonderbetriebspläne, die für alle Stimulationsmaßnahmen zu erstellen und durch die zuständige Bergbehörde zu genehmigen sind, sind alle Gefahrstoffe und sonstigen Arbeitsmittel anzugeben. Auf sicherheits- und arbeitsschutztechnische Aspekte wird bei der Zulassung besonders geachtet. Im Folgenden wird auf die einzelnen Stoffe und den Umgang mit ihnen im Einzelnen eingegangen.

6.4.1 Formationsfluid

Einschätzung:
Durch fest vorgeschriebene technische Maßnahmen werden Leckagen des Bohrlochausbaus zuverlässig vermieden. Ein Eintritt von Formationsfluid in das oberflächennahe Grundwasser wird so verhindert.

Erläuterung:
Wenn sich das Stimulationsmittel (Frischwasser) in der geologischen Zielformation mit dem Formationsfluid vermischt, können die dort enthaltenen Salze und eventuell toxischen oder radioaktiven Komponenten und ggfs. auch Erdöl mit an die Oberfläche transportiert werden können. Hier handelt es sich durchwegs um natürliche Bestandteile des Untergrunds, die auch auf unterschiedlichen anderen Wegen an die Erdoberfläche gelangen können. Zudem werden diese Fluide in den übertägigen Anlagenteilen in einem geschlossenen System geführt.

So könnte es beispielsweise im Norddeutschen Becken oder dem Oberrheingraben zur Versalzung und zur Mobilisierung von Schwermetallen kommen (Tabelle 2). In den Malmkarbonaten und Rotliegendsandsteinen wurden außerdem gelegentlich Erdöl und andere aromatische Kohlenwasserstoffe beobachtet. Aufgrund dieser natürlichen Inhaltsstoffe darf das an die Oberfläche geförderte Wasser nicht versickert werden, da es sonst zur Boden- und Grundwasserverunreinigung kommen kann. Sollte das Formationswasser nicht wieder reinjiziert werden (z. B. bei Tests vor der Inbetriebnahme), sind doppellagige Auffangbecken mit Überwachung auszuführen. Vor einer Entleerung dieser Becken muss die Wasserqualität anhand des Abfallschlüssels bewertet werden, um es dann fachgerecht zu entsorgen oder in den Untergrund zurückzuleiten.

Wie schon beim Umgang mit Gasen bzw. mit Stimulationsmittel erläutert, verhindert die Verrohrung und Zementation auch ein Umströmen des Bohrlochs mit Formationsfluid. Dadurch wird ein hydraulischer Kurzschluss an der Bohrung vorbei zwischen Reservoir und hangenden Grundwasserleitern vermieden. Sollte sich dennoch ein Leck in der Verrohrung bilden, kann es während der Stimulationsmaßnahme, während des Rücklaufes oder bei der Förderung zu einem Austritt von Stimulationsmittel, Mischwasser oder Formationsfluid kommen. Damit das nicht passiert, sind im Bereich der Grundwasserleiter Mehrfachverrohrungen und Zementationen vorgesehen, wodurch das Risiko einer Leckage nahezu ausgeschlossen wird. Auch eine zusätzliche innere, nicht zementierte Arbeitsrohrtour ist zu empfehlen, bei der der Ringraum permanent drucküberwacht wird. Identifizierte Leckagen in den Verrohrungen können durch sogenannte *casing-patches* (Pflaster) rasch und zuverlässig wieder versiegelt werden.

6.4.2 Stimulationsmittel

Einschätzung:
Bei Einhaltung der vorgeschriebenen Sicherheitsmaßnahmen zum Personen- und Umweltschutz sind auch bei der chemischen Stimulation mit Säuren die Risiken als gering zu bewerten. Die Stimulationsmaßnahmen sind etablierte Verfahren, die standortspezifisch geplant und unter kontrollierten technischen Bedingungen durchgeführt werden.

Erläuterung:
Wie bereits erwähnt, wird für die hydraulische Stimulation im Allgemeinen Wasser verwendet. Bei der chemischen Stimulation werden dagegen Säuren eingesetzt, um mineralische Bestandteile des Gesteins zu lösen und dadurch vorhandene Fließwege bzw. die Durchlässigkeit im bohrlochnahen Bereich zu verbessern. Art und Konzentration der eingesetzten Säure werden dabei auf die mineralogischen Eigenschaften des Reservoirgesteins und die jeweiligen technischen Randbedingungen abgestimmt. Sie bestimmen zugleich die erforderlichen Maßnahmen zum Arbeits- und Anlagenschutz.

- Arbeitsschutz beim Umgang mit Säuren: Beim obertägigen Umgang mit Säuren bestehen insbesondere Risiken durch Verätzungen. Die erforderlichen Schutzmaßnahmen richten sich unter anderem nach Art und Konzentration der verwendeten Säure. Hierzu gehören geeigneter Körper-,

Augen- und gegebenenfalls Atemschutz sowie die für den jeweiligen Stoff vorgeschriebenen betrieblichen Sicherheitsmaßnahmen.

- Umweltbeeinträchtigungen an der Oberfläche: Beim obertägigen Umgang ist sicherzustellen, dass Säuren nicht unkontrolliert austreten und Boden oder oberflächennahes Grundwasser beeinträchtigen. Hierfür stehen bewährte technische Schutzmaßnahmen zur Verfügung, wie beispielsweise die Abdichtung bzw. Versiegelung des Bohrplatzes, geeignete Auffang- und Drainagesysteme sowie säurebeständige Behälter und Leitungen.

- Anlagenintegrität und Korrosion: Säuren können bei Kontakt mit metallischen Komponenten zu verstärkter Korrosion führen. Dies wird bereits bei der Planung und Durchführung der Stimulation durch die Auswahl geeigneter Werkstoffe, technische Betriebsführung sowie gegebenenfalls den Einsatz von Korrosionsinhibitoren berücksichtigt. Nach der Stimulation werden Messungen und Untersuchungen der Bohrung zur Überprüfung der Integrität der Verrohrung durchgeführt.

- Verhalten der Säure im Untergrund: Die eingebrachte Säure reagiert gezielt mit den mineralischen Bestandteilen des Reservoirgesteins und wird dabei verbraucht bzw. neutralisiert. Die Reaktion findet überwiegend im bohrlochnahen Bereich statt. Nach der Stimulation werden Reaktionsprodukte und Formationsfluid im Rahmen der vorgesehenen Betriebsführung kontrolliert zurückgefördert und entsprechend ihrer Zusammensetzung behandelt bzw. entsorgt. Bei den Reaktionen können unter bestimmten geochemischen Bedingungen auch im Gestein vorhandene Metalle mobilisiert werden. Dies ist bei der Planung, Überwachung und Behandlung der zurückgeförderten Fluide zu berücksichtigen.

6.4.3 Zusatzstoffe

Einschätzung:
Die Menge und Zusammensetzung der Zusatzstoffe hängt von der technischen Aufgabenstellung ab, welche gegenüber den autorisierten Überwachungsbehörden (Bergbehörde) im Rahmen der Genehmigungsplanung offengelegt wird. Beim obertägigen Handling dieser Stoffe werden Vorsichtsmaßnahmen ergriffen, damit diese Lösungen nicht mit dem Boden in Kontakt kommen.

Erläuterung:
Im Regelfall besteht das Stimulationsmittel aus Wasser sowie, falls notwendig, den Stützmitteln und Zusatzstoffen, welche zur Erzeugung der gewünschten Viskosität der Trägerflüssigkeit (sowie der Reduktion der Viskosität nach der Stimulation), zur Kontrolle des pH-Wertes, zur Bakterienbekämpfung etc. eingesetzt werden. Die qualitativen Zusammensetzungen dieser Zusätze finden sich in den Sicherheitsdatenblättern der Hersteller- bzw. Servicefirmen. Die absoluten Mengen hängen jedoch von der Anwendung ab und können beträchtlich variieren. Die genauen Rezepturen müssen gegenüber den Überwachungsbehörden im Rahmen der Genehmigungsplanung offengelegt werden.

Die von den Servicefirmen angebotenen Zusätze, z. B. Biozide, Korrosionsinhibitoren, Säure, Stabilisierungsgele und Keramik-Stützmittel, werden ggf. als toxisch eingestuft. Beim obertägigen Handling dieser Stoffe müssen daher Vorsichtsmaßnahmen ergriffen werden, damit diese Lösungen nicht mit dem Boden in Kontakt kommen. Eine Versalzung der Formation ist für das Norddeutsche Becken und den Oberrheingraben nicht von Bedeutung, da diese selbst meist hohe Salzgehalte aufweisen. In den Malmkarbonaten des Molassebeckens sind die Fließwege und die Verweilzeiten der Fluide im Untergrund durch die Verkarstung jedoch teilweise noch unbekannt und eine Kontamination könnte hier weitreichende Folgen haben deswegen sollten die Bergämter hier als Stimulationszusätze nur ökologisch völlig unbedenkliche Stoffe gestatten. Säuren wie HCl, H_2SO_4 oder H_2CO_3 sind im Malmkarst jedoch weitgehend unproblematisch, da sie durch Reaktion mit den Karbonaten vollständig neutralisiert werden.

6.5 Ausfällung von Festpartikeln aus dem Rücklauf bzw. produziertem Wasser

Einschätzung:
Sofern die aus dem Rücklauf oder produziertem Wasser ausfallenden Festpartikel nach gängigen Methoden gefiltert und fachgerecht entsorgt werden, stellen die anfallenden Feststoffe kein Risiko dar.

Erläuterung:
Nach einer Stimulation können aus dem Rücklauf bzw. dem produzierten Wasser Partikel ausfallen, die mit Schwermetallen oder Radionukliden angereichert sein können (Regenspurg et al., 2010 a). Hierbei handelt es sich durchweg um natürliche Bestandteile des Thermalwassers. Durch Anbringung von Filtern, wie sie ohnehin in Geothermieanlagen oft verwendet werden, werden diese abgetrennt und sind fachgerecht zu entsorgen. Bei den gelegentlich vorkommenden schwachen Radioaktivitäten in Festphasen, die aus den Tiefenfluiden ausgefallen sind, handelt es sich um natürliche Radionuklide (Tab. 2, S. 38). Die Ortsdosisleistung (ODL) sollte daher an den Filterrückständen ermittelt werden und ist, sofern sie bestimmte Grenzwerte überschreitet, bei der Entsorgung zu berücksichtigen. Dazu gibt es Regelwerke und Gesetze, z. B. LFZG (2023).

6.6 Geräuschentwicklung

Einschätzung:
Akustische Beeinträchtigungen können durch verschiedene technische Maßnahmen so weit reduziert werden, dass die Richtlinien der TA-Lärm problemlos eingehalten werden können.

Erläuterung:
Geothermische Projekte führen während der Bohrphase und der Stimulation zu temporären Geräuschemissionen. Sie sind je nach Lage zur Wohnbebauung nach den Verwaltungsvorschriften der TA-Lärm (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm) zu beurteilen. Zu hohe akustische Beeinträchtigungen können daraufhin beispielsweise durch Schallschutzwände minimiert werden. Dafür ist bereits im Voraus der Maßnahme in einem Schallschutzgutachten die maximalen Geräuschbelästigungen abzuschätzen, so dass entsprechend entgegengewirkt werden kann. Es ist jedoch zu betonen, dass diese Beeinträchtigungen nur auf die relativ kurzen Zeiten der Stimulationsmaßnahmen (in der Regel Tage oder wenige Wochen) beschränkt sind und nicht den Betrieb der geothermischen Anlage betreffen.

6.7 Induzierte Seismizität

Einschätzung:
Durch eine messtechnische Überwachung (Monitoring) in Kombination mit einem Reaktionsschema (Ampel) wird ein kontrollierter Betrieb der Anlage in allen Betriebsphasen (Erstellung bis Rückbau) sichergestellt. Es besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass selbst Ereignisse, die nur fühlbar sind, vermieden werden und damit eine große Wahrscheinlichkeit besteht, Schadensereignisse zu vermeiden.

Erläuterung:
Eine ausführliche Darstellung der induzierten Seismizität im Zusammenhang mit Geothermieprojekten findet sich im Hintergrundpapier „Induzierte Seismizität bei Geothermieprojekten" des Bundesverbandes Geothermie (BVG, 2023). Einen ausführlichen Leitfaden zum Monitoring gibt die Richtlinie BVG 1101 (2025/6), Blatt 1 – 3 (BVG 2011, 2023). Diese Richtlinien ergänzen die Empfehlungen der Arbeitsgruppe ‚Induzierte Seismizität' des FKPE und das Milestone-Papier: „Empfehlungen zur Erstellung von Stellungnahmen zur seismischen Gefährdung bei tiefengeothermischen Projekten", aktualisiert 2025 (Baisch et al., 2025).

Alle größeren Eingriffe in den Untergrund haben eine Änderung des lokalen Spannungsfeldes zur Folge und haben somit das Potenzial, seismische Ereignisse an bestehenden Störungen oder erzeugten Brüchen auszulösen. Über seismische Ereignisse wurden daher nicht nur in Zusammenhang mit Geothermieprojekten berichtet, sondern auch im Zusammenhang mit:

- der Errichtung von Staudämmen,
- Bergbauarbeiten,
- Ausgrabungen,
- dem Bau von Verkehrstunneln,
- dem Bau und Betrieb von Untergrundspeichern (Gas, Druckluft),
- der Öl-/Gasförderung,
- hydraulischer Stimulation von Öl-/Gaslagerstätten,
- Niederbringung von Mineralwasserbrunnen.

Induzierte Seismizität bei geothermisch bedingten Stimulationsmaßnahmen hat den gleichen physikalischen Grund wie bei anderen Fluidinjektionen. Der Hauptmechanismus ist, dass der zusätzlich aufgebrachte Porendruck die Normalspannung und somit die Reibungskräfte auf einer Störung zwischen zwei Gesteinsblöcken reduziert. Folge kann eine plötzliche Scherbewegung entlang dieser Störung sein. Dabei werden generell natürliche Scherspannungen, welche auf den Störungsflächen wirken, reduziert. Wenn die Stimulation zu neuen Brüchen führt, ist die Scherbewegung im Vergleich zur Öffnung nicht dominant, und es ist mit einer schwächeren Seismizität (kleineren Maximalmagnituden) zu rechnen.

Über seismische Effekte bei geothermischen Projekten wurde weltweit berichtet, z. B. Majer & Nelson (2012) und Buijze et al. (2020). In Deutschland wurden in keinem Fall Erschütterungen registriert, die die Tragstruktur von Gebäuden beeinträchtigt, die Infrastruktur geschädigt oder gar eine Gefahr für Menschen dargestellt hätten. Kleinere bzw. kosmetische Schäden wurden in der Regel ohne nähere Ermittlung der Verursachungszusammenhänge auf dem Kulanzweg reguliert oder es wurde eine einvernehmliche Schadensabwicklung angestrebt. Das Einwirken induzierter Seismizität auf den Menschen bzw. auf Gebäude wird durch DIN 4150 geregelt.

Jeder Stimulationsmaßnahme sollten eine strukturgeologische Charakterisierung des Untergrundes und eine detaillierte Spannungsfeldanalyse vorangestellt sein. Alle Schritte einer Stimulation sollten messtechnisch durch ein seismisches Monitoring begleitet werden. Die Messungen werden kontinuierlich statistisch und bezüglich ihrer räumlichen Verteilung ausgewertet. Auch deterministische Abschätzungen können einfließen. Das Ergebnis der einer Stimulationsmaßnahme vorausgehenden Betrachtungen ist ein Überwachungskonzept der natürlichen und induzierten Seismizität inklusive eines Reaktionsschemas. Überwachung und Reaktionsschema gewährleisten gemeinsam einen kontrollierten Betrieb der Anlage. Details regeln die o. g. BVG-Richtlinie 1101, die FKPE-Empfehlungen bzw. das Milestone-Papier.

7. Zusammenfassende Bewertung der Auswirkungen geothermischer Stimulationsmaßnahmen

Die in diesem Dokument dargestellten Informationen zeigen, dass geothermische Stimulationsmaßnahmen differenziert zu bewerten sind. Chemische Stimulationen gehören insbesondere in den Malm-Karbonaten des Süddeutschen Molassebeckens seit langem zu den Standardmaßnahmen der Bohrungs- und Reservoirentwicklung. Hydraulische Stimulationen kamen in Deutschland in der Tiefengeothermie bislang demgegenüber überwiegend im Rahmen von Forschungs-, Demonstrations- und Pilotvorhaben zum Einsatz; vereinzelt wurden kleinvolumige Stützmittelbehandlungen jedoch auch zur balneologischen Nutzung durchgeführt. International ist derzeit eine deutlich stärkere Dynamik zu beobachten: Vor allem in den USA schreitet die technologische und kommerzielle Weiterentwicklung von EGS-Konzepten mit horizontalen Bohrungen und mehrstufigen Stimulationsverfahren rasch voran, insbesondere im Umfeld von FORGE und mit der Skalierung durch Cape Station von Fervo Energy. Auch in der Schweiz werden entsprechende Ansätze weiterverfolgt; für das Projekt Haute-Sorne wurden 2025 positive Explorationsergebnisse gemeldet, die die Fortführung des Projekts stützen.

Hydraulische Stimulationen dienen der Verbesserung des hydraulischen Anschlusses an natürliche Kluft- und Störungszonen oder der gezielten Erhöhung der Durchlässigkeit gering permeabler Gesteine. Nach aktuellem Kenntnisstand sind solche Maßnahmen bei geeigneter Standortwahl, standortspezifischer Auslegung, gesicherter Bohrungsintegrität sowie engmaschigem Monitoring grundsätzlich kontrollier- und steuerbar; gleichwohl können Risiken nicht in jedem Einzelfall vollständig ausgeschlossen, aber kontrolliert werden. Diese Einschätzung wird unter anderem vom Umweltbundesamt (UBA, 2015) bestätigt.

Im Unterschied zu Stimulations-Maßnahmen in der Schiefer- und Kohleflözgasförderung dienen geothermische Stimulationsmaßnahmen nicht der Förderung von Kohlenwasserstoffen, sondern der Ertüchtigung oder Erschließung eines geothermischen Reservoirs für die spätere Wasserzirkulation. Die eingesetzten Fluide und Zusatzstoffe sind an die jeweilige geologische und technische Aufgabenstellung anzupassen. Für chemische Behandlungen kommen in Karbonatgesteinen insbesondere Säuren zum Einsatz; für hydraulische Maßnahmen werden überwiegend Wasser oder gel- bzw. stützmittelhaltige Fluide verwendet. Maßgeblich ist, dass Stoffeinsatz, Lagerung, Transport, Rückflussbehandlung und Entsorgung vollständig erfasst, genehmigt und überwacht werden. Aktuelle Leitfäden zum Risikomanagement in der Tiefengeothermie betonen ausdrücklich die Notwendigkeit, mögliche Risiken systematisch zu identifizieren, zu bewerten und durch geeignete technische und organisatorische Maßnahmen zu steuern.

Bei der Gestaltung des Bohrplatzes und dem Ausbau der Bohrungen wird sichergestellt, dass keine Beeinträchtigung von grundwasserführenden Schichten während der Bohr- und Betriebsphase auftreten kann. Das so genannte Standrohr dient u. a. dazu, oberflächennahe grundwasserführende Schichten, die in der Regel nur in den oberen 100 m auftreten, zu schützen. Der Bohrplatz wird so eingerichtet und in den entscheidenden Bereichen versiegelt, dass der Schutz des Bodens und Grundwassers gegen Kontaminationen von der Oberfläche aus gewährleistet wird. Rinnen und Auffanggruben auf dem Bohrplatz stellen sicher, dass auch im Falle einer obertägigen Kontamination die entsprechenden Verunreinigungen aufgefangen und ordnungsgemäß entsorgt werden können. Durch Zementation der Rohre wird gewährleistet, dass die Rohre dauerhaft fest mit dem umgebenden Gestein verbunden sind und dass keine Flüssigkeiten „hinter" den Rohren entlang fließen können (Bohrungsintegrität). Das Standrohr im Bereich der Grundwasserleiter dichtet diese zusätzlich ab. Nur im Bereich des Zielhorizontes steht die Bohrung durch Perforation (Löcher oder Schlitze) bzw. *Open-Hole* Bereiche im direkten Kontakt zum Gestein. Geologische Schichten oberhalb des Zielhorizontes werden durch die Verrohrung isoliert und gegen Verunreinigung geschützt. Der Schutz von Boden und Grundwasser sowie generell die Minimierung von Umweltbeeinträchtigungen sind im berg- und wasserrechtlichen Genehmigungsverfahren wichtige Zulassungskriterien.

Für Stimulationsmaßnahmen wird Frischwasser benötigt, das aus Oberflächengewässern oder Grundwasser gewonnen werden kann. Die Wasserentnahme muss bei Entnahmemengen von mehr als 50.000 m^3, die aber nur selten benötigt werden, vorher bei der zuständigen Bergbehörde im Einvernehmen mit der Wasserbehörde beantragt und genehmigt werden. Durch die Entnahme kann es zu einem zeitlich befristeten Absinken des Wasserspiegels bzw. Grundwasserspiegels kommen. Durch genaue Kenntnis der hydrogeologischen Situation kann die Absenkung minimiert werden.

Das zur Stimulation vorgesehene Wasser wird kurzfristig aufbereitet. Für Gel-/ Stützmittel-Maßnahmen wird es innerhalb von Stunden verwendet, bei hydraulischen und chemischen Stimulationen werden mögliche Zusätze während der Injektion zugeführt. Die Lagerung aller Zusatzstoffe am Standort der Stimulation muss genau im Hauptbetriebsplan angegeben werden.

Menge und Zusammensetzung der Zusatzstoffe hängen von der technischen Aufgabenstellung ab. Beim obertägigen Handling dieser Stoffe werden Vorsichtsmaßnahmen ergriffen, damit diese Lösungen nicht mit dem Boden in Kontakt kommen. Schließlich sind die meisten Stimulationszusätze ökologisch unbedenklich, so dass diese vornehmlich zum Einsatz kommen.

Zu Verunreinigungen des Grundwassers oder des Bodens mit Formationsfluid, Stimulationsmittel oder Stimulationsmittelzusätzen und Säuren kann es nur bei unsachgemäßem Umgang kommen. Zu ihrer Vermeidung wurden bereits umfassende Regelungen entwickelt. Durch gesetzlich vorgeschriebene technische Maßnahmen (z. B. Ausbau des Bohrlochs) wird der Kontakt von Formationsfluid sowie Stimulationsmittel mit dem oberflächennahen Grundwasser vermieden. An der Oberfläche wird das Stimulationsmittel bzw. das geförderte Formationsfluid, falls es nicht wieder in den Untergrund eingebracht werden kann, fachgerecht entsorgt. Somit besteht auch hier keine Gefahr für Boden und Grundwasser.

Die Rissausbreitung im Untergrund und die natürliche Barrierewirkung geologischer Schichten werden durch Berechnungen im Voraus sowie durch seismoakustisches Monitoring und Druckmessung während der Stimulation kontrolliert. Es kann ausgeschlossen werden, dass Risse sich bis in die oberflächennahen Grundwasserleiter oder gar bis zur Oberfläche ausbreiten.

Die Freisetzung von im Formationsfluid gelösten Gasen wird durch umfassende technische Vorkehrungen kontrolliert bzw. verhindert. Es muss gewährleistet werden, dass das Gas nur kontrolliert durch die Bohrung selbst austreten kann. Das Risiko einer Leckage der Bohrung wird durch die vorgeschriebene Verrohrung und Zementation des Bohrlochs wirksam verhindert, so dass das oberflächennahe Grundwasser nicht verunreinigt werden kann.

Aus dem Rücklauf bzw. dem produzierten Wasser können Festpartikel ausfallen, die mit Schwermetallen angereichert sein können. Durch Anbringung von Filtern werden diese abgetrennt und die so angefallenen festen Rückstände müssen fachgerecht entsorgt werden.

Die induzierte Seismizität bleibt eine wichtige Umwelt- und Akzeptanzfrage hydraulischer Stimulationsmaßnahmen. Sie lässt sich durch eine sorgfältige geologische Vorerkundung, die Erfassung der natürlichen Seismizität, ein seismologisches Basisgutachten, ein projektbegleitendes Messnetz sowie klar definierte, betriebliche Reaktionsschemata deutlich begrenzen, aber nicht vollständig ausschließen. Erforderlich sind deshalb eine standortspezifische Bewertung der seismischen Gefährdung sowie ein Monitoring- und Reaktionskonzept, mit dem Betriebsparameter frühzeitig angepasst oder Maßnahmen bei Bedarf unterbrochen werden können. Gerade in tektonisch beanspruchten oder störungsgebundenen Reservoiren kommt dieser fortlaufenden Überwachung besondere Bedeutung zu.

Zusammenfassend ist daher festzuhalten: Chemische Stimulationen sind in Karbonatreservoiren ein etabliertes Standardverfahren. Hydraulische Stimulationen erfordern eine standortspezifische Planung, techni-

sche Auslegung und laufende Überwachung und sind unter diesen Voraussetzungen kontrollier- und steuerbar. Die Messdaten sind kontinuierlich sowohl statistisch als auch hinsichtlich ihrer räumlichen Verteilung auszuwerten. Durch die messtechnische Überwachung in Verbindung mit einem klar definierten Reaktionsschema kann ein kontrollierter und sicherheitsorientierter Betrieb der Anlage gewährleistet werden.

8. Genehmigungen und Kontrolle

Stimulationen gehören zu den bergbaulichen Tätigkeiten und werden gemäß Bundesberggesetz (§ 50 ff. BBergG) genehmigt. Der Unternehmer wird darin verpflichtet, alle Tätigkeiten in einem Betriebsplan genau zu beschreiben und der zuständigen Bergbehörde rechtzeitig zur Zulassung vorzulegen. Im Fall der hier behandelten hydraulischen Stimulation sind das sämtliche Angaben zu Art und Zweck der Maßnahme (Stimulationsart, Tiefe, Speicherzustand, Durchlässigkeit, Erfolgsprognose), die Spezifikationen der vorgesehenen Technologie (Fluide, Volumen, Drücke, zeitlicher Ablauf, Speicher) und der Überwachung (Druckkontrolle, seismisches Monitoring, Reaktionsschema) sowie die ordnungsgemäße Entsorgung aller angefallenen Abfälle.

Schon im Betriebsplanzulassungsverfahren für die Tiefbohrung, spätestens vor der Zulassung eines Betriebsplans zum Aufbrechen von Gestein unter hydraulischem Druck muss geprüft werden, ob die Zulassung des Vorhabens einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bedarf. Das ist bei Tiefbohrungen zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdwärme mit Aufbrechen von Gestein unter hydraulischem Druck stets erforderlich, wenn entweder wassergefährdende Gemische eingesetzt werden oder das Vorhaben in einer Erdbebenzone 1 bis 3 nach DIN EN 1998, Teil 1, Ausgabe Januar 2011, liegt (§ 1 Nr. 8a der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben - UVP-V Bergbau).

Liegt ein solcher Fall nicht vor, muss bei Gewinnungsbohrungen eine allgemeine UVP-Vorprüfung des Einzelfalls und bei Aufsuchungsbohrungen eine standortbezogene UVP-Vorprüfung des Einzelfalls durchgeführt werden (§ 1 Nr. 10 UVP V Bergbau). Kann das Vorhaben im Ergebnis der UVP-Vorprüfung nach Einschätzung der zuständigen Behörde erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben, die bei der Zulassungsentscheidung zu berücksichtigen wären, ist eine UVP durchzuführen (§ 7 Abs. 1 Satz 2 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung UVPG).

Wenn danach eine UVP-Pflicht besteht, muss die Bergbehörde die Aufstellung eines Rahmenbetriebsplans verlangen und für dessen Zulassung ein Planfeststellungsverfahren mit UVP und Öffentlichkeitsbeteiligung durchführen (§ 52 Abs. 2a BBergG). Besteht keine UVP-Pflicht, genügt die bergbehördliche Zulassung eines einfachen Haupt- und ggf. Sonderbetriebsplans ohne Öffentlichkeitsbeteiligung.

Unabhängig von der Verfahrensart setzt die Zulassung eines Betriebsplans für die Aufsuchung und Gewinnung von Erdwärme einschließlich des Aufbrechens von Gestein unter hydraulischem Druck und sonstigen damit in betrieblichem Zusammenhang stehenden Tätigkeiten voraus, dass der Stand der Technik eingehalten und die Integrität des Bohrlochs nach dem Stand der Technik sichergestellt und regelmäßig überwacht wird. In den Erdbebenzonen 1 bis 3 ist ferner ein seismologisches Basisgutachten zu erstellen, es sind Maßnahmen für einen kontrollierten Betrieb zu ergreifen und der Betrieb ist regelmäßig nach dem Stand der Technik zu überwachen (§ 22b der Allgemeinen Bundesbergverordnung ABBergV).

Für das Aufbrechen von Gestein unter hydraulischem Druck zur Aufsuchung von Erdwärme einschließlich der zugehörigen Tiefbohrungen ist ferner eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich (§ 8 Abs. 1, § 9 Abs. 2 Nr. 3 des Wasserhaushaltsgesetzes WHG). Über die wasserrechtliche Erlaubnis entscheidet die Bergbehörde im Einvernehmen mit der Wasserbehörde (§ 19 Abs. 2 und 3 WHG). Die wasserrechtliche Erlaubnis wird teilweise mit der Betriebsplanzulassung in einem Dokument verbunden.

Das Wasserrecht enthält weitere Anforderungen und Einschränkungen. Unzulässig ist das Aufbrechen von Gestein unter hydraulischem Druck beispielsweise in oder unter einem festgesetzten Wasser- oder Heilquellenschutzgebiet, einem Einzugsgebiet einer Wasserentnahmestelle für die öffentliche Wasserversorgung, eines Mineralwasservorkommens, einer Heilquelle oder einer Stelle zur Entnahme von Wasser zur Herstellung von Lebensmitteln (§ 13a Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 WHG). Auf Antrag des Inhabers der Erlaubnis für die jeweilige Wasserentnahme weist die zuständige Behörde die entsprechenden Gebiete in Karten aus und veröffentlicht diese Karten im Internet (§ 13a Abs. 1 Satz 3 WHG). Es ist allerdings fraglich, ob solche Gebiete bisher überhaupt ausgewiesen und veröffentlicht worden sind. In Naturschutzgebieten und Nationalparks ist die Errichtung von Anlagen zum Aufbrechen von Gestein unter hydraulischem Druck verboten (§ 23 Abs. 3, § 24 Abs. 3 des Bundesnaturschutzgesetzes BNatSchG).

Die wasserrechtliche Erlaubnis für das Aufbrechen von Gestein unter hydraulischem Druck darf nur erteilt werden, wenn die dazu verwendeten Gemische als nicht oder als schwach wassergefährdend eingestuft sind und sichergestellt ist, dass der Stand der Technik eingehalten wird (§ 13a Abs. 4 WHG).

Der Antrag auf Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis muss Angaben über die Identität aller Stoffe enthalten, die eingesetzt, wiederverwendet, entsorgt oder beseitigt werden sollen, über ihre voraussichtliche Menge und über ihren Anteil in Gemischen sowie Angaben über die Beschaffenheit des Grundwassers, oberirdischer Gewässer, des Bodens und der Gesteine im möglichen Einwirkungsbereich der Vorhaben, wobei die zuständige Behörde festzulegen hat, welche Untersuchungen im Einzelnen erforderlich sind (§ 13b Abs. 1 Satz 1 WHG i. V. m. mit § 2 UVP-V Bergbau). Die zuständige Behörde hat diese Angaben innerhalb von 2 Wochen nach Antragstellung im Internet zu veröffentlichen (§ 13b Abs. 1 Satz 2 WHG).

In der wasserrechtlichen Erlaubnis muss geregelt werden, wie die Beschaffenheit des Grundwassers und oberirdischer Gewässer im Einwirkungsbereich der Maßnahmen regelmäßig während und nach deren Durchführung zu überwachen und über die Ergebnisse der Überwachung der zuständigen Behörde zu berichten ist (§ 13b Abs. 2 WHG). In der wasserrechtlichen Erlaubnis muss ferner die regelmäßige Überwachung der Integrität des Bohrlochs sowie die Pflicht, der zuständigen Behörde über die Ergebnisse der Überwachung zu berichten, näher geregelt werden (§ 13b Abs. 3 WHG). Der Unternehmer muss die zuständige Behörde unverzüglich über nachteilige Veränderungen der Beschaffenheit des Grundwassers, eines oberirdischen Gewässers oder des Bodens infolge des Aufbrechens von Gestein unter hydraulischem Druck unterrichten, wenn es dazu kommen sollte; die zuständige Behörde hat solche Informationen innerhalb von zwei Wochen nach der Unterrichtung im Internet zu veröffentlichen (§ 13b Abs. 4 WHG).

Sowohl für das bergrechtliche Betriebsplanzulassungsverfahren als auch für das wasserrechtliche Erlaubnisverfahren gelten ferner die Sonderregelungen für Genehmigungen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Dazu gehört das bei allen Abwägungs- und Ermessensentscheidungen zu berücksichtigende überragende öffentliche Interesse an der Errichtung und dem Betrieb von Anlagen zur Gewinnung von Erdwärme zur Strom- oder Wärmeerzeugung (§ 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes - EEG -, § 2 Abs. 3 des Wärmeplanungsgesetzes - WPG - und § 4 des Geothermie-Beschleunigungsgesetzes - GeoBG). Ferner gelten besondere Fristen für das Betriebsplanzulassungs- und das wasserrechtliche Erlaubnisverfahren (§ 57e BBergG und § 11a WHG).

Wie bei allen Bergbauvorhaben muss der Unternehmer gemäß § 58 ff BBergG die für die Tätigkeit verantwortlichen Personen benennen. So sind die Zuständigkeiten von vornherein klar und die Personalstruktur sowie die fachliche Eignung und Erfahrung der Beteiligten können im Vorfeld beurteilt werden.

Schließlich unterliegt jede Bergbautätigkeit der Bergaufsicht gemäß § 69 ff BBergG, die dafür sorgt, dass zu keiner Zeit von einem Betrieb Gefahren für Leben oder Gesundheit Dritter oder gemeinschädliche Einwirkungen ausgehen. Darin geregelt sind die Pflichten der Unternehmer sowie die Kontroll- und Eingriffsrechte der Bergbehörde.

Literaturverzeichnis

- Armstead, H. & Tester, J. (1987). Heat Mining: A New Source of Energy. E. F. Spon, London. ISBN-10: 0419122303

- Backers, T., Gallas, J., Godlewska, J., Hülsmann, M., Kühne, P., Ogan, M., et al. (2023). Zonierte Reservoirbehandlung an natürlichen Kluftzonen in tiefliegenden Karbonaten zur Entwicklung eines petrothermalen Standortes in Deutschland. Abschlussbericht, Projekt-Nr. 30190276. Förderkennzeichen: 03EE4010C. https://www.geo.ruhr-uni-bochum.de/ingenieurgeologie-felsmechanik/forschung-1

- Baisch, S., Bischoff, M., Joswig, M. & Plenefisch, T. (2025). Empfehlungen zur Erstellung von Stellungnahmen zur seismischen Gefährdung bei tiefengeothermischen Projekten. Forschungskollegium Physik des Erdkörpers (FKPE). https://www.fkpe.org/fileadmin/user_upload/Microsite_FKPE/dokumente/Induzierte_Seismizitaet/AGIS_M3a_Empfehlungen-Gutachten.pdf

- Baria, R. & Green, S. (1989). Microseismics: A Key to Understanding Reservoir Growth. Hot Dry Rock Geothermal Energy. Camborne School of Mines International Hot Dry Rock Conference: 363-377, Robertson Scientific Publications.

- Batchelor, A. (1977). Brief summary of some geothermal related studies in the United Kingdom. 2nd NATO/CCMS Geothermal Conf., 27-29. Los Alamos.

- Blöcher, G., Reinsch, T., Henninges, J., Milsch, H., Regenspurg, S., Kummerow, J., Francke, H., Kranz, S., Saadat, A., Zimmermann, G. & Huenges, E. (2016). Hydraulic history and current state of the deep geothermal reservoir Groß Schönebeck. Geothermics, 63, 27-43. DOI: 10.1016/j.geothermics.2015.07.008

- Boese, C., Kück, J., Zimmermann, G., Dresen, G., Kamrani, S., Harms, U., Sass, I. & Bohnhoff, M. (2025). Hydraulic analysis of the GEOREAL fluid injection experiment at the KTB pilot hole, Germany. Social Science Research Network, 1-33, DOI:10.2139/ssrn.5667645

- Bracke, R. & Huenges, E. (Ed.) (2022). Roadmap Tiefe Geothermie für Deutschland Strategiepapier von sechs Einrichtungen der Fraunhofer-Gesellschaft und der Helmholtz-Gemeinschaft. https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/dc4a0733-2c1e-45ea-9600-0056ec82a0c0

- Brown, D. Duchane, D., Heiken, G., & Hriscu, V. (2012). Mining the Earth's Heat: Hot Dry Rock Geothermal Energy, Springer, 657 p. DOI: 10.1007/978-3-540-68910-2

- Buijze , L., van Bijsterveldt , L., Cremer , H., Paap , B., Veldkamp , H., Wassing , B. B., Wassing , B. B., van Wees, J.-D., van Yperen , G. C., ter Heege , J. H. & Jaarsma , B. (2020). Review of induced seismicity in geothermal systems worldwide and implications for geothermal systems in the Netherlands. Netherlands Journal of Geosciences, 98. DOI:10.1017/njg.2019.6

- BVG 1101 (2025/6), Blatt 1–3 (BVG 2011, 2023) Seismizität bei Geothermieprojekten. Richtlinie BVG 1101, Teil 1: Seismische Überwachung (Messnetze). https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Bibliothek/Downloads/BVG-Richtlinie-1101-T1-2026-04-01-digital-Final-1.pdf

- BVG (2023). Hintergrundpapier: Induzierte Seismizität bei Geothermieprojekten. https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Bibliothek/Downloads/20231201_Hintergrundpapier_Seismizitaet.pdf

- BVG (2026). Geothermie in Zahlen: Geothermiepotenziale deutschlandweit entdecken. https://www.geothermie.de/aktuelles/geothermie-in-zahlen

- Childers, I. M., Endres, M., Burns, C., Garcia, B., Liua, J., Wietsma, T., Bonneville, A., Moore, J., Leavy, I., Zhong, L., Schaef, H., Fu, L., Wang, H.& Fernandez, C. (2017). Novel highly dispersible, thermally stable core/shell proppants for geothermal applications. Geothermics, 70, 98-109, DOI: 10.1016/j.geothermics.2017.05.013

- El-Sadi, K., Gierke, B., Howard, E. & Gradl, C. (2024). Review of Drilling Performance in a Horizontal EGS Development. Proceedings, 49th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, SGP-TR-227. Stanford University, California https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2024/Elsadi.pdf?t=1706897516

- Fervo Energy (2024). Fervo Energy's record-breaking production results showcase rapid scale up of enhanced geothermal. https://fervoenergy.com/fervo-energys-record-breaking-production-results-showcase-rapid-scale-up-of-enhanced-geothermal/

- Fervo Energy (2026). Cape Station: The world's largest next-generation geothermal development. https://capestation.com/

- Garcia, J., Hartline, C., Walters, M., Wright, M., Rutqvist, J., Dobson, P. & Jeanne, P. (2016). The Northwest Geysers EGS Demonstration Project, California Part 1: Characterization and reservoir response to injection. Geothermics, 63, 97–119, DOI: 10.1016/j.geothermics.2015.08.003

- Gaucher, E., Lengliné, O. & Schmittbuhl, J. (2026). Seismic interplay during the GRT-1 stimulation series of the Rittershoffen EGS reservoir. Frontiers in Earth Science, 14. DOI: 10.3389/feart.2026.1738377

- 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, Congress of Rock Mechanics, ISRM. Montreal, Canada, DOI: 10.13140/RG.2.1.4924.3041

- Hardick, E. (2025). What Fervo's approach says about financing first-of-a-kind energy projects. https://www.latitudemedia.com/news/what-fervos-approach-says-about-financing-first-of-a-kind-energy-projects

- Häring, M., Schanz, U., Ladner, F., Dyer, B. (2008). Characterisation of the Basel 1 enhanced geothermal system. Geothermics, 37(5), 469-495, DOI: 10.1016/j.geothermics.2008.06.002

- Hillers, G., Vuorinen, T., Uski, M., Kortström, J., Mäntyniemi, P., Tiira, T., Malin, P., Saarno, T. (2020). The 2018 Geothermal Reservoir Stimulation in Espoo/Helsinki, Southern Finland: Seismic Network Anatomy and Data Features. Seismological Research Letters, 91(2A), 770-786, DOI: 10.1785/0220190253

- Hogarth, R. & Holl, H.-G. (2017). Lessons Learned from the Habanero EGS Project. Geothermal Resources Council, 41, Annual Meeting. Salt Lake City

- Holl, H., Moeck, I. & Schandelmeier, H. (2005). Characterisation of the Tectono-Sedimentary Evolution of a Geothermal Reservoir Implications for Exploitation (Southern Permian Basin, NE Germany). Proceedings World Geothermal Congress. Antalya, Turkey

- Horne, R., Genter, A., McClure, M., Ellsworth, W., Norbeck, J. & Schill, E. (2025). Enhanced geothermal systems for clean firm energy generation. Nature Reviews Clean Technology, DOI:10.1038/s44359-024-00019-9

- IEA (International Energy Agency) (2024). The Future of Geothermal Energy. IEA. https://www.iea.org/reports/the-future-of-geothermal-energy

- Jung, R. (2013). EGS - Goodbye or Back to the Future. ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing. Brisbane, Australia: ISRM-ICHF-2013-022, DOI: 10.5772/56458

- K-C, B., Ghazanfari, E., McLennan, J., Frash, L. & Meng, M. (2024). Evaluation of sintered bauxite proppant for binary enhanced geothermal systems. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, DOI: 10.1007/s40948-023-00719-9

- Kukkonen, I., Heikkinen, P., Malin, P., Renner, J., Dresen, G., Karjalainen, A. & Rytkönen, J. (2023). Hydraulic conductivity of the crystalline crust: Insights from hydraulic stimulation and induced seismicity of an enhanced geothermal system pilot reservoir at 6 km depth, Espoo, southern Finland. Geothermics, 112, 102743, DOI: 10.1016/j.geothermics.2023.102743

- Kuriyagawa, M. & Tenma, N. (1999). Development of hot dry rock technology at the Hijiori test site. Geothermics, 28(4-5), 627-636, DOI: 10.1016/S0375-6505(99)00033-4

- Legarth, B. A. (2003). Erschließung sedimentärer Speichergesteine für eine geothermische Stromerzeugung. GeoForschungsZentrum Potsdam. https://webdoc.sub.gwdg.de/ebook/serien/tm-v/STR/0309.pdf

- Lei, K., Chen, Y., Du, X., Pan, Y., Lu, B., Jia, P., Steeger, F., Manuel, T. & Rafig, A. (2026). A review of reservoir stimulation technologies for enhanced geothermal systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 229, 116618, DOI: 10.1016/j.rser.2025.116618

- LFZG (2023). Tiefe Geothermie – ein Handlungsleitfaden. Broschüre, 87 S., Karlsruhe. DOI: 10.5445/IR/1000154355

- Loewer, M., Keim, M. & Bauer, W. (2021). Petrothermale Geothermie & Enhanced Geothermal Systems Ein Review. Geothermie-Allianz Bayern (GAB). https://geothermie-allianz.de/petrothermale-geothermie-enhanced-geothermal-system

- Majer, E. & Nelson, J. (2012). Protocol for Addressing Induced Seismicity Associated with Enhanced Geothermal Systems. Geothermal Technologies Program. U.S. Department of Energy. https://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/geothermal_seismicity_protocol_012012.pdf

- Maurer, V., Gaucher, E., Grunberg, M., Koepke, R., Pestourie, R. & Cuenot, N. (2020). Seismicity induced during the development of the Rittershoffen geothermal field. Geothermal Energy 8, 5. DOI: 10.1186/s40517-020-0155-2

- McClure, M. (2025). Preliminary Analysis of Results from the Utah FORGE Project, 50th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, (pp. SGP-TR-229), Stanford University, Stanford, California

- MIT (2007). The Future of Geothermal Energy, Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century. https://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/future_geo_energy.pdf

- Norbeck, J. & Latimer, T. (2023). Commercial-Scale Demonstration of a First-of-a-Kind Enhanced Geothermal System. DOI: 10.31223/X52X0B

- Parker, R. (1999). The Rosemanowes HDR project 1983–1991. Geothermics, 28 (4-5), 603-615. DOI: 10.1016/S0375-6505(99)00031-0

- Pearson, C. (1981). The Relationship Between Microseismicity and High Pore Pressures During Hydraulic Stimulation Experiments in Low Permeability Granitic Rocks. Journal of Geophysical Research Solid Earth, 86(B9), 7855–7864. DOI: 10.1029/JB086iB09p07855

- Pine, R. & Batchelor, A. (1984). Downward migration of shearing in jointed rock during hydraulic injections. Int. J. of Rock Mechanics Mining Sciences and Geomechanical Abstracts, 21(5), 249-263. DOI: 10.1016/0148-9062(84)92681-0

- Regenspurg, S., Banks, J., Zimmermann, G. (2010 a). Mineral precipitation from geothermal brines during reservoir activities Example Gross Schonebeck (Germany). Geochimica et Cosmochimica Acta, 74,12, Suppl.1, A856. https://gfzpublic.gfz.de/pubman/item/item_242983

- Regenspurg, S., Wiersberg, T., Brandt, W., Huenges, E., Saadat, A., Schmidt, K. & Zimmermann, G. (2010 b). Geochemical properties of saline geothermal fluids from the in-situ geothermal laboratory Groß Schönebeck (Germany). Chemie der Erde - Geochemistry, 70(18), 3-12. DOI: 10.1016/j.chemer.2010.05.002

- Sandrock, M. et al. (2020). Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefengeothermischer Resourcen, 2020

- Sigurjonsson, H., Cook, D., Davíðsdottir, B. & Bogason, S. (2021). A life-cycle analysis of deep enhanced geothermal systems the case studies of Reykjanes, Iceland and Vendenheim, France. Renewable Energy 177, 1076-1086, DOI: 10.1016/j.renene.2021.06.013

- StMWi. (2024). Bayerischer Geothermieatlas Hydrothermale Energiegewinnung. https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/publikationen/pdf/2024-02-19_Bayerischer_Geothermieatlas_akt24.pdf

- Stober, I. (1986). Strömungsverhalten in Festgesteinsaquiferen mit Hilfe von Pump- und Injektionsversuchen. Geologisches Jahrbuch, C 42. ISBN 978-3-510-96215-0

- Stober, I. (2011). Depth- and pressure-dependent permeability in the upper continental crust: data from the Urach 3 geothermal borehole, southwest Germany. Hydrogeology Journal,19, 685–699, DOI: 10.1007/S10040-011-0704-7

- Stober, I. & Bucher, K. (2025). Geothermie. Berlin, Springer Nature (4. Auflage). DOI: 10.1007/978-3-662-70283-3

- Tischner, T., Schindler, M. Jung, R. & Nami, P. (2007). HDR Project Soultz: Hydraulic and seismic observations during stimulation of the 3 deep wells by massive water injections. Proceedings, 32nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, SGP-TR-173. Stanford University, California. https://earthsci.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2007/tischner.pdf

- UBA (2015). Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen. https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/tiefe-geothermie-moegliche-umweltauswirkungen

- Utah FORGE (2024). Utah FORGE Concludes Successful Extended Circulation Test. https://utahforge.com/utah-forge-concludes-successful-extended-circulation-test/

- Utah FORGE (2025). A Year in Review 2024. https://utahforge.com/a-year-in-review-2024/

- Utah FORGE (2026). Frontier Observatory for Research in Geothermal Energy. https://openei.org/wiki/R%26D_Reports#Frontier_Observatory_for_Research_in_Geothermal_Energy

- Weidler, R., Gerard, A., Baria, R., Baumgaertner, J. & Jung, R. (2002). Hydraulic and microseismic results of a massive stimulation test at 5 km depth at the European hot dry rock test site Soultz France. 27th Workshop on geothermal reservoir engineering, 28-30. Stanford, California

- Wenzelides, M., Treugut, L., Brunkow, S. & Emmermann, R. (2015). Hydraulic Fracturing: Eine Technologie in der Diskussion. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften. https://www.acatech.de/publikation/hydraulic-fracturing-eine-technologie-in-der-diskussion/

- Wolfgramm, M., Seibt, A., Hurter, S. & Zimmermann, G. (2003). Origin of geothermal fluids of Permo-Carboniferous rocks in the NE German basin (NE Germany). Journal of Geochemical Exploration, 78-79,127-131, DOI: 10.1016/S0375-6742(03)00133-X

- Zimmermann, G. (2010). Cyclic waterfrac stimulation to develop an enhanced geothermal system (EGS): Conceptual design and experimental results. Geothermics, 39(1), 59–69, DOI: 10.1016/j.geothermics.2009.10.003

- Zimmermann, G., Blöcher, G. & Reinicke, A. (2011). Rock specific hydraulic fracturing and matrix acidizing to enhance a geothermal system – Concepts and field results. Tectonophysics, 503(1), 146-154, DOI: 10.1016/j.tecto.2010.09.026

I. Anhang

Tabelle 3: Zusatzstoffe des Stimulationsfluids TF 45 EF™ (Backers et al., 2023)

Produktbezeichnung (Hersteller Schlumberger)	**Funktion**
Self Hydrating Gelling Agent	Verdickungsmittel
High Temperature Crosslinker	Hochtemperatur-Vernetzungsmittel
Buffering Agent	Puffer
High-Temperature Gel Stabilizer	Hochtemperatur-Gelstabilisator
Caustic Soda	pH-Stabilisator
Temporary Clay Stabilizer	Toninhibierung
Proppant Transport Additive	Fasern zur Verbesserung des Transports des Stützmittels in die Frakturen
EB-Clean Breaker	Kettenbrecher I (Abbau des Gels)
Corrosion Inhibitor	Korrosionsinhibitor
Inhibitor Aid	Zusatz für Korrosionsinhibitor
Encapsulated Breaker	Kettenbrecher II (zeitverzögerter Gelabbau)

Tabelle 4: Verwendete Stützmittel und deren Eigenschaften (Backers et al., 2023)

Produktbezeichnung (Schlumberger)	**Typ / Funktion**
100 Mesh Sand	Quarzsand (feinkörniges Stützmittel)
30/50 Sinterball HSP	Keramisches Stützmittel
20/40 Sinterball HSP	Keramisches Stützmittel