

TEXTE

104/2015

Tiefe Geothermie – mögliche Umwelt- auswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen

TEXTE 104/2015

Sachverständigengutachten

UBA-FB 002242

Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen

von

Dr. Thomas Plenefisch, Lisa Brückner, Dr. Lars Ceranna, Nicolai Gestermann,
Dr. Georg Houben, Dr. Torsten Tischner, Dr. Ulrich Wegler, Matthias Wellbrink,
Dr. Christian Bönemann


Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover

Auf der Grundlage einer Verwaltungsvereinbarung zwischen dem
Umweltbundesamt und der Bundesanstalt für Geowissenschaften und
Rohstoffe

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Stilleweg 2
30655 Hannover

Abschlussdatum:

November 2015

Redaktion:

Fachgebiet I 2.3 Erneuerbare Energien
Dr. Andreas Bertram

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/tiefe-geothermie-moegliche-umweltauswirkungen>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Dezember 2015

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Gutachten wurde mit Mitteln des Umweltbundesamtes gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Die vorliegende Studie betrachtet mögliche Umweltauswirkungen, die durch hydraulische und chemische Stimulationen in der tiefen Geothermie in Deutschland entstehen können. Die Untersuchungen und Analysen erfolgen auf der Basis von bereits existierenden Studien und Informationen von Projektbetreibern. Als potenzielle Umweltauswirkungen stehen dabei die induzierte Seismizität und mögliche Beeinträchtigungen der zur Trinkwasserversorgung dienenden Grundwasserleiter und Oberflächengewässer im Vordergrund. Insgesamt sind dafür in dieser Studie Informationen zu 30 hydraulischen und 26 chemischen Stimulationsmaßnahmen zum Teil auch aus dem angrenzenden Ausland zusammengetragen und analysiert worden. Bei den hydraulischen Stimulationen wurden zu zwei Dritteln Wasserfracs und zu einem Drittel Stützmittelfracs durchgeführt. Während bei den Wasserfracs ausschließlich Wasser eingesetzt wurde, kamen bei den übrigen Behandlungen Zusatzstoffe (Gel, Stützmittel) zum Einsatz, die in ihrer Menge und Art aus trinkwasserhygienischer Sicht nicht relevant sind. In Deutschland ist die Maximalstärke von Erdbeben, die durch Stimulationsmaßnahmen in der Geothermie induziert werden, deutlich kleiner als diejenige von Beben in anderen Bereichen der Energie- und Rohstoffgewinnung. Der vertikale Abstand zwischen den Erdbebenherden und den Deckschichten beträgt mindestens 1.000 m, so dass eine Gefährdung der über den Deckschichten gelegenen, zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwasserschichten äußerst unwahrscheinlich ist. Zusammenfassend ist festzustellen, dass bei Einhaltung der bestehenden Vorschriften und Regelwerke sowie unter Beachtung des Standes von Wissenschaft und Technik eine Beeinträchtigung von Grundwasser im Zusammenhang mit hydraulischen und chemischen Stimulationen bei tiefer Geothermie faktisch ausgeschlossen ist. Die Wahrscheinlichkeit von spürbaren seismischen Ereignissen kann durch den Einsatz von seismischen Monitoringsystemen in Kombination mit einem Reaktionsplan minimiert werden.

Abstract

This study analyzes the potential environmental impacts caused by hydraulic fracturing or chemical stimulation in deep geothermal wells in Germany. Survey and analysis are based on existing studies and information provided by operating companies. Predominant possible environmental impacts covered by this study are induced seismicity and potential detraction of groundwater reservoirs and surface waters, which serve for drinking water supply. Altogether, in this study, information on 30 hydraulic frac operations and 26 chemical stimulations including information from neighboring countries were compiled and analyzed. Out of the hydraulic stimulations two thirds were carried out as waterfracs and one third as fracturing with proppants. Whereas in waterfracs exclusively water was used, the other hydraulic frac operations made use of additives (gel, proppants), which are, however, not relevant considering drinking water quality. The maximum magnitudes of induced earthquakes caused by hydraulic fracturing of deep geothermal wells in Germany are significantly smaller than those in other areas of mining activity in Germany. The vertical distance between the earthquakes and the cap rocks was at least 1,000 m. Therefore a hazard for the groundwater reservoirs serving for drinking water supply, which are located above the cap rock layers, is extremely unlikely. Based on the analysis of the study we conclude in summary, that in compliance with existing rules, the installation of monitoring equipment as well as following the state-of-the-art scientific and technological expertise a detraction of the groundwater as a result of hydraulic fracturing or chemical stimulation in deep geothermal reservoirs can be ruled out. Moreover, the probability of perceptible seismic events can be minimized by an appropriate monitoring system in combination with an immediate response system and reaction plan.

Zusammenfassung

Die im Erdinneren gespeicherte Wärme stellt ein erhebliches Potenzial für die Energieversorgung dar. Mithilfe geothermischer Gewinnungsverfahren kann die in der Erdkruste gespeicherte Energie für die Wärmeversorgung oder sogar für eine Stromerzeugung nutzbar gemacht werden. Aufgrund ihrer ständigen Verfügbarkeit kann die geothermische Energie eine wichtige Funktion in einem zunehmend von fluktuierender Stromerzeugung geprägten Energiesystem einnehmen. Neben der beständig mit der Tiefe zunehmenden Temperatur ist die Durchlässigkeit des Gesteins im Förderhorizont ein entscheidender Parameter, der eine erfolgreiche geothermische Nutzung bestimmt. Sie kann mithilfe von hydraulischen und chemischen Stimulationsmaßnahmen¹ erhöht werden, um so eine geothermische Nutzung zu ermöglichen.

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) hat auf Grundlage einer Verwaltungsvereinbarung mit dem Umweltbundesamt (UBA) den vorliegenden Bericht erarbeitet. In diesem Bericht werden die möglichen Umweltauswirkungen, die sowohl durch hydraulische als auch chemische Stimulationen in der tiefen Geothermie entstehen können, untersucht und bewertet. Die Untersuchungen und Analysen erfolgten auf der Basis bereits existierender Studien und Informationen von Projektbetreibern. Die beiden wesentlichen Umweltauswirkungen, die hier betrachtet werden, sind die induzierte Seismizität und mögliche Beeinträchtigungen der zur Trinkwasserversorgung dienenden Grundwasserleiter und Oberflächengewässer. Vorrangig betrifft das die Umweltauswirkungen, die aus den Gesteinsbehandlungen im Rahmen eines Geothermieprojekts resultieren. Darüber hinaus erfassen einige der angestellten Untersuchungen die anschließende Betriebsphase einer Geothermieanlage. Als tiefe Geothermie wird dabei im Bericht die Nutzung der Erdwärme bezeichnet, die durch Bohrungen ab 400 m Tiefe erschlossen wird.

Das Grundprinzip der tiefen Geothermie basiert auf der Zirkulation eines Wärmeträgers (Wasser) zwischen Oberfläche und Untergrund. Hydraulische oder chemische Stimulationen werden dabei eingesetzt, um Fließwege für die Zirkulation von Wasser zu erzeugen bzw. um vorhandene Fließwege zu erweitern. Dabei wird zwischen zwei Systemen unterschieden: Hydrothermale Systeme nutzen natürliche heiße Tiefenwässer im Porenraum oder im Kluftnetz von unterirdischen Grundwasserleitern, während petrothermale Systeme direkt die Wärme nutzen, die in einem Gestein mit geringer hydraulischer Durchlässigkeit gespeichert ist. Bei hydrothermalen Systemen sind hydraulische Stimulationen in der Regel nicht erforderlich.

Hydraulische Stimulationsmaßnahmen können in zwei Kategorien unterteilt werden: Wasserfracs, bei denen lediglich Wasser eingesetzt wird und die darauf abzielen bereits vorhandene Störungsflächen zu scheren und Stützmittelfracs, bei denen zusätzlich zum Wasser Stützmittel und Gele eingesetzt werden. Mit dem Stützmittelfrac werden überwiegend neue Zugrisse im Gestein erzeugt, die über die Stützmittel offen gehalten werden. Wasserfracs werden bevorzugt in Gesteinen mit geringer Permeabilität wie etwa im Kristallin eingesetzt, hingegen finden Stützmittelfracs ihre Anwendung eher in porösen Sandsteinen.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden Informationen über hydraulische und chemische Stimulationen in tiefen geothermischen Bohrungen die der letzten 25 Jahre in Deutschland zusammen getragen: An neun Standorten wurden in diesem Zeitraum insgesamt 18 hydraulische Gesteinsbehandlungen ausgeführt. An sechs Standorten wurden Wasserfracs durchgeführt und an vier Standorten Stützmittelfracs. Die eingesetzten Injektionsvolumina reichen von 60 m³ bis 13.000 m³; die Injektionstiefen in den Bohrungen erstrecken sich von 2.000 m bis zu 4.400 m Tiefe. Die Standorte Basel und Soultz-sous-Forêts im Oberrheingraben wurden aufgrund der Nähe, der ähnlichen geologisch-tektonischen Verhältnisse sowie ihrer Bedeutung für Projekte

¹ Eine fachlich präzise Beschreibung der geo- und petrophysikalischen Vorgänge im tiefen Untergrund im Rahmen einer Stimulationsmaßnahme ist der Begriff der (hydraulischen und chemischen) Gesteinsbehandlung. Jedoch ist der Ausdruck „Gesteinsbehandlung“ im öffentlichen Sprachgebrauch noch nicht etabliert; hier werden vor allem „Stimulation“ und „Fracking“ verwendet. In dieser Studie werden daher diese drei Begriffe synonym verwendet.

in Deutschland ebenfalls mit untersucht. Auch ist die kontinentale Tiefbohrung (KTB) in Windischeschenbach betrachtet worden, obwohl die dortigen Untersuchungen nicht auf eine geothermische Nutzung ausgerichtet waren. Chemische Stimulationen zur Verbesserung der bohrlochnahen Zuflussbedingungen wurden vor allem im süddeutschen Molassebecken durchgeführt. Hierfür wurden aus dieser Region die Daten von insgesamt 26 Geothermiebohrungen ausgewertet. In der Regel wurde dabei verdünnte Salzsäure eingesetzt, teilweise unter Zugabe eines Korrosionsinhibitors.

Trotz der bis dato geringen Anzahl der durchgeführten Stimulationen in der tiefen Geothermie variieren diese Maßnahmen erheblich aufgrund ihrer geologischen Randbedingungen und der daraus resultierenden technischen Umsetzung. Die einzelnen Geothermiestandorte bzw. die zugehörigen Gesteinsbehandlungen werden nach geothermischen Potenzialregionen, wie Oberrheingraben, Norddeutsches Becken oder Süddeutsche Molasse klassifiziert und ihre Charakteristika beschrieben. Diese Beschreibungen umfassen die Spezifika des tektonischen Umfeldes, der geothermischen Anlagen, der individuellen Gesteinsbehandlungen sowie der eventuell aufgetretenen Seismizität. Ergänzt werden die drei oben genannten geothermischen Regionen durch die gesonderte Betrachtung von Projekten mit balneologischer Nutzung, d. h. Thermal- und Heilbädern. Im Einzelfall wurden auch dort hydraulische Stimulationen mit allerdings vergleichsweise kleinen Fluidvolumina vorgenommen.

Die Ergebnisse, die sich aus der vergleichenden Betrachtung der einzelnen Standorte im Hinblick auf die induzierte Seismizität bzw. eine mögliche Beeinträchtigung des Trinkwassers ergeben, sind im Folgenden aufgeführt:

Induzierte Seismizität

Parameter zur Charakterisierung der induzierten Seismizität sind hier die Maximalmagnitude, die Anzahl der Erdbeben, die räumliche Ausdehnung der Hypozentren und deren Beziehung zu Störungszonen und Deckschichten sowie mögliche Auswirkungen an der Erdoberfläche.

Die Reaktionen des Untergrundes auf hydraulische Stimulationen fallen unterschiedlich aus: Es gab Maßnahmen, bei denen spürbare seismische Ereignisse auftraten. Des Weiteren gab es solche, bei denen keine Ereignisse gespürt, aber instrumentell nachgewiesen werden konnten; schließlich noch solche Fälle, bei denen selbst instrumentell keine Ereignisse erfasst werden konnten. Schadensfälle in Form von Gebäudeschäden oder Ähnlichem, die eindeutig Gesteinsbehandlungen zuzuordnen wären, sind in Deutschland nicht aufgetreten.

Eine Klassifizierung der seismischen Gefährdung durch die tiefe Geothermie hinsichtlich tektonischer Region, Geologie oder Tiefenhorizont gestaltet sich aufgrund der bisher geringen Anzahl von hydraulischen Stimulationsmaßnahmen noch schwierig. Somit ist eine statistisch fundierte Betrachtungsweise nicht möglich. Die vorliegenden Beobachtungen zeigen aber, dass Gesteinsbehandlungen im Kristallin in tektonisch aktiven Gebieten wie dem Oberrheingraben zu stärkerer spürbarer Seismizität führte, als sie im Sedimentgestein in Norddeutschland beobachtet wurde.

Das stärkste Ereignis, das in Deutschland in Zusammenhang mit der tiefen Geothermie bisher registriert wurde, war das induzierte Erdbeben vom August 2009 bei Landau mit einer Lokalmagnitude von 2,7. Folglich war in Deutschland die Maximalstärke von Erdbeben, die durch Geothermie induziert wurden, deutlich geringer als diejenige von Erdbeben in anderen Bereichen des Bergbaus.

Der zeitliche Verlauf der seismischen Aktivität zeigt, dass induzierte Erdbeben auch nach der Beendigung der Maßnahmen auftreten können. Dieser „Nachlauf“ in der seismischen Aktivität lässt sich durch eine langsame Porendruckausbreitung im Untergrund erklären und muss bei der Einschätzung der seismischen Gefährdung berücksichtigt werden. Weiterhin deutet sich eine Proportionalität zwischen der Anzahl der induzierten Erdbeben und der Maximalmagnitude mit dem Volumen der injizierten Flüssigkeit an.

Die Herdtiefen solcher Erdbeben lagen zwischen 2 und 6 km. Die räumliche Ausdehnung der Hypozentren war unterschiedlich, erreichte aber maximal eine vertikale Ausdehnung von 1.000 m. Somit verblieb mit Ausnahme einer Thermalbadbohrung ein vertikaler Abstand von dem stimulierten Gesteinsbereich zu den Deckschichten von mindestens 1.000 m.

Im Bericht werden Empfehlungen zur Begrenzung induzierter Seismizität bei hydraulischen Stimulationsmaßnahmen in der tiefen Geothermie gegeben. Ziel der empfohlenen Maßnahmen ist grundsätzlich immer die Vermeidung von Personen- und Gebäudeschäden und, wenn möglich, auch die Vermeidung jeglicher spürbarer Seismizität. Die Empfehlungen beziehen sich sowohl auf die Planung als auch auf die Durchführung der hydraulischen Gesteinsbehandlungen.

Die zentrale Empfehlung zur Durchführung der hydraulischen Gesteinsbehandlung besteht darin, diese „seismisch kontrolliert“ durchzuführen, indem bei Zunahme der Seismizität rechtzeitig Druck und Fließrate der Fluide reduziert werden. Die Basis hierfür ist ein kontinuierliches seismische Monitoring, das auch über die Dauer der eigentlichen hydraulischen Stimulation hinaus durchzuführen ist. Für das Monitoring liegen Empfehlungen des Forschungskollegiums Physik des Erdkörpers (FKPE) zur Überwachung induzierter Seismizität vor.

Grundwasserschutz

Als mögliche Auswirkungen von hydraulischen Stimulationen auf die oberflächennahen, zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwasserleiter sind vor allem der Eintrag von Formationsfluiden und der eingesetzten Frac-Fluide, letzteres jedoch nur bei Verwendung von kritischen Zusatzstoffen, zu betrachten.

Eine Gefährdung des oberflächennahen, zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwassers wäre primär durch Unfälle oder Leckagen von Anlagen an der Geländeoberfläche sowie durch Leckagen aus defekten Bohrungen zu befürchten. Diesen potenziellen Schadenquellen wird durch bestehende gesetzliche Auflagen und Verordnungen Rechnung getragen. So verfügen Bohrplätze über Vorrichtungen zum Auffangen austretender Flüssigkeiten. Ein Stofftransport vom Ort der hydraulischen Gesteinsbehandlung in der Tiefe über weite Strecken durch den geologischen Untergrund ist angesichts der oft vorhandenen gering durchlässigen Schichten (Barrieren), der Dichtentrennung zwischen Salz- und Süßwasser sowie der großen Entfernung zur Oberfläche sehr unwahrscheinlich.

Von den etwa 30 im Rahmen des Berichts untersuchten hydraulischen Stimulationsmaßnahmen wurden zwei Drittel nur mit Wasser, d. h. ohne jegliche Zugabe von Chemikalien durchgeführt. Bei den übrigen Behandlungen kamen überwiegend Gelbildner und Stützmittel (keramische Partikel, Quarzsand) zum Einsatz, die aus trinkwasserhygienischer Sicht nicht relevant sind. Lediglich bei einer Maßnahme wurde zu Testzwecken ein sogenanntes Slickwater mit Zugabe verschiedener Chemikalien eingesetzt. Angesichts der Weiterentwicklung der Technik in den letzten Jahren ist die Notwendigkeit des Einsatzes solcher Gemische praktisch nicht mehr gegeben.

Bei den Maßnahmen mit reiner Wasseranwendung wurden Volumina bis 34.000 m³ eingesetzt. Beim Einsatz von Gelbildnern liegen die Volumina mindestens eine Größenordnung darunter. Dabei sind aus Sicht der Wassermengeneffizienz selbst die höchsten bisher eingesetzten Volumina nicht relevant.

Einen Sonderfall stellen die chemischen Stimulationen zur Verbesserung der bohrlochnahen Zuflussbedingungen im Süddeutschen Molassebecken dar. Hierfür wurden 26 Geothermiebohrungen ausgewertet. In der Regel wurde bei den chemischen Stimulationen verdünnte Salzsäure eingesetzt, teilweise unter Zugabe eines Korrosionsinhibitors. Die Säure baut sich durch die Reaktion mit den zu entfernenden Karbonaten des Zielhorizontes weitgehend ab.

Die Tiefenwässer des Malms im Süddeutschen Molassebecken sind nur gering mineralisiert und als weitgehend unkritisch zu betrachten. Hingegen sind die Formationswässer, die in den für die tiefe Geothermie relevanten geologischen Formationen im Oberrheingraben und im Norddeutschen Becken angetroffen werden,

von Natur aus stark versalzen und zeigen erhöhte Spurenelementkonzentrationen. Bei geothermischen Nutzungen werden diese Wässer im Kreislauf gefahren und müssen nicht entsorgt werden. Sie stellen jedoch hohe Anforderungen an die Integrität von Bohrungen und Rohrleitungen.

Die im vorliegenden Bericht zusammengetragenen Fakten und deren vergleichende Analyse führen zu unserer folgenden **Schlussfolgerung**:

Bei Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften, Regelwerke sowie Beachtung des Standes von Wissenschaft und Technik kann eine Beeinträchtigung von Grundwasser im Zusammenhang mit hydraulischen und chemischen Stimulationen in der tiefen Geothermie faktisch ausgeschlossen werden, sofern – wie bisher – ausreichend Deckgebirge und Barrierschichten zwischen dem Zielhorizont der Stimulation und den zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwasserleitern vorhanden sind. Diese Informationen liefern standortbezogene Voruntersuchungen. Die Integrität der Geothermiebohrungen sollte auch in der Betriebsphase regelmäßig überprüft werden. Aus Gründen der Beweissicherung sollte frühzeitig ein angepasstes Grundwassermonitoring durchgeführt werden. Ebenso ist Seismizität mit Personen- oder Sachschäden auszuschließen. Das Auftreten von spürbaren Erdbeben kann dabei durch ein geeignetes seismologisches Monitoring sowie durch ein entsprechendes Frühwarnsystem und Reaktionsschema minimiert werden.

Summary

The thermal heat which is stored in the Earth's interior provides a huge potential for energy supply. Making use of geothermal recovery processes this energy can be made developable for heat supply and even for electric power generation. Due to its permanent availability geothermal energy may play an important role in an electrical energy system, which is increasingly affected by fluctuations in the electric power generation. The most important parameter for a successful geothermal extraction, besides the constantly increasing temperature with depth, is the permeability of the rocks in the potential reservoir. Thereby the permeability of the subsurface can be significantly increased by hydraulic fracturing yielding an effectively engineered geothermal system.

The Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) has worked out the present report, based on an administrative agreement with the Umweltbundesamt (UBA). In this report the potential environmental impact caused by hydraulic fracturing or chemical stimulations in deep geothermal reservoirs is investigated and assessed. The investigations and analyses are based on existing studies and information provided by operators. The two essential environmental impacts being considered in the report are induced seismicity and possible contamination of the groundwater reservoirs which serve for drinking water supply. Though the purpose of this study was to investigate the initial stimulation stage, some of the performed investigations also cover the subsequent operation stages of a geothermal power plant. In our report we define deep geothermal as the utilization of geothermal energy, which is extracted from borehole depths of more than 400 m.

The main principle of deep geothermal energy is based on the circulation of water as a heat carrier fluid between surface and subsurface. Therefore, hydraulic fracturing or chemical stimulation is used to create flow paths for water circulation or to enlarge existing flow paths. Generally, we distinguish between petrothermal and hydrothermal systems; whereas the hydrothermal system makes use of hot water naturally occurring in interconnected voids such as pores or fissures in the deep reservoir, and usually no fracturing is needed for such systems. In contrast, the petrothermal system directly uses the heat which is stored in rocks with a low hydraulic permeability.

Hydraulic fracturing can be separated in two categories: firstly waterfracs in which only water is used and which is aimed at shearing pre-existing zones of weakness and secondly fracturing with proppants in which additionally propping agents and gel are applied. The latter one produces mostly new tensile cracks which are maintained open by the proppants after releasing the pressure. This fracturing method is commonly used in porous sandstones; whereas waterfracs are predominantly applied in rocks with low permeability such as granite.

In the framework of the present study information about hydraulic fracturing and chemical stimulation in deep geothermal projects in Germany has been collected over the last 25 years. At 9 sites 18 distinct measures of hydraulic fracturing were performed. At 6 sites waterfracs were conducted and at 4 sites fracturing with propping agents. Except for one very shallow and untypical thermal bath the applied injection volumes ranged from 60 m³ to 13,000 m³, and the injection depths ranged from 2,000 m to 4,400 m. Due to their spatial vicinity and the relevance of the applied stimulation for projects in Germany both the Basel and the Soultz-sous-Forêts sites were also considered. For the same reason the continental deep drilling project (KTB) in Windischeschenbach was incorporated in the investigations, even though the KTB was not aimed at geothermal use. Chemical stimulation performed for an improvement of fluid flow in the vicinity of the borehole was predominantly applied in the Molasse Basin of Southern Germany. Therefore data from 26 geothermal wells in that region were collected and analyzed. Generally, the reservoirs were treated with a hydrochloric acid-water mixture, to which sometimes corrosion inhibitors were added.

In comparison to the number of frac operations performed in the gas production the overall amount of hydraulic stimulations in deep geothermal reservoirs is rather small. Nevertheless, they considerably vary with respect to their geological settings and the resulting technical implementation. In the report the individual geothermal sites or hydraulic fracturing operations are divided with respect to the regions of geothermal potential as the Upper Rhine Graben or the Molasse basin in Southern Germany, as well as their characteristics. The descriptions comprise the specification of the tectonic situation, the individual fracturing, and the occurred seismicity. The geothermal regions mentioned above are complemented by a separate consideration of balneological projects. Partially, in these projects hydraulic fracturing has been performed, however, with comparatively small fluid volumes.

The results of the comparative analysis of the individual sites with respect to induced seismicity or a possible detraction of drinking water are as follows:

Induced Seismicity

Parameters used here to characterize induced seismicity are maximum magnitude, number of seismic events, size of the seismically active volume, and the relation of this volume to fault zones and the cap rock, as well as, finally, the impacts at the Earth's surface.

In general, it is reported that the response of the subsurface to hydraulic fracturing is different: There are some activities, which cause perceptible seismic events. There are others, where no perceptible but instrumentally detected events occurred, and there are also activities without even any instrumentally detected events. Harms like damages of buildings, which could be clearly assigned to hydraulic fracturing, have not occurred in Germany. A classification of seismic hazard caused by exploitation of deep geothermal reservoirs with respect to tectonic region, geology, or depth of the layer is still difficult. Since the number of hydraulic fracturing measures is small, a statistically sound analysis is impossible. However, we found some indications, that hydraulic fracturing in granite in tectonically active regions like the Upper Rhine Graben results in comparatively stronger, perceptible seismicity compared to hydraulic fracturing in the sedimentary rocks of the North German basin.

The strongest event recorded in relation to hydraulic fracturing for a deep geothermal site in Germany was the earthquake with a local magnitude of 2.4 in Insheim in April 2010. Overall, the maximum magnitudes of earthquakes in Germany induced by hydraulic fracturing of deep geothermal wells are significantly smaller than of those earthquakes in Germany, which are caused by other activities dealing with energy or natural resources exploitation (coal and potash mining, natural gas production).

The sequence of seismic activity during hydraulic fracturing shows that induced earthquakes can also occur after finishing the injection. This 'aftershock activity' can be explained by slow pore pressure propagation in the subsurface and therefore it has to be considered in estimating the seismic hazard. Furthermore, evidences have been found for a proportionality of the induced earthquakes' number and maximum magnitude with the injected fluid volume.

In those cases, where induced seismicity occurred, the depth of earthquakes was ranging between 2 km and 6 km. The size of the 'seismic cloud' differed; however, its vertical extension was limited to a maximum of 1,000 m. Overall, with the exclusion of one well used for a thermal bath, vertical distances of at least 1,000 m remained between the stimulated rocks and the cap rock layers. Therefore, a hazard for the groundwater reservoirs serving for drinking water supply, which are located above the cap rock layers, caused by ascending injected fluids is extremely unlikely.

In this report we give recommendations for limiting the induced seismicity during hydraulic fracturing of deep geothermal wells. The goal is to define measures which avoid any body injury and property damage and, if possible, also to avoid any perceptible seismicity. Hence, the recommendations are related to both the

planning and the implementation of hydraulic fracturing. Additionally, we recommend proactive public relations to achieve a high degree of transparency.

A key recommendation for the realization of hydraulic fracturing is to implement a ‘seismic control’, by timely reducing pressure and flow rate of injected fluids, if seismicity increases in frequency and strength. The basis for such a control is a continuous seismic monitoring, that should also cover the period after the actual hydraulic frac operation, and which should be based on the guidelines given by the Forschungsgemeinschaft Physik des Erdkörpers (FKPE) for monitoring induced seismicity.

Groundwater Protection

Potential consequences on near-surface aquifers generated by hydraulic frac operations are the release of formation fluids and additives, if used. The most common risks for the aquifers relates to the release of chemicals on the surface (leaks, spills) and through compromised boreholes. However, well established technologies and procedures are available to prevent such contaminations. The drill site itself is also equipped to contain surface spills. A migration of fracturing fluids through the geological underground over long distances is very improbable, because the distance from the fractured horizon to the surface is high. Moreover, fresh water and saline water in the subsurface are separated from each other and impermeable formations are common.

Of the 30 hydraulic stimulations considered in this study, about two thirds only employed pure water. The others employed mostly proppants (ceramic particles, quartz sand) and gel. Only one slickwater operation included the use of a cocktail of chemicals. Considering the recent developments in fracking technology, the benefit for using such chemicals is expected to strongly decrease. Therefore this issue is bound to lose relevance for geothermal applications in future.

The highest volumes employed during the pure water fracs were 34,000 m³. The volumes for gel fracs are usually one order of magnitude smaller. Considering the overall water resources available in Germany, the volumes of water used during hydraulic fracturing are not relevant.

Chemical treatments for the stimulation of the vicinity of the borehole in the Molasse Basin of Southern Germany need to be considered separately. Here, 26 geothermal boreholes were studied on this behalf. The bulk of the acid is consumed through a reaction with the carbonates of the target formations.

Formation waters in the geothermal target horizons of the Upper Rhine Graben and the Northern German Basin are very saline by nature and also contain elevated trace element concentrations. They are usually circulated in geothermal plants and do not need to be disposed off on the surface. Due to their scaling and corrosion potential they invoke the use of specially selected materials for pipelines and casing. The deep formation waters of the Molasse Basin have a very low mineralization and are therefore of little concern.

The facts and comparative analysis being compiled in this study lead us to the following **conclusions**:

In compliance with existing rules, control equipments as well as following the state-of-the-art scientific and technological expertise a detraction of the groundwater as a result of hydraulic fracturing or chemical stimulation in deep geothermal reservoirs can be virtually ruled out. Especially in those cases – as considered – where a sufficient thickness of the low-permeability cap rocks prevails between the target horizon for the stimulation and the groundwater reservoirs, which serve for drinking water supply. The integrity of the boreholes should be examined regularly also in the stage of operations. In advance, a monitoring of groundwater should be performed to allow for preservation of evidence. Likewise seismicity resulting in body injury or property damage has to be excluded. The risk of perceptible seismic events can be minimized by an appropriate monitoring system as well as by an immediate response system and reaction plan.

Inhaltsverzeichnis

	Abbildungsverzeichnis	V
	Tabellenverzeichnis	XII
	Abkürzungsverzeichnis	XIV
	Sachwortverzeichnis	XV
1	Einleitung.....	1
2	Grundlagen und Begriffe.....	4
2.1	Tiefe Geothermie	4
2.2	Stimulation	4
2.2.1	Chemische Stimulation	5
2.2.2	Hydraulische Stimulation	5
2.3	Rissbildung.....	6
2.3.1	Grundlagen der Rissbildung.....	6
2.3.2	Monitoring der Rissausbreitung	11
2.3.3	Barriereschichten	11
2.4	Umweltauswirkungen und Risiken	14
2.4.1	Wasser.....	14
2.4.2	Induzierte Seismizität	16
3	Bohrplatzbau und technischer Ausbau von Tiefbohrungen	20
3.1	Bohrplätze	20
3.1.1	Aufteilung des Bohrplatzes.....	20
3.1.2	Bohrplätze für die tiefe Geothermie.....	21
3.2	Technischer Ausbau von Geothermiebohrungen in Deutschland.....	22
4	Geothermieregionen	26
4.1	Hydraulische Stimulationen für die tiefe Geothermie - Übersicht.....	26
4.2	Geothermieregionen Deutschlands	29
4.2.1	Oberrhein graben (Landau, Insheim, Basel, Soultz-sous-Forêts).....	29
4.2.1.1	Geologie	29
4.2.1.2	Standorte	30
4.2.1.3	Hydraulische Stimulationen im Oberrhein graben im Vergleich	40
4.2.2	Norddeutsches Becken.....	43
4.2.2.1	Geologie	43
4.2.2.2	Standorte	44
4.2.2.3	Hydraulische Stimulationen im Norddeutschen Becken im Vergleich	53

4.2.3	Süddeutsches Molassebecken.....	59
4.2.4	Kristallingebiete	62
4.2.5	Balneologische Standorte.....	69
5	Umweltaspekte – Grundwasser.....	73
5.1	Potenzielle Auswirkungen und Migrationspfade.....	73
5.2	Fluide für die hydraulische Stimulation (Frac-Fluide)	74
5.2.1	Kriterien zur Auswahl der Fluide.....	74
5.2.2	In Deutschland und grenznahen Gebieten eingesetzte Frac-Fluide in der tiefen Geothermie	75
5.2.2.1	Datengrundlage und Einsatzmengen	75
5.2.2.2	Bewertung des Gefährdungspotenzials der Frac-Fluide (Gemische) und Einzelstoffe	78
5.2.2.3	Zusammenfassung und Diskussion	82
5.3	Tiefenwässer.....	83
5.3.1	Tiefenwässer der Geothermieregionen.....	83
5.3.1.1	Oberrhein graben	83
5.3.1.2	Norddeutsches Becken	84
5.3.1.3	Süddeutsches Molassebecken	87
5.3.2	Bewertung des Gefährdungspotenzials der Tiefenwässer.....	89
5.3.2.1	Oberrhein graben	90
5.3.2.2	Norddeutsches Becken	90
5.3.2.3	Süddeutsches Molassebecken	90
5.3.3	Natürlich vorkommende radioaktive Substanzen - NORM.....	96
5.4	Aufkommen und Entsorgung von rückgeführten Fluiden aus der Formation	98
5.4.1	Hydraulische Stimulationen mit Stützmitteleinsatz (Stützmittelfracs).....	98
5.4.2	Hydraulische Stimulationen mit Wasser (Wasserfracs).....	99
5.4.3	Produktionswasser (Betriebsphase)	99
6	Chemische Stimulation in Geothermiebohrungen.....	101
6.1	Auswahl der Fluide	101
6.2	Reaktionen der Säure mit dem umgebenden Gestein.....	102
6.3	Chemische Stimulation in Geothermiebohrungen in Deutschland.....	102
6.3.1	Süddeutsches Molassebecken (Malm-Karbonate)	102
6.3.1.1	Technische Durchführung	103
6.3.1.2	Stimulationsmittel	103
6.3.1.3	Rückförderung/Entsorgung	103
6.3.2	Norddeutsches Becken/Oberrhein graben.....	104

6.3.3	„Sanfte“ Säuerung.....	104
6.4	Bewertung der eingesetzten Fluide und Reaktionsprodukte	104
6.5	Zusammenfassung und Diskussion	106
7	Induzierte Seismizität	107
7.1	Analyse der seismischen Beobachtungen	107
7.2	Zeitliche Entwicklung der Seismizität bei hydraulischen Stimulationen	108
7.3	Monitoringkonzepte und Vermeidungsstrategien.....	109
8	Zusammenfassung und Bewertung.....	115
9	Empfehlungen	120
	Danksagung	123
	Quellenverzeichnis.....	124

Abbildungsverzeichnis

- Abbildung 2.1: Die drei Grundtypen der Belastungsmoden bei Bruchprozessen. Reale Risse lassen sich als Kombinationen dieser Grundtypen beschreiben.....7
- Abbildung 2.2: Zweidimensionale Darstellung des Coulomb-Bruchkriteriums in einem Mohr'schen Spannungsdiagramm. σ_n bezeichnet die Spannung senkrecht zu einer beliebig orientierten Ebene, τ sei die Scherspannung entlang dieser Fläche. σ_1 und σ_3 sind maximale und minimale Hauptspannung, p_p ist der Porendruck, C die Kohäsion und Φ der innere Reibungswinkel, α ist der Bruchwinkel der Fläche, auf der zuerst ein Scherriss auftritt. Das Bruchkriterium markiert den Übergang vom stabilen Bereich unterhalb der Linie zum instabilen Bereich (grauer Bereich).8
- Abbildung 2.3: Die Einwirkung des äußeren Spannungsfeldes auf eine ebene Störungsfläche im Gestein. Die gestrichelte Linie stellt die Orientierung der Bruchfläche eines Zugrisses für ein ungestörtes Gestein dar. Die Bezeichnungen der Spannungskomponenten sind identisch zu denen in Abbildung 2.2.....9
- Abbildung 2.4: Exemplarische Ansicht einer Zugrissimulation in einer Horizontalbohrung. Von links: Öffnungsweite des Risses (Angabe in cm), Risslänge und -höhe in der Profilansicht (Angabe in m), im Modell verwendete Gesteinsparameter, Übersicht des lithologischen Modells und Lage des Bohrlochs. Das Risswachstum nach oben wird durch eine Schicht mit höherem Poissonkoeffizienten und damit höherer minimaler Horizontalspannung begrenzt.10
- Abbildung 2.5: Schematisches Spannungsprofil einer typischen Wechselfolge von Tongestein und Sandstein. p : Porendruck, σ_n : minimale Horizontalspannung, σ_v : vertikale Spannung. Der Sandstein wird in diesem Fall von Tongestein begrenzt, welche aufgrund der höheren Horizontalspannung als Spannungsbarriere fungieren.....12
- Abbildung 2.6: Schematische Darstellung des geologischen Profils des norddeutschen Beckens mit durchgehender mächtiger Zechsteinformation.13
- Abbildung 2.7: Flächenhafte Verbreitung von Tonformationen in Deutschland mit Mächtigkeit ≥ 100 m. Linke Abbildung zeigt die Verbreitung der Unter- und Oberkreide, rechte Abbildung die des Mittel- & Unterjura bzw. des Opalinustons.....14

Abbildung 2.8: Seismizität in Deutschland und angrenzenden Ländern, unterschieden nach tektonischen Ereignissen (rot), induzierten Ereignissen (gelb) und Steinbruchsprengungen (braun). Dargestellt sind alle Ereignisse mit einer Magnitude $\geq 2,0$ zwischen 1998 und 2014.....17

Abbildung 2.9: Anzahl $N_{\geq M}$ der Erdbeben mit einer Magnitude größer als M pro Jahr als Funktion der Magnitude M für den Standort Unterhaching (9. Januar 2010 - 28. April 2013). Die senkrechte rote Line markiert die Vollständigkeitsmagnitude M_c . Die blauen Punkte geben die beobachtete Erdbebenanzahl an, während die rot markierte Gerade der am besten angepassten Gutenberg-Richter-Beziehung entspricht.19

Abbildung 3.1: Aufnahme des Bohrplatzes der GeneSys-Bohrung (Groß Buchholz Gt1) in Hannover. Der innere Bereich ist hier der WGK-Bereich, der durch eine Aufkantung zum äußeren Bereich (sonstiger Bereich) hin abgegrenzt ist. Der WGK-Bereich entwässert über eine unterirdische Drainage zum Rückhaltebecken. Flüssigkeiten aus dem äußeren (sonstigen) Bereich fließen über Ölabscheider in der umlaufenden Rinne zu natürlichen Versickerungsflächen.22

Abbildung 3.2: GeneSys-Bohrplatz während der hydraulischen Stimulation 2011. Es wurde Oberflächenwasser injiziert, welches zuvor mittels Filterpressen und Kieselgurzugabe filtriert wurde.22

Abbildung 3.3: Schematische Darstellung des Verrohrungsschemas von zwei Bohrungen aus dem Süddeutschen Molassebecken mit Angabe der Bohrmeistertiefe MD (Measured Depth), der vertikalen Tiefe TVD (True Vertical Depth) und der Verrohrungsdurchmesser (in Zoll). Grau gefüllte Bereiche kennzeichnen die Zementationen. 24

Abbildung 3.4: Schematische Darstellung des Verrohrungsschemas von zwei Geothermiebohrungen im Norddeutschen Becken mit Angabe der Bohrmeistertiefe MD (Measured Depth), der vertikalen Tiefe TVD (True Vertical Depth) und der Verrohrungsdurchmesser (in Zoll). Grau gefüllte Bereiche kennzeichnen die Zementationen.25

Abbildung 4.1: Geothermische Anlagen in Deutschland mit einer Tiefe von mehr als 400 m und ihrer jeweiligen Nutzung. Standorte, an denen hydraulische Stimulationen seit 1990 durchgeführt wurden, sind mit großen grünen Punkten dargestellt.26

Abbildung 4.2: Unterteilung der geothermischen Standorte mit hydraulischer Stimulation nach den Kriterien a) Stützmittelfrac oder Wasserfrac und b) Bruchmechanismus. Unter Fluiddruck ist hier der statische Überdruck im Reservoir (Riss), abzüglich entsprechender Reibungsdruckverluste während der Stimulation zu verstehen. „Groß Schönebeck A“ umfasst die Wasserfracs bzw. Slickwaterfracs mit Fokus auf die vulkanischen Gesteine des Rotliegenden, während „Groß Schönebeck B“ die Stützmittelfracs in den Rotliegend-Sandsteinen bezeichnet.29

Abbildung 4.3: Stratigraphische Einheiten im Oberrheingraben. Angabe der für eine tiefengeothermische Nutzung relevanten Formationen (rot, mitteMitte) sowie Kennzeichnung der Speicher- (grün) und Barrierekomplexe (braun, rechts).	30
Abbildung 4.4: Lokalmagnitude (M_L) der detektierten Erdbeben in Abhängigkeit von der Zeit für das Reservoir Landau. Eine hydraulische Stimulation fand im Zeitraum von März bis April 2006 statt. Der Zirkulationsbetrieb begann im November 2007. Aufgrund der Verbesserung des seismischen Monitorings wurden im Laufe der Zeit mehr Erdbeben mit kleiner Magnitude ($M_L < 0$) erfasst.	31
Abbildung 4.5: Lokalmagnitude (M_L) der detektierten Erdbeben in Abhängigkeit von der Zeit für das Reservoir Insheim. Zirkulationstests und hydraulische Stimulationen fanden im April 2009, im November 2009 und im April 2010 statt. Der Zirkulationsbetrieb begann im Oktober 2012.	33
Abbildung 4.6: Verrohrung bzw. Durchmesser von Basel 1 und Lithostratigraphie entlang der Bohrung.....	34
Abbildung 4.7: Injektionsdaten der Stimulation im Bohrloch Basel 1: (a) Injektionsrate, (b) Bohrlochkopfdruck, Druckabfälle 1 und 2 kennzeichnen jeweils den Wechsel der Injektionspumpe und die Reparatur des Blowout-Preventers, (c) Rate der Seismizität, (d) Induzierte Ereignisse mit Lokalmagnitude M_L	35
Abbildung 4.8: Seismische Aktivität in Basel bis Ende 2007. Das obere Bild (Draufsicht) zeigt die Ausbreitung der seismischen Ereignisse, mit einer bevorzugten Ausdehnung in NNW-SSE Richtung. Das untere Bild (Sicht von Ost) zeigt die Ausbreitung der seismischen Ereignisse in vertikaler Ebene. Die schwarze Linie zeigt die Lage des Bohrlochs.....	36
Abbildung 4.9: 3D-Ansicht: Trajektorien der Injektionsbohrung GPK3, der Produktionsbohrungen GPK2 und GPK4, sowie aller seismischen Observationsbohrungen am Standort Soultz-sous-Forêts.....	38
Abbildung 4.10: Hydraulischer Bohrlochkopfdruck (gepunktete Linie), Injektionsrate (durchgezogene Linie) und Erdbebenrate (Balken) als Funktion der Zeit für GPK2 (oben), GPK3 (Mitte) und für GPK4 (unten). GPK4 wurde zweimal stimuliert, 2004 (unten links) und 2005 (unten rechts). Grau gefärbte Bereiche zeigen Datenlücken an, für die keine seismischen Aufzeichnungen zur Verfügung stehen.....	39
Abbildung 4.11: Oben links: Hypozentrumsverteilung in perspektivischer Ansicht. Durchgezogene Linien zeigen die Trajektorien von GPK2, GPK3 und GPK4. Oben rechts: Hypozentrumsverteilung in einer Tiefe von 4.900 m. Unten: Hypozentrumsverteilung nach der sogenannten „Collapsing-Methode“ zur verbesserten Sichtbarmachung von Strukturen. Die dargestellte Seismizität bezieht sich auf die Stimulationen des tieferen Reservoirs in ca. 5.000 m im Zeitraum von 2000 bis 2005.....	41

- Abbildung 4.12: Stratigrafisches Profil, Bohrungsausbau (links) und statische Temperatur (Mitte) sowie Lithologie und Gamma Ray-Log im Mittleren Buntsandstein der Bohrung Horstberg Z1 (rechts). Das Ausbauschema stellt den Bohrungszustand nach Übernahme durch die BGR im Jahr 2003 dar. Die graublauen Bereiche visualisieren die zementierten Bohrlochabschnitte. Die Lithologien (rechts) sind wie folgt gekennzeichnet: ocker/beige: Sandstein; grün: toniger Schluffstein; lila/pink: schluffiger Tonstein. Im Gamma Ray-Log sind die wichtigsten Sandsteinabschnitte gelb markiert (cut-off: 70 API). Für jeden hervorgehobenen Abschnitt ist die zugehörige mittlere Porosität angegeben.46
- Abbildung 4.13: Geologisches Profil und Bohrungsausbau der GeneSys-Bohrung Groß Buchholz Gt1 in Hannover. Zementierte Bereiche sind blaugrau dargestellt.47
- Abbildung 4.14: Netzwerkkonfiguration der seismologischen Überwachung des GeneSys-Projekts in konzentrischer Anordnung um die Bohrung aus 12 permanenten Stationen mit Echtzeitübertragung (grün) und 9 temporären Stationen im Offline-Modus (rot), die nur während der Stimulationen installiert waren.48
- Abbildung 4.15: Links: Lage und Geologie von Groß Schönebeck. Rote Linie stellt das Bohrloch Gt GrSk 4/05 dar, schwarze Linien bedeuten Störungen. Rechts: Verlauf der Bohrungen für den Standort Groß Schönebeck mit den jeweils durchgeführten hydraulischen Behandlungen.50
- Abbildung 4.16: Induzierte Seismizität im Vergleich zu Injektionsrate und Bohrkopfdruck während des Slickwaterfracs in der Bohrung Gt GrSk 4/05 im Jahr 2007. Oben: Druck am Bohrkopf (graue Linie), Injektionsrate (schwarze Linie). Mitte: Zeitdifferenz zwischen dem Eintreffen der P-Welle und der S-Welle für die am Bohrlochseismometer detektierten Ereignisse. Unten: Ereignisrate.52
- Abbildung 4.17: Lokalisierte seismische Ereignisse während des Slickwaterfracs in der Bohrung Gt GrSk 4/05. Die Registrierung erfolgte über ein Bohrlochseismometer in der Bohrung E GrSk 3/90 (MPO Seismometer). Es wurden 29 Ereignisse lokalisiert. Die Farbskala bezieht sich auf die Tiefe.53
- Abbildung 4.18: Induzierte seismische Ereignisse in Groß Schönebeck während der hydraulischen Stimulation der Vulkanite im Jahr 2007. Die Ereignisse wurden mit einem Bohrlochseismometer in 3.800 m Tiefe der Beobachtungsbohrung (GrSk3/90) registriert. Stimuliert wurde die Bohrung Gt GrSk 4/05 ausgehend von dem tiefsten eingezeichnetem Intervall (Vulkanite). Die Farbe der seismischen Ereignisse charakterisiert die Tiefenlage. Der fächerförmige graue Bereich kennzeichnet die Richtung und Unsicherheit der maximalen horizontalen Hauptspannung (näherungsweise N-S-Richtung).57

- Abbildung 4.19: Temperaturprofile, die in der Bohrung Horstberg im Gleichgewichtszustand vor der hydraulischen Stimulation (rot) und ca. 8 Monate nach der hydraulischen Stimulation im Jahr 2003 gemessen wurden (schwarz). Es wurden ca. 20.000 m³ Frischwasser über die 4 m lange Perforationsstrecke im Detfurth-Sandstein in Messtiefe 3.787 - 3.791 m (3.770 - 3.774 m TVD) injiziert. Gekennzeichnet sind zusätzlich die wichtigsten Sandsteinschichten der Solling, Detfurth- und Volpriehausenfolge mit der zugehörigen Porosität sowie das Rötsalinar.....58
- Abbildung 4.20: Oben: Geologische Lage und Darstellung der Molasse. Unten: Tiefenschnitt durch die Molasse in NS-Richtung mit schematischer Darstellung der Bohrung bei Unterhaching im Tiefenschnitt.....59
- Abbildung 4.21: Zeitliche Verteilung der Seismizität um Unterhaching in der Zeit von 2008 bis Mitte 2013. Für die rot gekennzeichneten Ereignisse konnte eine Lokalisierung durchgeführt und die Magnitude bestimmt werden.....61
- Abbildung 4.22: Absolute Lokalisierung der seismischen Ereignisse um Unterhaching. Die unterschiedlichen Farben kennzeichnen die Lokalisierungen, basierend auf unterschiedlichen Stationsnetzen.62
- Abbildung 4.23: Karte der Temperaturverteilung in 3.000 m Tiefe. In rot der Standort der Geothermieranlage Bad Urach. Weiße Kreise mit schwarzer Umrandung markieren Bohrungen.63
- Abbildung 4.24: Geologisches Profil der Bohrung Urach 3. Alle Tiefenangaben in m. Das kristalline Grundgebirge beginnt bei 1.604 m.64
- Abbildung 4.25: Induzierte Seismizität während der hydraulischen Stimulation 2002. Die durchgehende schwarze Linie stellt den Verlauf des Bohrlochs dar, die Größe der Kugeln entspricht dem seismischen Moment des Bebens, die farbliche Kodierung korrespondiert mit der Zeit.....65
- Abbildung 4.26: Zeitliche Verteilung der Fließrate (oben), des Bohrlochkopfdruks (Mitte) und der induzierten Seismizität (unten) während der 60-stündigen Stimulationsphase beginnend am 17. Dezember 1994 um 22:00 (UTC). Auf 24 Stunden Injektion folgten 12 Stunden konstanten Drucks im Bohrloch und weitere 24 Stunden der Beobachtung der abklingenden Seismizität. Ungefähr 400 Mikroereignisse wurden am 28-Hz Bohrlochgeophon in der Vorbohrung in 3.990 m Tiefe in dieser Zeit detektiert. Das stärkste Ereignis nach knapp 18 Stunden hatte eine Lokalmagnitude M_L von 1,2.....66
- Abbildung 4.27: Zeitlicher Verlauf der Injektions- bzw. Produktionsrate (oben), des Bohrlochkopfdruks (Mitte) und der Anzahl der induzierten und regionalen Seismizität (unten) für die Zeit vom 17. August bis zum 26. Oktober 2000. Bei stetig zunehmenden aber über mehrere Tage konstanten Fließraten wurden am

Bohrlochgeophon in der Vorbohrung knapp 2.800 induzierte Ereignisse detektiert; die natürliche Seismizität wurde durch einen Erdbebenschwarm im Vogtland dominiert.67

Abbildung 4.28: Lage der Thermalbohrungen/geothermischen Anlagen mit balneologischer Nutzung mit Tiefen von mehr als 400 m (links) und > 1.000 m (rechts). Blaue Dreiecke kennzeichnen Standorte mit balneologischer Hauptnutzung, lila/rosa Dreiecke zeigen Standorte mit balneologischer Nebennutzung der Thermalwässer. Die rot umkreisten Standorte zeigen Thermalbohrungen, bei denen Frac-Maßnahmen durchgeführt wurden.69

Abbildung 4.29: Druckverlauf in bar (schwarz), Injektionsrate in l/min (rot) und Sandrate in l/min (gelb) für die zwei Frac-Maßnahmen in der Thermalbohrung Gt Endorf 3 im Tiefenbereich 2.056 - 2.047 m (oben) bzw. 2.450 - 2.444 m (unten).71

Abbildung 4.30: Druckverlauf in bar (rot), Injektions-/Pumprate in l/min (schwarz) und Sandrate in l/min (blau) für die Frac-Maßnahme in der Thermalbohrung Bad Langensalza im Tiefenbereich von 685 - 745 m.72

Abbildung 5.1: Schöller-Diagramme der Tiefenwässer des Oberen Muschelkalks und Buntsandsteins im Oberrheingraben für verschiedene Standorte und Tiefen. Es lassen sich innerhalb der stratigraphischen Einheiten zumeist zwei Wassertypen unterscheiden: in Wässern aus geringen Tiefen finden sich hohe Anteile an Calcium, Hydrogencarbonat und Sulfat. In den höher mineralisierten Wässern aus größeren Tiefen dominieren Natrium und Chlorid.84

Abbildung 5.2: Stratigraphische Einheiten im Norddeutschen Becken mit Kennzeichnung der Speicher- (gelb) und Barrierehorizonte (oliv) (NW=Nordrhein-Westfalen, NI=Niedersachsen inkl. Bremen, SH=Schleswig-Holstein inkl. Hamburg, MV=Mecklenburg-Vorpommern, BB=Brandenburg, inkl. Berlin und ausgewählte Regionen in Sachsen, ST=Sachsen-Anhalt, TH=Thüringen, HE=Hessen).85

Abbildung 5.3: Salzgehalte von Tiefenwässern im Norddeutschen Becken von über 1.700 Bohrungen. Es zeigt sich eine Zunahme der Salzgehalte mit der Tiefe. Ab einer Tiefe von 2.000 - 3.000 m, bzw. Salzgehalten von rund 250 g/L nehmen die Salzgehalte kaum noch zu.86

Abbildung 5.4: Schöller-Diagramm der Zusammensetzung meso- und paläozoischer Tiefenwässer im Norddeutschen Becken im Tiefenbereich von 20 m bis 4.100 m.87

Abbildung 5.5: Stratigraphische Einheiten im Molassebecken mit Kennzeichnung der Speicher- (gelb) und Barrierehorizonte (oliv).88

Abbildung 5.6: Unterteilung des Oberjura-Aquifers im bayrischen Teil des Molassebeckens in verschiedene hydrochemischen Provinzen,

mit Angabe der Gesamtmineralisation (total dissolved solids - TDS), des Wassertyps, der Anzahl der untersuchten Proben (n) und Charakterisierung der Tiefenwässer.89

Abbildung 5.7: Typische Wertebereiche der Aktivitäten natürlicher Radionuklide und der Salzgehalte in den Tiefenwässern der geothermalen Potenzialregionen in Deutschland.96

Abbildung 7.1: Modellierter Porenwasserdruck im Gestein als Funktion der Entfernung vom Bohrloch. Es sind vier Zeitabschnitte während einer hydraulischen Stimulation gezeigt. Während der Stimulation nach 50 Stunden (blau, durchgezogen), nach 100 Stunden am Ende der Stimulation (schwarz, durchgezogen), nach 200 Stunden (blau, gestrichelt) und nach 300 Stunden (schwarz, gestrichelt). Man beachte die Porendruckzunahme auch nach dem Ende der hydraulischen Stimulation in größerer Entfernung vom Bohrloch..... 109

Abbildung 7.2: Prinzipskizze zur seismologisch kontrollierten hydraulischen Stimulation..... 111

Abbildung 7.3: Seismologischer Reaktionsplan für die hydraulische Stimulation in Basel..... 112

Abbildung 7.4: Seismologischer Reaktionsplan für den Betrieb geothermischer Kraftwerke in Rheinland-Pfalz als Ergebnis der „Mediation Tiefe Geothermie Vorderpfalz“. 113

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4.1: Standorte und Eckwerte der hydraulischen Stimulationen für die tiefe Geothermie in Deutschland seit 1990. Die Art der Behandlung ist unterteilt nach Stützmittelfrac (abgekürzt: St), Wasserfrac (abgekürzt: W) und Slickwaterfrac (abgekürzt: Sl). In der vierten Spalte steht die mittlere Tiefe des Behandlungsintervalls. Bei langen Intervallen oder mehreren Behandlungen ist der Tiefenbereich angegeben, jeweils auf 100 m gerundet. Spalte 5 gibt das maximale Volumen für eine Einzelbehandlung am jeweiligen Standort an. Bei Stützmittelfracs wird das injizierte Gelvolumen angegeben, ohne Berücksichtigung weiterer Wasserinjektionen unmittelbar davor oder danach (pre flush bzw. after flush). Für Groß Schönebeck bezieht sich das mit * angegebene Injektionsvolumen auf einen „Slickwaterfrac“.	27
Tabelle 4.2: Überblick über die hydraulischen Stimulationen im tiefen Reservoir in Soultz-sous-Forêts. Angegeben sind die Dauer, das injizierte Volumen und die dominante Fließrate während der Stimulation. Die seismischen Ereignisse entsprechen der Anzahl der lokalisierten Ereignisse.	38
Tabelle 4.3: Übersicht über die hydraulischen Stimulationen (Wasserfracs) im Oberrheingraben. Für Soultz sind nur die volumenmäßig größten Behandlungen in den drei nacheinander erschlossenen Tiefenintervallen aufgeführt. Für Soultz sind im sogenannten mittleren Reservoir von ca. 2.800 bis 3.900 m die beiden größten Stimulationen aufgeführt, da die Tiefenintervalle, die aus zwei Bohrungen heraus erschlossen wurden, etwas unterschiedlich sind. Angaben in Klammern sind Maximalwerte, die nur sehr kurzzeitig erreicht wurden. TVD: True vertical depth, Res.: Reservoir.	42
Tabelle 4.4: Übersicht über die hydraulischen Stimulationen für die tiefe Geothermie im Norddeutschen Becken seit 1990. Die Art der hydraulischen Stimulation ist in Spalte 4 angegeben (W: Wasserfrac, St: Stützmittelfrac, Sl: Slickwaterfrac). Zusammen mit der Tiefe (Tiefenintervall) sind die Art des Zugangs zum Gestein und die Separation des Intervalls angegeben (Perf: Perforation; OH: open hole, Packer: Separation durch Packer/bridge plug). Der angegebene Maximaldruck bezieht sich auf den Kopfdruck, während Δp eine Abschätzung für den wirksamen Überdruck gegenüber dem ungestörten Porenwasserdruck in Reservoirtiefe liefert.	55
Tabelle 5.1: Übersicht über die in Frac-Fluiden nutzbaren Additive, deren Einsatzzweck sowie Beispiele von bisher in der Erdöl- und Erdgasindustrie eingesetzten Substanzen.	75
Tabelle 5.2: Überblick der Geothermiestandorte in Deutschland, bei denen hydraulische Stimulationen mit Gel- oder Slickwaterfluiden	

durchgeführt wurden, mit Angabe der Nutzung, dem verwendeten Frac-Fluid, den zugemischten Additiven und Stützmitteln.....77

Tabelle 5.3: Überblick über die Geothermiestandorte in Deutschland, bei denen hydraulische Stimulationen mit Gel- oder Slickwaterfluiden durchgeführt wurden, mit Angabe der Anzahl der durchgeführten Frac-Maßnahmen, dem injizierten Fluidvolumen, Stützmittel- und Additivmassen sowie Stützmittel- und Additivkonzentration. Die Angaben beziehen sich auf die insgesamt pro Bohrung injizierten Mengen.....78

Tabelle 5.4: Bewertung des Gefährdungspotenzials der Frac-Fluide nach deutschem Wasserrecht durch Einstufung in WGK (gemäß VwVwS 1999) und Gefahrstoffkennzeichnung gemäß CLP-Verordnung. 80

Tabelle 5.5: In Deutschland bei hydraulischen Stimulationen für die tiefe Geothermie eingesetzte ausweisungspflichtige Additive sowie Einstufung in eine WGK und Gefahrstoffkennzeichnung gemäß CLP-Verordnung.81

Tabelle 5.6: Tiefenwasseranalysen verschiedener Geothermiestandorte im Norddeutschen Becken, Oberrheingraben und Süddeutschen Molassebecken. Zur Bewertung der chemischen Beschaffenheit der Tiefenwässer sind vergleichend verschiedene Beurteilungswerte angegeben. Diese umfassen die Grenzwerte der Trinkwasserverordnung (TrinkwV 2001), die Geringfügigkeitsschwellenwerte (GFS) der Bund-/Länder Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA 2004), die Schwellenwerte für die Beurteilung des chemischen Grundwasserzustandes der Grundwasserverordnung (GrwV, 2010) sowie die Umweltqualitätsnormen zur Beurteilung des chemischen Zustandes von oberirdischen Gewässern (JD-UQN) der Oberflächengewässerverordnung (OGewV, 2011).....92

Tabelle 5.7: Aktivitätskonzentrationen natürlicher Radionuklide in Formationswässern verschiedener Geothermiestandorte sowie Angabe der Richtwerte der Weltgesundheitsorganisation (WHO) für Radionuklidgehalte im Trinkwasser (WHO, 2011).....97

Tabelle 6.1: Einsatzstoffe für die chemische Stimulationen bei tiefen Geothermieprojekten in Deutschland und grenznahen Gebieten (Soulz-sous-Forêts) mit Angabe der CAS-Nummer, deren Einstufung in Wassergefährdungsklassen gemäß VwVwS 1999 und gemäß CLP-Verordnung.....105

Abkürzungsverzeichnis

BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BVOT	Tiefbohrverordnungen
CAS-Nummer	Chemical Abstracts Service
C&L-Verzeichnis	Classification and labelling - Einstufungs- und Kennzeichnungsverzeichnis
CLP-Verordnung	Regulation on Classification, Labelling and Packaging of Substances and Mixtures
DIN	Deutsches Institut für Normung
ECHA	Europäische Chemikalienagentur
EGS	Enhanced Geothermal System
F&E	Forschung und Entwicklung
FKPE	Forschungskollegium Physik des Erdkörpers
KTB	Kontinentale Tiefbohrung
LAWA	Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser
MAGS	Mikroseismische Aktivität geothermischer Systeme
MD	Measured Depth
NORM	Naturally Occurring Radioactive Material - natürlich vorkommendes radioaktives Material
PGV	Peak Ground Velocity (maximale Bodenschwinggeschwindigkeit)
TOC	Total organic carbon - gesamter organischer Kohlenstoff
TVD	True vertical depth
UBA	Umweltbundesamt
VAwS	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
VwVwS	Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe
WEG	Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung

WGK	Wassergefährdungsklasse
WHO	Weltgesundheitsorganisation

Sachwortverzeichnis

Aquifer	Auch Grundwasserleiter, ist ein Gesteinskörper mit Hohlräumen, der geeignet ist Grundwasser zu speichern und zu transportieren
Artesisch gespanntes Grundwasser	Grundwasservorkommen, bei dem die Grundwasserdruckfläche höher liegt als die Geländeoberfläche.
Barriere, hydraulische und mechanische	Undurchlässige Gesteinsschicht, welche den Aufstieg von Fluiden oder das Wachstum eines Risses begrenzt.
Datafrac	Testfrac, durchgeführt mit einem Fluidvolumen vergleichbar mit dem der geplanten Gesteinsbehandlung. Dient der Überprüfung der Rissmodellierung.
Dublette	Ein Zwei-Bohrlochsystem, das aus Injektionsbohrung und Förderbohrung besteht.
Erdbebenherd	Synonym für Hypozentrum, Ort im Erdinneren, an dem ein Erdbeben ausgelöst wird.
Flowback	Auch Rücklaufwasser, Fluid, welches nach einer Gesteinsbehandlung aus dem Bohrloch rückgefördert wird. Je nach Art des stimulierten Reservoirs kann das Flowback auch Formationswässer enthalten.
Formationswasser	Im Porenraum des Gesteins enthaltenes Fluid.
Frac-Fluid	Flüssigkeit, die mit hohem Druck in tiefe geologische Gesteinsschichten gepresst wird, um dort vorhandene Risse aufzuweiten oder neue künstliche Risse zu erzeugen. Als Frac-Fluid kann sowohl reines Wasser, aber auch Gemische mit Zugabe von verschiedenen Additiven und Stützmitteln verwendet werden.
Gesteinsbehandlung	Auch Bohrlochbehandlung, Maßnahme zur Erhöhung der Durchlässigkeit eines Reservoirs.
Grundwasser	Nach DIN 4049, Teil 3 wird Grundwasser als unterirdisches Wasser bezeichnet, das die Hohlräume der oberen Erdkruste zusammenhängend ausfüllt und dessen Bewegungsmöglichkeit ausschließlich durch die Schwerkraft bestimmt wird.

Hypozentrum	Ort im Erdinneren, an dem ein Erdbeben ausgelöst wird.
Kristallin	In dieser Studie das Grundgebirge aus metamorphem Gestein, über dem die Sedimentschichten abgelagert wurden.
Liner	Stahlverrohrung, die nicht bis zur Erdoberfläche reichen, sondern im Bohrloch eingehängt wird.
Makroseismik	Die Makroseismik beschreibt die beobachteten Auswirkungen eines Erdbebens auf Menschen, Gegenstände oder Gebäude.
Magnitude, Lokalmagnitudo M_L , Momentmagnitude M_w	Maßeinheit für die Stärke eines Erdbebens. Die Lokalmagnitude, auch bekannt als Richtermagnitude oder Richter-Skala, gilt für Erdbeben in geringer Tiefe und in einem Umfeld von ≤ 1.000 km. Die Momentmagnitude beruht auf einem physikalischen Modell, das den Bruchprozess am Hypozentrum beschreibt. Für kleine und mittlere Erdbeben können beide Magnitudenskalen als annähernd deckungsgleich gesehen werden.
Mikroseismizität/Mikrobeben	Dieser Begriff ist nicht eindeutig definiert. Gemeint sind Erdbeben, die so klein sind, dass sie nicht gespürt werden. Im Allgemeinen sind dies Erdbeben mit einer Magnitude kleiner 2.
Minifrac	Ein kleinvolumiger Testfrac, der einer Fracoperation zur Überprüfung und Anpassung des Betriebsplans der eigentlichen Stimulationsmaßnahme vorausgeht.
Packer	Abdichtungsvorrichtung, die das Bohrloch an der vorgesehenen Stelle nach oben oder unten undurchlässig macht.
Poissonzahl	Auch Querdehnverhältnis, ein Maß für die Verformbarkeit eines Festkörpers.
Scale	Ablagerungen durch Mineralausfällungen.
Tracer	Substanzen, die einem Fluid beigesetzt werden, um zu überprüfen, ob der Tracer in einer Wasserprobe an anderer Stelle nachgewiesen werden kann. Dient der Untersuchung von Fließverhalten und der Durchlässigkeit eines Reservoirs.

1 Einleitung

Ziel des vorliegenden Berichtes ist die Untersuchung und Bewertung der Umweltauswirkungen von hydraulischen und chemischen Stimulationen in der tiefen Geothermie Deutschlands. Als tiefe Geothermie wird dabei die Nutzung der Erdwärme bezeichnet, die durch Bohrungen ab 400 m Tiefe erschlossen wird.

Die im Erdinneren gespeicherte Wärmemenge stellt ein riesiges Potenzial für die Wärme- und Energieversorgung dar. Mithilfe geothermischer Gewinnungsverfahren kann die in der Erdkruste gespeicherte Wärme für die Wärmeversorgung oder sogar für eine Stromerzeugung nutzbar gemacht werden. Aufgrund ihrer ständigen Verfügbarkeit ist die geothermische Energie eine grundlastfähige Energieform. Sie steht unterbrechungsfrei zur Verfügung, unabhängig von den Wetterbedingungen an der Erdoberfläche. Geothermische Energie kann aber auch als Regelenergie eingesetzt werden. Parameter, die eine erfolgreiche geothermische Nutzung bestimmen, sind die Temperatur und die Durchlässigkeit des Gesteins im Förderhorizont. Die Durchlässigkeit im Untergrund kann mithilfe von Gesteinsbehandlungen² erhöht und somit eine wirtschaftlichere geothermische Nutzung ermöglicht bzw. eine höhere Energieausbeute erreicht werden.

Stimulationsmaßnahmen können in Ausnahmefällen, etwa bei ungünstigen geologischen Bedingungen, durch Fahrlässigkeit oder durch technische Fehler zu ungewollten lokalen Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt führen. Mögliche Auswirkungen im Untergrund sind das Auslösen von seismischen Ereignissen (Erdbeben) und die Verunreinigung von oberflächennahen, vor allem zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwasserleitern. Gesteinsbehandlungen werden in der Öffentlichkeit kontrovers diskutiert. In diesem Zusammenhang wird oft über die Erzeugung von Wegsamkeiten im tieferen Untergrund durch das Verfahren des Frackings diskutiert, und die Verhältnisse bei den geothermischen Gesteinsbehandlungen mit denen in der Kohlenwasserstoffexploration und -gewinnung verglichen.

Im Kontext der Schiefergasförderung sind in den letzten Jahren umfangreiche Studien zu den möglichen Umweltauswirkungen von Fracking durchgeführt und Bewertungen publiziert worden. Als Beispiele seien hier genannt:

- ▶ Zwei Studien zu den Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten, insbesondere aus Schiefergaslagerstätten, die im Auftrag des Umweltbundesamts erstellt wurden (Meiners et al., 2012; Dannwolf et al., 2014).
- ▶ „Risikostudie Fracking“ (Ewen et al., 2012) (Studie des unabhängigen Expertenkreises im Rahmen des Dialog-Prozesses der ExxonMobil Production Group (EMPG)).
- ▶ Studie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR, 2012) zur Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland.
- ▶ die Studie des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU, 2013) über „Fracking zur Schiefergasgewinnung“.

Vergleichbare Studien und Aussagen zu den möglichen Umweltauswirkungen aus den hydraulischen und chemischen Stimulationen in der tiefen Geothermie gibt es derzeit noch nicht. Zwar sind Studien zu einzelnen durch die tiefe Geothermie induzierte Erdbeben erstellt worden, wie etwa die Studie zu den induzierten Erdbeben bei Basel vom Dezember 2006 (Baisch et al., 2009), der Bericht zu dem Ereignis bei Landau vom August 2009 (Bönnemann et al., 2010), oder aber der Bericht zum Projekt MAGS (MAGS: Mikroseismische Aktivität geothermischer Systeme; Wegler et al., 2014). Diese Berichte sind jedoch vorwiegend auf die Seismizität fokussiert und hier insbesondere auf die jeweiligen Standorte. Eine Studie, in der die Gesamtheit der möglichen Umweltauswirkungen bei der tiefen Geothermie in Deutschland synoptisch zusammengetragen und verglichen wird, existiert nach unserem Wissen bisher nicht.

² Üblicherweise wird im fachlichen Sprachgebrauch hierfür der Begriff „Bohrlochbehandlung“ verwendet. Da es sich bei dem Verfahren aber vorwiegend um die Behandlung des Gesteins im Umfeld des offenen Bohrlochs handelt, wird im vorliegenden Bericht der Begriff „Gesteinsbehandlung“ eingesetzt, wie auch die hierzu synonymen Begriffe der (hydraulischen und chemischen) „Stimulation“ und des „Fracking“.

Vor diesem Hintergrund wurde die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) im Herbst 2013 auf Basis einer Verwaltungsvereinbarung vom Umweltbundesamt (UBA) um eine Studie gebeten, in der mögliche Umweltauswirkungen von hydraulischen und chemischen Stimulationen im Zusammenhang mit tiefer Geothermie dargestellt und bewertet werden sollen. Die Ergebnisse dieser Studie sind im vorliegenden Bericht aufgeführt. Konkretes Ziel des Auftrags war es, die von solchen Maßnahmen in der tiefen Geothermie möglicherweise ausgehenden Umweltauswirkungen, insbesondere hinsichtlich induzierter Seismizität und möglicher Grundwasserverunreinigungen zusammenzutragen, zu analysieren und zu bewerten.

Es sei hier ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die vorliegende Studie sich vorrangig mit den Umweltauswirkungen befasst, die aus den eigentlichen Gesteinsbehandlungen im Rahmen eines Geothermieprojekts resultieren, und nur untergeordnet mit denjenigen Auswirkungen, die während der normalen Betriebsphase anfallen. Dabei wird ein größeres Gewicht auf die hydraulischen Gesteinsbehandlungen gelegt, chemische Behandlungen werden untergeordnet betrachtet. Im Vergleich zu Geothermieprojekten ohne derartige Behandlung (hydrothermale Geothermieprojekte) ist die Anzahl der im Rahmen des vorliegenden Gutachtens analysierten petrothermalen Projekte gering. Auch in der nahen Zukunft werden absehbar vornehmlich hydrothermale Geothermieprojekte realisiert werden.

Anhand der vom UBA vorgegebenen Aufgabenstellungen wurde der Bericht wie folgt strukturiert:

In Kapitel 2 werden die Grundlagen, die Begriffe und Definitionen erläutert, wie sie in der tiefen Geothermie zur Anwendung kommen. In der Öffentlichkeit und teilweise auch in der Fachliteratur werden die hydraulischen Stimulationen zur Steigerung der Durchlässigkeit im Reservoir oft als Fracking bezeichnet. Im vorliegenden Bericht gehen wir fachlich spezifischer vor und unterteilen die hydraulischen Stimulationen nach geomechanischen Gesichtspunkten: Und zwar in solche, die primär auf die Erzeugung von Öffnungsrissen abzielen und mit Stützmitteln zur Offenhaltung der Risse arbeiten (Stützmittelfrac) und solche, bei denen es das vorrangige Ziel ist, Scherung auf Rissen, Klüften oder Störungen zu initiieren, was üblicherweise durch den Einsatz von größeren Mengen von Wasser bei der Stimulation erreicht werden soll (Wasserfrac). Ebenfalls als Grundlage für die nachfolgenden Kapitel wird im Hinblick auf die Seismizität der Unterschied zwischen natürlicher und induzierter Seismizität dargelegt und auf die Einordnung von derartigen seismischen Ereignissen in die seismische Gesamtsituation in Deutschland eingegangen.

Kapitel 3 befasst sich mit dem Bohrplatzbau sowie mit dem technischen Ausbau von Tiefbohrungen in der tiefen Geothermie. Die Berücksichtigung der Sicherheit von Bohrplätzen und der Integrität von Bohrungen sind wesentlich für die Beurteilung potenzieller Umweltrisiken bei hydraulischen Stimulationsmaßnahmen.

Die einzelnen Geothermiestandorte in Deutschland sowie einige Geothermiestandorte aus geologisch ähnlichen Gebieten aus dem angrenzenden Ausland werden in Kapitel 4 vorgestellt. Unterteilt nach geothermischen Potenzialregionen – Oberrheingraben, Norddeutsches Becken, Süddeutsche Molasse – werden die einzelnen Standorte beschrieben. Diese Beschreibungen beinhalten die Spezifika des tektonischen Umfeldes, der geothermischen Anlagen, der Gesteinsbehandlungen sowie der eventuell aufgetretenen Seismizität. Ergänzt werden die drei oben genannten geothermischen Regionen durch die gesonderte Betrachtung von zwei Kristallingebieten sowie einem Unterkapitel mit Maßnahmen, die sich auf Projekte mit balneologischer Nutzung, d. h. Thermal- und Heilbädern, beziehen. Dort wurden zum Teil auch hydraulische Stimulationen mit allerdings vergleichsweise kleinen Fluidvolumina vorgenommen.

Untersuchungen der Auswirkungen auf das Grundwasser werden in Kapitel 5 dargestellt. Hierbei wird eine Zusammenstellung der bisher bei Stimulationen in der tiefen Geothermie eingesetzten Fluide und eine Bewertung ihres Grundwasser-Beeinträchtigungspotenzials gegeben. Darüber hinaus wurde das Gefährdungspotenzial tiefer Formationswässer für den Fall ihres Eintrags ins oberflächennahe, zur Trinkwassergewinnung nutzbare Grundwasser beurteilt. Des Weiteren wurde der eventuelle Anfall von Rückflusswasser (Flowback) und dessen Umgang/Entsorgung in der tiefen Geothermie dargestellt.

Kapitel 6 befasst sich mit chemischen Stimulationen, der Auswahl der Fluide für diese Maßnahmen, der technischen Durchführung und Bewertung des Verfahrens. Diese Methode wird beispielsweise bei Gasboh-

rungen und in Trinkwasserbrunnen standardmäßig eingesetzt, um bohrungsbedingte Widerstände zu entfernen. So kann sie auch in der Geothermie in Abhängigkeit der Reservoirbedingungen zur Erhöhung der Durchlässigkeit verwendet werden.

In Kapitel 7 werden die schon in Kapitel 4 für jeden Geothermiestandort jeweils einzeln aufgezeigten Charakteristika der Seismizität vergleichend zusammengeführt und bewertet. Dabei geht es zum einen um rein seismologische Parameter, wie Herdtiefen, Magnituden und Häufigkeiten, und zum anderen um den zeitlichen Zusammenhang zwischen den Stimulationsparametern und der Seismizität. Weiterhin werden in Kapitel 7 verschiedene existierende und in Anwendung befindliche seismische Monitoringkonzepte sowie Strategien zur Vermeidung von induzierter Seismizität vorgestellt.

Kapitel 8 gibt eine abschließende Zusammenfassung und Bewertung der im Bericht erarbeiteten Sachverhalte. Empfehlungen, die sich aus den zusammengetragenen Fakten und Bewertungen ergeben, sind in Kapitel 9 aufgeführt.

2 Grundlagen und Begriffe

2.1 Tiefe Geothermie

Die Temperatur im Inneren der Erde steigt mit zunehmender Tiefe. Der überwiegende Anteil des damit verbundenen Wärmestroms in der Erdkruste stammt aus zwei Quellen. Es wird angenommen, dass etwa die Hälfte der Wärme noch aus der Entstehungsphase der Erde resultiert, die als Restwärme bezeichnet wird. Eine weitere Quelle ist der Zerfall natürlicher radioaktiver Elemente, der fortlaufend neue Wärmeenergie freisetzt. Die Wärmeeinstrahlung der Sonne hat hingegen nur nahe der Erdoberfläche einen Einfluss und spielt für den Wärmehaushalt der terrestrischen Zone insgesamt eine untergeordnete Rolle. Die Temperaturzunahme mit der Tiefe wird durch den geothermischen Gradienten ausgedrückt. Dieser beträgt im globalen Mittel 3 Kelvin pro 100 m. Regional kann der geothermische Gradient aber auch deutlich von diesem Mittelwert abweichen. Ein hoher geothermischer Gradient ist eine günstige Voraussetzung für Geothermie.

Der Begriff "Tiefe Geothermie" bezeichnet die Erdwärmegewinnung aus Tiefen unterhalb von 400 m. In der tiefen Geothermie wird die gewonnene thermische Energie unmittelbar, das heißt ohne Nacherwärmung genutzt. Dahingegen ist in der oberflächennahen Geothermie mit Tiefen von weniger als 400 m in der Regel eine Nacherwärmung notwendig. Vorhaben der tiefen Geothermie in Deutschland zielen in der Regel auf eine Tiefe von deutlich mehr als 1000 m. Das Grundprinzip der tiefen Geothermie basiert auf der Zirkulation eines Wärmeträgers (Wasser) zwischen Oberfläche und Untergrund. Dabei wird zwischen zwei Systemen unterschieden, dem hydrothermalen und dem petrothermalen System.

Hydrothermale Systeme nutzen natürliche heiße Tiefenwässer im Porenraum oder Klufttraum von unterirdischen Grundwasserleitern. Hierzu wird meist eine Dublette aus Förder- und Injektionsbohrung in diesen sogenannten Aquifer abgeteuft. Über die Förderbohrung wird Thermalwasser an die Oberfläche gefördert. Dort wird dem Wasser mittels Wärmetauscher ein Teil der Energie entzogen und das Wasser anschließend im abgekühlten Zustand wieder in den Aquifer injiziert. Beispiele für die erfolgreiche Nutzung des Systems finden sich vor allem im süddeutschen Molassebecken.

Petrothermale Systeme nutzen direkt die Wärme, die in einem Gestein mit geringer hydraulischer Durchlässigkeit gespeichert ist. Mittels hydraulischer Stimulation werden zunächst künstliche Fließwege im Gestein geschaffen oder natürlich vorhandene Klüfte stimuliert. Die Energiegewinnung erfolgt durch die Erwärmung von injiziertem Fluid, das die Risse bzw. Klüfte im Untergrund durchfließt. Die Risse fungieren hierbei als Wegsamkeiten für das Wasser und die Gesteinsflächen als Wärmetauscher. Ein hohes Potenzial für petrothermale Systeme existiert vor allem im tiefen Kristallingestein. Petrothermale Systeme zählen zu den sogenannten "Enhanced Geothermal Systems", da hier nur durch technische Eingriffe im Untergrund - speziell durch Stimulation - die Erdwärmegewinnung möglich ist.

Die tiefe Geothermie kann sowohl für die Wärmegewinnung als auch für die Stromerzeugung genutzt werden. In Deutschland gibt es insgesamt 22 im Betrieb befindliche Geothermieranlagen für die Fernwärmeversorgung. In sieben bestehenden Anlagen wird Strom erzeugt oder ist die Stromerzeugung vorgesehen. Vielfach erfolgen Stromerzeugung und Wärmebereitstellung kombiniert. In Deutschland ist eine geothermische Leistung für die Wärmebereitstellung von ca. 170 MW installiert, während die installierte elektrische Leistung ca. 28 MW beträgt (Agemar et al., 2014a). Einige weitere Anlagen befinden sich noch in Planung oder Bau.

2.2 Stimulation

Durch Stimulationsmaßnahmen wird die Ergiebigkeit von Bohrungen für die Förderung von Wasser oder Kohlenwasserstoffen erhöht. Ein erheblicher Anteil der Tiefbohrungen wird im Laufe ihrer Nutzung stimuliert. Dies gilt gleichermaßen für die tiefe Geothermie wie auch für die Kohlenwasserstoffindustrie. Stimulationsmaßnahmen sind daher von großer Bedeutung für die wirtschaftliche Nutzung von Tiefbohrungen.

Die beiden Hauptmethoden der Stimulation von Tiefbohrungen sind die chemische und die hydraulische Gesteinsbehandlung.

2.2.1 Chemische Stimulation

Chemische Stimulationen basieren auf der chemischen Wirkung von Fluiden und dienen der Verbesserung der hydraulischen Eigenschaften im Umfeld von Bohrungen. Häufige Anwendung findet die chemische Gesteinsbehandlung in Karbonat- und Sandsteinen. In der Regel wird eine Säure injiziert, um durch den Bohrprozess bedingte Ablagerungen zu entfernen oder natürlich vorkommende Minerale zu lösen. Chemische Stimulationen sind nur im unmittelbaren Umfeld der Bohrung (typischerweise im Meterbereich) wirksam, da die Säure aufgrund der großen porösen Oberfläche im Gestein hier abreagiert. Dies gilt erst recht bei hohen Gesteinstemperaturen in großen Tiefen. Im natürlich geklüfteten Gestein (z. B. Karst) können durch eine Säuerung der hydraulische Anschluss an durchlässige Klüfte im Umfeld der Bohrung hergestellt und die Ergiebigkeit der Bohrung dadurch signifikant gesteigert werden. Nach der Säuerung erfolgt oftmals eine Rückförderung, um gelöste Partikel heraus zu fördern und die Bohrung dadurch zu „reinigen“.

Chemische Stimulationen werden für Erdöl- und Erdgasbohrungen, für Trinkwasserbrunnen und für Geothermiebohrungen eingesetzt. In der tiefen Geothermie in Deutschland werden Stimulationsmaßnahmen vor allem in den Karbonatgesteinen des Süddeutschen Molassebeckens durchgeführt.

2.2.2 Hydraulische Stimulation

Bei hydraulischen Stimulationen wird die Stimulationswirkung durch die Injektion von Fluiden (meist Flüssigkeiten) unter hohem Druck hervorgerufen. Durch die Fluidinjektion wird ein Druck aufgebaut, der ausreicht, um künstliche Risse zu erzeugen oder um die hydraulische Durchlässigkeit von natürlich vorhandenen Klüften und Störungen zu erhöhen. Über die Risse erfolgt nach dem Fracking ein verbesserter Zufluss von Erdöl/Erdgas oder von Thermalwasser aus dem Reservoir. Im Unterschied zur chemischen Stimulation hat die hydraulische Stimulation eine deutlich größere Eindringtiefe. Hier werden Eindringtiefen bis in den Bereich von einigen Hundert Metern in das Reservoir erreicht.

Der Begriff der hydraulischen Gesteinsbehandlung wird hier synonym für den Begriff der hydraulischen Bohrlochbehandlung verwendet, beschreibt aber besser, dass diese Form der Stimulation auf das umgebende Gestein und nicht auf die Bohrung selbst abzielt.

Aus praktischer Sicht ist es sinnvoll, die hydraulischen Gesteinsbehandlungen in Abhängigkeit davon zu unterteilen, ob Stützmittel zum Offenhalten der Risse eingesetzt werden oder nicht.

Bei den sogenannten „**Stützmittelfracs**“ wird durch die Injektion eines Fluides ein Druck aufgebaut, der höher als die minimale Gebirgsspannung im umgebenden Gestein ist. Es wird ein künstlicher Riss geschaffen, der sich zughaft öffnet und ausbreitet. Um ein vollständiges Schließen des Risses nach Beendigung der Fluidinjektion zu vermeiden, werden sogenannte Stützmittel (Partikel aus Sand oder Keramik, Bauxit etc.) mit verpumpt. Die Rissflächen setzen auf den Stützmitteln auf.

Um die Stützmittel in den Riss zu transportieren und eine gleichmäßige Füllung des Risses zu gewährleisten, wird oftmals eine Flüssigkeit zur Injektion verwendet, die eine höhere Viskosität als Wasser aufweist. Durch Zugabe eines Geliemittels (in der Regel auf Wasserbasis) entsteht ein viskoses Gel, das nicht nur dem Transport der Stützmittel dient, sondern gleichzeitig den Flüssigkeitsabstrom (Leakoff) in das umgebende Gestein reduziert. Dadurch wird eine effiziente Rissausbreitung ermöglicht.

Dem Gel werden weitere Zusatzstoffe zugegeben, um einerseits die Stabilität und Tragfähigkeit für den Transport der Stützmittel zu erhöhen und um andererseits die spätere Rückförderung bzw. den Abbau des injizierten Gels zu erleichtern (z. B. Quervernetzer, Stabilisatoren, Brecher, Bakterizide).

Vor dem eigentlichen „Stützmittelfrac“ werden Tests wie „Minifrac“, Step-Rate-Tests und „Datafrac“ zur Ermittlung des Fracdrucks, der Permeabilität, der Perforationseigenschaften und weiterer Parameter durchgeführt. Diese Tests dienen speziell auch der Modellkalibrierung für die Prognose der Rissausbreitung und der geeigneten Stützmittelzugabe. Der Datafrac unterscheidet sich vom Minifrac dadurch, dass hier eine größere Flüssigkeitsmenge injiziert wird, die vergleichbar zum Fluidvolumen in der nachfolgenden eigentlichen Fracoperation ist.

Stützmittelfracs werden nahezu ausschließlich im Sedimentgestein durchgeführt. Das injizierte Volumen des Frac-Fluids liegt typischerweise im Bereich von einigen Hundert Kubikmetern. Gewöhnlich werden vertikale Risse erzeugt, mit einer Risshöhe im Bereich von Zehnermetern bis zu wenigen Hundert Metern, während die Risslänge (horizontale Ausdehnung) mehrere Hundert Meter erreichen kann. Dicht an der Bohrung ist die Rissöffnung (Rissweite) maximal und kann hier einige wenige Zentimeter erreichen. Die durchschnittliche Rissweite, gemittelt über die Rissfläche, ist um ein Vielfaches geringer.

Weltweit wurde diese Methode seit den 1940`er Jahren schon millionenfach zur Produktivitätssteigerung von Erdgas- oder Erdölbohrungen eingesetzt. In Deutschland wurden Stützmittelfracs in den letzten Dekaden vor allem in Tight-Gas-Lagerstätten durchgeführt. Diese werden in Deutschland in der Regel in einer Tiefe von mehr als 3.000 m unterhalb von mächtigen Barriereformationen angetroffen. Die Praxis der Stützmittelfracs in konventionellen Lagerstätten Deutschlands wird in WEG (2014) dargestellt.

Das zweite Konzept der hydraulischen Gesteinsbehandlung, das Konzept des „**Wasserfracs**“, geht auf die geothermische Erschließung von kristallinem Gestein wie Granit zurück. Es handelt sich hierbei um eine Stimulationsmethode, die für die tiefe Geothermie entwickelt wurde und nahezu ausschließlich in diesem Bereich eingesetzt wird. Diese Form der Stimulation zielt auf die natürliche Selbststützung von Rissen. Es werden keine Stützmittel und keine Zusatzstoffe eingesetzt. Wesentliche ist ein auf Scherversatz beruhender Selbststützungsmechanismus. Die Scherspannung ergibt sich aus dem natürlich anliegenden Spannungsfeld. Infolge der Scherung verschieben sich die Rissflächen geringfügig gegeneinander, so dass diese infolge der Rauigkeit ihrer Oberflächen nach Beendigung der Stimulation nicht mehr exakt aufeinander passen („Self-Propping“). Es verbleiben hydraulisch durchlässige Risse, die zu einer signifikanten Erhöhung der erzielbaren Förderrate führen. Bei einer dichten Gesteinsmatrix und damit vernachlässigbarer Matrixdurchlässigkeit dienen die Rissflächen als unterirdische Wärmetauscher, über die dem Gestein Wärme entzogen werden kann.

Das typische Injektionsvolumen bei Wasserfracs ist größer als bei Stützmittelfracs und liegt in der Größenordnung von zehntausend Kubikmetern. Die stimulierte Rissfläche kann die Größenordnung von einem Quadratkilometer erreichen, während die Rissweite im Millimeter- bzw. Submillimeterbereich verbleibt.

Wasserfracs werden oftmals im geklüfteten Gestein durchgeführt. Es werden dann vorrangig natürlich vorhandene Klüfte oder Störungen während des Wasserfracs stimuliert. Um diesen Aspekt zu betonen, wird vielfach auch der Begriff der hydraulischen Stimulation oder Scherstimulation verwendet. Die Schaffung neuer Rissflächen ist dann von untergeordneter Bedeutung. In welchem Umfang natürlich vorhandene Klüfte stimuliert oder neue künstliche Risse erzeugt werden, ist in der Praxis jedoch vielfach schwer zu entscheiden.

Eine Zwischenform zwischen den Stützmittelfracs und Wasserfracs stellen die sogenannten **Slickwaterfracs** dar. Hier werden die Stützmittel nicht mit einem hochviskosen Gel, sondern mit Wasser in den Riss transportiert. Die Anzahl der Additive in dem Frac-Fluid ist geringer als bei den gewöhnlichen Stützmittelfracs. Hingegen wird bei einem Slickwaterfrac gewöhnlich ein deutlich größeres Volumen in der Größenordnung von Tausend Kubikmetern injiziert. Slickwaterfracs werden hauptsächlich bei der Erschließung von Erdgas und Erdöl aus Tongesteinen (Stichwort Schiefergas) eingesetzt.

2.3 Rissbildung

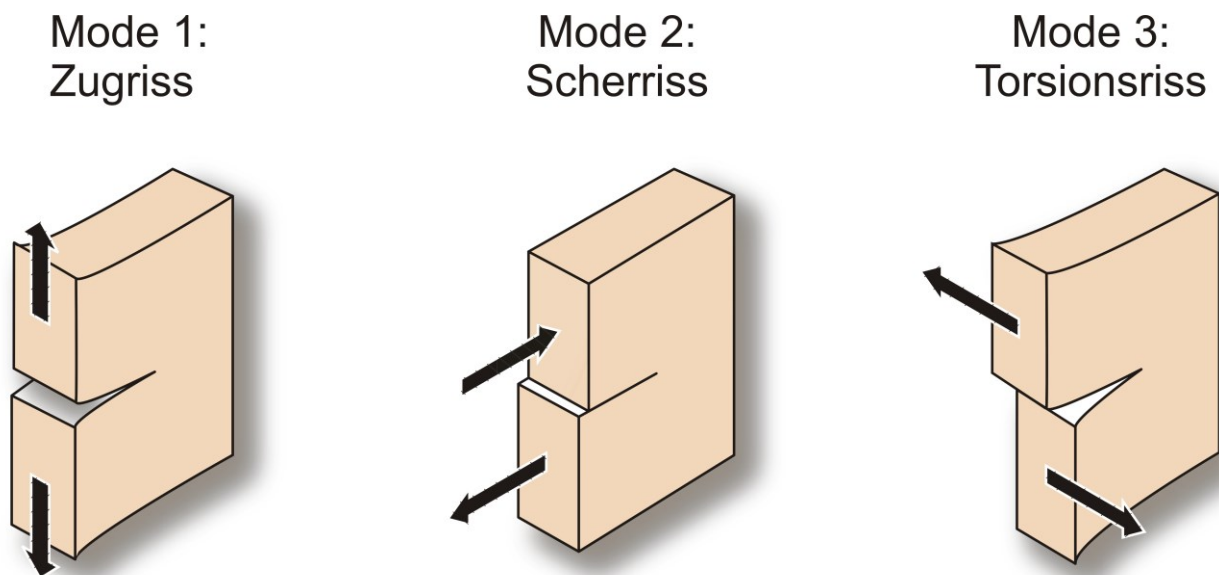
2.3.1 Grundlagen der Rissbildung

Das Bruchverhalten des Gesteins bei hydraulischen Stimulationen wird maßgeblich beeinflusst durch das Zusammenwirken des aufgebrachtten Fluiddrucks mit dem natürlichen Spannungsfelds im angestrebten Reservoir.

Dabei wird zwischen zwei grundlegenden Rissbeanspruchungsarten (Belastungsmoden) unterschieden, die auftreten können. **Mode 1**, auch als Rissöffnungsmode bezeichnet, liegt bei Zugbelastungsbedingungen vor.

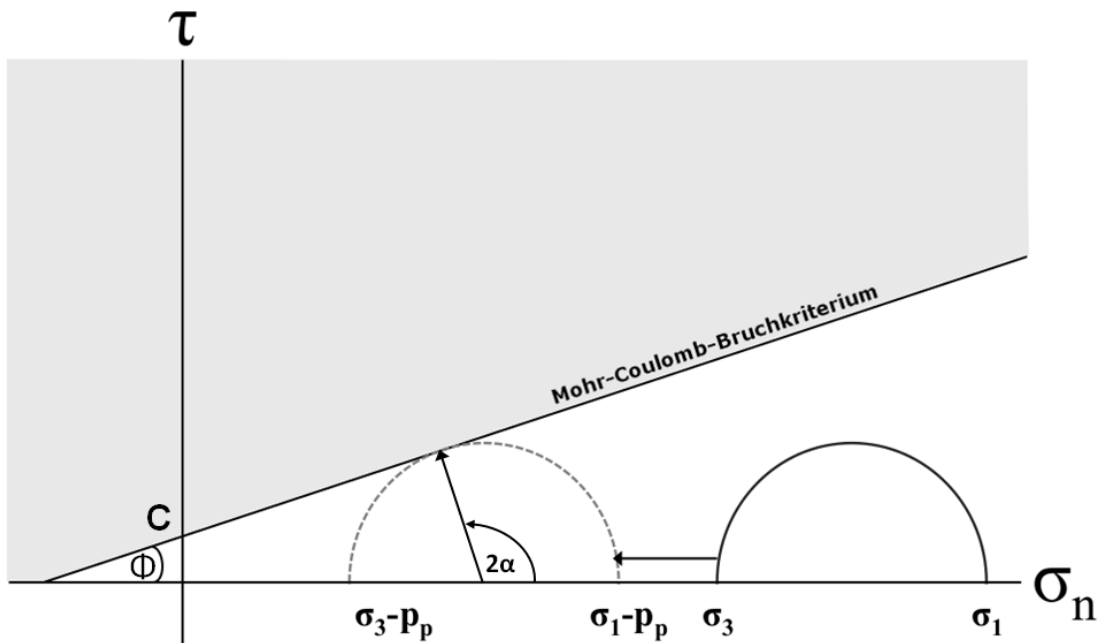
Wird beim Fracking der hydraulisch aufgebrachte Druck größer als der entgegenwirkende Gebirgsdruck (relativ gesehen entsteht dadurch eine Zugbelastung) entfernen sich die Bruchflächen voneinander und der Riss öffnet sich. Wird zusätzlich die materialspezifische Widerstandsfähigkeit des Gesteins überschritten, breitet sich der Bruch senkrecht zur größten Hauptnormalspannung aus, d. h. senkrecht zur anliegenden Zugspannung, als Verlängerung des ursprünglichen Risses (Abbildung 2.1, links: Zugriss). Hingegen erfolgt die Belastung bei Bruchproblemen des **Mode 2** (Abbildung 2.1, mitte: Scherriss) in der Bruchebene und es findet eine Verschiebung der Bruchflächen in dieser Ebene statt. Die wesentlichen Größen, welche die Stärke und Ausrichtung des lokalen Spannungsfeldes bestimmen, sind zum einen die großräumige tektonische Spannung und zum anderen die mit zunehmender Tiefe durch die Auflast erzeugte Spannung. Durch diese Auflast ergibt sich auch eine Querdehnung, welche als Horizontalspannung der tektonischen Spannung entgegenwirkt. Im Fall einer hydraulischen Gesteinsbehandlung wirkt zusätzlich die Fluidinjektion auf das lokale Spannungsfeld ein. Es gibt hierzu mehrere Versagenshypothesen, die Bruchprozesse im Zusammenhang mit den anliegenden Spannungen veranschaulichen. Eine für Geomaterialien in den spröden Krustenstockwerken gängige Darstellung erfolgt durch die Mohr'schen Spannungskreise in Verbindung mit dem Bruchkriterium von Coulomb. Dieses Konzept des Mohr-Coulomb'schen Bruchkriteriums wird im Folgenden erläutert (für eine detaillierte Beschreibung siehe z. B. Zoback, 2007).

Abbildung 2.1: Die drei Grundtypen der Belastungsmoden bei Bruchprozessen. Reale Risse lassen sich als Kombinationen dieser Grundtypen beschreiben.



Das Spannungsfeld im geologischen Untergrund kann durch seine drei Komponenten beschrieben werden: Die maximalen Hauptspannung σ_1 , die minimalen Hauptspannung σ_3 sowie die zu diesen beiden Komponenten orthogonal orientierte mittlere Spannung σ_2 . In einer zweidimensionalen Darstellung des Spannungsfeldes, wie im Falle des Mohr-Coulomb'schen Bruchkriteriums, wird σ_2 üblicherweise vernachlässigt, da σ_1 und σ_3 die dominierenden Komponenten sind. In tektonisch wenig aktiven Regionen ist mit zunehmender Tiefe in der Regel der Auflastdruck die dominierende Komponente (Abschiebungsregime), d. h. die maximale Hauptspannung ist vertikal orientiert. So eine Konstellation findet sich z. B. im Norddeutschen Becken (Röckel und Lempp, 2003). In der horizontalen Richtung wirkt eine Kombination aus der tektonischen Spannung und der Querdehnung, die sich aus der Auflast ergibt. Ihre Summe ergibt die effektive Horizontalspannung. In Spannungsregimen, in denen die Horizontalkomponenten dominieren, kommt es häufig zu Blattverschiebungen. Im Süddeutschen Molassebecken liegt solch ein Blattverschiebungsregime vor (Megies und Wassermann, 2014a). Im Oberrheingraben findet sich je nach Tiefenstockwerk ein Abschiebungs- oder aber ein Blattverschiebungsregime (Plenefisch und Bonjer, 1997).

Abbildung 2.2: Zweidimensionale Darstellung des Coulomb-Bruchkriteriums in einem Mohr'schen Spannungsdiagramm. σ_n bezeichnet die Spannung senkrecht zu einer beliebig orientierten Ebene, τ sei die Scherspannung entlang dieser Fläche. σ_1 und σ_3 sind maximale und minimale Hauptspannung, p_p ist der Porendruck, C die Kohäsion und Φ der innere Reibungswinkel, α ist der Bruchwinkel der Fläche, auf der zuerst ein Scherriss auftritt. Das Bruchkriterium markiert den Übergang vom stabilen Bereich unterhalb der Linie zum instabilen Bereich (grauer Bereich).



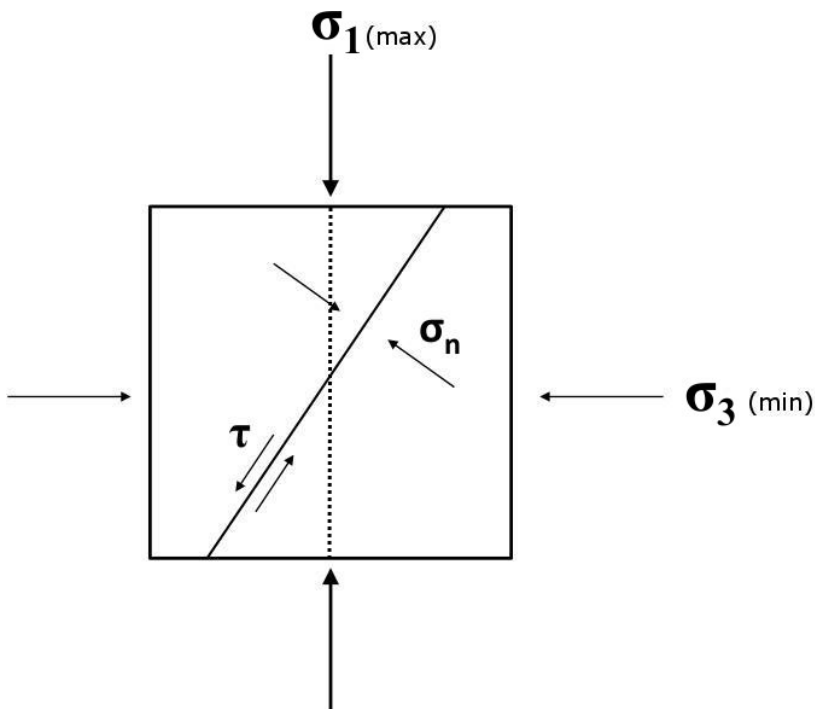
Im stabilen Zustand ist die Gesteinsfestigkeit hoch genug, um der äußeren Spannungseinwirkung standzuhalten. Dieser stabile Zustand entspricht dem schwarzen Spannungskreis in Abbildung 2.2. Die Drücke von außen führen im Gestein zu dem Aufbau einer Scherspannung (Abbildung 2.3). Dieser Scherspannung wirken mehrere Kräfte entgegen. Dies sind zum einen die Kohäsion (C in Abbildung 2.2), eine materialabhängige Größe, die die Widerstandsfähigkeit des Gesteins gegenüber Versagen beschreibt. Des Weiteren hemmen der innere Reibungswinkel Φ , der den Gleitwiderstand entlang einer Bruchfläche beschreibt, sowie die senkrecht auf die gespannte Ebene wirkende Normalspannung σ_n die Entstehung eines Bruches.

Damit es zu einem Bruch kommt, muss die Spannung im Gestein verändert werden. Im Rahmen einer hydraulischen Stimulation erreicht man dies mittels Fluidinjektion durch ein Bohrloch. Ob die durch die Injektion eingeleitete Druckerhöhung zur Erzeugung eines Zug- oder eines Scherrisses führt, ist abhängig von der Orientierung des Spannungsfeldes. In intaktem Gestein ist die Zugfestigkeit um ein Vielfaches geringer als die Scherfestigkeit, daher öffnet sich bei ungestörtem Gestein ein Zugriss, wenn ein Druck aufgebaut wird, der die Normalspannung und die Zugfestigkeit des Gesteins übersteigt. Handelt es sich bei dem zu behandelndem Reservoir um gestörtes Gestein, d. h. es liegen natürliche Störungen oder Kluftsysteme vor, werden zunächst die Störungen aktiviert, die eine günstige Orientierung zum Spannungsfeld aufweisen, d. h. die die größte Scherspannung besitzen, oder aber solche mit einem sehr niedrigen Reibungskoeffizienten. In der Realität ist zu erwarten, dass im Zuge einer Gesteinsbehandlung sowohl Zug- als auch Scherrisse erzeugt bzw. erweitert werden. Dieser Übergang von einem Bruchprozess zum anderen ist auch in der Theorie noch nicht in vollem Umfang verstanden (siehe auch Jung, 2013).

Das injizierte Fluid führt zu einer Erhöhung des Porendrucks p_p . Der Porendruck wirkt als (scherspannungsfreier) Fluiddruck allen Spannungen (außer der Scherspannung auf der Störungsfläche) gleichermaßen entgegen und führt zu einer Reduzierung der auf die Störungsfläche wirkenden Normalspannung. Die Differenz zwischen Spannung und Porendruck ist die Effektivspannung. Übertragen auf den Mohr'schen Spannungskreis entspricht diese Reduktion der Spannung einer Verschiebung des Kreises nach links, in Richtung des Bruchkriteriums. Berührt der Spannungskreis das Bruchkriterium wie in Abbildung 2.2 dargestellt, bedeutet dies, dass das Bruchkriterium erfüllt ist und es kommt zu einem Versatz entlang der Störungsfläche. Baut

sich auf der Bruchfläche ein Fluidruck auf, der die Normalspannung überschreitet, tritt zusätzlich zur Scherbewegung eine anteilige Rissöffnung ein. Bedingungen für Zugrisse liegen im negativen Bereich der Spannungsachse vor. Reine Zugrisse breiten sich in der Ebene senkrecht zur minimalen Hauptspannung σ_3 aus (entspricht der Drehung der Bruchfläche in Abbildung 2.3 in die Vertikale). In diesem Fall ist die minimale Hauptspannung gleich der Normalspannung und Scheranteile verschwinden vollständig.

Abbildung 2.3: Die Einwirkung des äußeren Spannungsfeldes auf eine ebene Störungsfläche im Gestein. Die gestrichelte Linie stellt die Orientierung der Bruchfläche eines Zugrisses für ein ungestörtes Gestein dar. Die Bezeichnungen der Spannungskomponenten sind identisch zu denen in Abbildung 2.2.



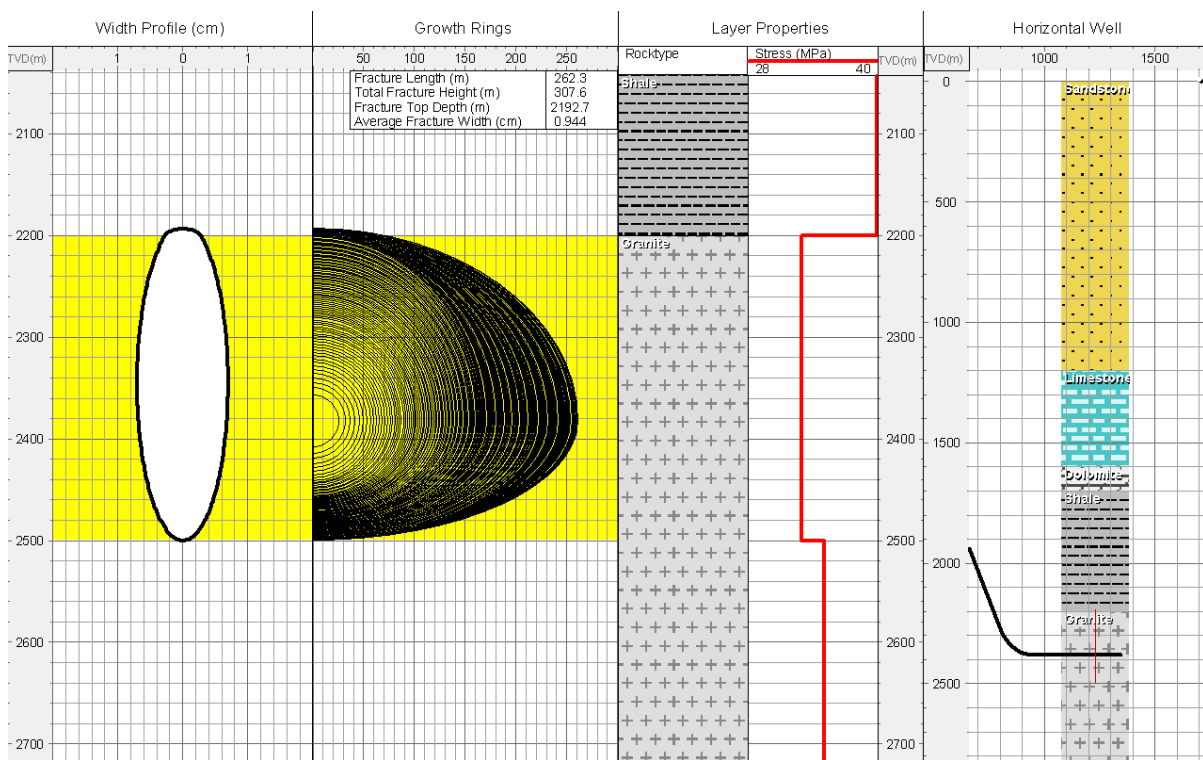
Sollen zur Erhöhung der Durchlässigkeit eines geothermalen Reservoirs Zugrisse mittels eines (hydraulischen) Frackings geschaffen werden (Stützmittelfrac), so wird im Zuge der Planung eines solchen Eingriffs ein numerisches Modell entworfen, mit dem die Ausbreitung eines Risses simuliert werden kann (GtV, 2012). Es existieren mehrere gängige Modelle, die eine Prognose der Rissausbreitung erlauben. Dabei kommen bei der Planung derartiger Stimulationen in der Regel Pseudo-3D-Modelle (P3D) zum Einsatz (Abbildung 2.4). Modelle dieses Typs sind auf besonders kurze Rechenzeiten ausgelegt. Dadurch kann während der tatsächlichen Maßnahme anhand der gemessenen Daten auf der Grundlage des vorab erstellten Modells, die Rissausbreitung in Echtzeit berechnet werden. Dies ist ein wichtiger Bestandteil bei der Überwachung der Maßnahme. Die sehr kurzen Rechenzeiten werden u. a. durch die Einbringung einer Vielzahl empirisch bestimmter Parameter erreicht, die aufwendige und somit rechenintensive Prozesse ersetzen. Der Schwerpunkt einer solchen Simulation liegt dabei weniger bei der exakten Ermittlung der Geometrie des Risses als vielmehr auf dessen zu erwartender Dimension.

Die Erstellung eines projektspezifischen Rissausbreitungsmodells erfolgt aufgrund der anvisierten Rissdimensionen sowie der im Reservoir vorherrschenden Parameter, die vorab möglichst genau bestimmt bzw. aus Erfahrungswerten an das Modell übergeben werden. Die realen physikalischen und mechanischen Größen werden aus Messungen in dem Bohrloch ermittelt, in dem auch die hydraulische Gesteinsbehandlung durchgeführt wird. Durch Spannungsmessungen im Bohrloch sowie kleinvolumigen Testfracs, sogenannten Minifracs, wird der Ist-Zustand des Reservoirs erfasst. Anhand dieser Daten wird ein Design für die Stimulationsmaßnahme entworfen, wobei verschiedene Injektionsszenarien anhand der Modellierung betrachtet wer-

den, um daraus die beste Konfiguration für den Ablauf des Eingriffes zu bestimmen. Die Menge des benötigten Fluides, dessen optimale rheologischen Eigenschaften sowie die Menge und Beschaffenheit des Stützmittels werden ausgehend von den Simulationsergebnissen festgelegt.

Wenn keine Stützmittel eingesetzt werden, d. h. bei Wasserfracs, zielt die hydraulische Gesteinsbehandlung auf natürliche Selbststützungseffekte. Die zuvor erwähnte Modellierung der Rissausbreitung liefert auch für diesen Fall plausible Ergebnisse für die Größe der geschaffenen oder stimulierten Rissfläche, da die Rissfläche primär durch das Verhältnis des im Riss verbleibenden Flüssigkeitsanteils zu dem in das umgebende Gestein abströmenden Anteils (Leakoff) bestimmt wird. Dieses Verhältnis hängt wiederum entscheidend von der Durchlässigkeit des Gesteins aber weniger von dem zugrundeliegenden Bruchprozess ab.

Abbildung 2.4: Exemplarische Ansicht einer Zugrissimulation in einer Horizontalbohrung. Von links: Öffnungsweite des Risses (Angabe in cm), Risslänge und -höhe in der Profilansicht (Angabe in m), im Modell verwendete Gesteinsparameter, Übersicht des lithologischen Modells und Lage des Bohrlochs. Das Risswachstum nach oben wird durch eine Schicht mit höherem Poissonkoeffizienten und damit höherer minimaler Horizontalspannung begrenzt.



Aufgrund der komplexen Mechanismen lassen sich Scherbrüche nicht durch vereinfachte Modelle wie im Fall von Zugrissen darstellen. Etablierte Modelle für die Scherrissausbreitung existieren daher bislang nicht. Näherungsweise Abschätzungen der Rissgrößen auf Grundlage eines Zugrissmodells sind aber möglich.

Sofern natürlich vorhandene Klüfte oder Störungen maßgeblich für die Rissausbreitung sind, können Discrete Fracture Network (DFN) – Modellierungen eingesetzt werden (siehe z. B. Xu und Dowd, 2010). Diese Art der Modellierung ermöglicht die Simulation von Rissbildung ebenso wie von der Aktivierung von Scherbewegung entlang von Störungen. Prinzipiell können mit einer DFN-Modellierung sowohl Prognosen über die Wirksamkeit des hydraulischen Eingriffes im Bezug auf die Durchlässigkeitserhöhung als auch Abschätzungen über die zu erwartende Seismizität getroffen werden. Die Unsicherheiten hinsichtlich der hydro-mechanischen Eigenschaften der Klüfte und Störungen sind aber im Allgemeinen sehr hoch, wodurch die Prognosegüte hierbei begrenzt ist.

2.3.2 Monitoring der Rissausbreitung

Da sich die Rissbildung im Untergrund abspielt, ist es nicht möglich den Prozess direkt zu beobachten. Ausmaß, Orientierung und die Geschwindigkeit des Wachstums müssen über indirekte Überwachungsmethoden abgeleitet werden. Zum Standardverfahren gehört dabei, wie vorstehend beschrieben, die Überwachung der Druckentwicklung im Bohrloch. Durch den laufenden Vergleich zwischen der modellierten und der gemessenen Druckkurve kann die Rissentwicklung so in Echtzeit beobachtet werden.

Andere Möglichkeiten die Form und Größe eines Risses zu bestimmen sind für bohrlochnahe Risse durch Bohrlochmessverfahren (z. B. Messung der Temperaturänderungen, Sonic Logs) gegeben. Voraussetzung ist, dass im Umfeld um das Bohrloch keine natürlichen Rissysteme existieren, da eine Unterscheidung zwischen natürlichen und künstlich erzeugten Rissen nicht möglich ist.

Messmethoden, die nicht in dem Bohrloch durchgeführt werden, also beispielsweise an der Erdoberfläche oder in benachbarten Bohrlöchern, werden als Fernfeldmethoden bezeichnet. Mit Fernfeldmethoden lassen sich auch Risse beobachten, die in größerer Entfernung zum Bohrloch geschaffen werden. Dabei besteht die Schwierigkeit, dass bei Spannungsumlagerungen während einer Zugrissausbreitung nur eine sehr geringe Energiedissipation vorliegt und diese daher messtechnisch nicht erfassbar sind. Zur Beobachtung kann jedoch ausgenutzt werden, dass im Umfeld des Risses Seismizität auftritt. Diese wird zum einen durch das injizierte Fluid ausgelöst, wenn es aus dem Riss in das umliegende Gestein eintritt, etwa durch Kluftnetzwerke, die an den Riss angeschlossen werden. Wie in Abschnitt 2.3.1 beschrieben, kann dies zu einer Verringerung der Normalspannung führen, zusätzlich kann durch das Fluid die Festigkeit herabgesetzt werden. Die daraus resultierende Scherbewegung führt gegebenenfalls auf den prä-existierenden Kluftflächen im Umfeld des Hauptrisses zum Auslösen von seismischen Ereignissen. Wird bei der Frac-Operation ein Scherriss erzeugt, finden zum anderen seismische Ereignisse auf der Rissfläche selbst statt. Die daraus resultierenden Spannungsumlagerungen können ebenfalls zu einer Auslösung von Erdbeben führen. Da diese Änderungen des Spannungsfeldes hauptsächlich in der Nähe des Risses stattfinden, können anhand der Verteilung der Mikro-seismizität Informationen über Lage und Ausbreitung des erzeugten Risses gewonnen werden.

Für Gesteinsbehandlungen, die auf die Reaktivierung vorhandener Kluftsysteme setzt, stellt das mikro-seismische Monitoring die zuverlässigste Überwachungsmethode dar, da sich der Scherversatz entlang von Störungsflächen in der Regel in Form von Mikrobeben äußert und damit bei entsprechendem Messaufwand abgeschätzt werden kann. Weiterhin besteht die Möglichkeit, die durch die Öffnung des Risses verursachte Deformation im Untergrund und an der Oberfläche mit Hilfe von Neigungsmessern zu ermitteln. Diese Beobachtungen lassen ebenfalls Rückschlüsse auf die Dimensionen des Risses zu.

Durch die Analyse des Fließverhaltens am Bohrlochende und der Änderungen der Druckkurve können Rückschlüsse auf die Geometrie und die Ausdehnung des Risses gezogen werden (Pressure Transient Testing).

Auch Fernerkundungsmethoden kommen bei der Abschätzung der Rissgröße zum Einsatz. Als Beispiele seien hier GPS-Messungen sowie SAR-Interferometrie genannt.

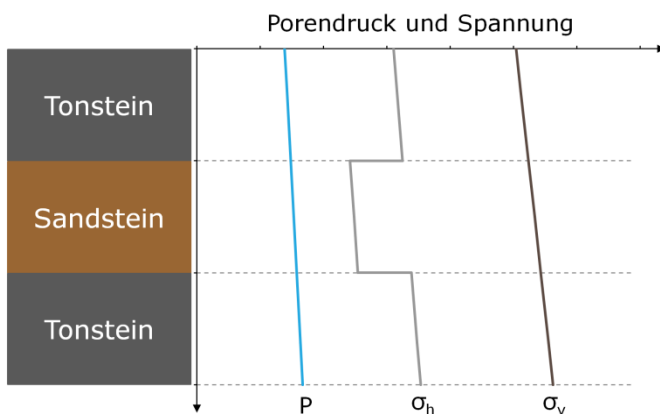
2.3.3 Barrierschichten

Unter einer Barrierschicht für die Rissausbreitung versteht man eine über oder auch unter dem Reservoir gelegene Gesteinsschicht, die die Rissausbreitung in der vertikalen Richtung während des Frackings verhindert. Es kommen zwei Typen von Barrieren vor, mechanische und hydraulische. Bei einer mechanischen Barriere spielt der Spannungscontrast zwischen den Schichten eine wesentliche Rolle. Als mechanische Barrieren wirken z. B. Tongestein und Salz, da hier aufgrund der mechanischen Gesteinseigenschaften (insbesondere Poissonzahl) in der Regel höhere Spannungen vorliegen. Das Druckniveau, das sich durch die Injektion von Fluid in das Reservoir einstellt, ist nicht groß genug, um das Barrieregestein aufzubrechen. Der Riss breitet sich lateral im Reservoir aus. Abbildung 2.5 zeigt den Spannungscontrast in einer typischen Tongestein-Sandstein-Wechselfolge. Die minimale Horizontalspannung (σ_h) ist in der Sandsteinschicht kleiner als in den Tongesteinschichten, weil Sandsteine generell kleinere Poissonzahlen als Tongestein besitzen (Thiercelin und Roegiers, 2000).

Als hydraulische Barrieren für die Rissausbreitung wirken nicht nur die hydraulisch undurchlässigen sondern auch die durchlässigen Gesteine. Ist in einer Gesteinsschicht oberhalb oder unterhalb des Behandlungsintervalls die Durchlässigkeit signifikant höher, so wird das Fluid in diese durchlässigere Schicht abgeleitet und das weitere Risswachstum wird behindert oder gar gestoppt. Es lässt sich kein ausreichender Überdruck mehr für eine effiziente Rissausbreitung aufbauen, womit die vertikale Rissausbreitung begrenzt wird. Somit können z. B. Sandsteinlagen als hydraulische Barrieren für das Risswachstum wirken.

In geschichteten Gesteinsformationen, wie im Norddeutschen Becken, bewirkt die Wechsellagerung aus Gesteinsformationen mit unterschiedlichen hydraulischen und mechanischen Eigenschaften im Allgemeinen eine effiziente Begrenzung des vertikalen Risswachstums. Von besonderer Bedeutung sind aber dennoch Tongesteine und Salzschiechten, da diese sowohl als mechanische Barriere für die Rissausbreitung wirken als auch die Fluidmigration verhindern. Aus diesem Grund wird nachfolgend etwas detaillierter auf die Verbreitung und Charakteristik dieser Gesteinstypen eingegangen.

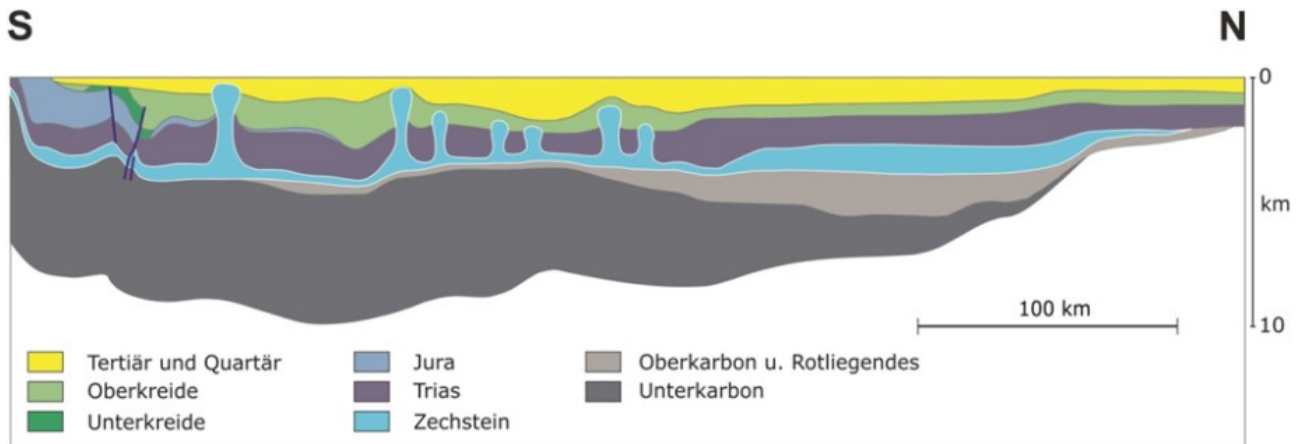
Abbildung 2.5: Schematisches Spannungsprofil einer typischen Wechselfolge von Tongestein und Sandstein. p : Porendruck, σ_h : minimale Horizontalspannung, σ_v : vertikale Spannung. Der Sandstein wird in diesem Fall von Tongestein begrenzt, welche aufgrund der höheren Horizontalspannung als Spannungsbarriere fungieren.



(modifiziert nach Desroches und Bratton, 2000)

Steinsalz, das sich durch Auskristallisation von Meerwasser mit einer eng verzahnten Kristallstruktur bildet, besitzt aufgrund seiner geringen Durchlässigkeit (ca. $5 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$ (5 nD); kalkuliert nach AkEnd, 2002) und des ausgeprägten Deformationsverhaltens (Poissonzahl ist nahezu 0,5) günstige Barriereigenschaften. In Deutschland kommt Steinsalz sowohl im Norden als auch im Süden vor (BGR, 2007). Eine durchgehende mächtige Staßfurt-Steinsalzformation des Zechsteins tritt in Norddeutschland auf; Abbildung 2.6 stellt das geologische Profil des norddeutschen Beckens mit der Zechsteinformation schematisch dar.

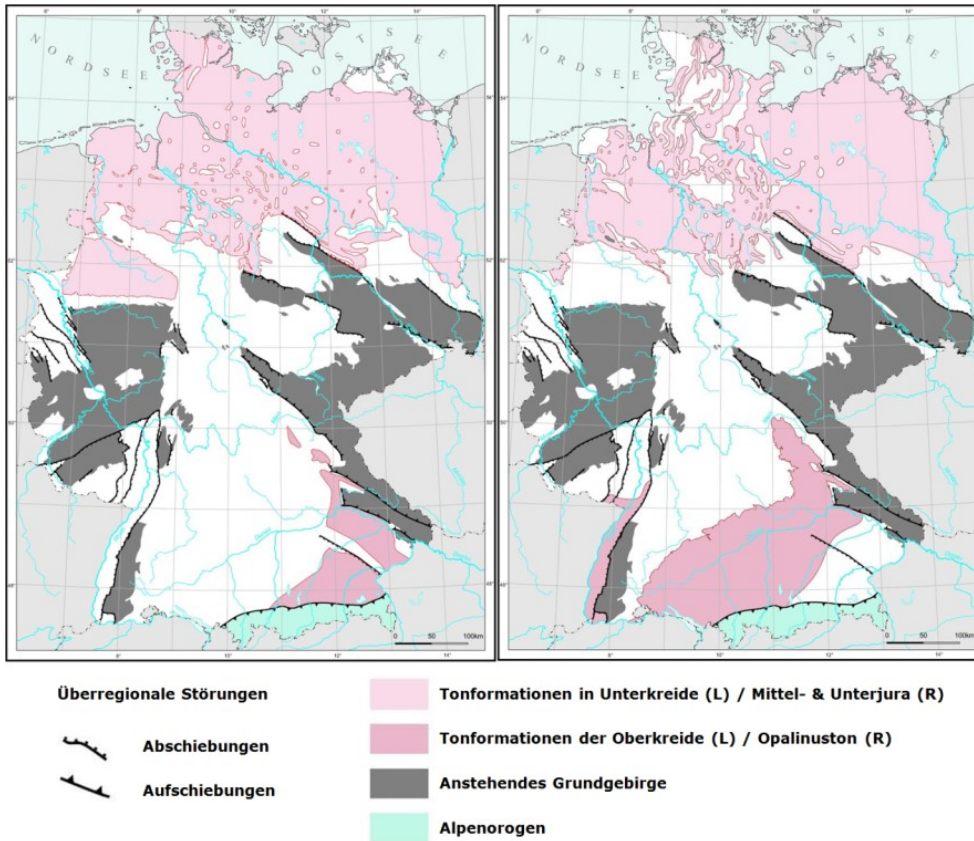
Abbildung 2.6: Schematische Darstellung des geologischen Profils des norddeutschen Beckens mit durchgehender mächtiger Zechsteinformation.



(BGR, 2012).

Tongestein ist ein typisches Sedimentgestein mit Korngrößen unter 0,002 mm und besteht vorwiegend aus Tonmineralen. Basierend auf der sehr feinen Korngröße bzw. dem hohem Anteil von Tonmineralen weist das Tongestein eine sehr geringe Durchlässigkeit auf (ca. $9 \cdot 10^{-20} \text{ m}^2$ (90 nD); kalkuliert nach AkEnd, 2002). Abbildung 2.7 zeigt die flächenhafte Verbreitung von Tongesteinsformationen innerhalb des unteren und mittleren Jura bzw. der Kreide in Deutschland mit einer Mächtigkeit von mindestens 100 m (BGR, 2007). Durch mächtige Tongesteinsformationen wird Norddeutschland nahezu vollständig abgedeckt. Im Bereich des süddeutschen Molassebeckens tritt der Opalinuston großflächig auf und zieht sich bis in den südlichen Teil des Oberrheingrabens hinein. Wegen starker tektonischer Beanspruchung ist der Opalinuston im Oberrheingraben teilweise gestört durch Kluft- und Auflockerungszonen, die eine relativ höhere Durchlässigkeit aufweisen.

Abbildung 2.7: Flächenhafte Verbreitung von Tonformationen in Deutschland mit Mächtigkeit ≥ 100 m. Linke Abbildung zeigt die Verbreitung der Unter- und Oberkreide, rechte Abbildung die des Mittel- & Unterjura bzw. des Opalinustons.



(BGR, 2007)

2.4 Umweltauswirkungen und Risiken

2.4.1 Wasser

Grundwasser. Als Grundwasser wird unterirdisches Wasser bezeichnet, das die Hohlräume der Erdkrinde zusammenhängend ausfüllt und dessen Bewegungsmöglichkeit ausschließlich oder nahezu ausschließlich durch die Schwerkraft und den durch die Bewegung selbst ausgelösten Reibungskräften bestimmt wird (DIN 4049). Betrachtet man die Stockwerksgliederung der grundwasserführenden Gesteine, lässt sich zumeist eine hydrogeologische Zweigliederung in ein oberflächennahes Grundwasserstockwerk, mit (zur Trinkwassergewinnung) nutzbaren Süßwässern und ein Tiefengrundwasserstockwerk mit salzhaltigen Wässern unterscheiden. Abhängig von den hydrogeologischen Gegebenheiten kann die Tiefenlage der oberflächennahen, zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwasserleiter von wenigen Zehnermetern bis einigen Hundert Metern (z. B. im Norddeutschen Becken) und tieferliegend (z. B. im Molassebecken) reichen. Darunter folgen in der Regel salzhaltige Tiefenwässer, deren Salzgehalt zur Tiefe hin bis zur Salzsättigung ansteigen kann. Diese vertikale Gliederung kann lokal dadurch begünstigt werden, dass zusätzlich zur physikalischen Dichteschichtung undurchlässige Gesteine, wie z. B. Tongesteine, den Austausch zwischen den Stockwerken unterbinden, so dass unter günstigen geologischen Bedingungen die Tiefenwässer über geologische Zeiträume hinweg nicht in Kontakt mit oberflächennahen Grundwässern kommen.

Benutzung von Grundwasser. Hinsichtlich der Benutzung und des Schutzes von Grundwasser greifen das Wasserhaushaltsgesetz (WHG 2009) sowie die Grundwasserverordnung (GrwV 2010). Es gilt der wasserrechtliche Besorgnisgrundsatz zur Reinhaltung des Grundwassers. So ist für die Benutzung von Grundwasser, wie z. B. dem Einleiten von Stoffen, eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich. Diese darf nur erteilt werden, wenn eine nachteilige, mehr als nur geringfügige Veränderung der Wasserbeschaffenheit nicht zu

besorgen ist (§ 48 WHG). Bei der Beurteilung, ob und ab welcher Schwelle eine nachteilige Veränderung des Grundwassers vorliegt, muss die Schutzwürdigkeit des im Einzelfall möglicherweise betroffenen Grundwassers im Hinblick auf potenzielle menschliche Nutzungen und dessen Bedeutung für den Naturhaushalt betrachtet werden. Kriterien für die Beurteilung und Überwachung des Grundwasserzustands werden durch die Grundwasserverordnung konkretisiert. Ein Bewertungsmaßstab sind die von der Bund-/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA, 2004) veröffentlichten Geringfügigkeitsschwellenwerte, welche die Grenzwerte der Trinkwasserverordnung (TrinkwV 2001) sowie human- und ökotoxikologisch begründete Wirkungsschwellen berücksichtigen. Bei tiefen Grundwässern, die weder mit oberflächennahem Grundwasser in Verbindung stehen, noch für menschliche Nutzungen in Betracht kommen, weil es dafür zu hohe Schadstoffgehalte aufweist oder nicht hinreichend ergiebig ist, sollten auch Schadstoffeinträge jenseits der Geringfügigkeitsschwellenwerte keine im Hinblick auf das Wohl der Allgemeinheit nachteiligen Veränderungen der Wasserbeschaffenheit sein (Meiners et al., 2012). Nach deutschem Wasserrecht wird jedoch nicht zwischen den oberflächennahen Süßwasser führenden Grundwasserleitern und den tiefen salinaren Grundwässern unterschieden.

Wassergefährdende Stoffe sind nach Wasserhaushaltsgesetz (§ 62) feste, flüssige und gasförmige Stoffe, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen. Das Einstufungsverfahren der Stoffe entsprechend ihres Wassergefährdungspotenzials ist in der Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe (VwVwS 1999, novelliert 2005) geregelt. Die Einstufung erfolgt in drei Wassergefährdungsklassen (WGK): schwach wassergefährdend (WGK 1), wassergefährdend (WGK 2) und stark wassergefährdend (WGK 3). Darüber hinaus werden nicht wassergefährdende Stoffe angegeben (nwg). Bisher nicht ausreichend untersuchte, nicht eingestufte oder nicht identifizierte Stoffe werden vorsorglich als stark wassergefährdend bewertet. Für die Einstufung eines Stoffes in eine Wassergefährdungsklasse sind folgende Kriterien maßgeblich: die Toxizität eines Stoffes/Gemisches gegenüber Menschen, Säugetieren und Wasserorganismen; deren Beständigkeit bzw. Abbauverhalten sowie das Verteilungsverhalten des Stoffes (z. B. Potenzial zur Bioakkumulation, Mobilität im Boden und Grundwasser, Anreicherung im Sediment). An die Einteilung in die einzelnen Wassergefährdungsklassen knüpfen sind spezielle Anforderungen an Anlagen hinsichtlich der Lagerhaltung und des Umgangs mit den Stoffen an. Die Anforderungen sind derzeit in den einzelnen Anlagenverordnungen (Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAwS)) der einzelnen Bundesländer festgesetzt. Eine bundesweit einheitliche Verordnung - die Bundesanlagenverordnung (AwSV), die die Länderverordnungen sowie die VwVwS ablösen soll, tritt voraussichtlich im Frühjahr 2015 in Kraft (LfU, 2014a).

Gefahrstoffkennzeichnung. Durch die Kennzeichnung von Stoffen sollen die Gefahren für die menschliche Gesundheit und die Umwelt bei der Herstellung, beim Transport und der Verwendung von Chemikalien bzw. Gefahrstoffen minimiert werden. Als weltweit einheitlicher Standard zur Einstufung von Chemikalien sowie deren Kennzeichnung auf Verpackungen und in Sicherheitsdatenblättern gilt das global harmonisierte System zur Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien (GHS) der Vereinten Nationen. Die Implementierung des GHS in der Europäischen Union erfolgt durch die Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen (CLP-Verordnung), welche am 20. Januar 2009 in Kraft trat. Es werden grundsätzlich drei Gefährdungen unterschieden: physikalische Gefahren, Gefahren für die menschliche Gesundheit und Gefahren für die Umwelt. Dabei werden bei den gesundheitlichen Gefahren zehn Gefahrenklassen unterschieden. Für die Beurteilung der Stärke der jeweiligen Gefahr werden zudem Gefahrenkategorien angegeben. Es ergibt sich die folgende Unterteilung:

- ▶ akute Toxizität (oral, dermal, inhalativ) (fünf Gefahrenkategorien),
- ▶ spezifische Zielorgan-Toxizität (einmalige Exposition) (drei Gefahrenkategorien),
- ▶ spezifische Zielorgan-Toxizität (wiederholte Exposition) (zwei Gefahrenkategorien),
- ▶ Karzinogenität (drei Gefahrenkategorien),
- ▶ Keimzellmutagenität (drei Gefahrenkategorien),
- ▶ Reproduktionstoxizität (vier Gefahrenkategorien),
- ▶ Hautätzung/Reizung (drei Gefahrenkategorien),

- ▶ schwere Augenschädigung/Augenreizung (zwei Gefahrenkategorien),
- ▶ Sensibilisierung der Atemwege und der Haut (zwei Gefahrenkategorien),
- ▶ Aspirationsgefahr (zwei Gefahrenkategorien).

Bei den Umweltgefahren wird zwischen akut gewässergefährdend (drei Gefahrenkategorien) und chronisch wässergefährdend (vier Gefahrenkategorien) unterschieden.

2.4.2 Induzierte Seismizität

Erdbeben. Erdbeben sind Ausdruck des bruchhaften Spannungsabbaus in der Erdkruste. Tektonische Kräfte, die durch Plattenbewegungen hervorgerufen werden, führen zum Spannungsaufbau im spröden Gesteinsmaterial der Erdkruste. Oftmals werden diese Spannungen nicht durch Kriechbewegungen abgebaut sondern akkumulieren. Wird die Bruchfestigkeit des Materials oder die Haftreibung an vorgeprägten Schwächezonen im Gesteinsverband überschritten, kommt es zum abrupten Versatz zwischen zwei Gesteinsblöcken, dem Erdbeben. Das Erdbeben findet zumeist im schwächsten Bereich des beanspruchten Gesteins statt, gewöhnlich an einer bereits existierenden Störung. Die aufgestaute elastische Energie wird dabei in Form von Wärme und elastischen Wellen frei. Je länger und breiter der Bereich der Versetzung ist, desto mehr Energie wird freigesetzt und desto stärker ist das Erdbeben. Es besteht also ein Zusammenhang zwischen der Größe der Bruchfläche und der Erdbebenmagnitude. Über 90 % aller Erdbeben auf der Erde sind tektonische Beben, ihnen liegt zumeist ein Scherbruch zugrunde. Darüber hinaus werden Erdbeben durch Vulkanismus und Einstürze von unterirdischen Hohlräumen ausgelöst.

Seismizität. Der Begriff Seismizität bezeichnet die Gesamtheit aller seismischen Ereignisse innerhalb eines Gebietes. Betrachtet werden dabei die räumliche und zeitliche Verteilung der Ereignisse, ihre Magnituden und deren statistische Verteilung sowie die Auswirkungen an der Erdoberfläche (Makroseismik). Unter Berücksichtigung aller Beobachtungen lässt sich eine Beurteilung der Seismizität einer vorgegebenen Region vornehmen. Generell erfolgt eine Unterteilung in natürliche und induzierte Seismizität. Die beiden Arten unterscheiden sich hinsichtlich der Auslösemechanismen, die die Ursachen für Erdbeben sind.

Bei der **natürlichen Seismizität** sind es vor allem die von Natur aus vorhandenen tektonischen Kräfte, die in der Erdkruste und im Erdmantel wirken und bei Überschreiten der Bruch- oder Scherfestigkeit der Gesteinschicht zum Versatz entlang von Störungen führen. Anthropogene Einflussnahme findet dabei nicht statt. Aufgrund der zum Teil sehr großen Spannungsakkumulation können natürliche Ereignisse Magnituden in der Größenordnung 9 erreichen. Natürliche Erdbeben sind nicht nur auf die Erdkruste beschränkt, sondern können in Subduktionszonen auch in Tiefen bis 700 km auftreten.

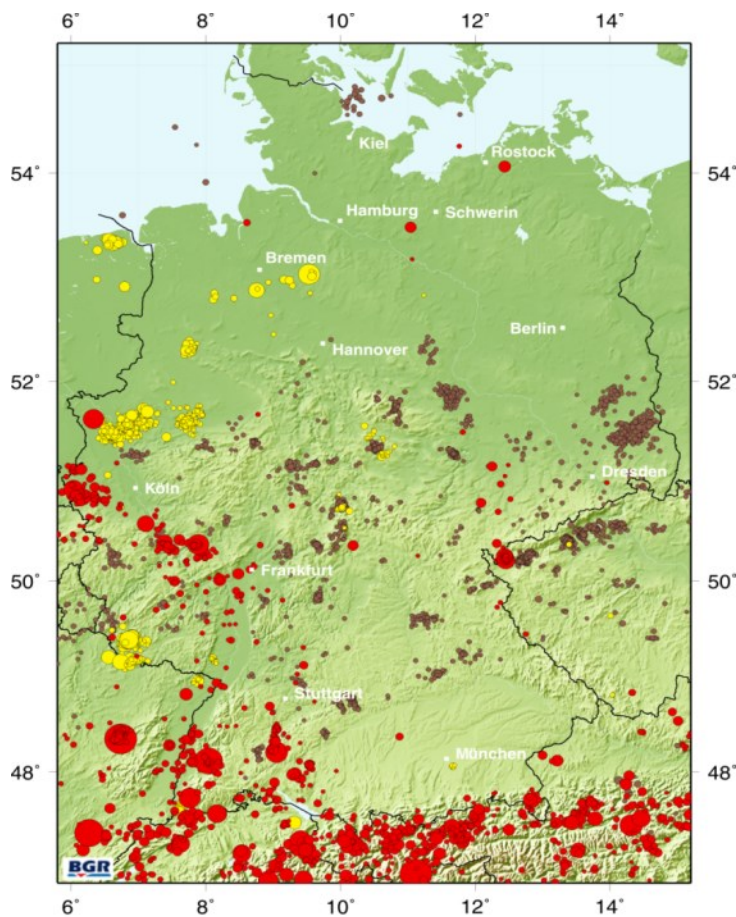
Deutschland zählt zu den Ländern mit einer sehr geringen bis moderaten natürlichen Seismizität. Die Haupterdbebengebiete sind der Rheingraben, die Niederrheinische Bucht, die Schwäbische Alb, das Alpengebiet, die Bodenseeregion und das Vogtland (Abbildung 2.8). Die zwei stärksten natürlichen Erdbeben der letzten 40 Jahre ereigneten sich am 3. September 1978 auf der Schwäbischen Alb und am 13. April 1992 im Grenzgebiet zwischen den Niederlanden und Deutschland nahe der Stadt Roermond. Beide Erdbeben wiesen Magnituden knapp unter 6 auf; in beiden Fällen kam es zu Sachschäden und einer geringen Anzahl an Verletzten. Durchschnittlich treten in Deutschland und angrenzenden Gebieten pro Jahr zwei bis drei Erdbeben mit Magnituden größer als 4 und 30 Beben mit Magnituden größer als 3 auf.

Als **induzierte Seismizität** (auch ausgelöste oder herbeigeführte Seismizität) bezeichnet man die Erdbeben-tätigkeit, welche durch menschlichen Eingriff in den Untergrund verursacht wird. Induzierte Erdbeben entstehen durch die Entnahme von Rohstoffen aus der Erdkruste (z. B. Kohle, Kalisalz, Erdöl, Erdgas), durch extreme Auflast beim Aufstauen von Stauseen sowie beim Verpressen von Fluiden in tiefen Bohrungen. Die Stärke der induzierten seismischen Ereignisse ist meist gering und ihre Auswirkung zum größten Teil unterhalb der Wahrnehmbarkeitsgrenze des Menschen. Es ereigneten sich allerdings auch schon induzierte Erdbeben mit Personen- und Sachschäden. Das stärkste bisher weltweit aufgetretene induzierte Ereignis ist das

Erdbeben bei Koyna (Indien) vom 10. Dezember 1967 mit einer Magnitude von 6,5, das höchstwahrscheinlich durch die Auflast eines Stausees ausgelöst wurde. Bei dem Beben kamen 200 Menschen ums Leben und es entstanden große Sachschäden.

In Deutschland ereigneten sich im Mittel der letzten 10 Jahre jährlich etwa 80 induzierte Erdbeben ab Magnitude 2,0. Das bedeutendste induzierte Erdbeben in Deutschland war das Erdbeben bei Völkershausen am 13. März 1989 mit einer Magnitude von 5,6, das durch einen größeren Einbruch in einem Salzbergwerk hervorgerufen wurde. Das Ereignis war weltweit eines der stärksten Erdbeben, das im Zusammenhang mit dem Bergbau steht. In den letzten Jahren ereigneten sich induzierte Ereignisse insbesondere im Zusammenhang mit Aktivitäten in der tiefen Geothermie oder mit der Entnahme von Erdgas. Die Ereignisse haben zumeist geringe bis moderate Stärken mit Magnituden bis zu 3 und finden oftmals auch in Regionen statt, in der keine natürliche Seismizität auftritt.

Abbildung 2.8: Seismizität in Deutschland und angrenzenden Ländern, unterschieden nach tektonischen Ereignissen (rot), induzierten Ereignissen (gelb) und Steinbruchsprengungen (braun). Dargestellt sind alle Ereignisse mit einer Magnitude $\geq 2,0$ zwischen 1998 und 2014.



(Erdbebenkatalog der BGR)

Induzierte und getriggerte seismische Ereignisse. In der Literatur wird gelegentlich zwischen induzierten und getriggerten Ereignissen unterschieden. Dabei werden als induzierte Ereignisse nur noch diejenigen mit anthropogener Ursache im engeren Sinne angesehen. Eine detaillierte Darstellung zur Diskriminierung dieser beiden Ereignistypen findet sich zum Beispiel in dem Positionspapier des FKPE (Forschungskollegium Physik des Erdkörpers e.V.) von Dahm et al. (2013a), das auf zwei weiteren Veröffentlichungen in internationalen Journalen zurückgreift (Dahm et al., 2010; 2013b). Darin finden sich folgende Definitionen:

Ausschließlich **induzierte Erdbeben** werden durch die anthropogen verursachten Spannungsänderungen kontrolliert und würden ohne den Eingriff des Menschen in die Natur nicht auftreten. Der gesamte Bruchprozess wird durch die menschlich induzierte Spannung gesteuert.

Ausschließlich **getriggerte Erdbeben** treten an vorgeprägten Schwächezonen (Verwerfungen) auf, die in Bezug auf das vorhandene regionale oder lokale Spannungsfeld vorteilhaft orientiert sind, d. h., leicht aktiviert werden können. Die Stärke dieser Ereignisse wird nicht durch die anthropogen erzeugten Spannungsänderungen kontrolliert, die lediglich den Bruchprozess (Nukleation) auslösen. Jedoch kann unter Umständen die vom Menschen hervorgerufene Spannungsänderung einen natürlichen seismischen Zyklus beschleunigen.

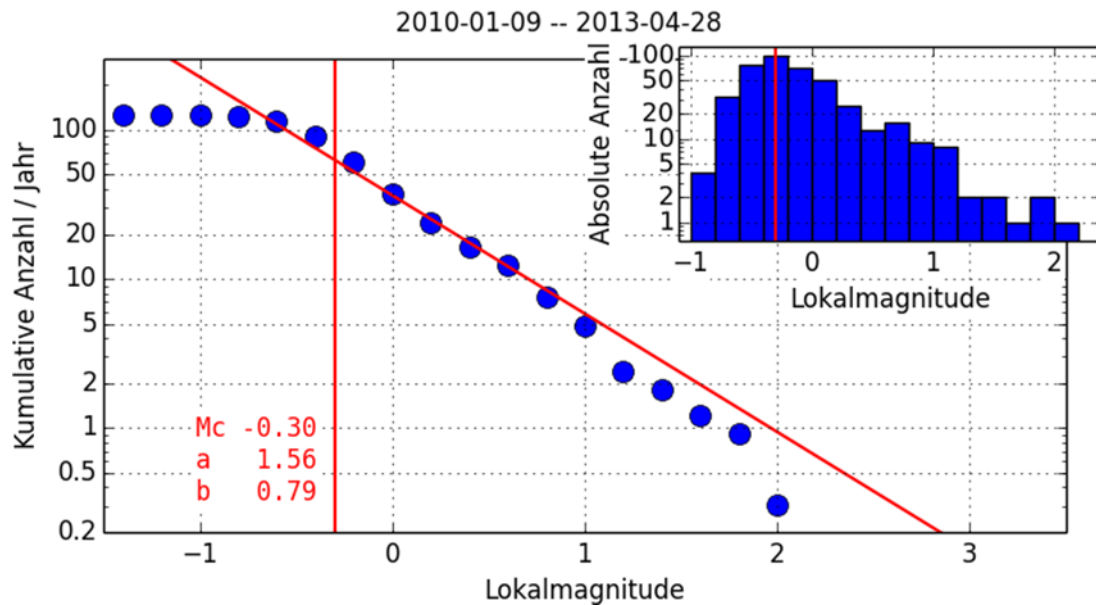
Zur Unterscheidung werden von Dahm et al. (2013a) verschiedene Ansätze vorgeschlagen, die (a) die physikalischen Ursachen berücksichtigen, (b) statistisch orientierte Ansätze verwenden und (c) Erdbeben-Quellparameter untersuchen. Oftmals wird auch vereinfachend vorgeschlagen, dass Erdbeben, die durch den Ausbau und den Betrieb der geotechnischen Anlage unmittelbar im Reservoir ausgelöst werden und in ihrer Bruchfläche das Reservoir nicht überschreiten, als induzierte Erdbeben eingestuft werden. Erdbeben, die im unmittelbaren Umfeld des Reservoirs liegen oder Erdbeben, deren Bruchfläche die Dimension des Reservoirs deutlich übersteigt, werden hingegen als getriggerte Erdbeben bezeichnet.

Magnituden-Häufigkeits-Verteilung. Die Magnituden-Häufigkeits-Verteilung ist eine statistische Beziehung der Anzahl von Erdbeben innerhalb bestimmter Magnitudenintervalle. In einer seismisch aktiven Region kann für ein begrenztes Zeitintervall die Anzahl $N_{\geq M}$ der Erdbeben bestimmt werden, die eine festgelegte Magnitude M überschreiten. Bei solchen Untersuchungen wurde weltweit sowohl bei natürlicher als auch bei induzierter Seismizität eine Gesetzmäßigkeit in der Magnituden-Häufigkeits-Verteilung beobachtet: Die Anzahl der kleinen Erdbeben ist nicht unabhängig von der Anzahl der großen Erdbeben, sondern es besteht ein Zusammenhang (Abbildung 2.9). Dieser Zusammenhang lässt sich mathematisch durch die sogenannte Gutenberg-Richter-Beziehung beschreiben:

$$\log_{10}(N_{\geq M}) = a - bM$$

Hierbei sind \log_{10} der Logarithmus zur Basis 10 und $N_{\geq M}$ die Anzahl der Erdbeben größer als Magnitude M pro Zeiteinheit und in einem festgelegten Volumen der Erde. a und b sind zwei Parameter, wobei a etwas über die Gesamtanzahl der Erdbeben in dieser Region aussagt, während b das Verhältnis zwischen der Anzahl der großen und der kleinen Beben festlegt. Der b -Wert liegt im Allgemeinen im Bereich $0,6 < b < 1,3$, kann für induzierte Seismizität aber auch größere Werte bis etwa 2 annehmen. Die Gutenberg-Richter-Beziehung ist in Abbildung 2.9 am Beispiel des Standorts Unterhaching (Zirkulationsbetrieb) dargestellt.

Abbildung 2.9: Anzahl $N_{\geq M}$ der Erdbeben mit einer Magnitude größer als M pro Jahr als Funktion der Magnitude M für den Standort Unterhaching (9. Januar 2010 - 28. April 2013). Die senkrechte rote Line markiert die Vollständigkeitsmagnitude M_c . Die blauen Punkte geben die beobachtete Erdbebenanzahl an, während die rot markierte Gerade der am besten angepassten Gutenberg-Richter-Beziehung entspricht.



(nach Megies und Wassermann, 2014a)

Unterhalb einer bestimmten Magnitude folgen die beobachteten Daten nicht mehr der Gutenberg-Richter-Beziehung. Dies liegt jedoch nicht an der Ungültigkeit der Beziehung sondern daran, dass diese Erdbeben zu klein sind, um noch beobachtet werden zu können. Diese Grenzmagnitude M_c wird daher auch als Vollständigkeitsmagnitude des Erdbebenkatalogs bezeichnet. Bei hohen Magnituden können durch einen im Vergleich zur Wiederkehrperiode zu kurzen Beobachtungszeitraum oder aufgrund der Begrenzung des seismisch aktiven Volumens durch tektonische oder strukturelle/geometrische Gegebenheiten Abweichungen von der Geraden auftreten. Anhand der Gutenberg-Richter-Beziehung kann eine Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Erdbeben mit größeren Magnituden abgeschätzt werden.

3 Bohrplatzbau und technischer Ausbau von Tiefbohrungen

Für die sichere Durchführung aller Arbeiten in Tiefbohrungen sind der technische Ausbau der Bohrungen sowie die Gestaltung des Bohrplatzes von großer Bedeutung. Verschiedene Studien und Untersuchungen aus dem Bereich der Öl- und Gasförderung belegen, dass der Bohrungsausbau und die damit verbundene Bohrungsintegrität ein besonders wichtiger Aspekt im Hinblick auf mögliche Umweltauswirkungen ist (z. B. Davies et al., 2014; Considine et al., 2012; Dannwolf et al., 2014). Zudem ist die Gestaltung des Bohrplatzes von essentieller Bedeutung für die Vermeidung von Stoffeinträgen in das Grundwasser. Die Beurteilung der möglichen Umweltauswirkungen von hydraulischen Stimulationen für die tiefe Geothermie und der Thermalwasserzirkulation zwischen den Bohrungen ist ohne die Berücksichtigung dieser Aspekte nicht möglich. Die Erstellung von Bohrplätzen für die tiefe Geothermie und der technische Ausbau von Geothermiebohrungen werden daher nachfolgend dargestellt.

3.1 Bohrplätze

Für die Erstellung von Bohrplätzen sind in Deutschland verschiedene gesetzliche Grundlagen zu beachten. Hierbei handelt es sich unter anderem um folgende Verordnungen und Gesetze:

- ▶ Bundesberggesetz (BBergG)
- ▶ Allgemeine Bundesbergverordnung (ABergV)
- ▶ Bergverordnungen der Länder, z. B. BVOT Nds, BayBergV
- ▶ Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAwS)
- ▶ Unfallverhütungsvorschrift Silos und Bunker, insbesondere das „Merkblatt für die Aufstellung transportabler Silos“ ZH/1-234
- ▶ Wassergesetze der Länder bzgl. möglicher Einleitungsgenehmigungen von Wasser in das öffentliche Netz oder in den Untergrund – z. B. Versickerung von Niederschlagswasser (NWG Nds §§ 3,4,10,31 Abs. 2)

Basierend auf den genannten gesetzlichen Grundlagen wurde vom Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) ein Leitfaden für die „Gestaltung des Bohrplatzes“ aufgestellt (WEG, 2006a). In diesem Leitfaden finden insbesondere die Erfordernisse des Umwelt- und Gewässerschutzes Berücksichtigung.

3.1.1 Aufteilung des Bohrplatzes

Entsprechend des oben genannten WEG-Leitfadens wird ein Bohrplatz in einen Wassergefährdungsklassenbereich (WGK-Bereich) und in die sonstigen Bereiche aufgeteilt.

Der **WGK-Bereich** umfasst die Bereiche, in denen Vorsorge zu treffen ist, damit wassergefährdende Flüssigkeiten (unabhängig von den Wassergefährdungsklassen) nicht in den Boden eindringen können. Diese Bereiche sind als wasserundurchlässige Flächen auszuführen und werden daher gewöhnlich asphaltiert oder betoniert. Zusätzlich sind die WGK-Flächen durch eine umlaufende und ausreichend hohe Aufkantung von den sonstigen Bereichen zu trennen.

Der innere Bereich eines Bohrplatzes ist grundsätzlich ein WGK-Bereich und umfasst insbesondere den Bohrturmunterbau mit Bohrkeller, die Maschinenstellfläche, Stellflächen für Tanks, das Dieselöllager usw. Hochdruckpumpen und Tanks mit Chemikalienzusätzen, wie sie im Zusammenhang mit hydraulischen Gesteinsbehandlungen eingesetzt werden, müssen hier aufgestellt werden.

Der aus technischen Gründen immer zu erstellende Bohrkeller für Tiefbohrungen erfüllt eine zusätzliche Schutzfunktion, da Stoffe wie Fette, die im Zusammenhang mit Arbeiten an der Bohrung anfallen, sich zunächst in dem versiegelten Bohrlochkeller ansammeln und von hieraus entsorgt werden können.

Gegebenenfalls müssen separate WGK-Bereiche z. B. für die Lagerung von Stoffen und Materialien, von denen eine Grundwassergefährdung ausgehen kann, geschaffen werden. Bei der Lagerung von Stoffen und Materialien mit Gefährdungspotenzial ist zusätzlich die Gefahrstoffverordnung zu berücksichtigen.

Niederschlagswasser und sonstige Flüssigkeiten aus dem WGK-Bereich werden aufgefangen. Üblich ist heutzutage der Bau eines Drainagesystems über das der WGK-Bereich in ein Rückhaltebecken entwässert. Die Art der Drainage ist mit den zuständigen Bergbehörden und den zuständigen Kommunen abzustimmen und genehmigen zu lassen. Nach Prüfung hinsichtlich möglicher Verunreinigungen im Rückhaltebecken und Einordnung möglicher Gefährdung wird entschieden, ob die Flüssigkeit:

- ▶ weiter verwendet werden kann (z. B. zum Anmischen von Spülung),
- ▶ über zugelassene Entsorgungsbetriebe entsorgt werden muss,
- ▶ in die Versickerungsfläche, Vorflut oder das öffentliche Netz geleitet werden kann.

Die **sonstigen Bereiche** beinhalten die Flächen des Bohrplatzes, auf denen keine Wassergefährdung zu erwarten ist. Sie umfassen unter anderem Verkehrsflächen, Stellflächen für Büro-, Sanitär-, Werkstatt- und sonstige Container, Lagerflächen von nicht wassergefährdenden Stoffen und das Rohrlager. Die Minimalanforderung an die sonstigen Bereiche besteht aus einer ausreichend befestigten Fläche mit Schotter, Fahrbahnmatten o. ä. Das Niederschlagswasser kann in diesem Bereich versickern. Sollte es dennoch notwendig sein, wassergefährdende Stoffe in den sonstigen Bereichen einzusetzen (z. B. im Rohrlager oder in Teilbereichen des Rohrlagers), so sind entsprechende Vorkehrungen zu treffen, die ein Eindringen dieser Stoffe in den Untergrund verhindern. Dieser Bereich wird dann auch zu einem WGK-Bereich.

Üblich ist heutzutage auch die Versiegelung der sonstigen Bereiche mit Asphalt. Über eine umlaufende Rinne erfolgt die gezielte Entwässerung in Versickerungsflächen oder die Einleitung in ein separates Rückhaltebecken. Das Rückhaltebecken dient dann als zusätzliche Schutzmaßnahme.

3.1.2 Bohrplätze für die tiefe Geothermie

In der Praxis dient der oben in Auszügen skizzierte Leitfaden für die „Gestaltung des Bohrplatzes“ (WEG, 2006) als wichtige Grundlage für die Errichtung von Bohrplätzen in der Erdöl- und Erdgasbranche sowie in der tiefen Geothermie.

In Abbildung 3.1 ist als Beispiel der Bohrplatz für die ca. 3900 m tiefe GeneSys-Geothermiebohrung dargestellt. Abbildung 3.2 zeigt den Bohrplatz während der hydraulischen Stimulation im Jahr 2011. In ähnlicher Weise wie der Bohrplatz für die GeneSys-Bohrung sind heutzutage alle Bohrplätze für tiefe Geothermiebohrungen aufgebaut.

Bohrplätze für Thermalwasserbohrungen, die in der Regel deutlich flacher sind, werden mit weniger Aufwand erstellt. Hier werden die Plätze oftmals entsprechend der im Brunnenbau üblichen Praxis errichtet.

Abbildung 3.1: Aufnahme des Bohrplatzes der GeneSys-Bohrung (Groß Buchholz Gt1) in Hannover. Der innere Bereich ist hier der WGK-Bereich, der durch eine Aufkantung zum äußeren Bereich (sonstiger Bereich) hin abgegrenzt ist. Der WGK-Bereich entwässert über eine unterirdische Drainage zum Rückhaltebecken. Flüssigkeiten aus dem äußeren (sonstigen) Bereich fließen über Ölabscheider in der umlaufenden Rinne zu natürlichen Versickerungsflächen.

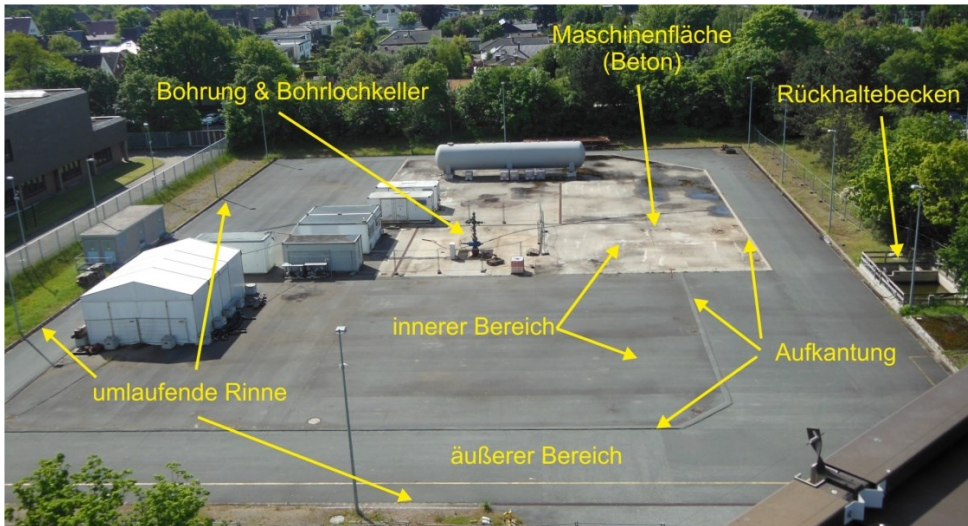


Abbildung 3.2: GeneSys-Bohrplatz während der hydraulischen Stimulation 2011. Es wurde Oberflächenwasser injiziert, welches zuvor mittels Filterpressen und Kieselgurzugabe filtriert wurde.



3.2 Technischer Ausbau von Geothermiebohrungen in Deutschland

Der notwendige technische Ausbau einer Tiefbohrung ist in Deutschland durch die Tiefbohrverordnungen (BVOT) der einzelnen Bundesländer geregelt. Diese Verordnung gilt primär für Tiefbohrungen der Öl- und Gasbranche, wird aber auch auf Geothermiebohrungen angewandt. In ihren Grundzügen sind die Verordnungen der einzelnen Bundesländer ähnlich. Oberste Gebote sind hierbei die Sicherheit der Bohrung und der Grundwasserschutz.

Von Bedeutung für den Ausbau der Tiefbohrungen sind vor allem die Paragraphen über Verrohrung und Zementation sowie über Absperrvorrichtungen. So beschreibt der § 19 der BVOT Niedersachsen (BVOT, 2006) die grundsätzlichen Anforderungen an:

- ▶ den Einbau eines Standrohres
- ▶ den Einbau und die vollständige Zementation der Ankerrohrtour
- ▶ die Gewährleistung von Bohrlochstabilität sowie dichter Bohrlochabschlüsse durch geeignete Absetzteufen und Zementationen der weiteren Rohrtouren
- ▶ die Abdichtung nutzbarer Wasserstockwerke, nicht genutzter Erdöl- oder Erdgasträger und laugenführender Gebirgsschichten
- ▶ die Überprüfung der Zementationen.

In § 20 sind die Anforderungen an die Absperrvorrichtungen am Bohrlochkopf geregelt, um jederzeit den unkontrollierten Austritt von Fluiden aus der Bohrung zu verhindern.

Die vollständige Zementation aller Rohrtouren ist nicht gefordert und kann im Hinblick auf eine Überwachung der Bohrung auch nachteilig sein. Sofern eine Rohrtour nicht bis an die Oberfläche zementiert ist, besteht die Möglichkeit der Drucküberwachung des entsprechenden Bohrungsabschnitts, die bei vollständiger Zementation nicht gegeben ist.

Für die Auslegung der Verrohrungen und deren Überprüfung sowie für die Durchführung und Kontrolle der Zementationen existieren spezielle Richtlinien, die für Kohlenwasserstoffbohrungen entwickelt, gleichermaßen aber auch für tiefe Geothermiebohrungen angewendet werden, z. B.:

- ▶ Specification of casing and tubing (API, 2006)
- ▶ Auslegung von Futterrohren (WEG, 2006b)
- ▶ Cements and materials for well cementing (API, 2010)
- ▶ Testing well cements (API, 2013).

Vorrangiges Ziel dieser technischen Regelwerke ist die langfristig sichere Stabilisierung der Bohrung und die Vermeidung der Migration von Fluiden hinter den Rohren.

In Deutschland erfolgt der Ausbau von Tiefbohrungen für die Geothermie grundsätzlich ähnlich wie der Ausbau von Gasbohrungen. Die erste Verrohrung ist das sogenannte Standrohr, das bis in standfeste Gesteinsschichten abgeteuft wird und oberflächennahe Grundwasserleiter überdeckt. Anschließend werden die Ankerrohrtour und technische Rohrtouren eingebaut und zementiert. Den Abschluss bildet die Produktionsrohrtour, über die die Zielformation erschlossen wird.

Aufgrund des andersartigen Fördermediums, anderer ökonomischer Randbedingungen und zum Teil anderer geologischer Rahmenbedingungen unterscheidet sich der Bohrungsausbau für die tiefe Geothermie aber auch in einigen Punkten von denen für die Erdgasförderung.

- ▶ Aus Geothermiebohrungen werden deutlich größere Massenströme gefördert als aus Gasbohrungen. Dadurch sind grundsätzlich größere Verrohrungsdurchmesser notwendig. Ein Förderstrang, wie in Gasbohrungen üblich, wird in Geothermiebohrungen nicht eingebaut.
- ▶ In Geothermieförderbohrungen muss fast immer eine Förderpumpe eingebaut werden. Hierdurch ist speziell im oberen Bereich der Bohrung ein besonders großer Bohrungsdurchmesser erforderlich.
- ▶ Das Ziel von Geothermiebohrungen ist oftmals nicht nur auf eine geologische Schicht fokussiert. Zudem sind natürliche Klüfte und Störungen Ziele für die Thermalwasserförderung. Dies gilt besonders für den Oberrheingraben und das Süddeutsche Molassebecken. Zur Erschließung dieser Strukturen und Formationen werden nicht zementierte oder unverrohrte (Open Hole) Bohrlochabschnitte in der Zielteufe bevorzugt, wohingegen für die Gasförderung die Produktionsrohrtour grundsätzlich zementiert und später perforiert wird.

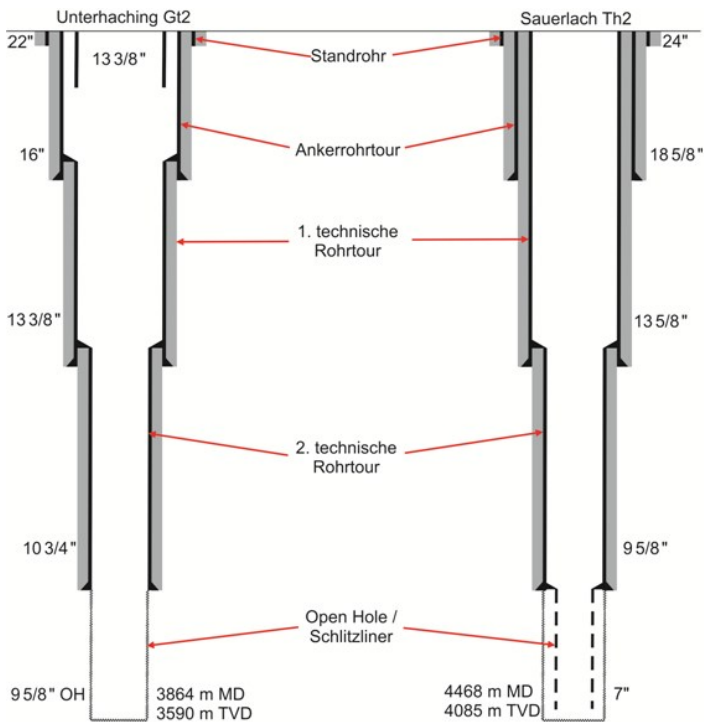
Unter Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften und der technischen Richtlinien erfolgt der konkrete Ausbau der Geothermiebohrungen in Abhängigkeit vom konkreten Ziel der Bohrung sowie unter Einbeziehung ökonomischer und geologischer Kriterien.

In den Abbildung 3.3 und Abbildung 3.4 ist der Bohrungsausbau für verschiedene Geothermiestandorte exemplarisch dargestellt - aus zwei Regionen (Norddeutsches Becken und Süddeutsches Molassebecken) für jeweils zwei Bohrungen. Die Bohrungen sind im oberen Bereich grundsätzlich mit mehreren Verrohrungen und Zementationen gegen grundwasserführende Schichten abgedichtet. Alle dargestellten Bohrungen sind im unteren Bereich abgelenkt, um gezielt eine bestimmte geologische Struktur zu erbohren oder eine für die spätere Risserzeugung günstige Orientierung der Bohrung im Spannungsfeld zu ermöglichen.

Im Süddeutschen Molassebecken, in Unterhaching, wurden nur das Standrohr und die Ankerrohrtour bis zu Tage geführt (Abbildung 3.3). Alle weiteren Verrohrungen sind hier als Liner eingehängt. In der etwas tieferen Bohrung, in Sauerlach, wurde auch die erste technische Rohrtour bis zu Tage geführt.

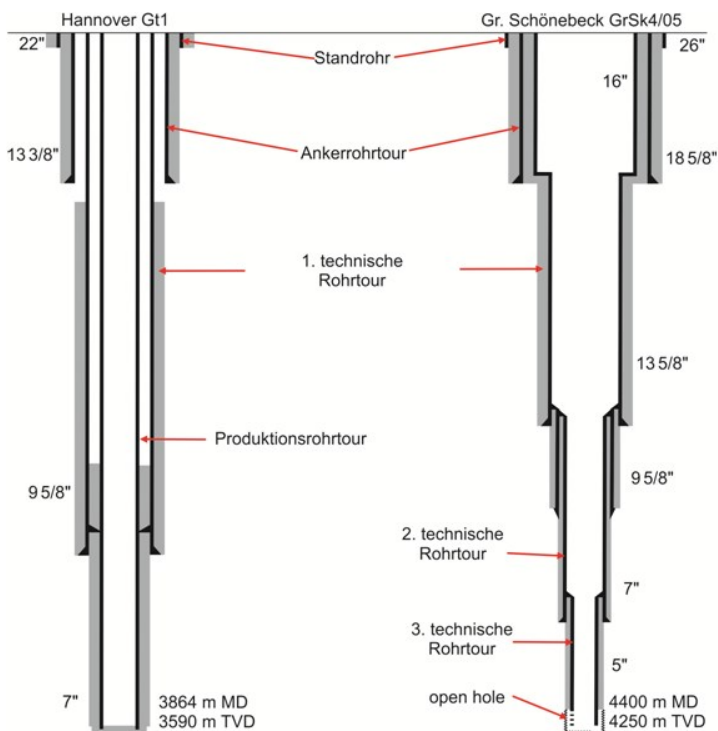
In Groß Schönebeck, im Norddeutschen Becken, wurde nur die erste technische Rohrtour bis zu Tage geführt und alle Rohrtouren zementiert. In Hannover wurden insgesamt vier Rohrtouren bis zu Tage geführt aber zwei Ringräume nur teilweise zementiert (Abbildung 3.4).

Abbildung 3.3: Schematische Darstellung des Verrohrungsschemas von zwei Bohrungen aus dem Süddeutschen Molassebecken mit Angabe der Bohrmeistertiefe MD (Measured Depth), der vertikalen Tiefe TVD (True Vertical Depth) und der Verrohrungsdurchmesser (in Zoll). Grau gefüllte Bereiche kennzeichnen die Zementationen.



Gezeichnet nach Hoffmann (2007) (Unterhaching 2) und Troll (2012) (Sauerlach Th2). Die Ablenkung der Bohrungen im unteren Bereich ist nicht dargestellt.

Abbildung 3.4: Schematische Darstellung des Verrohrungsschemas von zwei Geothermiebohrungen im Norddeutschen Becken mit Angabe der Bohrmeistertiefe MD (Measured Depth), der vertikalen Tiefe TVD (True Vertical Depth) und der Verrohrungsdurchmesser (in Zoll). Grau gefüllte Bereiche kennzeichnen die Zementationen.



Gezeichnet nach Tischner et al. (2013) (Hannover) und Sperber et al. (2010) (Groß Schönebeck). Die Ablenkung der Bohrungen im unteren Bereich ist nicht dargestellt.

Von den dargestellten vier Bohrungen wurden an zwei Bohrungen hydraulische Gesteinsbehandlungen durchgeführt (Groß Schönebeck und Hannover). Hier wie bei allen bisher durchgeführten Stimulationsmaßnahmen für die tiefe Geothermie sind keine Fälle bekannt, bei denen Verrohrungen oder Zementationen im Zusammenhang mit hydraulischen Gesteinsbehandlungen versagt haben.

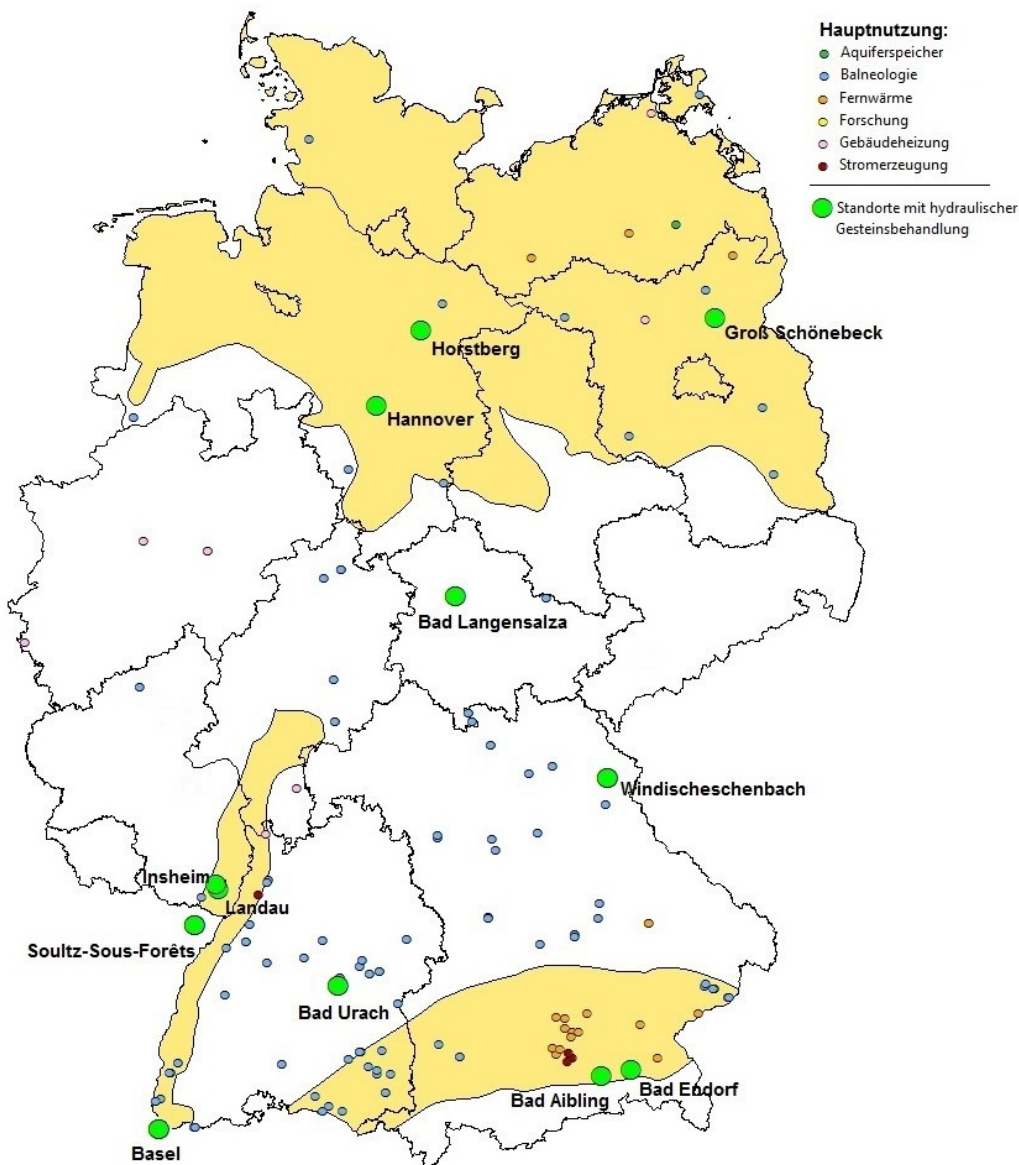
Dem technischen Ausbau der Bohrungen und dessen Überprüfung ist in der tiefen Geothermie hohe Aufmerksamkeit zu widmen. Es wird die Erstellung von regionsspezifischen Leitfäden für die Geothermiebranche empfohlen. In diesen Leitfäden sollten Erfahrungen und Techniken von den unterschiedlichen Akteuren und Betreibern zusammengestellt werden, die dem technisch sicheren Zustand der Bohrungen dienlich sind. Hierdurch kann bestmöglich gewährleistet werden, dass die Bohrungen im gesamten Lebenszyklus und bei unterschiedlichen Beanspruchungen sicher betrieben werden können. Zudem sollte eine geeignete Überprüfung der technischen Sicherheit der Bohrung im Zusammenhang mit Stimulationsmaßnahmen und regelmäßig in der Betriebsphase erfolgen.

4 Geothermieregionen

4.1 Hydraulische Stimulationen für die tiefe Geothermie - Übersicht

In der tiefen Geothermie wurden im Vergleich zur Erdgasförderung bisher nur an wenigen Standorten hydraulische Stimulationen durchgeführt. Abbildung 4.1 und Tabelle 4.1 geben einen Überblick über die Standorte und die wesentliche Charakteristik der Behandlungen. Zur Recherche hierzu wurden öffentlich zugängliche Informationen ausgewertet sowie Betreiber- und Servicefirmen befragt.

Abbildung 4.1: Geothermische Anlagen in Deutschland mit einer Tiefe von mehr als 400 m und ihrer jeweiligen Nutzung. Standorte, an denen hydraulische Stimulationen seit 1990 durchgeführt wurden, sind mit großen grünen Punkten dargestellt.



(verändert nach Agemar et al., 2014a)

Die Standorte Basel (Schweiz) und Sultz (Frankreich) werden hier aufgrund der räumlichen Nähe und der Bedeutung der dort durchgeführten Stimulationen für Projekte in Deutschland mit aufgeführt. Aus dem gleichen Grund ist die kontinentale Tiefbohrung (KTb) in Windischeschenbach mit aufgeführt, obwohl die dortigen Untersuchungen nicht auf eine geothermische Nutzung ausgerichtet waren. Hingegen wird der Standort

St. Gallen (Schweiz) nicht betrachtet, da es sich bei dem dort aufgetretenen Erdbeben der Lokalmagnitude M_L 3,5 um ein Ereignis während der Bohrphase handelte, das somit weder im Zusammenhang mit einer hydraulischen Stimulation noch der Zirkulationsphase steht. Nach Kenntnis der Autoren ereignete sich dieses Beben während der Reinigungsarbeiten im Bohrloch, bei denen plötzlich Gas freigesetzt und das Bohrloch daraufhin mit Schwerspülung stabilisiert wurde.

Die hydraulischen Stimulationen wurden sowohl in vertikalen als auch in abgelenkten Bohrungen durchgeführt. Horizontalbohrungen, wie sie in den letzten Jahren verstärkt für die Gasgewinnung erstellt werden, wurden für die tiefe Geothermie bisher nicht gebohrt.

Tabelle 4.1: Standorte und Eckwerte der hydraulischen Stimulationen für die tiefe Geothermie in Deutschland seit 1990. Die Art der Behandlung ist unterteilt nach Stützmittelfrac (abgekürzt: St), Wasserfrac (abgekürzt: W) und Slickwaterfrac (abgekürzt: Sl). In der vierten Spalte steht die mittlere Tiefe des Behandlungsintervalls. Bei langen Intervallen oder mehreren Behandlungen ist der Tiefenbereich angegeben, jeweils auf 100 m gerundet. Spalte 5 gibt das maximale Volumen für eine Einzelbehandlung am jeweiligen Standort an. Bei Stützmittelfracs wird das injizierte Gelvolumen angegeben, ohne Berücksichtigung weiterer Wasserinjektionen unmittelbar davor oder danach (pre flush bzw. after flush). Für Groß Schönebeck bezieht sich das mit * angegebene Injektionsvolumen auf einen „Slickwaterfrac“.

Standort	Art	Anzahl	Tiefe (m)	Volumen (m ³)	Nutzung (ggf. angestrebt)
Bad Aibling	St	2	2.200 – 2.300	60	Thermalbad
Bad Endorf	St	2	2.000 – 2.500	80	Thermalbad
Bad Langensalza	St	1	700	28	Thermalbad
Bad Urach	W	1	3.300 – 4.400	5.600	Fernwärme
Groß Schönebeck	St	4	4.100 – 4.200	500	F&E
	W/Sl	3	3.900 – 4.300	13.000*	
Hannover	W	1	3.700	20.000	Nahwärme
Horstberg	W	2	3.800 – 3.900	20.000	F&E
Insheim	W	1	2.500 – 3.600	9.000	Strom
Landau	W	1	2.300 – 3.300	11.000	Strom/Fernwärme
Basel (Schweiz)	W	1	4.600 – 5.000	11.600	Strom
Soultz-sous-Forêts (Frankreich)	W	ca. 13	2.000; 2.800 - 3.900; 4.500 - 5.000	34.000 (in 4.500 - 5.000m Tiefe)	F&E /Strom
Windischeschenbach (KTB)	W	3	3.400; 5.200; 5.350; 6.020; 9.100	~4.200	F&E

Hinsichtlich der geologischen Formation, Tiefenlage, Zielstellung und Art der Durchführung bestehen erhebliche Unterschiede zwischen den Standorten und den durchgeführten hydraulischen Gesteinsbehandlungen. In Bereichen, in denen der verbesserte Anschluss der Bohrungen an hydraulisch durchlässige Sandsteinformationen im Vordergrund stand, wurden Stützmittelfracs durchgeführt. Für diese Frac-Operationen wurden relativ kleine Behandlungsintervalle in der Bohrung separiert (z. B. durch Packer) und anschließend das Fluid über einen Behandlungsstrang (zusätzliche temporäre Verrohrung bzw. Fracstrang) injiziert.

Entsprechend der durchgeführten Recherche wurden im Zeitraum seit 1990 insgesamt neun Stützmittelfracs für die tiefe Geothermie in Deutschland durchgeführt, vier davon im F&E-Projekt in Groß Schönebeck und die restlichen in Thermalbädern. Hinsichtlich der Anzahl und des Umfangs der eingesetzten Zusatzstoffe sind nur die Fracs in Groß Schönebeck vergleichbar mit denen in konventionellen Erdgaslagerstätten. In den Thermalbädern wurden kleinvolumige Frac-Behandlungen mit Gel und Stützmittel, zum Teil aber ohne weitere Zusatzstoffe umgesetzt (siehe Abschnitt 4.2.5). An Standorten von bestehenden Geothermieheizkraftwerken wurden im Betrachtungszeitraum seit 1990 keine Stützmittelfracs durchgeführt.

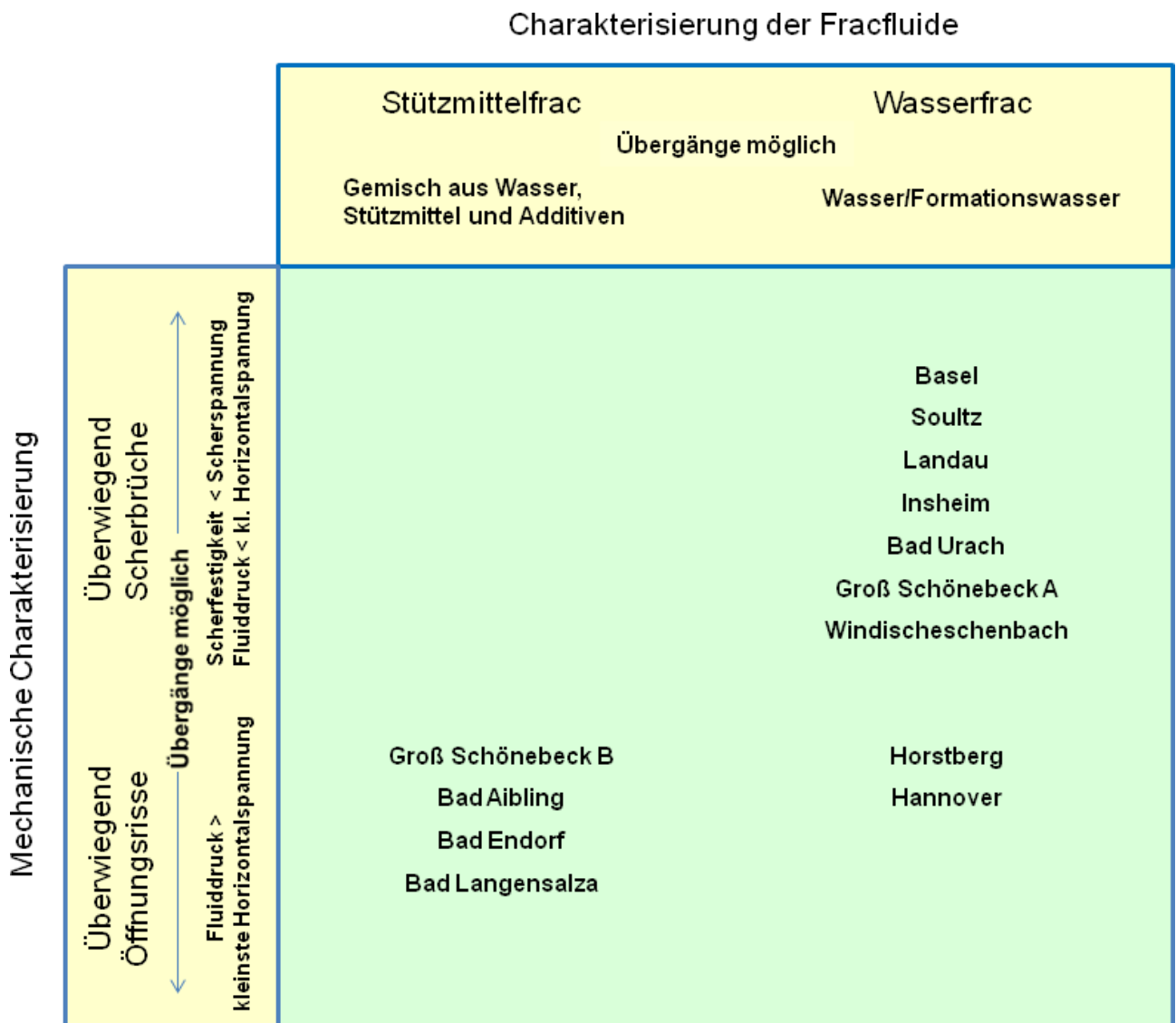
In gering durchlässigen Gesteinsformationen, in denen natürliche Störungen angeschlossen werden oder die stimulierten Rissflächen selbst als Wärmetauscher dienen sollen, wurden Wasserfracs durchgeführt. Die Zielhorizonte hierfür waren kristalline Gesteine (Granit, Vulkanit, Gneis) und gering durchlässige Sandsteine. Bei den Wasserfracs im kristallinen Gestein wurden i. d. R. lange offene Bohrlochstrecken mit großen Wasservolumina und Fließraten stimuliert. Im gering durchlässigen Sedimentgestein erfolgte die Stimulation auch über kurze perforierte Intervalle. Ein zusätzlicher Behandlungsstrang wurde hier nicht eingesetzt. Im Zeitraum seit 1990 wurden insgesamt neun Wasserfracs für die tiefe Geothermie an den oben aufgeführten sechs Standorten in Deutschland durchgeführt. Zusätzlich wurden 13 Wasserfracs in Soultz-sous-Forêts, drei an der KTB und einer in Basel realisiert. Alle Wasserfracs fanden in großen Tiefen von mehr als 2.000 m statt.

Neben der Einteilung der durchgeführten hydraulischen Maßnahmen in Abhängigkeit davon, ob Stützmittel eingesetzt werden oder nicht, ist eine Unterteilung hinsichtlich des dominierenden Bruchprozesses sinnvoll. Speziell zur Beurteilung der möglichen seismischen Gefährdung ist diese zusätzliche Unterteilung bedeutsam. In tektonisch aktiven Gebieten wie dem Oberrheingraben ist davon auszugehen, dass Scherung auf großräumigen Störungen von Bedeutung ist, sofern diese Strukturen erbohrt werden und anschließend stimuliert oder über diese Strukturen Thermalwasser zirkuliert wird. In Gebieten mit geringer natürlicher seismischer Aktivität sind hingegen bei hydraulischen Gesteinsbehandlungen keine großräumigen Scherbewegungen entlang von Störungen oder künstlich geschaffenen Rissen zu erwarten.

Wichtige Hinweise auf den zugrundeliegenden Bruchprozess können aus dem Druckverlauf während der Stimulation und aus der Abstrahlungscharakteristik der seismischen Ereignisse gewonnen werden. Als praktische Unterscheidungshilfe kann aber auch hier zusätzlich der Einsatz von Stützmitteln dienen. Sofern Stützmittel während einer Fracking-Maßnahme eingesetzt werden, muss zumindest bohrlochnah eine ausreichend große Rissweite vorhanden sein, damit die Stützmittel im Riss platziert werden können. Bei Stützmittelfracs wird daher tendenziell von einer zughaften Rissausbreitung ausgegangen, auch wenn Scherprozesse nachfolgend zu einer zughaften Rissausbreitung auftreten können. Umgekehrt können reine Scherbrüche oder Scherbewegungen auch auf Rissflächen mit einer verschwindend kleinen Öffnungsweite stattfinden, in denen Stützmittel kaum platziert werden können.

Die Abbildung 4.2 zeigt die entsprechende Unterteilung, in denen die einzelnen Standorte zusätzlich nach dem überwiegenden Bruchmechanismus unterteilt werden. Speziell für die Standorte mit dominierender Scherung in tektonisch aktiven Gebieten, wie dem Oberrheingraben, ist die Wahrscheinlichkeit für die Anregung spürbarer seismischer Ereignisse erheblich größer.

Abbildung 4.2: Unterteilung der geothermischen Standorte mit hydraulischer Stimulation nach den Kriterien a) Stützmittelfrac oder Wasserfrac und b) Bruchmechanismus. Unter Fluiddruck ist hier der statische Überdruck im Reservoir (Riss), abzüglich entsprechender Reibungsdruckverluste während der Stimulation zu verstehen. „Groß Schönebeck A“ umfasst die Wasserfracs bzw. Slickwaterfracs mit Fokus auf die vulkanischen Gesteine des Rotliegenden, während „Groß Schönebeck B“ die Stützmittelfracs in den Rotliegend-Sandsteinen bezeichnet.



4.2 Geothermieregionen Deutschlands

4.2.1 Oberrheingraben (Landau, Insheim, Basel, Soultz-sous-Forêts)

4.2.1.1 Geologie

Im Oberrheingraben existieren bisher sechs tiefe Geothermieranlagen für die Stromerzeugung oder Fernwärmeversorgung (Landau, Insheim, Soultz, Bruchsal, Riehen und Weinheim). Weitere Vorhaben befinden sich in der Umsetzungsphase (Brühl, Rittershoffen). Einige Vorhaben wurden aufgrund mangelnder Fündigkeit abgebrochen. Das Projekt in Basel wurde infolge spürbarer seismischer Ereignisse gestoppt.

Der Oberrheingraben erstreckt sich über eine Länge von ca. 300 km von Basel nach Frankfurt. Er variiert in seiner Breite zwischen 30 und 40 km und weist überwiegend NNO-SSW gerichtetes Streichen auf. Großräumig gesehen bildet der Rheingraben das zentrale und prominenteste Segment des sogenannten europäischen, känozoischen Riftsystems (European Cenozoic Rift System, ECRIS). Dieses Riftsystem reicht in seiner Länge von über 3.000 km vom Valencia-Trog an der Küste Kataloniens im Süden bis zur niederländischen Küste im Norden (Ziegler, 1992) und stellt damit eine der wichtigsten tektonischen Großstrukturen Westeuropas dar. Der Oberrheingraben ist ein klassisches Beispiel eines kontinentalen Rifts. Seit der eigentlichen Grabenbildung im mittleren Eozän vor ca. 40 Millionen Jahren bildet er dabei eine Senke für tertiäre und quartäre Sedimente. Die Mächtigkeit der sedimentären Grabenfüllung variiert entlang des Grabens zwischen 1000 und 3600 m. Der Oberrheingraben weist eine erhöhte natürliche Seismizität im Vergleich zu dem seismisch eher wenig aktiven Voralpenbereich auf. Die Erdbeben resultieren aus der Aktivierung bereits vorhandener Verwerfungssysteme im Grabenbereich und dem anliegenden kompressiven Spannungsfeld, das sich als Überlagerung aus dem Spannungsfeld der Kollision von Afrika und Europa im Alpengebiet und dem Spannungsfeld, das aus dem Auseinanderdriften der Eurasischen und der Amerikanischen Platten am Mittelatlantischen Rücken resultiert, ergibt.

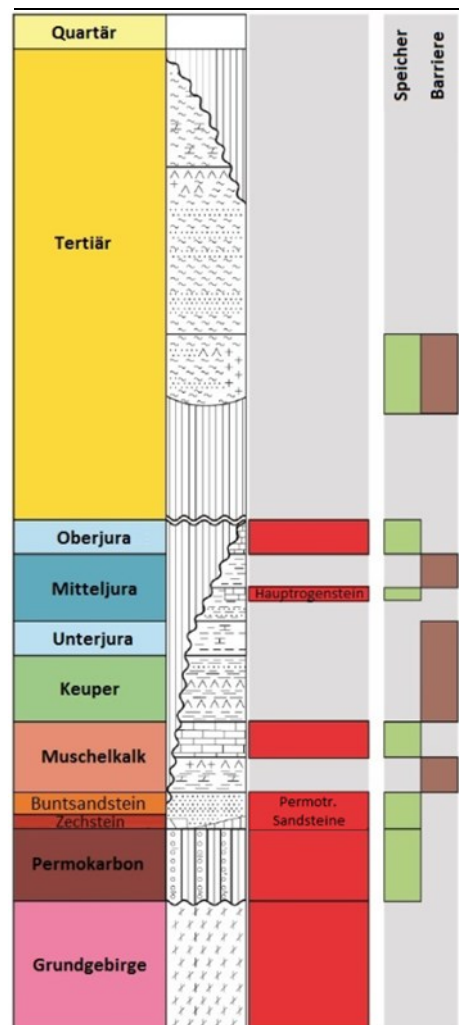
Der Untergrund im Oberrheingraben zeichnet sich durch für die tiefe Geothermie günstige hohe Temperaturgradienten aus. Einen Überblick über die geothermisch nutzbaren Horizonte sowie vorhandene Barrierekomplexe im Oberrheingraben gibt Abbildung 4.3. Für die tiefe Geothermie im Oberrheingraben sind vor allem durchlässige Störungszonen von großer Bedeutung (Baumgärtner et al., 2013b). Daher wird bei den geothermischen Bohrungen die Nähe zu Tiefenstörungen gesucht. Als mögliche Formationen in denen diese Störungen im Oberrheingraben erbohrt werden, kommen aufgrund der Tiefenlage vor allem der Muschelkalk, der Buntsandstein und das kristalline Grundgebirge in Frage.

4.2.1.2 Standorte

a) Landau

Das Geothermiekraftwerk Landau wurde zwischen 2004 und 2007 errichtet. Durch einen sogenannten Multihorizontansatz sollte das Fündigkeitsrisiko verringert werden. Hierbei wurden mehrere potenzielle Förderhorizonte in einer Bohrung gemeinsam erschlossen (Teza et al., 2008). Diese Förderhorizonte sind der Muschelkalk, der Buntsandstein und das Kristallin (Granit) in einem Tiefenbereich von 2300 bis 3000 m, in der eine Temperatur von bis zu 150 °C vorliegt. Die Produktionsbohrung Gt La 1 und die Injektionsbohrung Gt La 2 befinden sich in der Tiefe in unmittelbarer Nähe großer Störungszonen, die zuvor aus reflexionsseismischen Daten ermittelt wurden (Teza et al., 2008). Das geologische Konzept des Geothermiekraftwerks Landau beruht auf der hydraulischen Erschließung zweier Nord-Süd streichender Störungssysteme, die sich nördlich des Projektstandortes verschneiden. Der Abstand der Bohrungen unter Tage beträgt fast 1,5 km.

Abbildung 4.3: Stratigraphische Einheiten im Oberrheingraben. Angabe der für eine tiefe geothermische Nutzung relevanten Formationen (rot, mitteMitte) sowie Kennzeichnung der Speicher- (grün) und Barrierekomplexe (braun, rechts).

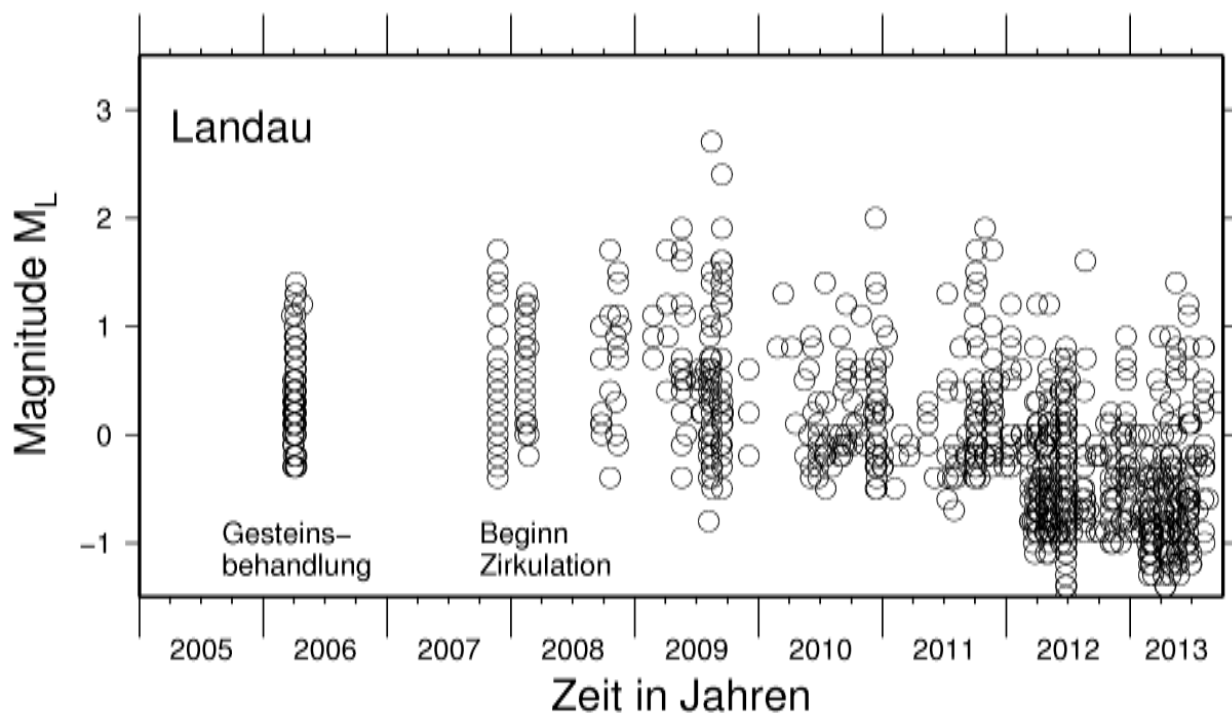


(verändert nach GeORG-Projektteam, 2013)

Dieses Konzept wurde gewählt, um einen frühzeitigen Temperaturdurchbruch im Betrieb der Anlage zu vermeiden (Baumgärtner et al., 2013a). Die Bohrung Gt La 1 erwies sich nach Produktions- und Injektionstests im November 2005 als sehr produktiv. Hierbei wurden 14 Injektionsstufentests mit einer Rate von bis zu 60 l/s durchgeführt (Teza et al., 2008; Baumgärtner et al., 2013a). Die zweite Bohrung Gt La 2 musste hingegen stimuliert werden (Teza et al., 2008, Baumgärtner et al., 2013a). Hierzu wurden im Zeitraum von März bis April 2006 eine hydraulische Stimulation mit einer Fließrate von bis zu 190 l/s sowie eine chemische Stimulation durchgeführt. Bei der hydraulischen Maßnahme sollten überwiegend Scherbewegungen erzeugt werden, so dass keine Stützmittel eingesetzt werden mussten („Wasserfrac“). Die limitierte Wasserversorgung führte zu Unterbrechungen, so dass die hydraulische Gesteinsbehandlung aus mehreren mehrstündigen Injektionspulsen bestand (Teza et al., 2008; Schindler et al., 2010). Im Zeitraum von April bis Mai 2007 wurde eine Testzirkulation durchgeführt. Das Kraftwerk startete im November 2007 mit dem Probetrieb, der offiziellen Inbetriebnahme und der Stromerzeugung.

Während der hydraulischen Stimulation im Jahr 2006 konnten Mikroerdbeben mit Lokalmagnituden bis maximal $M_L = 1,4$ gemessen werden (Plenkers et al., 2013; Ritter und Gross, 2014, Abbildung 4.4). Für diesen Zeitraum liegen keine Meldungen vor, dass seismische Erschütterungen an der Erdoberfläche verspürt wurden oder Schäden verursacht haben könnten. Dies ist im Einklang mit den Ergebnissen von Groos et al. (2013) sowie Ritter und Groos (2014), die für die Fühlbarkeitsschwelle der induzierten mikroseismischen Ereignisse unter Landau eine Magnitude im Bereich von $M_L = 1,0$ bis $M_L = 1,6$ abschätzen.

Abbildung 4.4: Lokalmagnitude (M_L) der detektierten Erdbeben in Abhängigkeit von der Zeit für das Reservoir Landau. Eine hydraulische Stimulation fand im Zeitraum von März bis April 2006 statt. Der Zirkulationsbetrieb begann im November 2007. Aufgrund der Verbesserung des seismischen Monitorings wurden im Laufe der Zeit mehr Erdbeben mit kleiner Magnitude ($M_L < 0$) erfasst.



(modifiziert nach Ritter und Groos, 2014)

Obwohl die spätere Betriebsphase nicht Gegenstand dieses Berichts ist, sei dennoch darauf hingewiesen, dass es am 15. August 2009 während des Zirkulationsbetriebs zu einem Erdbeben bei Landau kam, welches eine Magnitude von $M_L = 2,7$ hatte und im ganzen Stadtgebiet von Landau und teilweise im Umkreis deutlich spürbar war (Bönnemann et al., 2010). Auf Veranlassung des Ministeriums für Umwelt, Forsten und

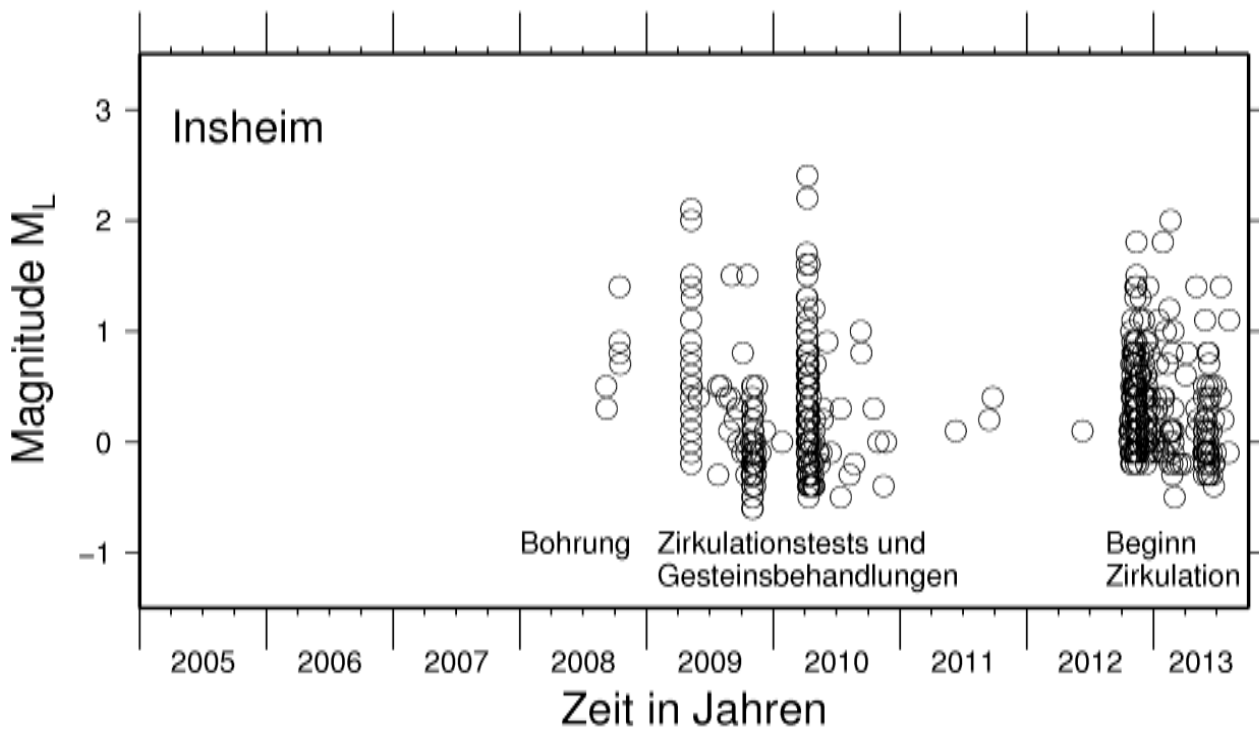
Verbraucherschutz des Landes Rheinland-Pfalz gründete sich die Expertengruppe „Seismisches Risiko bei hydrothermalen Geothermie“. Sie hatte den Auftrag, das Ereignis zu beschreiben, zu analysieren und zu bewerten, eine Einschätzung möglicher Ursachen abzugeben sowie Empfehlungen im Hinblick auf den zukünftigen Betrieb zu erarbeiten. Das Ergebnis ihrer Tätigkeit liegt im Bericht von Bönemann et al. (2010) vor. Weiterhin initiierte die BGR den Forschungsverbund „Konzepte zur Begrenzung der mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung geothermischer Systeme im tiefen Untergrund (MAGS)“, der vom Bundesministerium für Umwelt und Reaktorsicherheit von 2010 bis 2013 gefördert wurde (Förderkennzeichen 0325191A-F). Durch die im Rahmen dieses Projekts sowie auf Initiative der Betreiber aufgestellten weiteren Seismometer konnte die Sensitivität des Monitoringnetzwerks deutlich verbessert werden (Abbildung 4.4). Eine Zusammenfassung der Forschungsergebnisse von fünf beteiligten Universitäten und der BGR ist in Wegler et al. (2014) gegeben, während Ritter und Groos (2014) die speziellen Ergebnisse des Forschungsverbundes für den Bereich Landau/Insheim darstellen. Darüber hinaus wurde in Rheinland-Pfalz ein Mediationsverfahren durchgeführt (Ewen, 2014). Als Ergebnis dieser Mediation wurden Betriebsregeln und ein seismisches Reaktionsschema für tiefe Geothermieanlagen etabliert. Diese enthalten festgelegte Gegenmaßnahmen, die beim Überschreiten bestimmter Bodenschwingungsgeschwindigkeiten zu treffen sind (z. B. Baumgärtner et al., 2013a; 2013b).

b) Insheim

Das Geothermiekraftwerk Insheim liegt 4 km vom Kraftwerk Landau entfernt. Es wurde im Zeitraum von 2008 bis 2012 errichtet. Das Konzept beinhaltet wie in Landau, potenzielle Förderhorizonte im Bereich großer Störungen zu durchteufen (Baumgärtner et al., 2013b). Im Gegensatz zu Landau wurde die Bohrung GTI 2 jedoch in das gleiche Störungssystem, das bereits in der ersten Bohrung GTI 1 angetroffen wurde, abgeteuft. So sollte eine Zirkulation auf nur einer Störung aufgebaut werden (Baumgärtner et al., 2013b). Im April 2009 wurden erste Zirkulationsversuche durchgeführt. Von Oktober bis November 2009 fanden weitere Tests der Bohrung GTI 1 statt. Hierbei handelte es sich um Stufeninjektionen und Pulsinjektionstests mit bis zu 70 l/s, wobei eine Kopfdruckbegrenzung von 45 bar von den Behörden vorgegeben wurde (Baumgärtner et al., 2013b). Das Ergebnis dieser Tests zeigte, dass das Gestein im Umfeld der Injektionsbohrung GTI 1 noch nicht ausreichend durchlässig war (Baumgärtner et al., 2013b). Im März 2010 wurde deshalb eine chemische Stimulation, bestehend aus sechs Säureinjektionspulsen mit 30 - 40 l/s, in der GTI 1 durchgeführt. Im April 2010 fand eine hydraulische Stimulation mit stufenweise steigender Injektionsrate von 80, 100 und 120 l/s und einem Gesamtvolumen von ca. 9.000 m³ Wasser statt (Baumgärtner et al., 2013b). Danach folgte ein Test zur Untersuchung der erzielten Injektivität der Bohrung mit einer Injektionsrate von 70 l/s. Wie in Landau sollten durch diese Maßnahme überwiegend Scherbewegungen hervorgerufen werden, so dass keine Stützmittel eingesetzt werden mussten („Wasserfrac“). Da jedoch auch nach der hydraulischen Stimulation keine ausreichende Durchlässigkeit vorlag, wurde im Herbst 2010 ein weiterer Seitenarm (GTI 1b) im unteren Bereich der Injektionsbohrung gebohrt. Hierdurch wurden erheblich bessere hydraulische Bedingungen erreicht. Die Inbetriebnahme des Kraftwerks mit einer Leistung von vier bis fünf Megawatt fand im November 2012 statt, wobei aber bereits ab Oktober 2012 ein Probetrieb durchgeführt wurde (Baumgärtner et al., 2013b). Das heiße Wasser mit einer Thermalwassertemperatur von 165 °C wird über die Bohrung GTI 2 gefördert und gleichmäßig über die Bohrungen GTI 1 und GTI 1b injiziert.

In Insheim konnte ein deutlicher zeitlicher Zusammenhang der hydraulischen Test- und Stimulationsmaßnahmen mit dem Auftreten von induzierten Erdbeben beobachtet werden (Abbildung 4.5). Verstärkte Mikroseismizität trat während der Zirkulationstests und der hydraulischen Gesteinsbehandlung im April 2009, im November 2009 und im April 2010 sowie bei der Inbetriebnahme im Oktober 2012 auf (Ritter und Groos, 2014). Das stärkste während der hydraulischen Stimulation im April 2010 aufgetretene induzierte Erdbeben hatte eine Magnitude von $M_L = 2,4$ (Ritter und Groos, 2014; LGB-RLP, 2014a) und wurde deutlich verspürt (Ritter und Gross, 2014).

Abbildung 4.5: Lokalmagnitude (M_L) der detektierten Erdbeben in Abhängigkeit von der Zeit für das Reservoir Insheim. Zirkulationstests und hydraulische Stimulationen fanden im April 2009, im November 2009 und im April 2010 statt. Der Zirkulationsbetrieb begann im Oktober 2012.

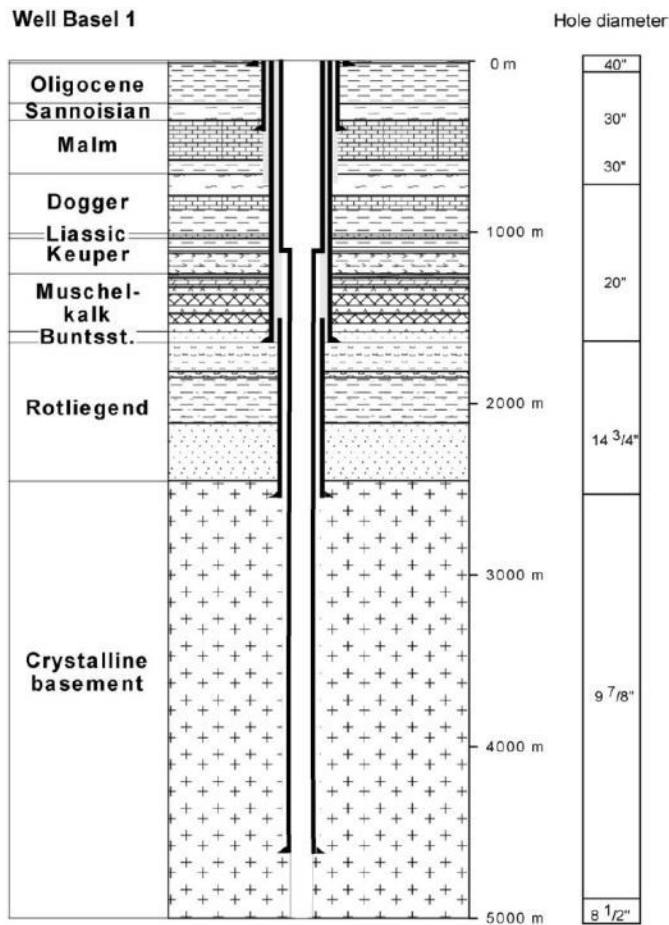


(modifiziert nach Ritter und Groos, 2014)

c) Basel, Schweiz

Basel liegt am südlichen Ende des Oberrheingrabens, der hier im Süden das Jura-Gebirge schneidet. Aufgrund dieser geologischen Lage ist der Untergrund in diesem Bereich tektonisch gespannt und birgt eine potenzielle Erdbebengefahr. So trat 1356 in Basel das stärkste Erdbeben in der Geschichte der Schweiz mit einer lokalen Magnitude von mindestens $M_L = 6,5$ auf (Majer et al., 2007). Im Rahmen des "Deep-Heat-Mining" Projektes wurde 2006 das Bohrloch Basel 1 bis auf eine Tiefe von ca. 5.000 m abgeteuft (Abbildung 4.6). In einer Tiefe von ca. 2.500 m wurde kristallines Grundgebirge erreicht, das hauptsächlich aus Granit besteht und in dem einige Störungen und natürliche Risse vorhanden sind. Zwei signifikante Störungen befinden sich in dem Tiefenintervall von ca. 4.600 m bis 5.000 m, in dem auch injiziert wurde (Häring et al., 2008).

Abbildung 4.6: Verrohrung bzw. Durchmesser von Basel 1 und Lithostratigraphie entlang der Bohrung.

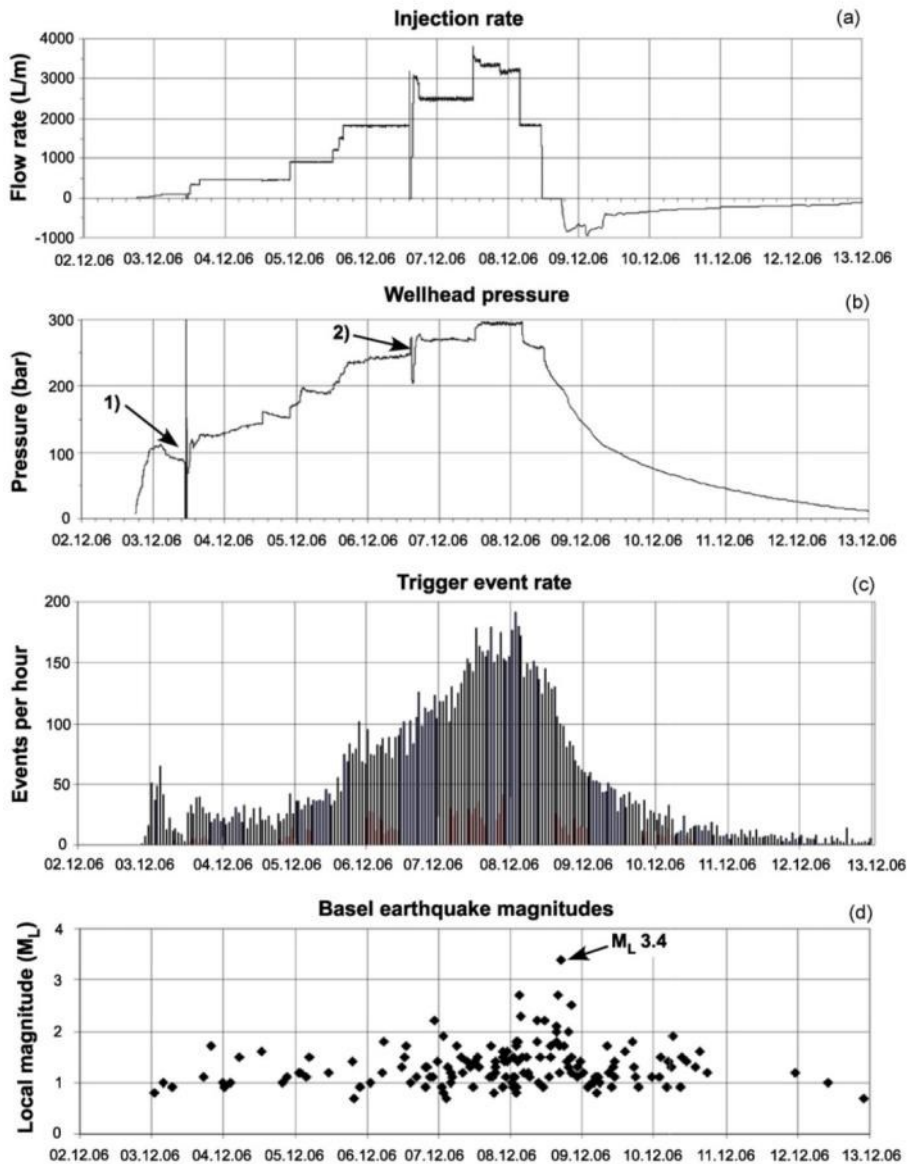


(Häring et al., 2008)

Wie in Abbildung 4.7 gezeigt, begann die Hauptstimulation am 2. Dezember 2006. Dabei nahm die seismische Aktivität mit steigender Injektionsrate bzw. injiziertem Volumen zu. Aufgrund der erhöhten seismischen Aktivität wurde die Injektionsrate nach sechs Tagen reduziert und einen weiteren Tag später wurde die Injektion gestoppt. Insgesamt wurden 11.570 m³ an Wasser injiziert. Dabei wurden ca. 11.200 seismische Ereignisse detektiert, von denen mehr als 2.400 lokalisiert werden konnten. Etwa 5 Stunden nach dem Shut-in trat ein Ereignis mit einer Magnitude von $M_L = 3,4$ auf, das stärkste Ereignis der gesamten Behandlung. Während der Post-Injektionsphase vergrößerte sich das Volumen der seismischen Wolke, die die räumliche Verteilung der seismischen Ereignisse darstellt, um ca. 75%. Bis Ende 2007 wurden zusätzlich 3.700 seismische Ereignisse registriert. Drei weitere Nachbeben mit $M_L > 3$ wurden jeweils 29 und 56 Tage nach dem Shut-in registriert (Häring et al., 2008).

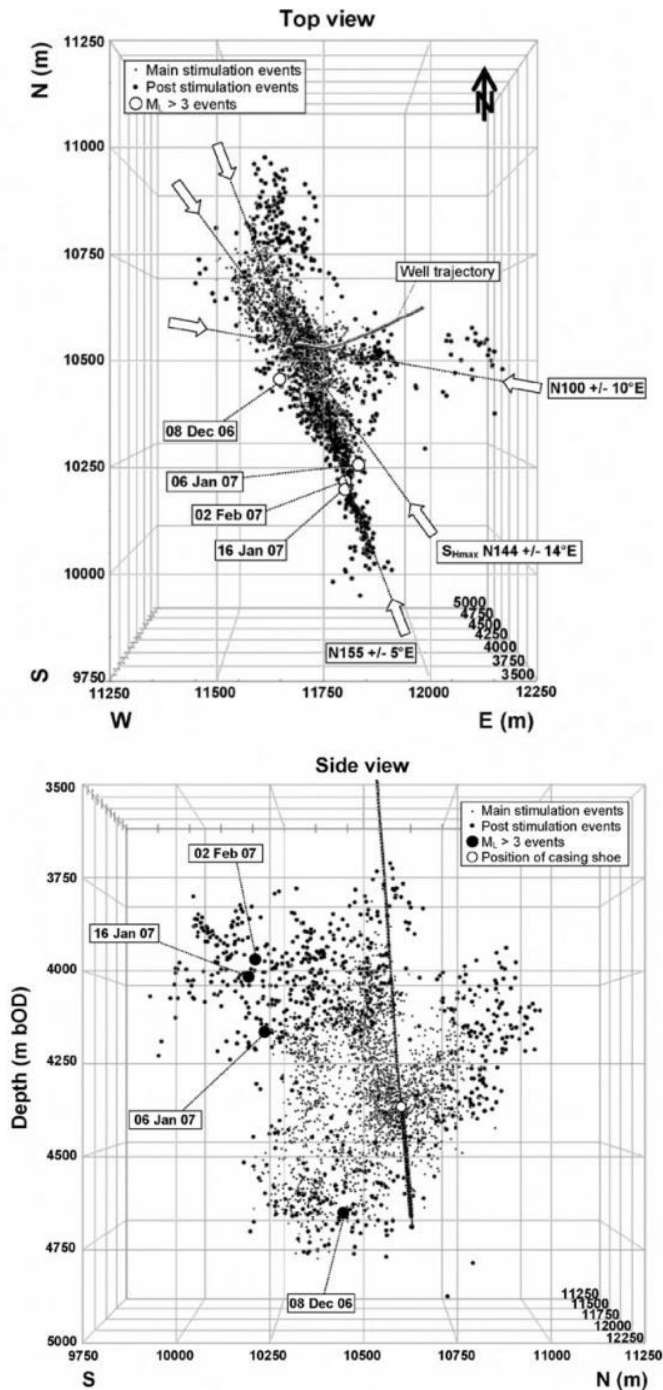
Die räumliche Verteilung der seismischen Aktivitäten ist in Abbildung 4.8 dargestellt. Die seismische Wolke breitet sich bevorzugt in Richtung $N155 \pm 5^\circ E$ aus und orientiert sich weitgehend am lokalen Spannungsfeld. Die vertikale Ausdehnung der seismischen Wolke erstreckt sich vom Injektionspunkt mehr nach oben als nach unten. Während der Stimulationsphase liegen die induzierten Ereignisse näher am Injektionspunkt. Im Vergleich dazu treten Ereignisse in der Post-Stimulationsphase mit zunehmender Entfernung zur Bohrung auf.

Abbildung 4.7: Injektionsdaten der Stimulation im Bohrloch Basel 1: (a) Injektionsrate, (b) Bohrlachkopfdruck, Druckabfälle 1 und 2 kennzeichnen jeweils den Wechsel der Injektionspumpe und die Reparatur des Blowout-Preventers, (c) Rate der Seismizität, (d) Induzierte Ereignisse mit Lokalmagnitudo M_L .



(Häring et al., 2008)

Abbildung 4.8: Seismische Aktivität in Basel bis Ende 2007. Das obere Bild (Draufsicht) zeigt die Ausbreitung der seismischen Ereignisse, mit einer bevorzugten Ausdehnung in NNW-SSE Richtung. Das untere Bild (Sicht von Ost) zeigt die Ausbreitung der seismischen Ereignisse in vertikaler Ebene. Die schwarze Linie zeigt die Lage des Bohrlochs.



(Häring et al., 2008)

d) Soultz-sous-Forêts (Frankreich)

Die Geothermianlage Soultz-sous-Forêts befindet sich auf der französischen Seite des Oberrheingrabens ungefähr 50 km nördlich von Strasbourg. Der Standort der Geothermianlage ist nahe der westlichen Haupt- randverwerfung gelegen. Die lokale Geologie ist gekennzeichnet durch krustale Verwerfungen mit einer gro-

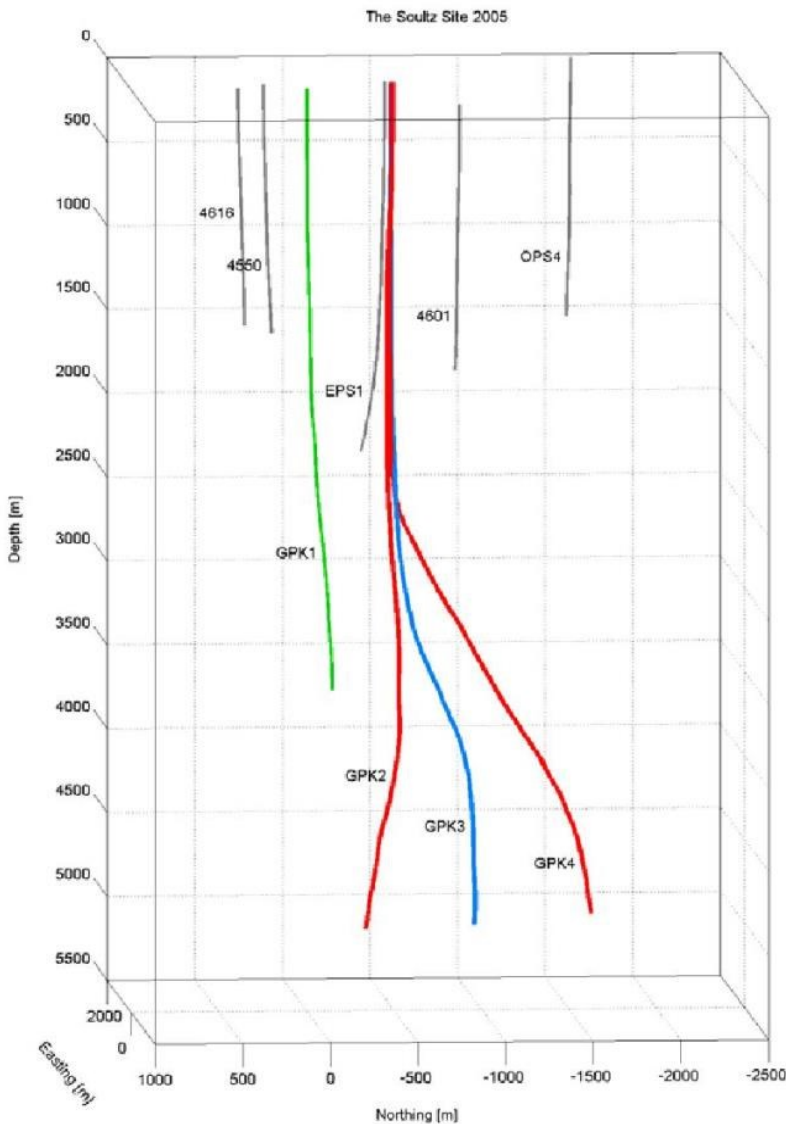
ßen Anzahl eng gestaffelter Störungen und Klüfte, die parallel zur NNO-SSW gerichteten Haupttrandverwerfung verlaufen. Unterhalb einer ca. 1,4 km mächtigen Sedimentgesteinsschicht beginnt das mit Störungszonen durchzogene Grundgebirge aus Granit, das auch den Zielhorizont der geothermalen Förderung darstellt.

Das Geothermieprojekt Soultz-sous-Forêts wurde 1987 begonnen. In einem europäischen Verbundprojekt sollten Konzepte zur geothermischen Energiegewinnung durch die künstliche Schaffung von unterirdischen Wärmetauschern in großen Tiefen und die dazu benötigten Verfahren der Gesteinsbehandlung entwickelt werden. Nach fast 20-jähriger Forschungs- und Entwicklungsphase und sukzessiver Entwicklung von geothermischen Reservoirs in ca. 2000 m, 3500 m und 5000 m Tiefe mündeten die Arbeiten im Sommer 2008 in der Inbetriebnahme des geothermischen Kraftwerks.

Der Standort Soultz-sous-Forêts wurde als Versuchsfeld ausgewählt, da er zum einen im Zentrum der größten bekannten geothermischen Anomalie Mitteleuropas liegt, die mit einer geothermischen Wärmestromdichte von 100 bis 120 mW/m² in etwa doppelt so hoch ist wie im europäischen Mittel (Orywall et al., 2009). Zum anderen lag hier aufgrund der vorhandenen Ölbohrungen ein sehr guter Kenntnistand über den Untergrund vor. Diese ehemaligen Ölbohrungen wurden als Testbohrung bzw. als Beobachtungsbohrungen für das seismische Monitoring genutzt. Der tiefste Förderhorizont bei Soultz-sous-Forêts liegt in ca. 5.000 m Tiefe im Granit. Zur Erzeugung der Rissflächen wurden massive Stimulationen angewandt, bei denen je Maßnahme bis zu 34.000 m³ Fluid verpresst wurden.

In Soultz-sous-Forêts wurden in der Erforschungsphase zwischen 1987 und 2008 zahlreiche Maßnahmen zur Vergrößerung der Rissfläche und Steigerung des Durchflusses vorgenommen. Dazu wurden insgesamt vier tiefere Bohrungen niedergebracht (GPK1 bis GPK4) (Abbildung 4.9). Die ersten Gesteinsbehandlungen fanden zwischen 1993 und 1997 statt, um zwischen den Bohrungen GPK1 und GPK2 eine hydraulische Verbindung zu schaffen, die in diesem Zeitraum 3.500 m tief waren. Nach Vertiefung von GPK2 auf 5.000 m und Niederbringung der Bohrungen GPK3 und GPK4 auf 5.000 m wurden zwischen den Jahren 2000 und 2005 vier weitere größere Gesteinsbehandlungen durchgeführt (siehe Tabelle 4.2). Für eine ausführlichere Beschreibung der einzelnen Maßnahmen im tiefsten Reservoir siehe z. B. Tischner et al. (2006). Die beiden Bohrungen GPK3 und GPK4 wurden als abgelenkte Bohrungen abgeteuft. Während sie an der Erdoberfläche lediglich 6 m voneinander entfernt sind, weichen sie in der Tiefe 600 m voneinander ab. Die Bohrungen sind ab einer Tiefe von 4.500 m unverrohrt, um den Anschluss an durchlässige Fließwege (Störungen) zu gewährleisten. Insgesamt wurden in den vier Gesteinsbehandlungen zwischen 2000 und 2005 ca. 80.000 m³ Wasser mit Fließraten zwischen 30 und 50 l/s verpresst. Die hydraulischen wie auch ergänzende chemische Stimulationen haben in Soultz-sous-Forêts die Durchlässigkeit des Granits im Umfeld der Störung um bis zu einen Faktor von 20 verbessert. Während und nach den Maßnahmen wurden Tausende von Mikrobeben gemessen. Eine Gegenüberstellung der zeitlichen Entwicklung des Bohrlochkopfdrucks, der Injektionsraten und der beobachteten Erdbebenrate ist in Abbildung 4.10 wiedergegeben (Baisch et al., 2010).

Abbildung 4.9: 3D-Ansicht: Trajektorien der Injektionsbohrung GPK3, der Produktionsbohrungen GPK2 und GPK4, sowie aller seismischen Observationsbohrungen am Standort Soutz-sous-Forêts.



(Tischner et al., 2006)

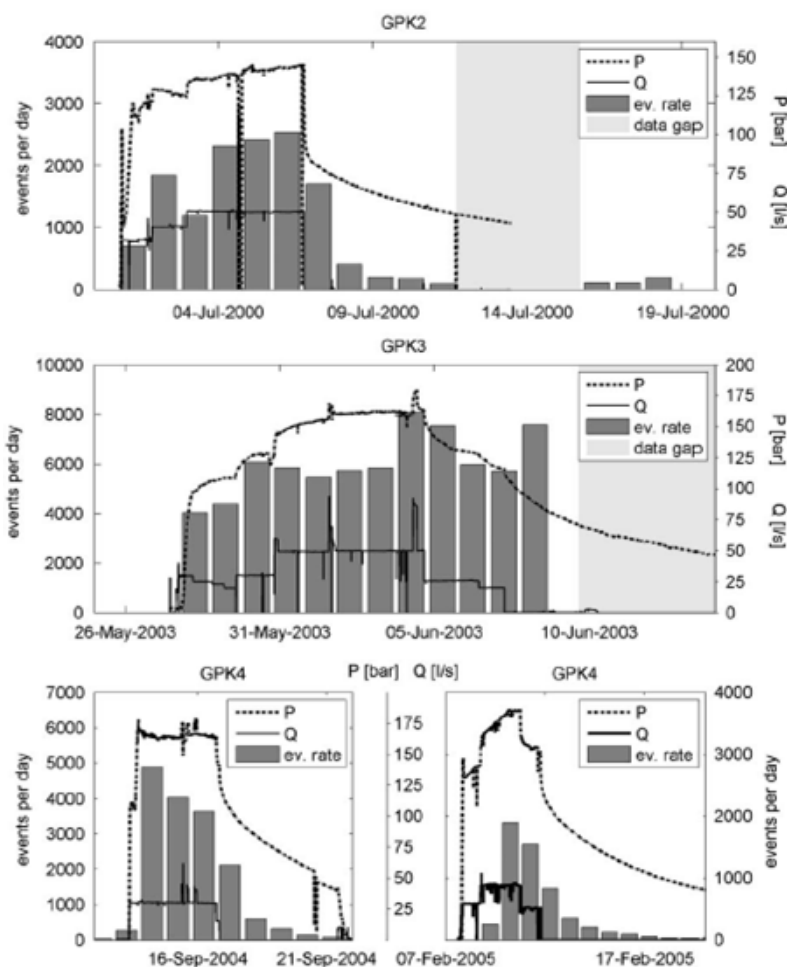
Tabelle 4.2: Überblick über die hydraulischen Stimulationen im tiefen Reservoir in Soutz-sous-Forêts. Angegeben sind die Dauer, das injizierte Volumen und die dominante Fließrate während der Stimulation. Die seismischen Ereignisse entsprechen der Anzahl der lokalisierten Ereignisse.

Bohrung	Jahr	Dauer (Tage)	Volumen (m³)	Fließrate (l/s)	Anzahl seismischer Ereignisse
GPK2	2000	6	23.400	50	14.000
GPK3	2003	11	34.000	50	21.600
GPK4	2004	3,5	9.300	30	5.700
	2005	4	12.300	45	3.000

(verändert nach Tischner et al., 2007)

Zur seismischen Überwachung der Gesteinsbehandlungen wurde in Soultz-sous-Forêts ein Ortungsnetz, bestehend aus sechs seismischen Stationen, aufgebaut. Die Dreikomponenten-Bohrlochseismometer wurden in Bohrungen im Tiefenbereich zwischen 1.500 und 3.500 m installiert (Dyer, 2005). Zusätzlich waren die Seismometer noch mit einem Beschleunigungsmesser ausgerüstet. Ihr Abstand zu den Bohrungen GPK1 bis GPK4 beträgt maximal 1,5 km. Die Stationen weisen eine ungleichmäßige azimutale Verteilung auf. Während der gesamten Maßnahmen wurden mehr als 114.000 Ereignisse im Magnitudenbereich zwischen -2,0 und 2,9 detektiert, mit Spitzenwerten von bis zu 8.000 Ereignissen pro Tag (Abbildung 4.10). Das stärkste seismische Ereignis mit einer Magnitude von 2,9 trat in der Einschlussphase nach einer Gesteinsbehandlung der Bohrung GPK3 im Jahr 2003 auf.

Abbildung 4.10: Hydraulischer Bohrlochkopfdruck (gepunktete Linie), Injektionsrate (durchgezogene Linie) und Erdbebenrate (Balken) als Funktion der Zeit für GPK2 (oben), GPK3 (Mitte) und für GPK4 (unten). GPK4 wurde zweimal stimuliert, 2004 (unten links) und 2005 (unten rechts). Grau gefärbte Bereiche zeigen Datenlücken an, für die keine seismischen Aufzeichnungen zur Verfügung stehen.



(Baisch et al., 2010)

Mehrere wissenschaftliche Gruppen (z. B. Baria et al., 2004; Valley und Evans, 2006; Baisch et al., 2010) beschäftigten sich in der Folge mit der Lokalisierung der beobachteten Ereignisse. Von den 114.000 detektierten Ereignissen konnten insgesamt 35.000 lokalisiert werden (Baisch et al., 2010). Die Lokalisierungen basieren auf einer Methode von Baisch et al. (2002), bei der Hypozentren und Stations-Laufzeitresiduen iterativ in einer linearen Inversion angepasst werden, der ein homogenes Einschicht-Durchschnittsmodell zugrunde liegt. Abbildung 4.11 zeigt die räumliche Verteilung der so bestimmten Hypozentren.

Die Hypozentren bilden in etwa eine subvertikale, N-S streichende planare Struktur ab, die eine vertikale Ausdehnung von etwas mehr als 2000 m und eine horizontale Ausdehnung von ca. 700 m einnimmt. Wie in Abbildung 4.11 ersichtlich ist, breitet sich die Seismizität vom Injektionspunkt nahezu vollständig nach unten aus. Somit liegen zwischen den seismischen Ereignissen und den Sedimentschichten noch mindestens 3000 m. Die Spannungsabschätzungen verschiedener Autoren (zusammengeführt in Cornet et al., 2007) deuten daraufhin, dass die kleinste Hauptspannungsmagnitude bei der hydraulischen Stimulation von GPK3 vom in-situ Fluidruck nicht überschritten wurde. Demzufolge handelt es sich bei den induzierten Ereignissen vermutlich um Scherereignisse auf einer prä-existenten, tektonisch gebildeten Schwächezone und nicht um Zugrisse. Diese Vorstellung wird auch durch die Lage der durch die seismischen Ereignisse abgebildeten Ebene relativ zum regionalen Spannungsfeld unterstützt. Die maximale horizontale Hauptspannungsachse variiert vom südlichen zum nördlichen Rheingraben ungefähr von 150° bis 135° (z. B. Plenefisch und Bonjer, 1997; Heidbach et al., 2008). Damit begünstigt die N-S ausgerichtete Ebene mit den seismischen Ereignissen die Aktivierung von Scherbewegungen.

4.2.1.3 Hydraulische Stimulationen im Oberrheingraben im Vergleich

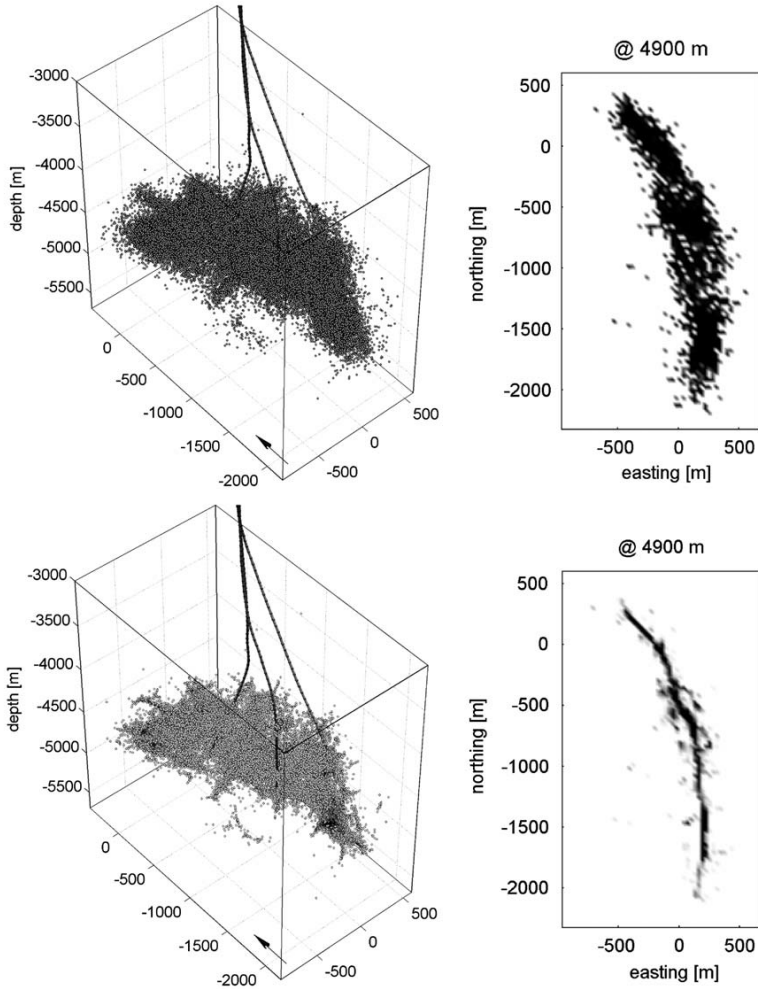
Im Oberrheingraben ist die Durchlässigkeit der Gesteinsmatrix speziell an den Standorten, wo hydraulische Gesteinsbehandlungen durchgeführt wurden, von untergeordneter Bedeutung. Bisherige Projekte der tiefen Geothermie im Oberrheingraben zielten vorrangig auf den hydraulischen Anschluss an durchlässige Störungszonen in Tiefenlagen unterhalb von 2.000 m. Sofern keine ausreichend durchlässigen Störungen erwartet wurden, bestand das Ziel der Behandlungen in der Schaffung von künstlichen Rissflächen zur Wasserzirkulation und als Wärmetauscher. An vier Standorten wurden Wasserfracs durchgeführt (Tabelle 4.3). Stützmittelfracs wurden im Oberrheingraben nicht umgesetzt.

Die Wasserfracs wurden - mit Ausnahme der oberen Tiefenstufe in Soultz - über mehrere Hundert Meter lange offene Bohrlochabschnitte ausgeführt. Die Bohrlochabschnitte waren entweder unverrohrt oder mittels geschlitzter Liner (Rohre) gesichert. Innerhalb der offenen Bohrlochabschnitte besteht keine Kontrolle über die tatsächlich stimulierten Bereiche. Die Stimulation entwickelt sich vor allem dort, wo natürlich vorhandene Schwächezonen oder Störungen vorhanden sind.

Injiziert wurde Frischwasser aus dem Leitungsnetz, Oberflächenwasser aus dem Rhein (Basel) oder Formationswasser, welches zuvor aus den Tiefbohrungen gefördert wurde. Die Zwischenspeicherung des zu injizierenden Wassers erfolgte in speziellen Becken, die auf dem Bohrplatz angelegt wurden. In Soultz (Frankreich) wurden überwiegend Becken außerhalb des Bohrplatzes errichtet und genutzt. Zudem wurde in Soultz zu Beginn einiger Stimulationen auch Salzwasser (Frischwasser mit NaCl angemischt) verwendet. Das Salzwasservolumen betrug einige Hundert bis maximal 1.000 m^3 .

Die angestrebte Produktivität der Bohrung sowie die Wasserversorgung bestimmten maßgeblich den Ablauf der hydraulischen Stimulationen. In Landau und Insheim wurde mit maximalen Fließraten von deutlich mehr als 100 l/s injiziert. Die limitierte Wasserversorgung zwang hier zu Unterbrechungen der Stimulationen, so dass jeweils mehrere mehrstündige Injektionen (Pulse) mit ansteigender Fließrate ausgeführt wurden. In Soultz und Basel erfolgten die Injektionen kontinuierlich, oftmals mit ansteigender Rate. Nimmt man die vergleichsweise kleinen Stimulationen im oberen Reservoir von Soultz aus, so wurden während einer Behandlung zwischen 10.000 und 30.000 m^3 Wasser injiziert. Entsprechend betrug die Dauer der Stimulationen einige Tage (Abbildung 4.10).

Abbildung 4.11: Oben links: Hypozentrumsverteilung in perspektivischer Ansicht. Durchgezogene Linien zeigen die Trajektorien von GPK2, GPK3 und GPK4. Oben rechts: Hypozentrumsverteilung in einer Tiefe von 4.900 m. Unten: Hypozentrumsverteilung nach der sogenannten „Collapsing-Methode“ zur verbesserten Sichtbarmachung von Strukturen. Die dargestellte Seismizität bezieht sich auf die Stimulationen des tieferen Reservoirs in ca. 5.000 m im Zeitraum von 2000 bis 2005.



(Baisch et al., 2010)

Tabelle 4.3: Übersicht über die hydraulischen Stimulationen (Wasserfracs) im Oberrheingraben. Für Soultz sind nur die volumenmäßig größten Behandlungen in den drei nacheinander erschlossenen Tiefenintervallen aufgeführt. Für Soultz sind im sogenannten mittleren Reservoir von ca. 2.800 bis 3.900 m die beiden größten Stimulationen aufgeführt, da die Tiefenintervalle, die aus zwei Bohrungen heraus erschlossen wurden, etwas unterschiedlich sind. Angaben in Klammern sind Maximalwerte, die nur sehr kurzzeitig erreicht wurden. TVD: True vertical depth, Res.: Reservoir.

Standort/ (Bohrung)	Jahr	Tiefe (TVD, m)	Formation	An- zahl	Volumen (m ³)	Max. Rate (l/s)	Max. Kopf- druck (bar)	Bemerkung	Quelle
Basel (Basel 1)	2006	4.600 – 5.000	Granit	1	11.600	55	ca. 300		Häring et al., 2008
Inshiem (GTI-1)	2010	2.500 – 3.600	Trias/ Granit	1	9.000	120	ca. 90	mehrere „Injektions- pulse“ zusammengefasst	Baumgärtner et al., 2013b
Landau (GtLa-2)	2006	2.300 – 3.300	Trias/ Granit	1	11.000	190	ca. 130	mehrere „Injektions- pulse“ zusammengefasst	Schindler et al., 2010
Soultz (GPK1)	1991	1.970 - 2.000 (oberes Res.)	Granit	2	2.400	15	ca. 100	Separation durch Pa- cker	Jung, 1992
Soultz (GPK1)	1993	2.850 - 3.400 (mittleres Res.)	Granit	7	25.300	36	100		Jung, 1999
Soultz (GPK2)	1995	3.200 - 3.900 (mittleres Res.)	Granit		28.000	56	140		Jung, 1999
Soultz (GPK3)	2003	4.500 - 5.000 (tiefes Res.)	Granit	4	34.000	50 (90)	160 (180)		Tischner et al, 2006

4.2.2 Norddeutsches Becken

4.2.2.1 Geologie

Das Norddeutsche Becken ist Teil des Zentraleuropäischen Beckensystems. Es entstand vor mehr als 300 Millionen Jahren als großräumige Senke, die immer wieder vom Meer überdeckt wurde. Daher ist die Geologie Norddeutschlands bis in Tiefen von mehreren Kilometern durch mächtige Sedimentgesteinsstrukturen geprägt.

Vor etwa 310 Millionen Jahren (Karbon) bildeten sich in diesem Raum weitflächige Torfmoore. Aus deren Biomasse entwickelten sich u. a. im Ruhrgebiet die Steinkohlenflöze sowie das Erdgas der Lagerstätten in Nordwestdeutschland (Betzer et al., 2003). In den Erdzeitaltern Perm (Rotliegendes und Zechstein), Trias, Jura und Kreide (bis vor 65 Millionen Jahren) wurden folgende Gesteinstypen abgelagert: Steinsalz, Kalkstein, Sandstein, Tonstein. Nachfolgend wurden während der etwa 65 Millionen Jahre andauernden Tertiärzeit Sandsteine, Tone und Sande abgelagert. Der oberflächennahe Untergrund besteht aus jungen eiszeitlichen Ablagerungen, mit Mächtigkeiten zwischen mehreren zehner und hunderter Metern (Heunisch et al., 2007). Diese überdecken den durch die Salzstrukturen geprägten Untergrund.

Tektonische Bewegungen in verschiedenen Zeitabschnitten und die speziellen Eigenschaften der mächtigen Salzablagerungen haben zu erheblichen Veränderungen der Lagerungsverhältnisse der Sedimentgesteine geführt. Im Zechstein (Perm) kam es während einer wüstenhaften Klimaphase zur Verdunstung des Meeres und zur Bildung von vielfach mehr als 1.000 m mächtigen Steinsalzlagen. Während der späten Kreidezeit und im ältesten Tertiär begannen durch großräumige tektonische Bewegungen in Europa und Afrika die Heraushebung und dabei die Kompression des Beckens. Bereits vorhandene Störungen wurden reaktiviert und die Salzablagerungen des Zechsteins stiegen infolge der geringeren Dichte und plastischen Eigenschaften auf. Dabei entstand eine Vielzahl von Salzstöcken und Salzkissen.

Großräumige tektonische Dehnung (Extension) bzw. Stauchung (Kompression) führte in verschiedenen Zeitabschnitten zu Senkungen bzw. Hebungen des Sedimentbeckens und damit einhergehend zum Vordringen bzw. Zurückweichen des Meeres. Zudem senkte sich das Gebiet nicht gleichmäßig, sondern es bildeten sich zahlreiche kleinräumige Becken (Kockel, 1998). Eine weitere Zergliederung fand durch die spätere Hebung (Inversion) dieser Teilbecken in der Oberkreide statt. Durch die tektonische Beanspruchung wurden vor allem die Gesteinspakete unterhalb des Zechsteins, der sogenannte Sockel, in Schollen unterteilt. Getrennt werden die einzelnen Schollen durch zum Teil stark gestörte Bereiche (Sockelschollenfugen, Lineamente; Kockel, 1998). Dies erklärt die Vielzahl von Störungen an der Basis des Zechsteins, die eine „breite tektonische Schwächezone“ bilden (Kockel, 1998). Die übergeordneten tektonischen Bewegungen konzentrierten sich auf diese Störungen im tieferen Untergrund unterhalb des Zechstein (subsalar). Aufgrund des wechselnden Spannungsfelds (Extension, Kompression) kam es zu verschiedenen Zeiten auf denselben Störungen zu Bewegungen mit gegensätzlichem Bewegungssinn, sodass dieselben Verwerfungen zeitweise als Abschiebungen, zeitweise als Aufschiebungen aktiv waren (geändert nach Bischoff et al., 2013).

Im Norddeutschen Becken existieren drei tiefe Geothermieanlagen in denen über Dubletten Wärme gewonnen wird (Neustadt-Glewe, Waren, Neuruppin). In Neubrandenburg wird weiterhin ein geothermischer Aquiferspeicher betrieben. Hier wird überschüssige Wärme aus einem Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk im Sommer gespeichert und im Winter für die Fernwärmeversorgung rückgewonnen. In Prenzlau wird eine tiefe Erdwärmesonde für die Einspeisung in ein Fernwärmenetz genutzt. Daneben existieren einige balneologisch genutzte Bohrungen wie in Templin, Bad Wilsnack und Bad Belzig. Die Zielformationen der bestehenden geothermischen Anlagen in Nordostdeutschland sind überwiegend durchlässige Aquifere des Lias und des Keupers (Hettang-Sandstein, Rhätsandstein) in Tiefen zwischen ca. 1.200 und 2.300 m Tiefe.

Daneben gibt es mit den Projekten in Groß Schönebeck und dem GeneSys-Projekt in Hannover/Horstberg zwei tiefe geothermische F&E-Vorhaben bzw. Demonstrationsprojekte.

4.2.2.2 Standorte

a) GeneSys

Mit dem GeneSys-Projekt (Generierte Geothermische Energiesysteme) verfolgt die BGR das Ziel, exemplarisch die geothermische Nutzung von gering durchlässigen Sedimentgesteinen des Norddeutschen Beckens zu demonstrieren. Von entscheidender Bedeutung ist hierbei die Schaffung von künstlichen Fließwegen im Untergrund. Es soll gezeigt werden, dass die im kristallinen Gestein sehr erfolgreichen Wasserfracs auch auf gering durchlässige Sedimentgesteine übertragen werden können. Als praktisches Ziel wird die geothermische Beheizung des Geozentrums Hannover angestrebt. Aus Gründen der Kosteneffizienz soll hierfür ein Einbohrlochkonzept umgesetzt werden.

Horstberg

Die ehemalige Erdgaserkundungsbohrung Horstberg Z1 dient als Forschungsbohrung für das GeneSys-Projekt. Sie befindet sich bei der Ortschaft Dreilingen ca. 80 km nordöstlich von Hannover. Im Zentrum der Untersuchungen in der Bohrung Horstberg Z1 standen Stimulationsoptionen zur geothermischen Erschließung von gering durchlässigen Sedimentgesteinen. Durch die Schaffung von großflächigen Rissen mittels „Wasserfrac“ sollte gezeigt werden, dass (Jung et al. 2005):

- ▶ künstliche Risse im Sedimentgestein geschaffen werden können, die, ähnlich wie im kristallinen Gestein, eine für die geothermische Nutzung ausreichend hohe hydraulische Durchlässigkeit besitzen. Insbesondere sollte gezeigt werden, dass kein Stützmitteleinsatz notwendig ist, um eine hohe Rissdurchlässigkeit langfristig zu erhalten.
- ▶ speziell auch Tonsteinlagen durchtrennt werden können und somit großflächige unterirdische Wärmetauscher über Schichtgrenzen hinweg geschaffen werden können.

Begleitende hydraulische Tests in den Jahren 2003 bis 2006 dienten dazu, die Riss- und Matrix-Eigenschaften zu charakterisieren. Zudem wurden Einbohrlochkonzepte, basierend auf der künstlichen Risserzeugung, erprobt.

Zunächst wurden Tests und Untersuchungen im Volpriehausen-Sandstein in einer Tiefe von 3.920 - 3.926 m durchgeführt (Abbildung 4.12). Der Zugang zum umgebenden Gestein wurde hier und in weiteren Intervallen durch Perforation hergestellt. Bei dem größten Wasserfrac in diesem Intervall wurden ca. 600 m³ Frischwasser mit einer durchschnittlichen Fließrate von 7 l/s injiziert. Es wurde hierbei ein Bohrlochkopfdruck von ca. 470 bar erreicht. Bei der nachfolgenden Rückförderung fiel der Druck selbst bei sehr kleiner Rate sehr stark ab. Es zeigte sich, dass die hydraulischen Eigenschaften des Risses unzureichend für eine geothermische Nutzung waren.

Infolge dessen wurde weiter oberhalb im Detfurth-Sandstein im Tiefenbereich von 3.787 – 3.791 m ein weiterer Horizont perforiert. Bei einem anschließenden massiven Wasserfrac wurden insgesamt ca. 20.000 m³ Frischwasser in diesen Abschnitt injiziert. Hierbei wurde ein großflächiger Zugriss erzeugt, der in seiner Höhe nicht auf den Sandsteinhorizont beschränkt ist, sondern sich auch durch Tonsteinhorizonte fortsetzte. Insbesondere konnte durch eine Temperaturprofilmessung nachgewiesen werden, dass sich der Riss bis in die Sandsteine des Solling ca. 120 m oberhalb der Detfurth-Sandsteine ausgebreitet hat. In einem Teilbereich – vermutlich in den Sandsteinbereichen des Detfurth – bleibt der Riss auch ohne den Eintrag von Stützmitteln hydraulisch stark durchlässig. Eine konservative Abschätzung legt nahe, dass eine Rissfläche mit einer Größe von ca. 10.000 m² auch bei einer Druckabsenkung unterhalb des statischen Porenwasserdrucks stark durchlässig bleibt. Die hydraulischen Druckverluste im Riss sind dabei gegenüber den Druckverlusten beim Abstrom in die umgebende Matrix vernachlässigbar. Im Untersuchungszeitraum bis vier Jahre nach der Frac-Operation wurde keine Verschlechterung der hydraulischen Eigenschaften des Risses festgestellt.

Basierend auf der künstlichen Risserzeugung im Detfurth-Sandstein wurden zwei verschiedene Einbohrlochkonzepte getestet: das zyklische Verfahren und die Einbohrlochzirkulation. Im Zyklusverfahren wurde unter anderem ein Test auf Wochenbasis durchgeführt. Hierbei wurde über einen Zeitraum von 1,5 Tagen Kaltwasser in das Riss-Matrix-System injiziert. Nach einer etwa eintägigen Verweilzeit, in der sich das Wasser im Gebirge aufwärmte, wurde mit der Rückförderung begonnen. Die Rückförderung erfolgte in den darauffolgenden fünf Tagen, jeweils tagsüber (Orzol et al., 2005). Speziell dieser Test im Wochenzyklus zeigte, dass über den großflächigen Riss eine Wiedererwärmung des injizierten Wassers auf über 100 °C schnell erfolgt und in den Förderperioden langfristig eine thermische Leistung von ca. 1,5 MW gewonnen werden kann.

Das zweite Verfahren, die Einbohrlochzirkulation, wurde zwischen den perforierten Abschnitten im Detfurth- und Solling-Sandstein und über eine vertikale Distanz von zirka 120 m getestet. Die beiden Abschnitte wurden zuvor durch einen Packer hydraulisch voneinander getrennt, während über den künstlich erzeugten Riss eine hydraulische Verbindung zwischen den Formationen bestand. In den Detfurth-Sandstein wurde injiziert und aus dem Solling-Sandstein wurde artesisch produziert. Zwischen den beiden Formationen konnte eine Zirkulation mit einer Produktionsfließrate zwischen 3 und 5 l/s aufgebaut werden (Orzol et al., 2005). In begleitenden Traceruntersuchungen wurde allerdings nur ein Bruchteil des injizierten Tracers wieder gefunden.

Zur Überwachung der unterirdisch ablaufenden Prozesse wurde ein umfangreiches geophysikalisches Monitoring durchgeführt. Das Monitoring zielte insbesondere auf die Beobachtung des Risswachstums und auf die Ermittlung der Rissorientierung im Zusammenhang mit den Wasserfracs. Folgende Methoden wurden eingesetzt:

- ▶ seismisches Monitoring,
- ▶ Deformationsmessungen mit Neigungsmessern,
- ▶ Eigenpotenzialmessungen.

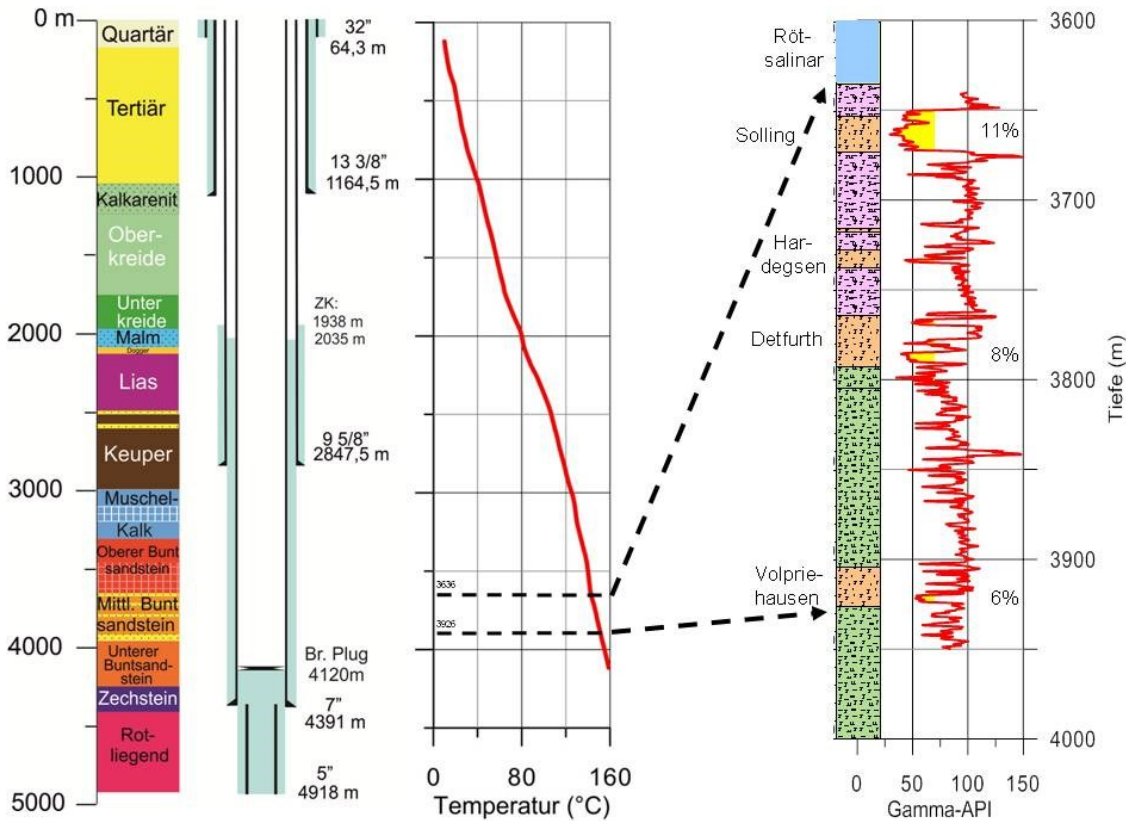
Für das seismische Monitoring wurden seismische Beobachtungsbohrungen mit einer Tiefe von ca. 100 m abgeteuft. Die insgesamt acht Stationen wurden auf zwei Ringen mit Radien von 0,9 km und 1,8 km um die Tiefbohrung installiert. Mit dem seismischen Netzwerk wurden während der massiven Stimulation im Detfurth-Sandstein lediglich 11 Mikrobeben detektiert. Eine verlässliche Lokalisierung war für keines der Ereignisse möglich. Eine wesentliche Erklärung für die nahezu ausgebliebene seismische Bodenbewegung an der Oberfläche ist in dem Bruchmechanismus zu sehen. In Horstberg wurden vermutlich primär Zugrisse ausgebildet. Dies kann speziell aus dem großen Speicherkoeffizienten des Systems (Bohrung+Riss) während bzw. unmittelbar nach der hydraulischen Stimulation gefolgert werden (Jung et al., 2006). Die Risse werden durch den Wasserdruck offen gehalten, so dass die Rissoberflächen während der Stimulation nicht mehr in Kontakt stehen. Bei eventuell nachfolgend einsetzender Scherung werden die Rissoberflächen reibungsfrei und damit aseismisch gegeneinander verschoben. Ein anderer Aspekt ist die Dämpfung der seismischen Wellen durch fast vier Kilometer Sedimentgestein auf dem Weg an die Oberfläche.

Der Einsatz von Neigungsmessern an der Erdoberfläche erfolgte senkrecht zu einer erwarteten grabenparallelen Rissausbreitung. Entlang dieses Profils mit vier Kilometer Länge wurden vier Neigungsmesser installiert. Die Daten der vier Stationen lieferten nur während der Stimulation im Volpriehausen-Sandstein kohärente Signale, die jedoch nicht eindeutig mit der Wasserinjektion korrelierten.

Für die Eigenpotenzialmessungen wurden 46 Kupfer-Kupfersulfat-Sonden auf zwei senkrecht zueinander verlaufenden Profilen in Abständen von je 100 m angeordnet und die Potenzialdifferenz zwischen benachbarten Sonden gemessen. In den Registrierungen konnten keine Änderungen des Eigenpotenzials identifiziert werden, die eindeutig mit den Wasserinjektionen korrelierten (Jung et al. 2006).

Als Fazit bleibt zu vermerken, dass es trotz des hohen messtechnischen Aufwands und dem Einsatz von unterschiedlichen geophysikalischen Methoden in Horstberg nicht gelang, die unterirdische Rissausbreitung nachzuweisen oder gar zu lokalisieren.

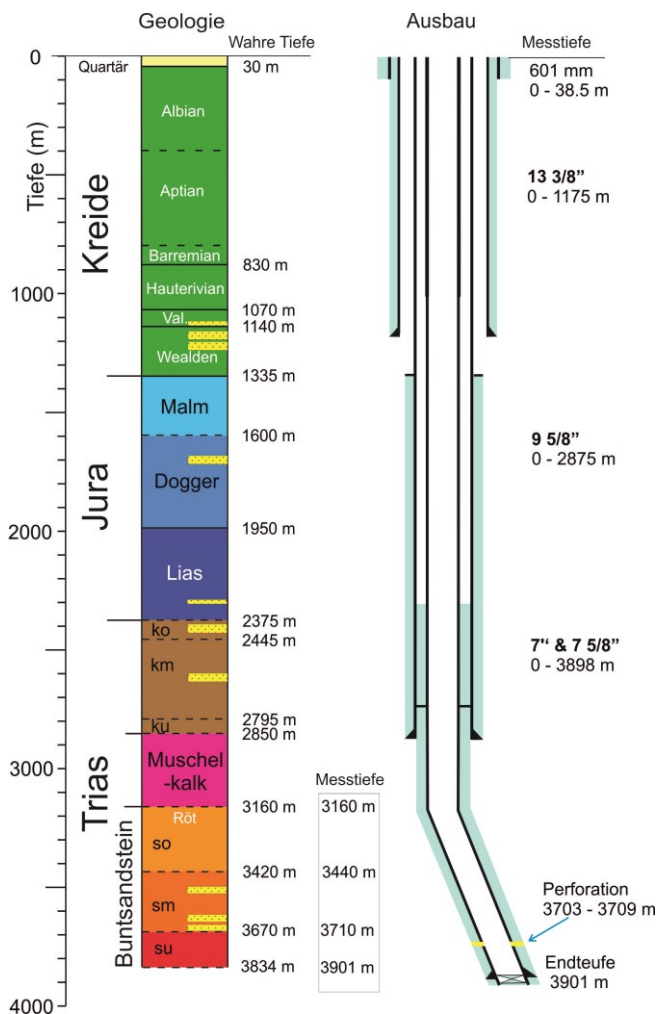
Abbildung 4.12: Stratigrafisches Profil, Bohrungsausbau (links) und statische Temperatur (Mitte) sowie Lithologie und Gamma Ray-Log im Mittleren Buntsandstein der Bohrung Horstberg Z1 (rechts). Das Ausbauschema stellt den Bohrungszustand nach Übernahme durch die BGR im Jahr 2003 dar. Die graublauen Bereiche visualisieren die zementierten Bohrlochabschnitte. Die Lithologien (rechts) sind wie folgt gekennzeichnet: ocker/beige: Sandstein; grün: toniger Schluffstein; lila/pink: schluffiger Tonstein. Im Gamma Ray-Log sind die wichtigsten Sandsteinabschnitte gelb markiert (cut-off: 70 API). Für jeden hervorgehobenen Abschnitt ist die zugehörige mittlere Porosität angegeben.



Hannover

Basierend auf den grundsätzlich erfolgreichen Tests von zwei unterschiedlichen Einbohrlochkonzepten in der Bohrung Horstberg wurde 2009 auf dem Betriebsgelände der BGR die Bohrung Groß Buchholz Gt1 bis in eine vertikale Tiefe von 3.834 m abgeteuft. Im unteren Bereich ist die Bohrung, in Richtung der kleinsten horizontalen Hauptspannung abgelenkt (Südwest), um so die Voraussetzung für die Erzeugung mehrerer künstlicher Risse zu schaffen. Die Zielformation des mittleren Buntsandsteins wurde zwischen 3.420 m und 3.670 m Tiefe (TVD) erreicht (Abbildung 4.13). An der Bohrlochsohle wurde eine Temperatur von 169 °C angetroffen. Die vorgefundenen Durchlässigkeiten im Zielhorizont waren wie erwartet sehr gering, so dass eine hydraulische Gesteinsbehandlung Voraussetzung für die geothermische Nutzung ist.

Abbildung 4.13: Geologisches Profil und Bohrungsausbau der GeneSys-Bohrung Groß Buchholz Gt1 in Hannover. Zementierte Bereiche sind blaugrau dargestellt.



Der Zugang zum umgebenden Gestein wurde im Volpriehausen-Sandstein durch Perforation im Tiefenintervall von 3.703 – 3.709 m (MD) hergestellt. Nach Minifrac sowie weiterer Tests und Untersuchungen erfolgte im Frühjahr 2011 ein Wasserfrac mit dem Ziel, einen unterirdischen Wärmetauscher zu schaffen. Insgesamt wurden bei dem Wasserfrac innerhalb von 5 Tagen ca. 20.000 m³ Wasser ohne Zugabe von Stützmitteln mit einem Kopfdruck bis 480 bar verpresst.

Nachfolgende kleinere Injektionstests zeigten, ähnlich wie in Horstberg, dass ein großflächiger künstlicher Riss erzeugt wurde, der nach Druckentlastung zumindest in Teilbereichen stark durchlässig bleibt. Bei Rückfördertests ca. sechs Monate nach der Frac-Operation wurden sehr hohe Salzkonzentrationen im rückgeförderten Wasser und schließlich Salzausfällungen in der Bohrung beobachtet. Das Projekt konnte daher nicht wie geplant fortgeführt werden. Die Salzausfällungen wurden im Herbst 2012 beseitigt. Über Fortführung des Projekts wurde noch nicht entschieden.

Zur Überwachung der unterirdisch ablaufenden Prozesse insbesondere während der hydraulischen Gesteinsbehandlung wurde ein umfangreiches Monitoring bestehend aus:

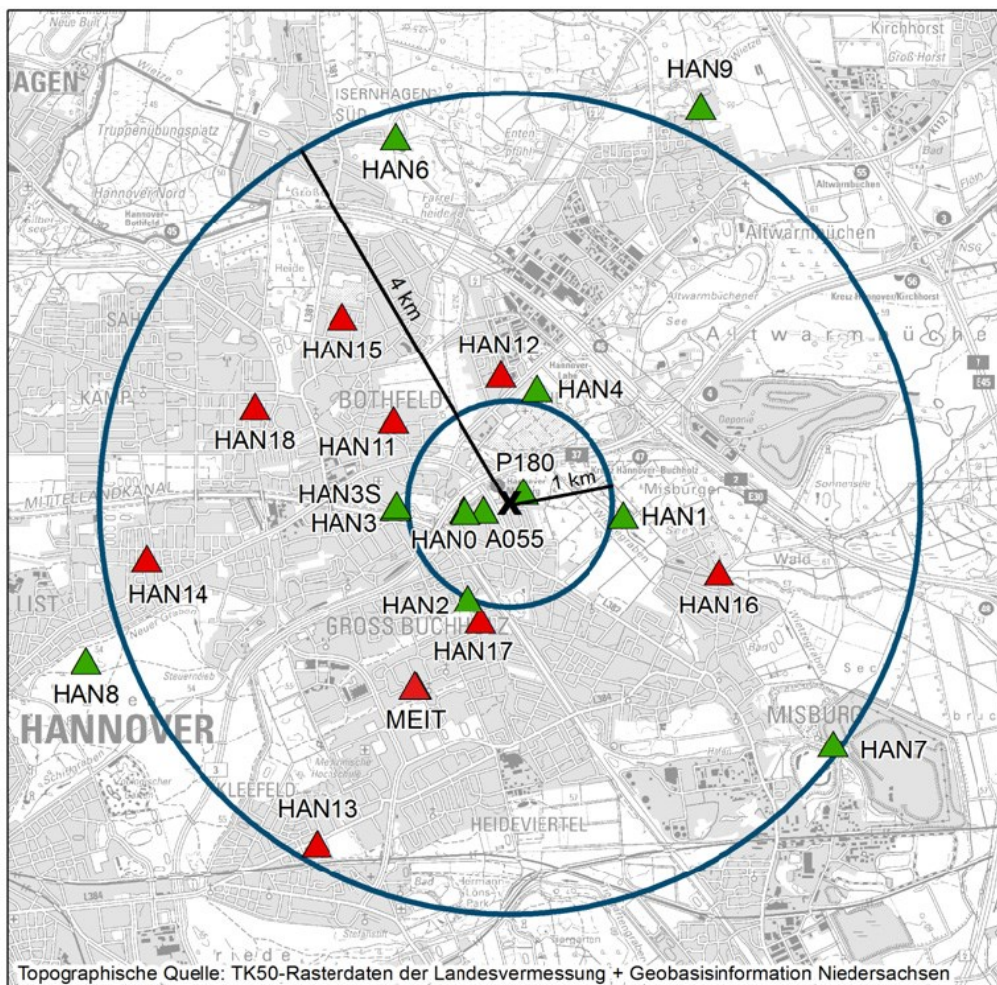
- ▶ seismischen Monitoring,
- ▶ SAR-Interferometrie und
- ▶ GPS-Monitoring

durchgeführt.

Mit dem seismischen Monitoring sollte neben der Charakterisierung der Rissausbreitung die seismische Gefährdung abgeschätzt werden, um mit Hilfe eines Reaktionsschemas gegebenenfalls bei zu hoher prognostizierter Gefährdung die Frac-Operation abzubrechen.

Das mikroseismische Echtzeit-Netzwerk bestand aus permanenten Seismometerstationen, die in der Nähe der Bohrung sowie in zwei konzentrischen Ringen mit jeweils vier Stationen um die Bohrung GT1 installiert wurden (Abbildung 4.14). Im unmittelbaren Umfeld der Bohrung wurden drei Bohrlochstationen in 100, 140 und 180 m Tiefe, sowie ein an der Erdoberfläche installiertes Breitbandseismometer genutzt. Die vier Seismometer auf dem inneren Ring wurden in speziellen Beobachtungsbohrungen mit einer Tiefe von 100 m installiert. Der äußere Ring mit einem Radius von 4 km war mit Oberflächenseismometern instrumentiert. Zusätzlich zu den Echtzeitstationen auf den beiden Ringen wurde das GeneSys-Überwachungsnetz während der hydraulischen Gesteinsbehandlung um 9 temporäre Messstationen im Offline-Modus erweitert, so dass das seismische Überwachungsnetz während der Behandlungen aus 21 Stationen bestand.

Abbildung 4.14: Netzwerkkonfiguration der seismologischen Überwachung des GeneSys-Projekts in konzentrischer Anordnung um die Bohrung aus 12 permanenten Stationen mit Echtzeitübertragung (grün) und 9 temporären Stationen im Offline-Modus (rot), die nur während der Stimulationen installiert waren.



(Wegler et al., 2014). Details siehe Text.

Durch das mikroseismische Monitoring konnte während der gesamten Zeit, d. h. während der Stimulation sowie davor oder danach, kein einziges seismisches Ereignis registriert werden, das durch die Arbeiten im Geothermieprojekt GeneSys induziert wurde. Über synthetische Modellierungen (für eine detaillierte Beschreibung siehe Wegler et al., 2014) wurde die Detektionsschwelle des GeneSys-Netzes auf eine

Momentmagnitude von $M_w = -0,5$ abgeschätzt. Die einzigen seismischen Ereignisse, die beobachtet und lokalisiert werden konnten, waren die Perforationssprengung in der Bohrung und die Sprengung einer Bombe aus dem zweiten Weltkrieg in ca. 7 km Entfernung. Für letztere wurde eine Magnitude von 0,5 bestimmt. Eine konservative Abschätzung führt zu der Schlussfolgerung, dass während der hydraulischen Stimulation kein seismisches Ereignis mit einer Magnitude größer als 0 hervorgerufen wurde.

Die Auswertung von Satellitenbildern mit Hilfe der differentiellen Synthetic Aperture Radar-Interferometrie (SAR) wurde vom Institut für Photogrammetrie und GeoInformation (IPI) der Universität Hannover vorgenommen. Für diese Untersuchung standen acht TerraSAR-X Bilder der höchsten Auflösungsstufe (Auflösung auf dem Boden beträgt etwa $1 \times 1 \text{ m}^2$) zur Verfügung. Die Bilder wurden im Zeitraum zwischen dem 4. Februar 2011 und dem 16. Juni 2011 mit einem Orbitzyklus von 11 Tagen aufgenommen.

Das Institut für Erdmessung der Leibniz Universität Hannover führte eine punktuelle Überwachung des Bohrlochumfeldes mittels präziser GPS-Messungen (Global Positioning System) durch. Zur Positionsbestimmung der Empfangsstationen wurde die Trägerphasenmessung (19 cm bzw. 24 cm Wellenlänge) von Satelliten ausgewertet. Auf insgesamt fünf Stationen wurden punktuell präzise GPS-Messungen durchgeführt. Der Messzeitraum umfasste insgesamt ca. drei Wochen: Eine Woche vor der Frac-Operation bis eine Woche danach.

Sowohl mit der SAR-Interferometrie als auch dem GPS-Monitoring ist es grundsätzlich möglich, Geländedeformationen im Bereich von wenigen Millimetern nachzuweisen. Beide Methoden lieferten jedoch keine mit der hydraulischen Stimulation korrelierbaren Ergebnisse.

Insgesamt ist somit festzustellen, dass es trotz des hohen messtechnischen Aufwandes nicht möglich war, die unterirdische Rissausbreitung oder damit im möglichen Zusammenhang stehende Geländedeformationen an der Oberfläche nachzuweisen.

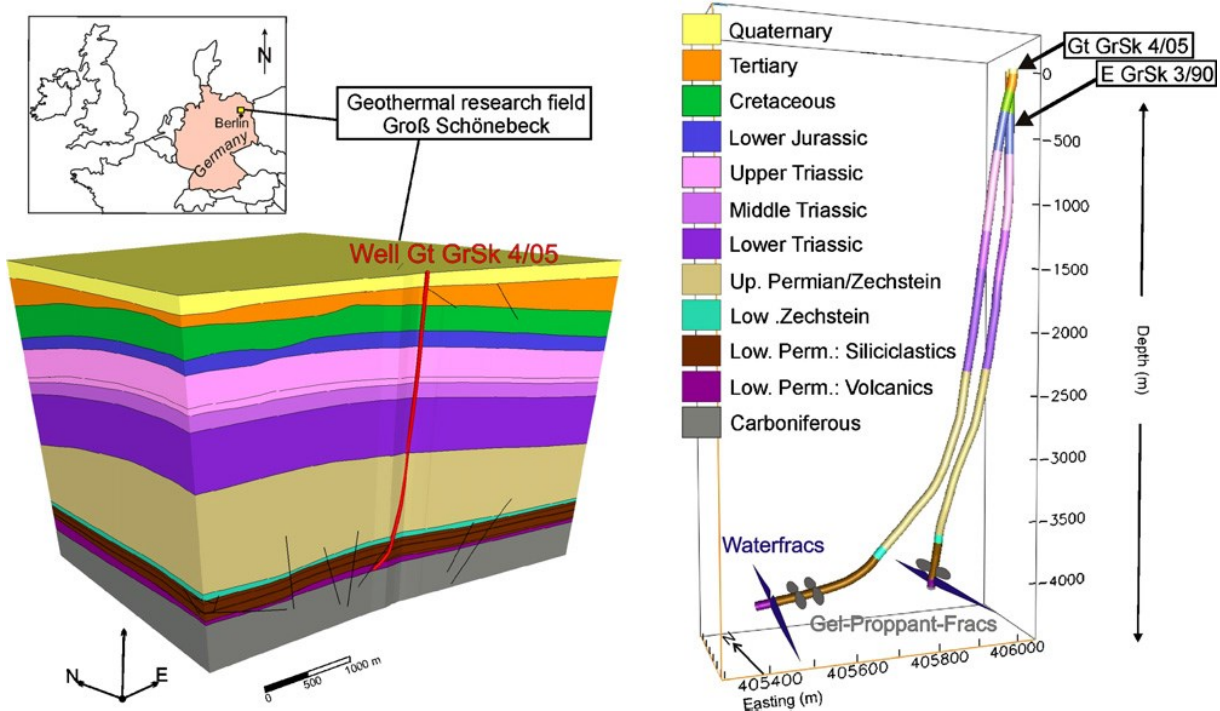
b) Groß Schönebeck

Groß Schönebeck befindet sich ca. 50 km nordöstlich von Berlin und liegt im Ostteil des Norddeutschen Beckens. Der Untergrund am Standort besteht aus mehreren Sedimentschichten einschließlich einer mächtigen Salzschiefer (Zechstein), die sowohl als mechanische als auch hydraulische Barriere wirkt (Abbildung 4.15). Poröse Sandsteinschichten des oberen Rotliegend befinden sich zwischen 4.100 und 4.200 m Tiefe (Zimmermann et al., 2010a). Darunter befinden sich Konglomerate und Vulkanite des unteren Rotliegend. In diesen Vulkaniten werden vernetzte Klüfte vermutet, die zu einer Erhöhung der Durchlässigkeit führen können. Die Sandsteine und die Vulkanite wurden als geothermisches Reservoir in Betracht gezogen.

Die 2D-seismische Untersuchung zeigt, dass die meisten Störungen im Bereich des Zechstein bis einschließlich des Karbon nach NW einfallen (Zimmermann et al., 2010a). Die maximale Spannung in den Sandsteinen orientiert sich in der vertikalen Richtung und beträgt ca. 1.000 bar (Moeck et al., 2009). Die Störungen in dieser Schicht liegen in der Übergangsphase zwischen Abschiebung und Blattverschiebung, d. h. die maximale Horizontalspannung σ_H ist fast gleich der Vertikalspannung σ_v und beträgt ca. 980 bar. In den Vulkaniten ist die minimale Horizontalspannung deutlich höher als in den Sandsteinen und liegt bei ca. 720 bar.

Eine sogenannte Dublettenbohrung wurde in Groß Schönebeck als Geothermie-Labor eingerichtet. Die Bohrung E GrSk 3/90 war eine Gasexplorationsbohrung und wurde durch Vertiefung bis in eine Tiefe von ca. 4.300 m als Injektionsbohrung ausgebaut. Diese Tiefbohrung ist bis ca. 3.900 m verrohrt, ein ca. 400 m langer Bohrabschnitt war zunächst unverrohrt (Tischner, 2004). Die zweite Bohrung Gt GrSk 4/05 wurde als Produktionsbohrung im Jahr 2006 mit einer gesamten Länge von 4.400 m abgeteuft und in den Schichten des Rotliegend entlang der minimalen Horizontalspannung bzw. zu einer NW-streichenden Störung abgelenkt (Abbildung 4.15). Die Bohrung wurde komplett verrohrt, wobei ein 20 m langer Abschnitt am Ende mit einem perforierten Liner ausgerüstet wurde (Zimmermann et al., 2010a).

Abbildung 4.15: Links: Lage und Geologie von Groß Schönebeck. Rote Linie stellt das Bohrloch Gt GrSk 4/05 dar, schwarze Linien bedeuten Störungen. Rechts: Verlauf der Bohrungen für den Standort Groß Schönebeck mit den jeweils durchgeführten hydraulischen Behandlungen.



(Zimmermann et al., 2010a)

Um die Sandsteinbereiche des Rotliegend hydraulisch an die Bohrung besser anzuschließen, wurden 2002 zwei Frac-Untersuchungen in E GrSk 3/90 in den jeweils unverrohrten Bohrabschnitten von 4.130 - 4.190 m und 4.080 - 4.120 m durchgeführt (Lenz und Hoffmann, 2003). Bei jeder Maßnahme wurde jeweils ein sogenannter Datafrac und ein Hauptfrac durchgeführt. Bei dem Datafrac wurde die Injektionsrate stufenweise erhöht und es kam nur ein viskoses Gel zum Einsatz, der Hauptfrac wurde mit zusätzlicher Beigabe von Stützmitteln durchgeführt. Für beide Frac-Operationen wurden insgesamt ca. 335 m³ Gel und ca. 12 Tonnen Stützmittel verpresst (Legarth et al., 2003). Da die Produktivität der Bohrung E GrSk 3/90 nach den Stützmittelfracs den notwendigen Mindestwert nicht erreichte, wurden im Jahr 2003 zwei Wasserfracs mit Frischwasser und teilweise mit 2% Kaliumchlorid-Zugabe durchgeführt. Die Zugabe von Kaliumchlorid diente der Vermeidung von Formationsschädigungen, insbesondere für die Siltsteine oberhalb der Rotliegend-Sandsteine (Tischner, 2004). Beim ersten Wasserfrac wurden insgesamt 4.300 m³ Wasser mit einer kleinen Menge an Zitronensäure in den unverrohrten Bohrabschnitt eingepresst (Tischner, 2004). Aufgrund von Bohrlochstabilitätsproblemen musste diese Maßnahme vorzeitig beendet werden. Die Befahrbarkeit der Bohrung wurde wieder hergestellt und der bisher lange offene Bohrlochabschnitt mittels Liner bzw. geschlitztem Liner gesichert. Während des nachfolgenden zweiten Wasserfracs wurde eine maximale Injektionsrate von 40 l/s erreicht. Zum Einsatz kam insgesamt 7.300 m³ Flüssigkeit, fast ausschließlich reines Frischwasser, welches über einen Zeitraum von 3 Tagen injiziert wurde (Tischner, 2004). Die numerische Modellierung ergab eine Rissdimension von ca. 100 m Höhe und einer lateralen Halblänge von ca. 160 m (Huenges und Winter, 2004). Tests bestätigten einen signifikanten Anstieg der Durchlässigkeit. Allerdings war die Bohrung auch mit dieser gesteigerten Produktivität nur zur Injektion geeignet.

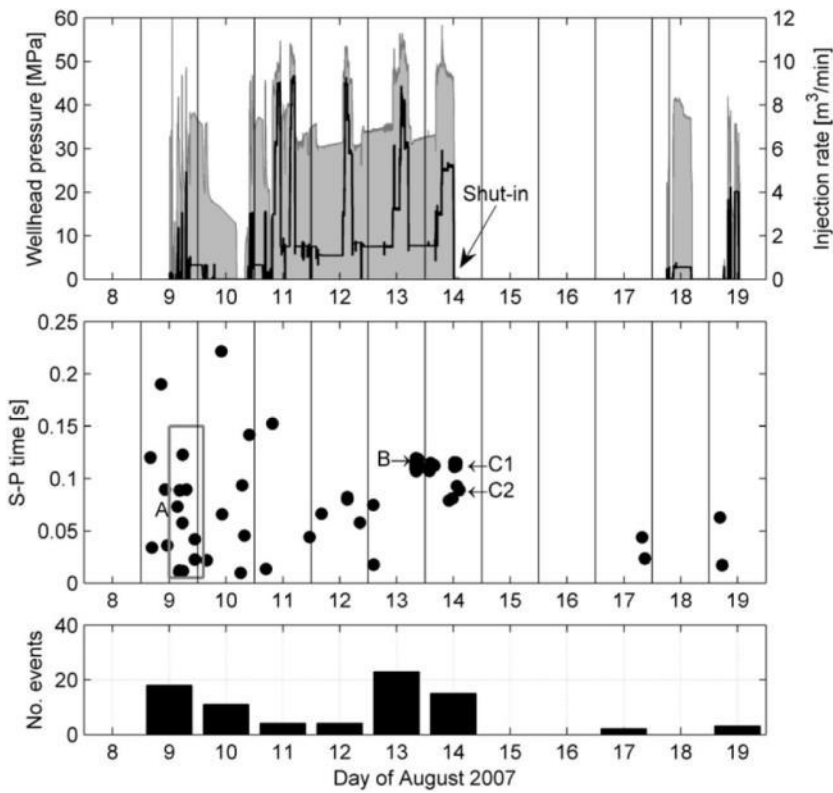
In der Bohrung Gt GrSk 4/05, die als spätere Produktionsbohrung vorgesehen ist, wurden im Jahr 2007 ein Slickwater- und zwei Stützmittelfracs durchgeführt. Bei dem Slickwaterfrac wurde ca. 13.000 m³ Fluid und ca. 24 Tonnen Sand als Stützmittel in die Vulkanitschicht eingepresst (Zimmermann et al., 2010a). Die Modellierung der Rissausbreitung zeigte eine vertikale Ausbreitung des Risses von ca. 90 m und ca. 190 m Halblänge in der lateralen Richtung. Die zwei Stützmittelfracs in den Sandsteinschichten wurden jeweils in

4.204 - 4.209 m und 4.118 - 4.122 gemessener Tiefe (MD) m Tiefe durchgeführt (Zimmermann et al., 2010b; Zimmermann et al., 2011). Es kamen ca. 500 m³ Gel sowie 95 t Stützmittel für den ersten Frac (4.204 - 4.209 m MD) und ca. 500 m³ Gel mit 113 t Stützmittel für den zweiten Frac (4.118 - 4.122 m MD) zum Einsatz (Zimmermann et al., 2011). Die Modellierung der ersten Frac-Operation zeigte eine Rissausbreitung mit einer Höhe von 115 m und einer Halblänge von 57 m (Zimmermann et al., 2010b).

Um die durch die hydraulische Gesteinsbehandlung in der ersten Bohrung (E GrSk 3/90) erzeugten Risse zu verfolgen, wurde eine seismische Überwachung mit insgesamt 35 Messgeräten (Geophone und Seismometer) durchgeführt, die entweder an der Oberfläche oder im Bohrloch (bis max. 100 m Tiefe) installiert wurden. Der Überwachungszeitraum belief sich von sieben Tagen vor der Injektion bis fünf Tage nach Injektionsstopp (Huenges und Winter, 2004). Einige der detektierten Ereignisse konnten lokalisiert werden, allerdings konnte kein Ereignis dem Reservoirbereich zugeordnet werden.

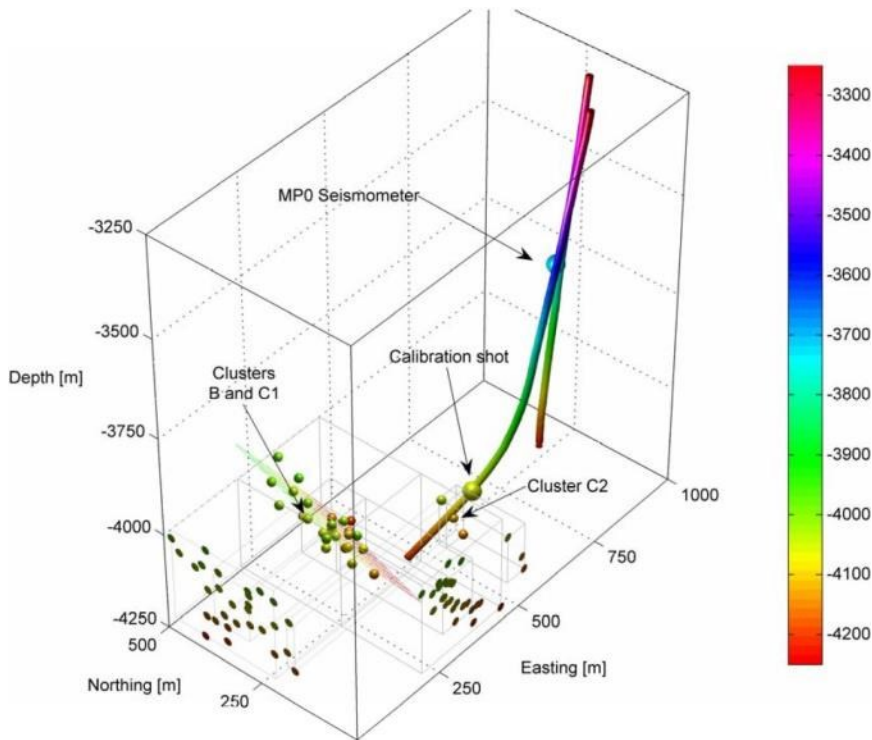
Für die seismische Überwachung der in der Bohrung Gt GrSk 4/05 durchgeführten Maßnahmen standen 7 Seismometer zur Verfügung, eines davon wurde in E GrSk 3/90 in einer Tiefe von 3.800 m platziert, wodurch es nur ca. 500 m von der Injektionsstelle entfernt war (Kwiatek et al., 2010). Insgesamt wurden durch das Bohrloch-Seismometer ca. 80 Ereignisse registriert. Die Momentmagnitude aller Mikrobeben lag zwischen -1,8 und -1,0. Die Ereignisse waren so schwach, dass die oberflächennahen Seismometer keine Signale detektieren konnten. Abbildung 4.16 zeigt die Ereignisrate im Vergleich zur Injektionsrate bzw. zum Kopfdruck. Zu Beginn der Injektion wurde eine relativ große Anzahl von induzierten Ereignissen (ca. 20) detektiert. Danach verringerte sich die Ereignisrate trotz der Erhöhung von Injektionsrate bzw. -volumen. Zwei Stunden nach der Reduzierung der Injektionsrate von 83 l/s auf weniger als 17 l/s zeigte die Ereignisrate einen erneuten Anstieg. Nach dem Shut-in wurde nur eine geringe Anzahl von Beben registriert. Die seismische Wolke ist in Abbildung 4.17 dargestellt.

Abbildung 4.16: Induzierte Seismizität im Vergleich zu Injektionsrate und Bohrkopfdruck während des Slickwaterfracs in der Bohrung Gt GrSk 4/05 im Jahr 2007. Oben: Druck am Bohrkopf (graue Linie), Injektionsrate (schwarze Linie). Mitte: Zeitdifferenz zwischen dem Eintreffen der P-Welle und der S-Welle für die am Bohrlochseismometer detektierten Ereignisse. Unten: Ereignisrate.



(Kwiatek et al., 2010)

Abbildung 4.17: Lokalisierte seismische Ereignisse während des Slickwaterfracs in der Bohrung Gt GrSk 4/05. Die Registrierung erfolgte über ein Bohrlochseismometer in der Bohrung E GrSk 3/90 (MPO Seismometer). Es wurden 29 Ereignisse lokalisiert. Die Farbskala bezieht sich auf die Tiefe.



(Kwiatek et al., 2010)

4.2.2.3 Hydraulische Stimulationen im Norddeutschen Becken im Vergleich

Hydraulische Stimulationen im Zusammenhang mit der Geothermie wurden im Norddeutschen Becken in den letzten 25 Jahren ausschließlich in den Bohrungen in Groß Schönebeck sowie in den GeneSys-Bohrungen Horstberg und Hannover durchgeführt. Die Zielformationen für die hydraulischen Gesteinsbehandlungen lagen unterhalb von 3.500 m Tiefe und damit tiefer als die in den bestehenden geothermischen Anlagen des Norddeutschen Beckens (Tabelle 4.4). Negative Auswirkungen auf Boden und Grundwasser (Kontaminationen) im Zusammenhang mit den hydraulischen Stimulationen im Norddeutschen Becken sind nicht bekannt.

Die Wasserfracs in Groß Schönebeck zielten vorrangig auf die unteren Bereiche der Bohrung und speziell auf die Vulkanite unterhalb von ca. 4.200 m Tiefe. Der Zugang zur Formation erfolgte hier über unverrohrte oder mit Schlitzliner verrohrte Abschnitte. Ein Behandlungsstrang wurde nur für den Wasserfrac im Jahr 2007 eingebaut. Für die Stützmittelfracs in Groß Schönebeck wurde immer ein zusätzlicher Behandlungsstrang eingebaut. Die Separation der Behandlungsintervalle nach oben erfolgte durch einen „Bridge Plug“ oder einen Packer, während nach unten durch Aufsanden das Intervall begrenzt wurde.

In den GeneSys-Bohrungen Horstberg und in Hannover wurde der Zugang zum Gestein immer über relativ kurze Perforationsstrecken hergestellt. Eine Begrenzung des Behandlungsintervalls durch Packer oder Bridge Plugs war nicht notwendig. Die hydraulischen Stimulationen in den GeneSys-Bohrungen erfolgten hier über den vollen Querschnitt der Verrohrungen, d. h. ohne zusätzlichen Behandlungsstrang. Es waren mit jeweils 20.000 m³ Injektionsvolumen die volumetrisch größten hydraulischen Gesteinsbehandlungen im Norddeutschen Becken.

Die Wasserversorgung für die Wasserfracs erfolgte aus Beregnungsbrunnen (Horstberg), aus dem Mittel-landkanal (Hannover) oder dafür abgeteufte Grundwasserbrunnen (Groß Schönebeck). Im Unterschied zu einigen Wasserfracs im Oberrheingraben wurde im Norddeutschen Becken ausschließlich Frischwasser (kein Formationswasser, auch nicht anteilig) injiziert.

Die Stimulation der Vulkanite in Groß Schönebeck im Jahr 2007 stellt einen Sonderfall dar, da hier mit dem Wasser in einzelnen Pulsen auch Stützmittel verpumpt wurden (Zimmermann et al., 2011). Zusätzlich wurden ein Reibungsminderer und Essigsäure zugegeben. Hinsichtlich der technischen Durchführung stellt diese als Slickwaterfrac bezeichnete Behandlung eine Zwischenform zwischen einem Wasserfrac und Stützmittelfrac dar. Bei dieser Stimulation wurde im Vergleich zu den anderen Behandlungen mit 150 l/s die größte Fließrate eingesetzt.

Tabelle 4.4: Übersicht über die hydraulischen Stimulationen für die tiefe Geothermie im Norddeutschen Becken seit 1990. Die Art der hydraulischen Stimulation ist in Spalte 4 angegeben (W: Wasserfrac, St: Stützmittelfrac, Sl: Slickwaterfrac). Zusammen mit der Tiefe (Tiefenintervall) sind die Art des Zugangs zum Gestein und die Separation des Intervalls angegeben (Perf: Perforation; OH: open hole, Packer: Separation durch Packer/bridge plug). Der angegebene Maximaldruck bezieht sich auf den Kopfdruck, während Δp eine Abschätzung für den wirksamen Überdruck gegenüber dem ungestörten Porenwasserdruck in Reservoirtiefe liefert.

Standort (Bohrung)	Jahr	Tiefe (TVD, m), Zugang	Typ	Formation	Volumen (m ³)	Max. Rate (l/s)	Max. Druck (bar)	Δp (bar)	Stützmittel	Bemerkung	Quelle
Groß Schöneb. (GrSk 3/90)	2002	4.130 - 4.190 (OH+ Packer)	St	Rotliegend-Sandst.	170 (Gel)	41	540	140	4 t	Datafrac mit einbezogen	Legarth et al., 2003; Lenz und Hoffmann, 2003
Groß Schöneb. (GrSk 3/90)	2002	4.080 - 4.120 (OH+ Packer)	St	Rotliegend-Sandst.	165 (Gel)	33	500	160	8 t	Datafrac mit einbezogen	Lenz und Hoffmann, 2003; Tischner et al., 2003
Groß Schöneb. (GrSk 3/90)	2003	3.900 - 4.300 (OH)	W	Rotliegend (Ton, Sandst.+ Vulkanit)	4.300 (Wasser)	24	230	140 ³	-		Tischner, 2004
Groß Schöneb. (GrSk 3/90)	2003	4.100 - 4.300 (OH)	W	Rotliegend (Sandst.+ Vulkanit)	7.300 (Wasser)	40	240	140	-		Tischner, 2004
Groß Schöneb. (GrSk 4/05)	2007	4.235 - 4.260 (Schlitzliner)	Sl	Rotliegend-Vulkanit	13.000 (Wasser)	150	590		24 t	Stützmittelpulse mit Wasser injiziert	Zimmermann et al., 2010a

³ Der Druck ist hier stark von hydraulischen Blockaden in der Abflusszone beeinflusst. Die Druckdifferenz Δp wird deshalb für relativ kleine Fließraten abgeleitet, bei denen der Skin kaum wirksam ist.

Fortsetzung Tabelle 4.4

Standort (Bohrung)	Jahr	Tiefe (TVD, m), Zugang	Typ	Formation	Volumen (m ³)	Max. Rate (l/s)	Max. Druck (bar)	Δp (bar)	Stützmittel	Bemerkung	Quelle
Groß Schöneb. (GrSk 4/05)	2007	4.075 (4m-Perf.)	St	Rotliegend-Sandst.	500 (Gel)	58	495		113 t		Zimmermann et al., 2011
Groß Schöneb. (GrSk 4/05)	2007	4.135 (4m-Perf.)	St	Rotliegend-Sandst.	500 (Gel)	66	380		95 t		Zimmermann et al., 2011; Zimmermann, 2014
Hannover (GeneSys)	2011	3.660 (6m-Perf.)	W	Buntsandst. Volpriehausen	20.000 (Wasser)	90	460	100	-	Statischer Überdruck	Tischner et al., 2013
Horstberg (GeneSys)	2003	3.770 (4m-Perf.)	W	Buntsandst.-Detfurth	20.000 (Wasser)	50	330	110	-	Statischer Überdruck	Jung et al., 2005
Horstberg (GeneSys)	2003	3.905 (6m-Perf.)	W	Buntsandst.-Volpriehausen	600 (Wasser)	7	470		-		Jung et al. 2006

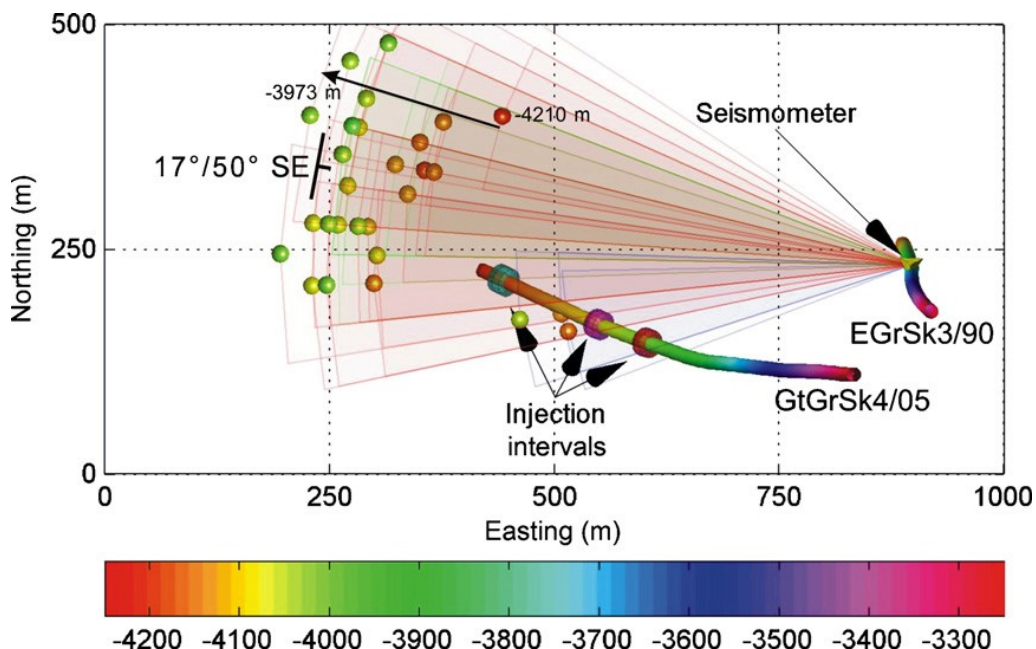
Der Überdruck, der gegenüber dem ungestörten Formationswasserdruck für die Fracking-Maßnahmen aufgebracht werden musste, liegt bei den drei Standorten im Bereich von 100 - 160 bar. Die zum Teil starke Diskrepanz zwischen den gemessenen Kopfdrücken und dem Überdruck, der im Reservoir wirkt, resultiert aus den Reibungsdruckverlusten in Verrohrung/Behandlungsstrang und im Falle von Horstberg/Hannover aus dem hohen statischen Überdruck im Reservoir. Der im Reservoir wirksame Überdruck für die Stimulationen ist nicht signifikant höher als im Oberrheingraben.

Ein seismisches Monitoring der Rissausbreitung wurde bei den volumetrisch großen Stimulationen in den Bohrungen Horstberg, Hannover und Groß Schönebeck durchgeführt. Seismische Netzwerke an der Oberfläche bzw. in geringer Tiefe (100 - 200 m) lieferten an den drei Standorten jedoch keine oder keine eindeutig interpretierbaren Ergebnisse.

Nur bei der Stimulation der Vulkanite (Slickwaterfrac) in Groß Schönebeck im Jahr 2007 gelang es, seismische Ereignisse zu registrieren und zu lokalisieren (Zimmermann et al., 2010a). Hier stand im Unterschied zu den anderen Stimulationen die vorher abgeteufte Bohrung GrSk 3/90 für das Monitoring zur Verfügung. So wurden ca. 80 Ereignisse mit einer maximalen Momentmagnitude von -1.0 registriert, von denen 29 Ereignisse lokalisiert werden konnten (Abbildung 4.18).

Die seismischen Ereignisse wurden in einem Tiefenbereich zwischen ca. 4.200 m und 3.900 m Tiefe registriert, d. h. bis ca. 300 m oberhalb der Abflusszone in der Bohrung (4.235 - 4.260 m).

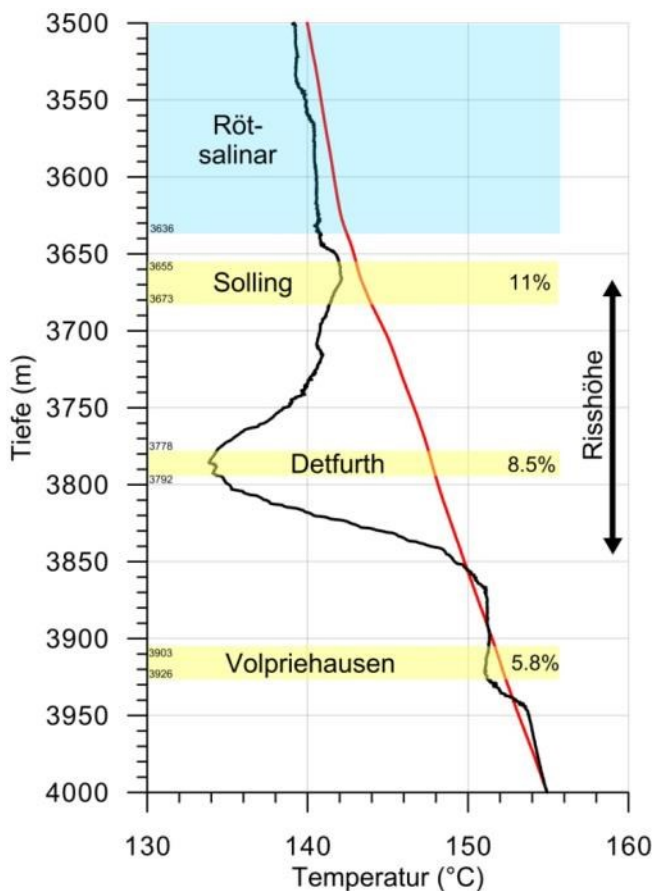
Abbildung 4.18: Induzierte seismische Ereignisse in Groß Schönebeck während der hydraulischen Stimulation der Vulkanite im Jahr 2007. Die Ereignisse wurden mit einem Bohrlochseismometer in 3.800 m Tiefe der Beobachtungsbohrung (GrSk3/90) registriert. Stimuliert wurde die Bohrung Gt GrSk 4/05 ausgehend von dem tiefsten eingezeichnetem Intervall (Vulkanite). Die Farbe der seismischen Ereignisse charakterisiert die Tiefenlage. Der fächerförmige graue Bereich kennzeichnet die Richtung und Unsicherheit der maximalen horizontalen Hauptspannung (näherungsweise N-S-Richtung).



Bei der Stimulation (Wasserfrac) der Bohrung Horstberg mit ca. 20.000 m³ Wasser konnte aus den Temperaturmessungen vor und nach der Frac-Operation auf die vertikale Risslänge geschlossen werden (Abbildung 4.19). Da die Bohrung im Buntsandstein nur geringfügig geneigt ist (ca. 10°), entwickelt sich ein zunehmender vertikaler Riss näherungsweise entlang der Bohrlachse; die vertikale Risslänge kann aus dem ausgekühlten Bereich abgeleitet werden. Die Temperaturmessungen zeigen hier, dass sich der Riss ausgehend

von dem perforierten Bereich im Detfurth-Sandstein etwa 120 m nach oben und 60 m nach unten ausgebreitet hat. Die Sandsteine des Solling wirken für die Rissausbreitung als obere Barriere, da infolge der höheren Durchlässigkeit der Solling-Sandsteine die Wasserverluste in die Gesteinsmatrix ein weiteres Risswachstum verhindern. Die untere Begrenzung des Risswachstums ist vermutlich durch die zunehmende Gebirgsspannung bedingt.

Abbildung 4.19: Temperaturprofile, die in der Bohrung Horstberg im Gleichgewichtszustand vor der hydraulischen Stimulation (rot) und ca. 8 Monate nach der hydraulischen Stimulation im Jahr 2003 gemessen wurden (schwarz). Es wurden ca. 20.000 m³ Frischwasser über die 4 m lange Perforationsstrecke im Detfurth-Sandstein in Messtiefe 3.787 - 3.791 m (3.770 - 3.774 m TVD) injiziert. Gekennzeichnet sind zusätzlich die wichtigsten Sandsteinschichten der Solling, Detfurth- und Volpriehausenfolge mit der zugehörigen Porosität sowie das Röt-salinar.



In der GeneSys-Bohrung in Hannover zeigen Temperaturmessungen vor und nach der Stimulation im Jahr 2011 einen ausgekühlten Bereich von lediglich 60 m vertikale Höhe an. Da diese Bohrung aber stärker geneigt ist (ca. 30° Neigung gegenüber der Vertikalen) „entfernt“ sich ein Riss bei der vertikalen Ausbreitung weiter von der Bohrlochachse, daher spiegelt das Temperaturprofil nur eine untere Abschätzung für die vertikale Risshöhe wieder. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass das Risswachstum hier ähnlich begrenzt ist wie in Horstberg, da die geologischen Verhältnisse und die technische Durchführung des Wasserfracs sehr ähnlich waren. Zudem sei auf die mächtigen Salzschiechten des Röt verwiesen, die im oberen Buntsandstein eine hydraulische und mechanische Barriere darstellen.

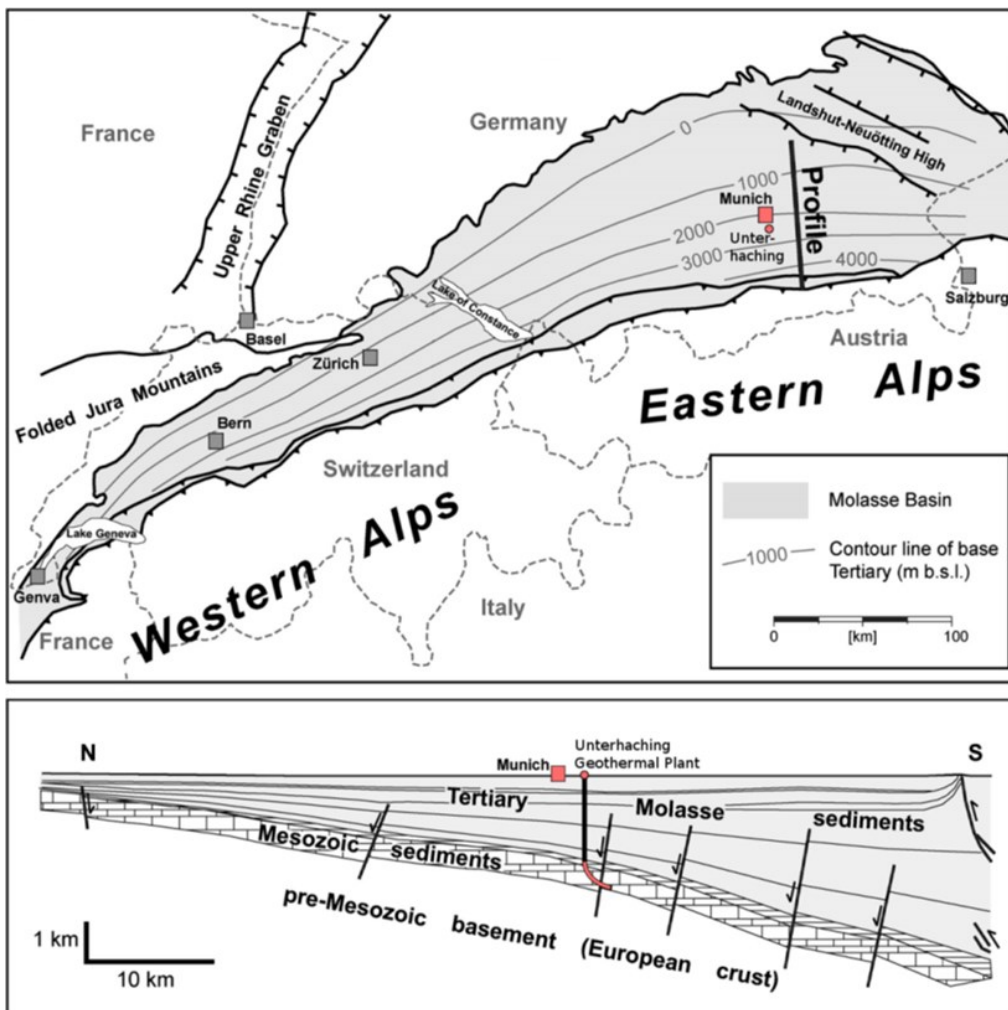
Bei den in Groß Schönebeck durchgeführten Stützmittelfracs wurde ein Fluidvolumen verpresst, das mindestens eine Größenordnung kleiner war als bei den Wasserfracs. Die erzeugten Rissdimensionen und insbesondere die vertikale Risshöhe sind daher deutlich kleiner im Vergleich zu den Rissdimensionen bei den Wasserfracs.

Aufgrund der im Norddeutschen Becken vorliegenden geschichteten Sedimentgesteine und insbesondere der mächtigen Barriergesteine aus Salz und Tongestein (siehe Kap. 2.3.3) ist das vertikale Risswachstum trotz der zum Teil großen Injektionsvolumen, die bei den Wasserfracs eingesetzt wurden, auf wenige Hundert Meter beschränkt und verbleibt damit weit entfernt von oberflächennahen Grundwasserleitern.

4.2.3 Süddeutsches Molassebecken

Als Molassebecken wird eine Vorlandsenke bezeichnet, in der im Tertiär während und nach der alpinen Gebirgsbildung Abtragungsschutt im nördlichen Voralpenland sedimentiert wurde. Das Molassebecken erstreckt sich auf einer Länge von ca. 1.000 km von SW nach NO, im Westen beginnend in Frankreich im Bereich des Genfer Sees über die Schweiz, Deutschland und Österreich nach Osten bis ins Wiener Becken (Abbildung 4.20). Die Nord-Süd-Erstreckung des Molassebeckens variiert. Während sie im Bereich des Genfer Sees in etwa 20 km beträgt, erreicht die Molasse im Bayerischen Voralpenland östlich von München mit fast 130 km ihre größte Breite. Die Sedimentmächtigkeit nimmt im Becken generell von Norden nach Süden zu und erreicht teilweise eine Dicke von bis zu 5 km.

Abbildung 4.20: Oben: Geologische Lage und Darstellung der Molasse. Unten: Tiefenschnitt durch die Molasse in NS-Richtung mit schematischer Darstellung der Bohrung bei Unterhaching im Tiefenschnitt.



(aus Megies und Wassermann, 2014a, modifiziert nach Reinecker et al., 2010)

Die für die Nutzung der Geothermie interessanten Schichten gehören zum „Malm“, einer Abfolge von Kalksteinen und Mergeln, die im Oberjura gebildet und später aufgedeckt, erodiert und verkarstet wurde. Der Malm wird von einer großen Anzahl von Störungszonen durchzogen, bei denen es sich im Wesentlichen um

NNO-SSW bis ONO-WSW streichende, nach Norden einfallende Abschiebungen handelt. Verkarstungen und Störungen führen zu stark durchlässigen, geklüfteten Gesteinspaketen, die im nördlichen Alpenvorland als sehr gut wasserführende Schichten (Aquifer) fungieren. Der Malm des Molassebeckens stellt ein tief gelegenes natürliches Thermalwasser-Reservoir mit hohen Wassertemperaturen und Fließraten dar. Die Wassertemperaturen des Aquifers nehmen nach Süden hin zu und weisen südlich von München Werte von teilweise bis zu 150 °C auf, bei einer Tiefe zwischen 3 und 4 km.

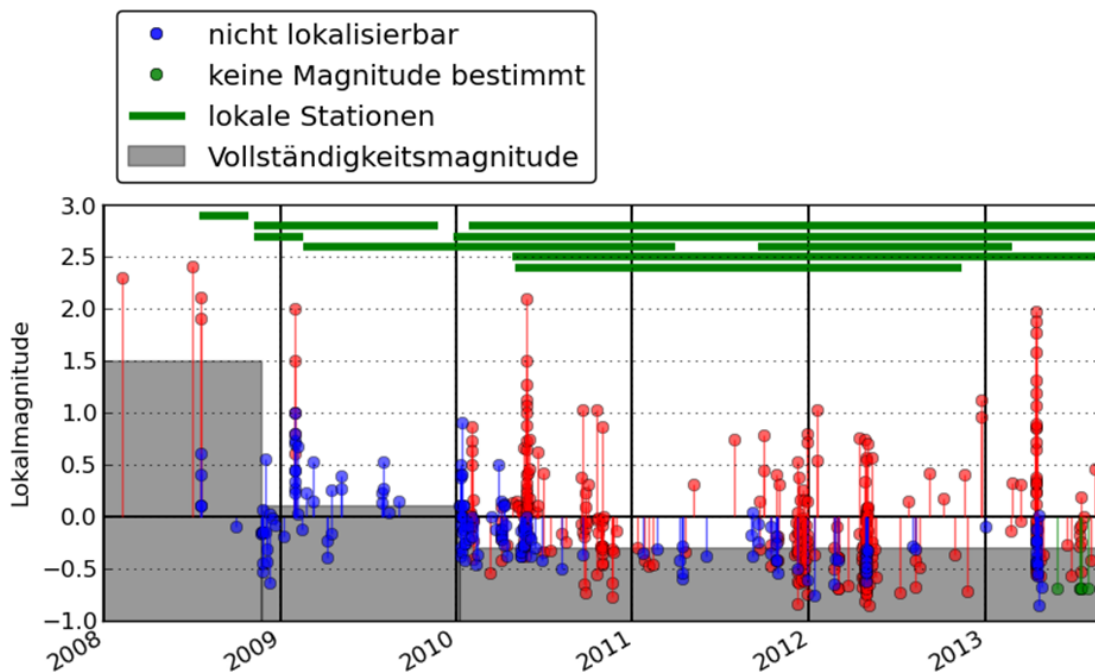
Das Süddeutsche Molassebecken ist kurz- und mittelfristig eines der bedeutendsten Gebiete für die geothermische Energienutzung in Deutschland. In der Region wird seit längerer Zeit geothermische Energie für den Betrieb von Thermalbädern genutzt. Die Fließraten liegen bei den Thermalbädern bei weniger als 20 l/s, die Produktionstemperaturen betragen meist weniger als 60 °C (Pester et al., 2007). Hinzu kamen in den letzten 15 Jahren zahlreiche tiefe Geothermieprojekte in der Bayerischen Molasse, insbesondere im Großraum München (z. B. Unterhaching, Dürnrhaar, Sauerlach, Kirchstockach). Die maximalen Fließraten liegen bei diesen Kraftwerken bei 150 l/s, die Fördertemperatur ist 150 °C (Agemar et al., 2014b). Charakteristisch für die Geothermieprojekte in der Süddeutschen Molasse ist, dass keine hydraulischen Gesteinsbehandlungen zur Verbesserung der Durchlässigkeit benötigt werden. Lediglich chemische Stimulationen werden angewandt, um die Durchlässigkeit in der unmittelbaren Umgebung der Bohrungen zu verbessern und einen hydraulischen Anschluss an durchlässige Störungen oder Klüfte herzustellen. Insofern fällt die Molasse nicht primär in die im Kapitel 4.1 vorgenommene Zusammenstellung von Projekten mit hydraulischen Stimulationsmaßnahmen und deren Folgen.

Wir werden hier dennoch das Geothermieprojekt Unterhaching behandeln, da es in Unterhaching zu seismischer Aktivität gekommen ist, obwohl keine hydraulischen Stimulationen vorgenommen wurden. Die Ereignisse bei Unterhaching fanden in der Betriebsphase des dortigen Geothermiekraftwerks statt. Dieses Kraftwerk, das sowohl Wärme als auch Strom erzeugt, ging im Jahr 2007 in Betrieb. Die Fließrate an der Förderbohrung beträgt 150 l/s, bei einer Wassertemperatur von 122 °C. Zur Nutzung des Thermalwassers wurde in den Jahren 2004 bis 2007 eine Dublettenbohrung abgeteuft, die Produktionsbohrung mit einer Tiefe von 3.580 m und die Injektionsbohrung mit einer Tiefe von 3.350 m (Geothermie Unterhaching, 2015).

Die Süddeutsche Molasse und insbesondere auch die Region um München werden als nahezu aseismisch eingestuft. Umso erstaunter war man über das Auftreten eines Erdbebens der Magnitude 2,3 am 10. Februar 2008 im Großraum München, das allerdings nur von einigen wenigen Bewohnern gespürt wurde. Das Ereignis wurde vom Erdbebendienst Bayern mit einem Epizentrum nahe der Geothermieanlage Unterhaching lokalisiert. Im Juli des gleichen Jahres ereigneten sich drei weitere Ereignisse mit Magnituden zwischen 1,9 und 2,4 (Megies und Wassermann, 2014a).

Als Folge der Ereignisse wurde im Frühjahr 2010 ein Stationsnetz, bestehend aus 5 Stationen im Abstand von 2 - 8 km um die Reinjektionsbohrung installiert (Megies und Wassermann, 2014a). Die zeitliche Verteilung der seismischen Ereignisse von 2008 bis Mitte 2013 im Bereich Unterhaching (Megies und Wassermann, 2014b) ist in Abbildung 4.21 wiedergegeben. Mit der Installation des Stationsnetzes im Frühjahr 2013 konnte die Detektionsschwelle auf -0,3 heruntersetzt werden. Die absoluten Lokalisierungen der Ereignisse, die sich unter anderem auf ein detailliertes Geschwindigkeitsmodell aus einer lokalen 3D-Seismik stützen (Lüschen et al., 2011), zeigen eine deutliche räumliche Anhäufung der Epizentren um den offenen Bereich der Bohrung. Allerdings befinden sich die Herdtiefen ungefähr 1,4 - 1,9 km unter dem Bohrlochtiefsten in einem Tiefenintervall von 400 - 500 m (Abbildung 4.22). Die Hypozentren liegen demnach im obersten Kristallin unweit der Hauptverwerfung, die sich in der 3D-Seismik abzeichnet und den offenen Bereich der Bohrung durchdringt und 100 - 200 m ins Grundgebirge zu verfolgen ist.

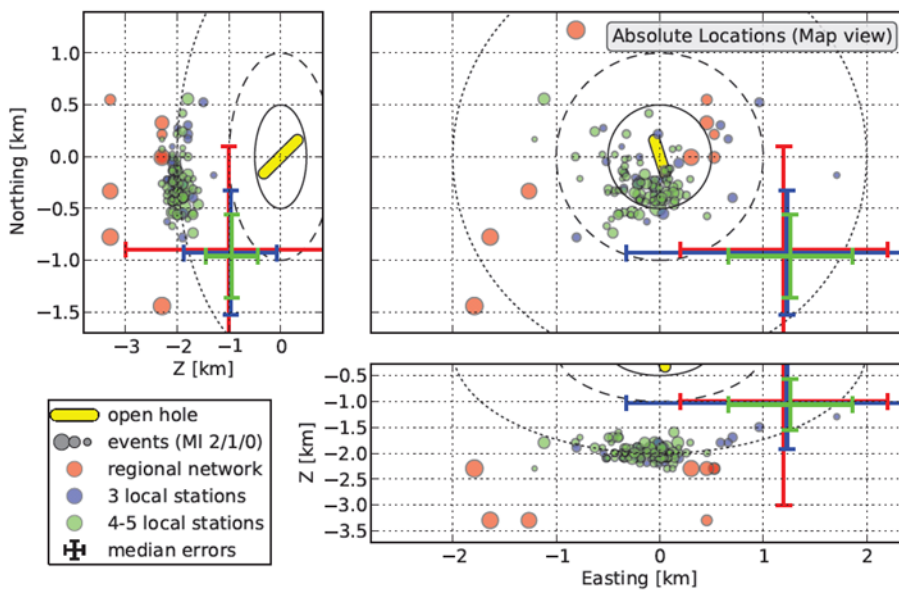
Abbildung 4.21: Zeitliche Verteilung der Seismizität um Unterhaching in der Zeit von 2008 bis Mitte 2013. Für die rot gekennzeichneten Ereignisse konnte eine Lokalisierung durchgeführt und die Magnitude bestimmt werden.



(Megies und Wassermann, 2014b)

Aufgrund der räumlichen und zeitlichen Verteilung der seismischen Ereignisse sowie auch der Geometrie der Herdmechanismen gehen Megies und Wassermann (2014a) davon aus, dass die Seismizität Ausdruck wiederholten Scherversagens auf der im Gebiet liegenden Hauptverwerfung ist. Die Verwerfung ist bei dem heutzutage anliegenden Spannungsfeld für eine Reaktivierung günstig orientiert und ist mit hoher Wahrscheinlichkeit schon kritisch vorgespannt. Die räumlich dicht gehäuften Epizentren deuten auf einen eher stationären Bruchbereich im nahen Umfeld der Bohrung hin.

Abbildung 4.22: Absolute Lokalisierung der seismischen Ereignisse um Unterhaching. Die unterschiedlichen Farben kennzeichnen die Lokalisierungen, basierend auf unterschiedlichen Stationsnetzen.



(Megies und Wassermann, 2014a)

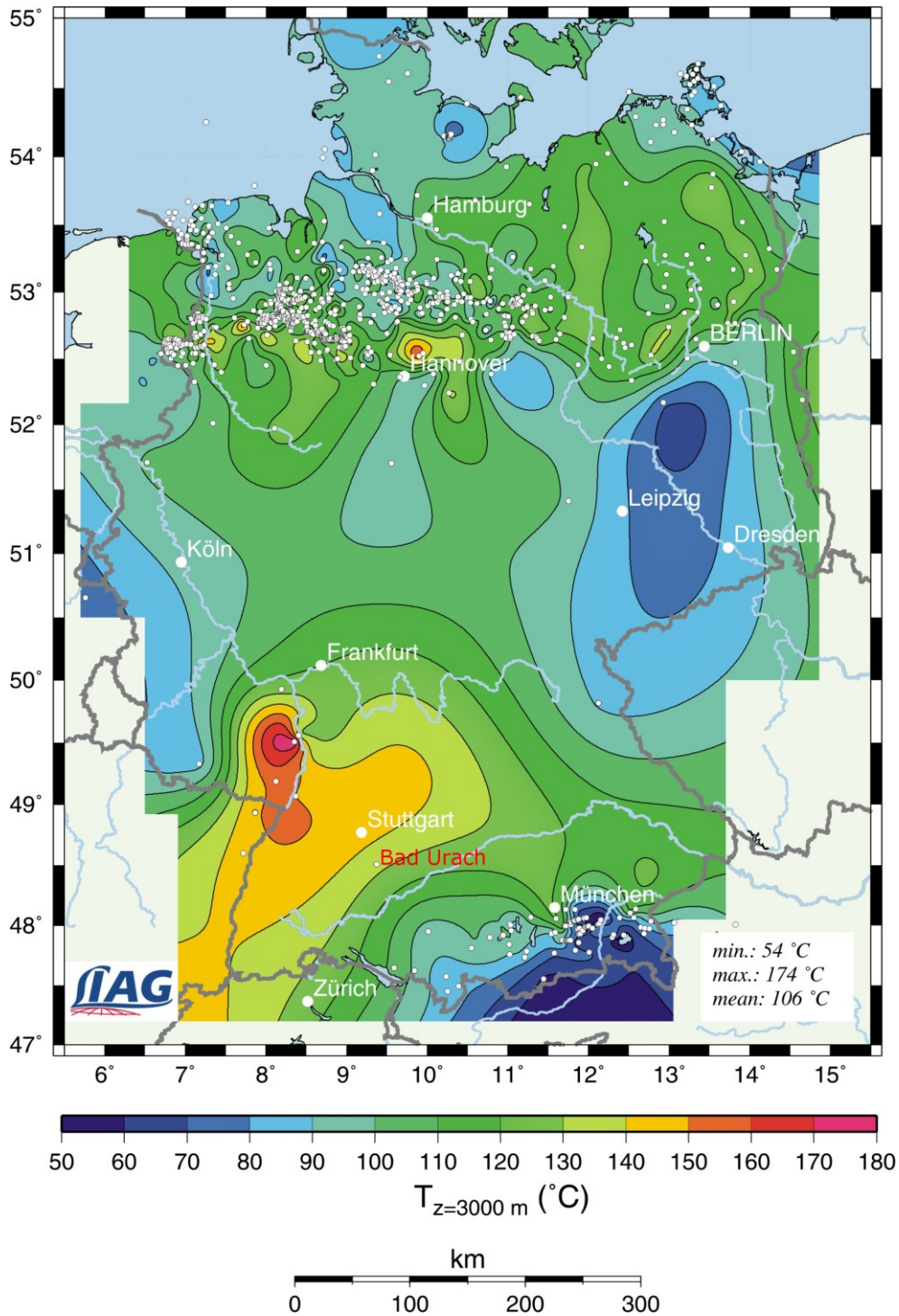
4.2.4 Kristallingebiete

a) Bad Urach

Der Geothermiestandort Bad Urach in der Schwäbischen Alb begann in den siebziger Jahren als Forschungsbohrung zur Erkundung der geothermalen Anomalie unter Südwestdeutschland (Abbildung 4.23). Eine Bohrung in das kristalline Grundgebirge wurde abgeteuft, die in den folgenden Jahren mehrmals vertieft wurde und zuletzt eine Länge von ca. 4.440 m erreichte (Abbildung 4.24).

Im Rahmen des europaweiten Forschungsprojekts zur Erforschung von Hot Dry Rock-Reservoirs wurden im Bohrloch Urach 3 mehrere Methoden zur hydraulischen Gesteinsbehandlung erprobt. Zunächst wurde ab 1979 versucht, ein Einbohrloch-Zirkulationssystem zu etablieren; nachdem die anvisierten Durchlässigkeiten jedoch nicht erreicht werden konnten, ruhte das Projekt zunächst. Mitte der achtziger Jahre sollte als neues Konzept ein Fließsystem zwischen Urach 3 und einem weiteren Bohrloch etabliert werden.

Abbildung 4.23: Karte der Temperaturverteilung in 3.000 m Tiefe. In rot der Standort der Geothermieanlage Bad Urach. Weiße Kreise mit schwarzer Umrandung markieren Bohrungen.

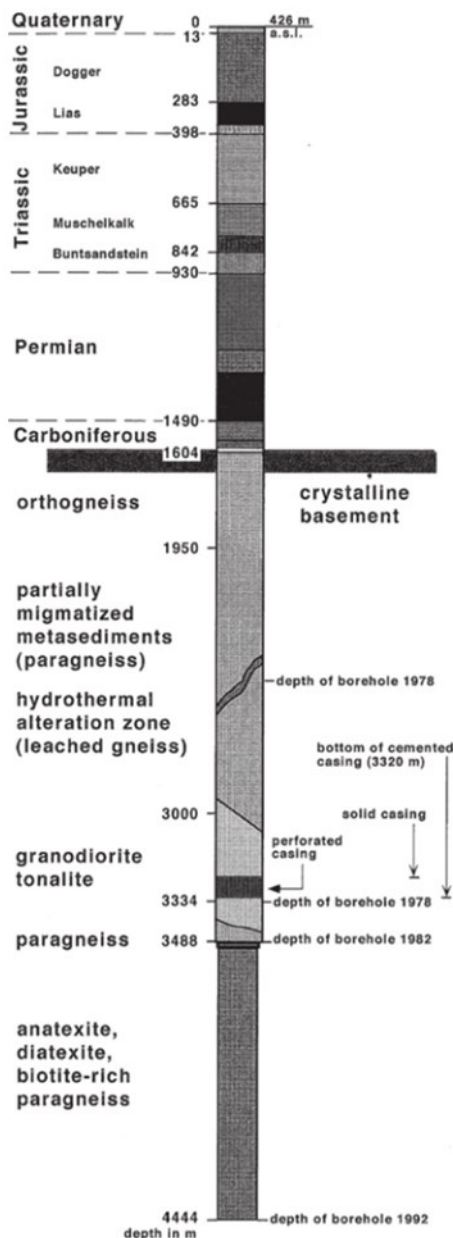


(verändert nach Agemar et al., 2012)

1994 wurde Urach 3 im Rahmen des European EGS (Enhanced Geothermal System)-Projektes zum Testen geophysikalischer Verfahren und Instrumente genutzt, die in Soultz-sous-Forêts (Frankreich), dem Hauptstandort des Projektes, eingesetzt werden sollten.

Im Dezember 2001 wurde die Förderung durch das Zukunfts-Investitions-Programm (ZIP) der Bundesrepublik Deutschland beschlossen, mit der Zielsetzung, in Bad Urach ein Geothermiekraftwerk zu errichten. Zu

Abbildung 4.24: Geologisches Profil der Bohrung Urach 3. Alle Tiefenangaben in m. Das kristalline Grundgebirge beginnt bei 1.604 m.



(Stober, 2011; With kind permission of Springer Science+Business Media)

Infolge dieses Risikos wurden alle weiteren Arbeiten zur Einrichtung des EGS eingestellt.

Eine 2009 veröffentlichte Machbarkeitsstudie, die von der Stadt Bad Urach in Auftrag gegeben worden war, kam zu dem Ergebnis, dass aufgrund der Mehrkosten beim Bohren und den nach wie vor relativ geringen Durchlässigkeiten sowie einer fehlenden Abnehmerstruktur eine wirtschaftliche Inbetriebnahme des Geothermiekraftwerks nicht möglich sei (Cammerer und Michel, 2009). Daraufhin wurde das Projekt endgültig eingestellt.

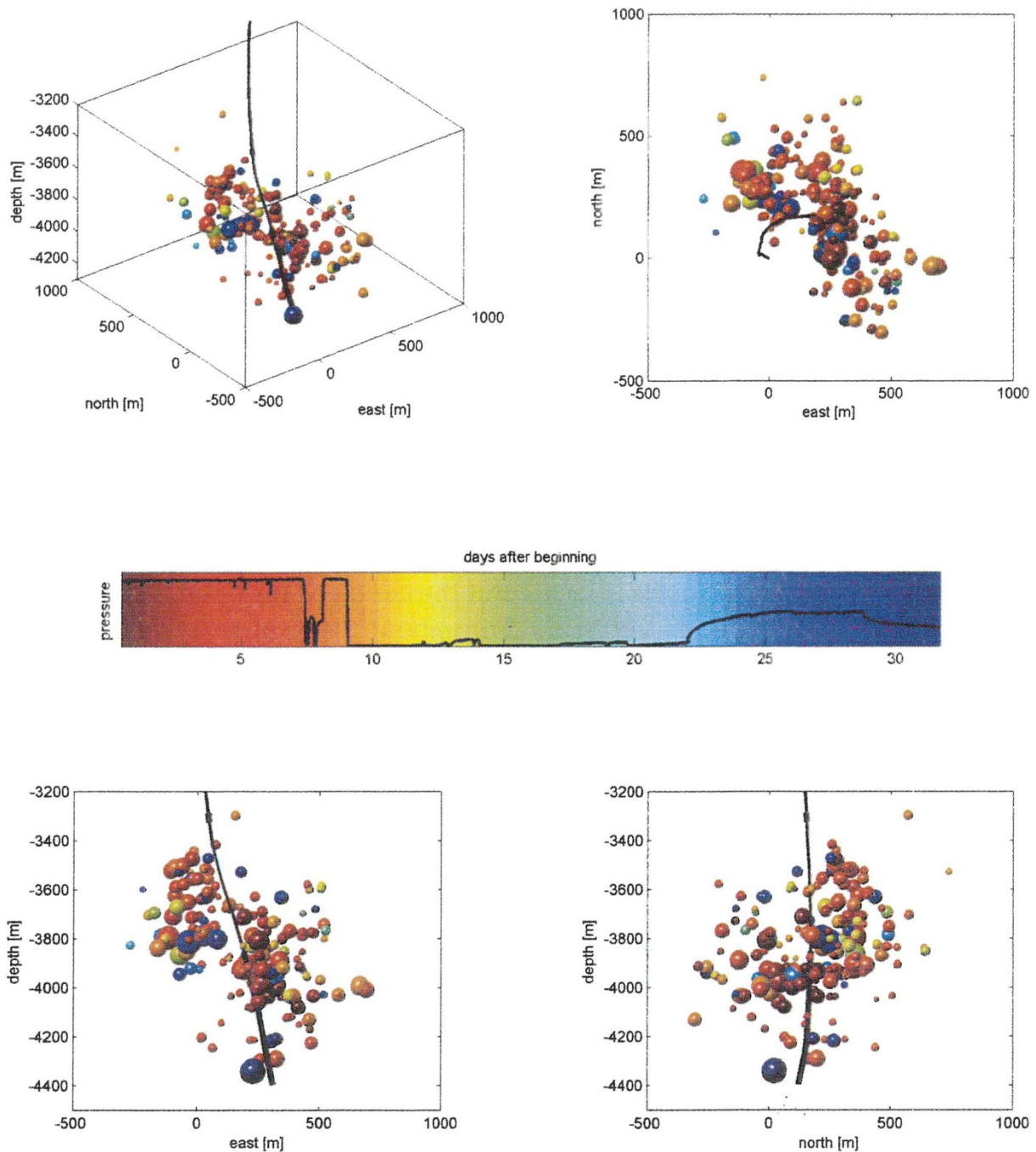
diesem Zweck wurde im August 2002 eine hydraulische Gesteinsbehandlung im Bohrloch Urach 3 durchgeführt. Über 7 Tage hinweg wurde Frischwasser mit einem Gesamtvolumen von 5.600 m³ injiziert, zum Teil kam hierbei eine gesättigte Salzlösung zum Einsatz. Durch kontinuierliche Anpassung der Injektionsrate wurde der Druck im Bohrloch konstant bei 340 bar gehalten. Die gesamte Maßnahme wurde von einem seismischen Monitoring begleitet. Durch Beobachten der Ausbreitung der mikroseismischen Aktivität konnte so das behandelte Volumen abgeschätzt werden. In der horizontalen Richtung breitet sich die Seismizität über einen Bereich von 1.000 m mal 500 m aus, in der vertikalen liegt sie bei etwa 1.000 m (Abbildung 4.25). Insgesamt wurden 420 Mikroerdbeben registriert, von denen 290 lokalisiert werden konnten. Die Magnituden lagen zwischen -0,7 und 1,8 (Tenzer et al., 2002).

Über die Beurteilung der Wirksamkeit dieser Behandlung gibt es in der Literatur unterschiedliche Angaben. Ein im Herbst 2002 durchgeführter Injektionstest bestätigt nach Tenzer et al. (2004) eine deutliche Steigerung der Durchlässigkeit im behandelten Volumen. Die Autoren gelangen zu der Auffassung, dass die Effekte der Behandlung von dauerhafter Natur seien. Hingegen berichtet Stober (2011), dass bei diesem Injektionstest ein Rückgang der Durchlässigkeit auf einen Wert vor der hydraulischen Stimulation von 2002 festgestellt wurde und vermutet als Ursache die Schließung der durch die Stimulation erweiterten Klüfte nach der Injektionsmaßnahme. Als einen Hinweis auf dieses Phänomen wird auf die kleinen Magnituden der induzierten Seismizität verwiesen. Diese sprächen für eine schwache Scherspannung entlang der Klüftflächen, so dass diese während der Behandlung kaum lateralen Versatz erfahren und folglich keine Selbststützungseffekte nach Abschluss der Behandlung auftreten.

Eine Langzeitinjektion im Sommer 2003 vergrößerte das behandelte Volumen noch einmal. Aus den gewonnenen seismischen Daten wurde ein Modell erstellt, das die Dimension und Geometrie des behandelten Reservoirs darstellt; anhand des Modells wurde die Lokation für die Bohrung Urach 4 bestimmt. Zwischen den Bohrungen Urach 3 und Urach 4 sollte das Zirkulationssystem zum Betrieb des Kraftwerks entstehen.

Während der Bohrarbeiten für die Bohrung Urach 4 stieß man in einer Tiefe von 2.800 m jedoch auf eine Störungszone, die erhebliche Probleme mit sich brachte. Dies führte zu einer Kostensteigerung, deren Ausmaß nicht eindeutig abgeschätzt werden konnte.

Abbildung 4.25: Induzierte Seismizität während der hydraulischen Stimulation 2002. Die durchgehende schwarze Linie stellt den Verlauf des Bohrlochs dar, die Größe der Kugeln entspricht dem seismischen Moment des Bebens, die farbliche Kodierung korrespondiert mit der Zeit.



(Tenzer et al., 2004)

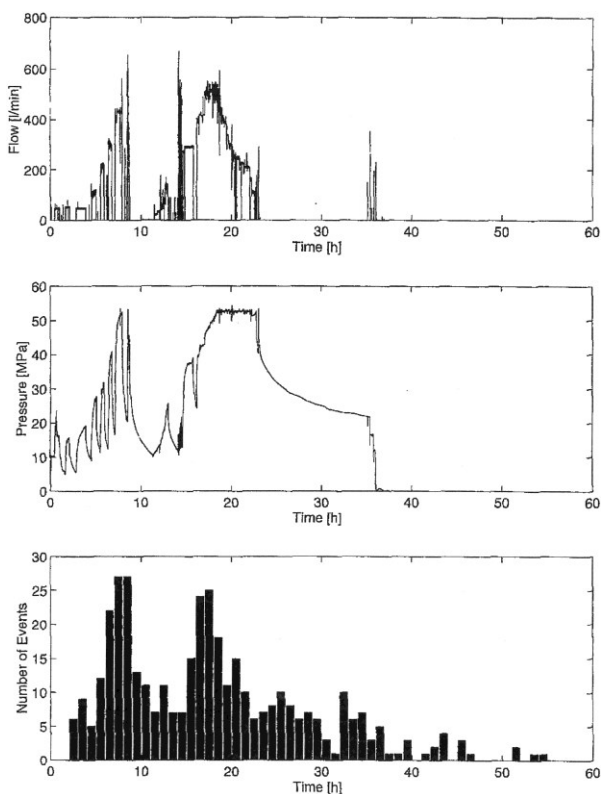
b) Windischeschenbach – KTB

Die Kontinentale Tiefbohrung (KTB) liegt nahe Windischeschenbach in der Oberpfalz. Sie ist mit 9.101 m Tiefe die tiefste Bohrung in Zentraleuropa. Das Bohrloch ist bis 9.031 m verrohrt, lediglich die letzten 70 m sind offen. Die Oberpfalz liegt am westlichen Rand des Böhmisches Massivs und umfasst tektono-morphologische Einheiten des Variszischen Falteingürtels: Saxothuringikum, Moldanubikum und Tepla-Barrandium. Diese anstehenden Einheiten werden durch das NW-SO streichende Fränkische Lineament (FL) von einer bis 3.000 m mächtigen Sedimentüberdeckung getrennt. Das FL reicht dabei mit seinen Verzweigungen als

steilstehende Verwerfung bis in 10 km Tiefe. Die Lokation der KTB knapp 4 km östlich des FL auf einem Block aus Ortho- und Paragneisen (Falkenberggranit) wurde so gewählt, dass die Störungszonen und Folgen von Gneisen und Amphiboliten durchbohrt wurden (Emmermann und Lauterjung, 1997; Harjes et al., 1997).

Bereits während der Bohrphase wurde im Jahr 1992 ein Wasserfrac-Experiment in 6020 m Tiefe mit dem Ziel durchgeführt, den Spannungszustand in der oberen kontinentalen Kruste zu bestimmen (Engeser et al., 1993). Hierbei wurden über 14,5 Stunden mit Raten von maximal 150 l/min insgesamt weniger als 50 m³ einer Solewasserlösung (Dichte $\rho=1,04 \text{ g/cm}^3$) in den zu dieser Zeit offenen Bereich des Bohrlochs injiziert; seismische Ereignisse wurden mit den damals vorhandenen Oberflächenseismometern nicht registriert. Um nun den spröde-duktilen Übergang im Kristallin zu untersuchen, wurde nach dem Abschluss der Bohrarbeiten bei 9.101 m Tiefe und einer Temperatur von etwa 270 °C im Jahr 1994 eine weitere (massive) hydraulische Gesteinsbehandlung mit knapp 200 m³ KBr/KCl-Solwasser (Dichte $\rho=1,4 \text{ g/cm}^3$) durchgeführt. Dabei sollte auch eine detaillierte Untersuchung der Mikroseismizität hinsichtlich ihrer Quellparameter helfen. Hierzu wurde ein Oberflächennetzwerk aus 73 kurzperiodischen Seismometern auf konzentrischen Ringen von 1,5 und 10 km um das Bohrloch temporär installiert. Darüber hinaus wurde ein 28-Hz Geophon in der Vorbohrung in 3.990 m Tiefe, etwa 200 m westlich der Hauptbohrung installiert. Abbildung 4.26 fasst Fließraten, Druck und induzierte Seismizität über das 60-stündige Experiment zusammen. Im Wesentlichen bestand es aus drei Phasen: 24 Stunden Injektion, 12 Stunden mit im Bohrloch erhaltenem Druck und weiteren 24 Stunden, in denen die Mikroseismizität nach dem Beginn der Entlastung beobachtet wurde. Das Solwasser wurde im etwa 70 m langen offenen Bohrbereich injiziert, wobei knapp 400 Mikrobeben am Bohrlochgeophon registriert wurden, davon 94 mit gutem Signal-zu-Rauschen Verhältnis auch an der Oberfläche.

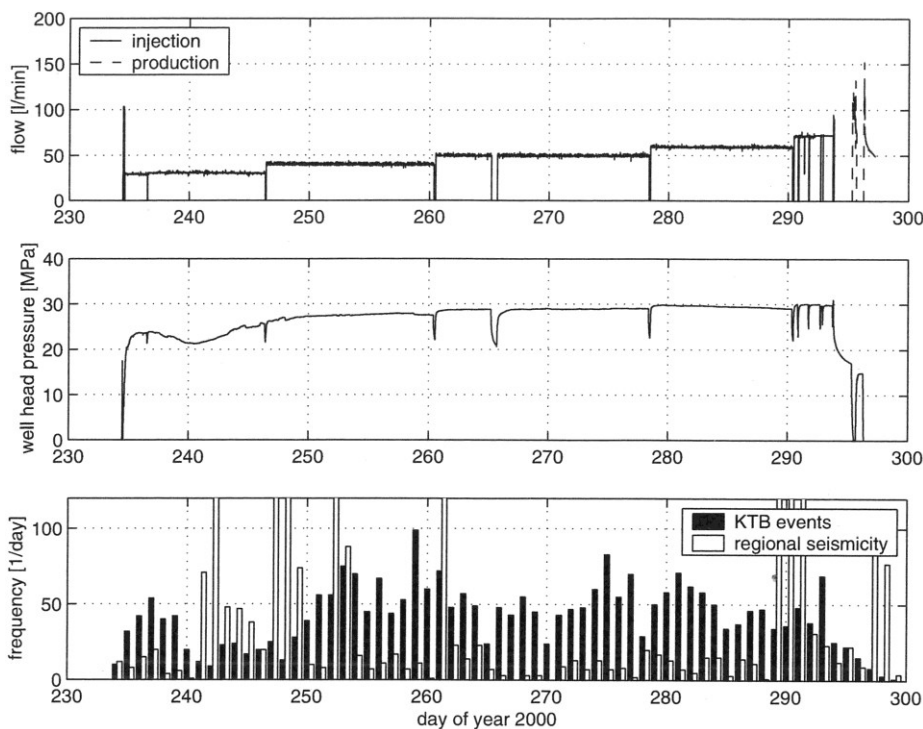
Abbildung 4.26: Zeitliche Verteilung der Fließrate (oben), des Bohrlochkopfdrucks (Mitte) und der induzierten Seismizität (unten) während der 60-stündigen Stimulationsphase beginnend am 17. Dezember 1994 um 22:00 (UTC). Auf 24 Stunden Injektion folgten 12 Stunden konstanten Drucks im Bohrloch und weitere 24 Stunden der Beobachtung der abklingenden Seismizität. Ungefähr 400 Mikroereignisse wurden am 28-Hz Bohrlochgeophon in der Vorbohrung in 3.990 m Tiefe in dieser Zeit detektiert. Das stärkste Ereignis nach knapp 18 Stunden hatte eine Lokalmagnitude M_L von 1,2.



(Jost et al., 1998)

Erst nach 2,5 Stunden traten die ersten Ereignisse auf, 24 Stunden nach der Entlastung des Bohrlochs ebte die Seismizität ab; die höchste Frequenz der Mikrobeben korreliert mit den höchsten Fließraten nach 6 - 8 bzw. 16 - 18 Stunden. Das mit einer Lokalmagnitude M_L von 1,2 stärkste Beben trat nach 18 Stunden auf. Die meisten Mikrobeben (324) konnten mit Magnituden $M_L < -1$ abgeschätzt werden, die Übrigen – bis auf das stärkste Beben - lagen zwischen $M_L -1$ und 0. Die Lokalisierung der Beben erfolgte mithilfe der Oberflächenstationen, wobei eine mittlere Tiefe von 8,8 km, 300 m oberhalb des Injektionshorizonts und eine Lage 200 m südlich der Bohrung, beobachtet wurde. In diesem Tiefenbereich wurde von der Bohrung das FL durchteuft (Zoback und Harjes, 1997; Jost et al., 1998).

Abbildung 4.27: Zeitlicher Verlauf der Injektions- bzw. Produktionsrate (oben), des Bohrlochkopfdrucks (Mitte) und der Anzahl der induzierten und regionalen Seismizität (unten) für die Zeit vom 17. August bis zum 26. Oktober 2000. Bei stetig zunehmenden aber über mehrere Tage konstanten Fließraten wurden am Bohrlochgeophon in der Vorbohrung knapp 2.800 induzierte Ereignisse detektiert; die natürliche Seismizität wurde durch einen Erdbebenschwarm im Vogtland dominiert.



(Baisch et al., 2002)

Im Gegensatz zum 1994er-Experiment wurden im Jahr 2000 über einen Zeitraum von 60 Tagen etwa 4.000 m³ Frischwasser in die KTB-Hauptbohrung injiziert; auch in 2000 wurde kein Bohrgestänge zur Injektion im offenen Bereich verwendet. Es wurde angenommen, dass die Verrohrung der Bohrung bis in große Tiefen keine Leckagen aufwies, so dass das Fluid am Bohrlochkopf injiziert und das gesamte Bohrloch unter Druck gesetzt wurde. In Abbildung 4.27 sind die wesentlichen Parameter zusammengefasst. Die Fließrate wurde in Episoden von anfänglich 0,5 l/s auf schließlich 1,17 l/s erhöht. Aufgrund von Temperatur-Dichte- und sog. Ballon-Effekten zeigt der Bohrlochkopfdruck zu Beginn ein stark variierendes Verhalten, das sich nach etwa 10 Tagen normalisierte. Abschließend wurde nach einer kurzzeitigen Erhöhung der Fließrate auf 1,5 l/s, die mit einem kurzzeitigen Anstieg der Seismizität einherging, das Bohrloch geschlossen und für einige kurze Phasen für einen Rückfluss wieder geöffnet, so dass schließlich der Kopfdruck vollständig abgebaut wurde. Generell wurde die Detektionsfähigkeit von Mikrobeben in der KTB durch einen zeitgleichen Erdbebenschwarm mit teilweise mehr als 100 Ereignissen pro Tag im 50 km entfernten Vogtland erschwert, jedoch nicht nachhaltig vermindert. Während des Experiments wurden 40 Oberflächenstationen mit Drei-

Komponenten-Seismometern im Umkreis von 10 km sowie das Bohrlochgeophon in der Vorbohrung betrieben.

Insgesamt wurden knapp 2.800 seismische Mikroereignisse in der Vorbohrung detektiert, die anhand der Differenzlaufzeit von P- und S-Welle und der Polarisation lokalisiert werden konnten. Davon konnten mithilfe der Oberflächenseismometer 261 Ereignisse präzise lokalisiert werden. Bei den gemessenen Differenzlaufzeiten gab es mehrere unterschiedliche Häufungspunkte: Für die Mehrzahl der Ereignisse lagen sie bei $\sim 0,18$ s, was einer Hypozentralentfernung von 1,6 km zum Bohrlochgeophon entsprach. Weitere Cluster waren bei $\sim 0,06$ s, $\sim 0,34$ s, $\sim 0,52$ s und schließlich $\sim 0,61$ s, was der erwarteten Differenzlaufzeit von Ereignissen im Bohrlochtiefsten entspricht. Wie die präzise Lokalisierung unter Einbeziehung der Oberflächenstationen ergab, lagen die fünf Tiefenhorizonte in knapp 3,4; 5,1 - 5,7; 7,4; 8,2 und 9,1 km Tiefe. Die Beben wurden durch dortige Leckagen in der Bohrlochverrohrung bzw. am offenen Ende des Bohrlochs induziert (Baisch et al., 2002).

Im Gegensatz zu 1994 zeigte die Seismizität in 2000 bei den KTB-Injektionsexperimenten im Kristallin ein deutlich anderes Verhalten. Insgesamt sind folgende Punkte hervorzuheben:

- ▶ Die Tiefenlage der Mikroeseismizität wie auch die Stärke der Ereignisse in beiden Experimenten unterscheidet sich. Während in 1994 maximal $M_L = 1,2$ erzielt wurde, lagen die stärksten Ereignisse 2000 um $M_L = 0,4$. Die geringere Stärke zeigt sich auch am Anteil der an der Oberfläche registrierten Ereignisse: rund 1/4 in 1994 gegenüber etwa 1/10 in 2000.
- ▶ In beiden Experimenten folgte die Seismizität den steil stehenden Störungen und breitete sich entlang dieser, lateral allerdings nur bis einige Hundert Meter vom Bohrloch entfernt aus, 1994 in 8,8 km Tiefe und 2000 verstärkt im Haupttiefenbereich von 5,1 - 5,7 km.
- ▶ In beiden Fällen gab es Cluster von Ereignissen mit sehr hohen Ähnlichkeiten, die auf mehrfach sich wiederholende Ereignisse hinweisen und detaillierte Studien über die Herdparameter ermöglichten.
- ▶ Die Anzahl und Frequenz der Mikrobeben als Funktion von Druck und Fließrate lässt sich nicht vergleichen, da beide Experimente in ihrer Konzeption sehr unterschiedlich waren, was anhand der Dauer, den Raten sowie Drücken am Bohrlochkopf und Bohrlochtiefsten aufgrund der Leckagen und unterschiedlichen Injektionsflüssigkeiten ersichtlich ist.
- ▶ Trotz der geringen Seismizität im offenen Bohrlochbereich zeigt sich, dass sich in 2000 die Ereignisse lateral an die Hypozentren von 1994 anschließen und eine Erweiterung der seismischen Wolke darstellen, ohne dabei das gleiche Volumen noch einmal zu stimulieren (vgl. Baisch et al., 2002).
- ▶ Besonderheiten im 2000er-Experiment sind: 1) Das Verhalten der Seismizität in 3,4 km Tiefe, das in der Häufigkeit mit dem Kopfdruck korreliert und erst bei 300 bar einsetzte, während der Shut-In Phasen trat entsprechend keine auf; 2) Das Auftreten von Ereignissen in mehr als 5 km Entfernung vom Bohrloch sowie 3) starke Variationen des Flüssigkeitsniveaus in der Vorbohrung, das ein Indiz für Fluidflüsse über mehr als 1,5 km sein kann.

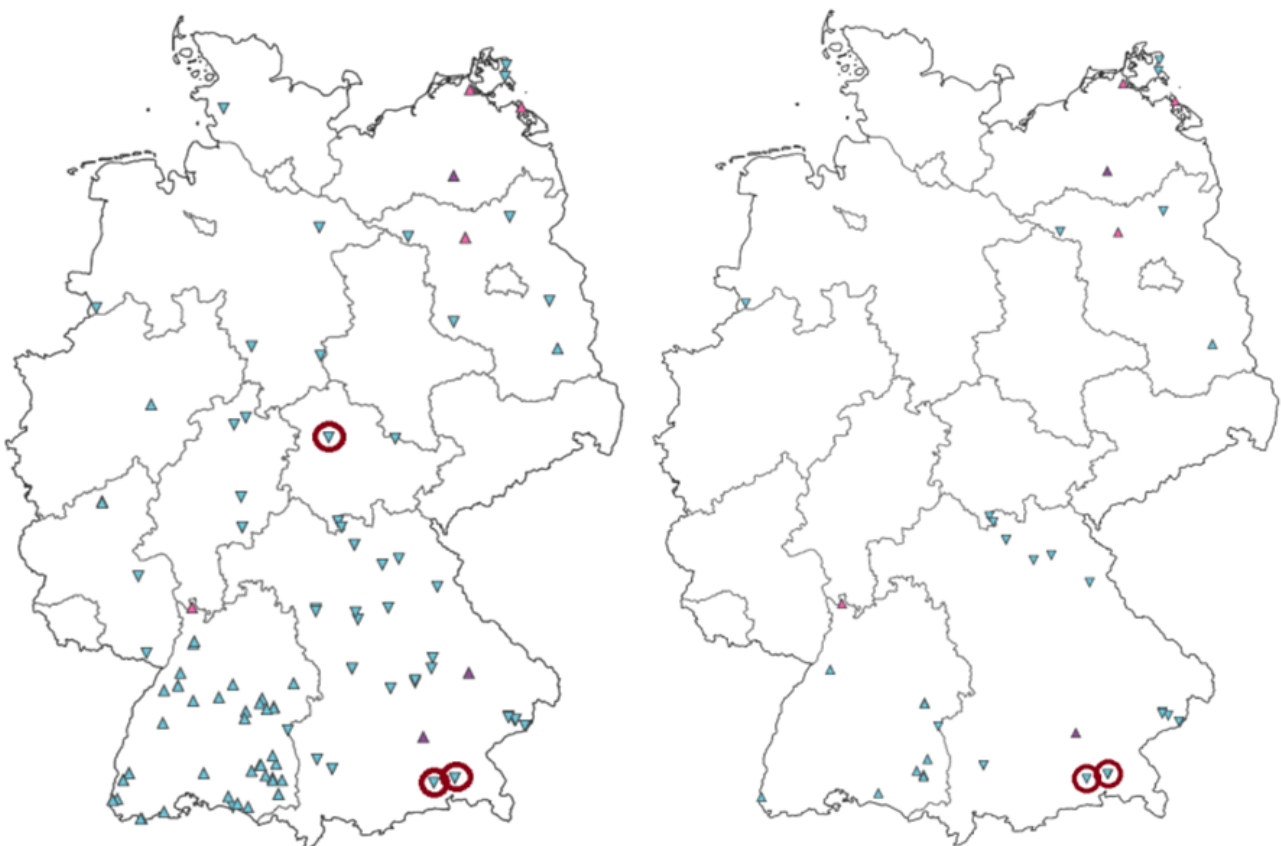
Nach diesen beiden Injektionsexperimenten wurde in 2001 eine weitere Serie von hydraulischen Experimenten in der KTB durchgeführt, um die räumliche Ausdehnung von Fluidflüssen und ihren Einfluss auf die petrophysikalischen Eigenschaften der Gesteine in der kristallinen Kruste zu untersuchen (Kümpel et al., 2006). Da es sich jedoch bei diesen Langzeitexperimenten nicht um Stimulationsmaßnahmen im eigentlichen Sinne sondern um Zirkulationen handelt, seien sie an dieser Stelle nur kurz aus Gründen der Vollständigkeit erwähnt. Bei diesen Experimenten sollte die petrophysikalische Untersuchung im Rahmen einer Zirkulation zwischen den beiden lediglich 200 m voneinander entfernten Bohrlöchern erfolgen. Dabei wurden im ersten Schritt in den Jahren 2002 und 2003 mit Hilfe einer Pumpe in der Vorbohrung 22.300 m³ Solewässer gefördert; in den beiden darauf folgenden Jahren 2004 und 2005 wurden dann wieder in die Vorbohrung insgesamt 84.600 m³ Frischwasser injiziert. In der gesamten Zeit wurden knapp 3.000 Mikrobeben mit Bohrlochseismometern registriert, von denen 150 auch an der Oberfläche aufgezeichnet wurden. Während dieser Phase des Experiments wurde an der Hauptbohrung täglich etwa 1 m³ Fluid gefördert.

4.2.5 Balneologische Standorte

Neben der Nutzung von Erdwärme zur Wärmegegewinnung und Stromerzeugung werden Thermalwässer auch für balneologische Zwecke (in Thermalbädern, sowie oftmals zusätzlich zur Beheizung der Bäder oder benachbarter Gebäude) verwendet (Stober und Bucher, 2012). Erschließungen für balneologische Zwecke finden sich über ganz Deutschland verteilt, jedoch befindet sich ein Großteil der Thermalbohrungen, vor allem mit Tiefen von mehr als 1000 m, in Baden-Württemberg und Bayern (Abbildung 4.28). Derzeit werden 109 Thermalbohrungen mit Tiefen >400 m, davon 36 Thermalbohrungen mit Tiefen >1.000 m für balneologische Zwecke genutzt (Agemar et al., 2014a, Stand August 2014). Im Gegensatz zu den Geothermieprojekten zur Strom- oder Wärmegegewinnung sind die Förderraten viel geringer, sie liegen bei wenigen Litern pro Sekunde (selten größer 20 l/s). Auch die erforderlichen Thermalwassertemperaturen fallen geringer aus, mit zumeist 20 - 60 °C (Agemar et al., 2014a). Darüber hinaus wird für balneologische Erschließungen in der Regel nur eine Förderbohrung abgeteuft (Fritzer et al., 2012), eine Reinjektion des geförderten Thermalwassers erfolgt nicht (Stober und Bucher, 2012).

Nur in seltenen Fällen sind die Zuflussbedingungen der Thermalbohrungen nicht ausreichend, so dass diese mittels hydraulischer Stimulationen verbessert werden müssen. Dies war an den Standorten in Bad Aibling, Bad Endorf (beide Bayern) sowie in Bad Langensalza (Thüringen) der Fall (siehe Abbildung 4.28). Hier erfolgten Frac-Maßnahmen, welche im Folgenden näher beschrieben werden.

Abbildung 4.28: Lage der Thermalbohrungen/geothermischen Anlagen mit balneologischer Nutzung mit Tiefen von mehr als 400 m (links) und > 1.000 m (rechts). Blaue Dreiecke kennzeichnen Standorte mit balneologischer Hauptnutzung, lila/rosa Dreiecke zeigen Standorte mit balneologischer Nebennutzung der Thermalwässer. Die rot umkreisten Standorte zeigen Thermalbohrungen, bei denen Frac-Maßnahmen durchgeführt wurden.



(verändert nach Agemar et al., 2014a)

Bad Aibling

Im oberbayerischen Bad Aibling wurde 2002 die Thermalbohrung Bad Aibling Thermal I auf eine Endteufe von 2.300 m niedergebracht. Als wasserführender Horizont wurden die Chattsande des Untereger (Tertiär) mit einer Thermalwassertemperatur von 45 °C erschlossen (Stadtwerke Bad Aibling, 2012a). Die Durchlässigkeiten fielen jedoch geringer als erwartet aus (Fritzer et al., 2012). So erfolgte 2002 eine chemische Stimulation mit 50 m³ 8%-iger Salzsäure mittels Coiled Tubing (Keilhauer, 2014). Im April 2003 wurden zwei Frac-Maßnahmen in zwei Horizonten mit einem hochviskosen Gel und Stützmitteln durchgeführt. Dabei wurden 170 m³ 2%-ige Kaliumchloridlösung, 29 m³ Gel (Datafrac), 45,2 m³ Gel und 7,2 t keramischer Sand (Frac 1) sowie 59,7 m³ Gel und 9 t keramischer Sand (Frac 2, Stadtwerke Bad Aibling, 2012a) mit Maximaldrücken von 490 bar verpresst (Fritzer, 2014).

Eine Abschätzung der Rissdimensionen aus Druck und Fließraten ergab folgende Größen: Für den ersten Frac-Bereich (Tiefenbereich 2.235 - 2.267 m) ergab sich eine vertikale Ausdehnung von 32 m und eine horizontale Ausdehnung von 12,2 m. Der zweite Frac-Bereich (Tiefenbereich 2.185 - 2.218 m) hatte eine Dimension von 33 m in der Vertikalen und 6 m in der Horizontalen. Die Öffnungsweite der Risse wurde mit 4,3 bis 6 mm berechnet. Ein im Anschluss an die Frac-Maßnahme folgender 48 stündiger Pumpversuch bestätigte eine Verbesserung der Zuflussbedingungen. Während bei den Vorversuchen 2002 bei einer Fördermenge von 0,8 - 1,0 l/s eine Absenkung von 330 m unter Ruhewasserspiegel beobachtet wurde, wurde nach den Frac-Maßnahmen bei einer durchschnittlichen Fördermenge von 1 l/s und einer Absenkung von ca. 163 m ein quasi Stationärzustand erreicht (Stadtwerke Bad Aibling, 2012a).

Die derzeitigen maximalen Förderraten liegen bei 1 l/s (Agemar et al., 2014b). Das geförderte Thermalwasser weist eine Gesamtmineralisation von 4,7 g/l auf. Neben den hohen Anteilen an Natrium, Hydrogencarbonat und Chlorid zeichnet sich das Thermalwasser durch hohe Schwefelgehalte (20 mg/l) aus (Stadtwerke Bad Aibling, 2012b). Neben der balneologischen Nutzung („Therme Bad Aibling“) erfolgt die energetische Nutzung des geförderten Begleitgases (Geoteam GmbH, 2014).

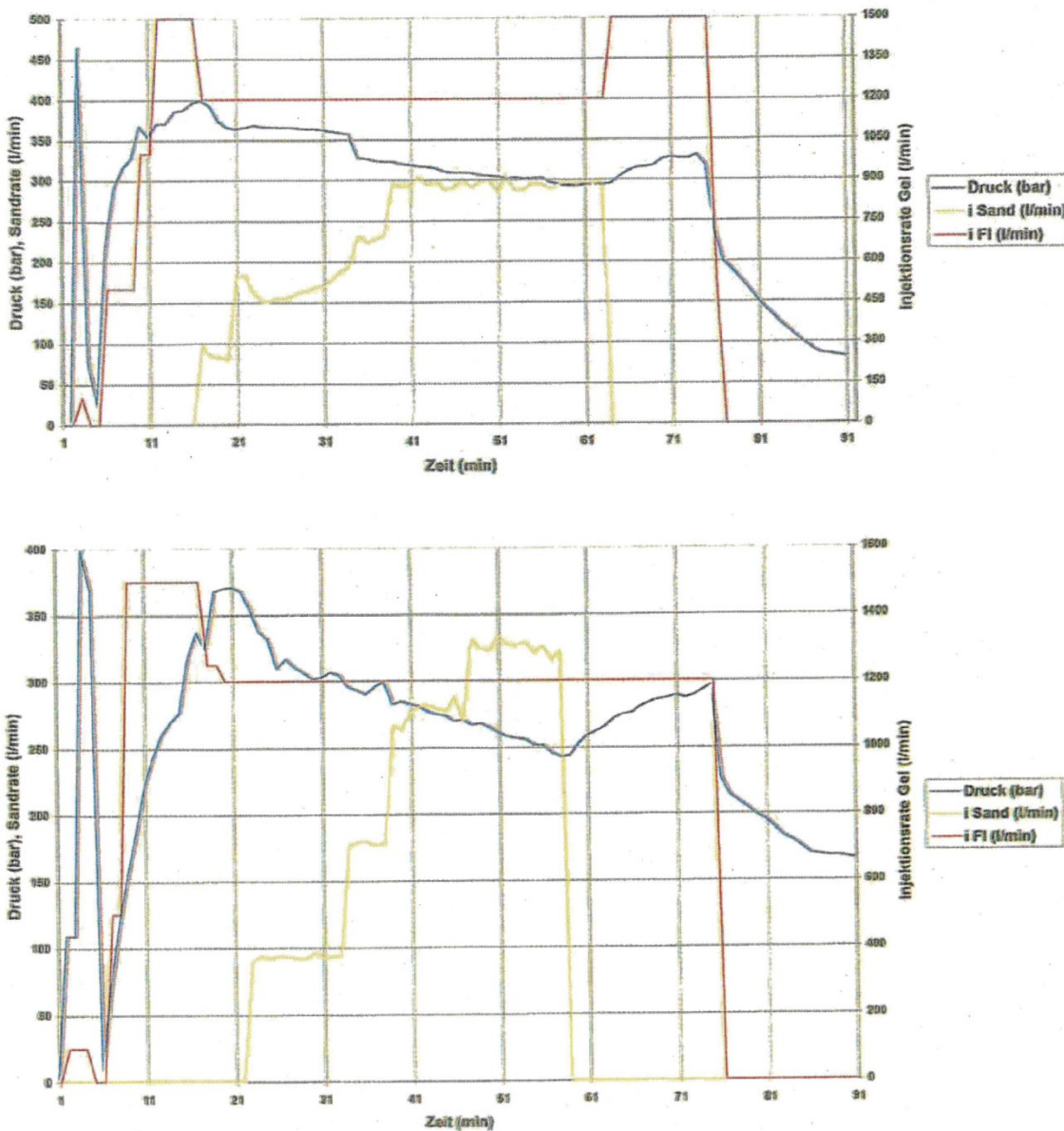
Bad Endorf

Im oberbayerischen Kurort Bad Endorf sollte Thermalwasser für den Ausbau des Therapiebereichs sowie zur Energieversorgung der klinischen Einrichtung im Auftrag der Jod-Thermalbad Endorf AG erschlossen werden (heute Chiemgau Thermen GmbH). Im September 1995 erreichte die Bohrung Gt Endorf 3 eine Endteufe von 2.476 m. Als wasserführender Horizont wurden die Chattsande des Untereger (Tertiär) mit einer Reservoirtemperatur von 65 °C erschlossen (Müller et al. 1998). Auch hier erwiesen sich die Durchlässigkeiten geringer als erwartet (Fritzer et al., 2012, Müller et al., 1998).

Aufgrund von quellbaren Tonschichten in Tiefen von 2.070 - 2.080 m und in 2.370 m wurde die Bohrung komplett verrohrt und zementiert. Für einen Zugang zum Reservoir wurde die Verrohrung in vier Intervallen perforiert (2.047 - 2.056 m, 2.192 - 2.201 m, 2.348 - 2.351 m, 2.444 - 2.450 m). Es erfolgten zwei Frac-Maßnahmen in zwei Tiefenbereichen (2.444 - 2.450 m (Frac 1) und 2.047 - 2.056 m (Frac 2)) über eine Dauer von jeweils rund 1,5 Stunden. Dabei wurden 66 m³ Gel und 12,8 t Stützmittel mit Maximaldrücken von 370 bar und Injektionsraten von durchschnittlich 20 l/s verpresst (Frac 1). Bei der zweiten Frac-Maßnahme wurden 80 m³ Gel und 18,6 t Stützmittel mit Maximaldrücken von 400 bar und Injektionsraten von durchschnittlich 20 l/s injiziert (Müller et al. 1998, siehe Abbildung 4.29). Aufgrund der späteren Nutzung des Thermalwassers für balneologische Zwecke wurde dem Frac-Fluid (Süßwasser mit 2% Biopolymer) Amylopektin (Hauptbestandteil natürlicher Pflanzenstärke, z. B. Kartoffel- oder Maisstärke) als Gelbildner zugemischt (Rusche, 2014). Weitere Additive wurden nicht verwendet. Durch die Frac-Maßnahmen konnte eine Produktivitätssteigerung um das 5,4 fache erreicht werden (Müller et al., 1998).

Die derzeitigen maximalen Förderraten liegen bei 2,1 l/s (Agemar et al. 2014b). Das geförderte Thermalwasser weist eine Gesamtmineralisation von 8,5 g/l auf und ist dem Na-Cl-Wassertyp zuzuordnen. Hervorzuheben sind die hohen Gehalte an Jodid (3,6 mg/l) und Fluorid (3,9 mg/l) (Chiemgau Thermen GmbH, 2014). Zudem wird mit dem Thermalwasser Erdgas gefördert (Müller et al., 1998).

Abbildung 4.29: Druckverlauf in bar (schwarz), Injektionsrate in l/min (rot) und Sandrate in l/min (gelb) für die zwei Frac-Maßnahmen in der Thermalbohrung Gt Endorf 3 im Tiefenbereich 2.056 - 2.047 m (oben) bzw. 2.450 - 2.444 m (unten).



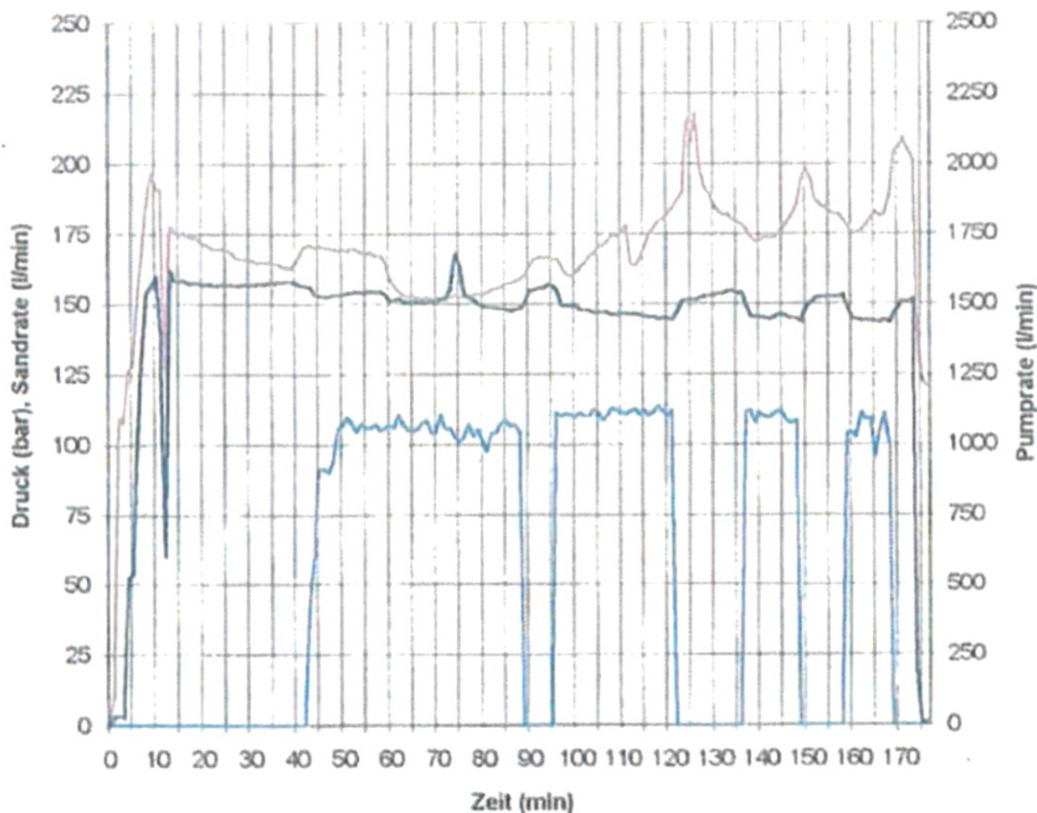
(Müller et al., 1998)

Bad Langensalza

Im Kurort Bad Langensalza im Thüringer Becken wurde die Thermalbohrung Bad Langensalza mit dem Ziel der Thermalwassererschließung für eine Kurklinik abgeteuft. Die Bohrung erreichte eine Endteufe von 745 m (Agemar et al. 2014b) und erschließt geklüftete Sand- und Tonsteine des Unteren Buntsandstein. Im Oktober 1996 erfolgte eine Frac-Maßnahme. Diese wurde im unverrohrten Intervall in 685 - 745 m durchgeführt. Die Frac-Maßnahme erfolgte in mehreren „Etappen“: Es wurde ein Kluft-/Rissssystem erzeugt und mit Stützmitteln aufgefüllt. Anschließend wurde die Stützmittelzugabe gestoppt. Dieses Vorgehen wurde insgesamt dreimal wiederholt (siehe Abbildung 4.30). Insgesamt wurden 28 m³ Gel, 210 m³ Süßwasser und 17 t Stützmittel (Quarzsand) mit einer Injektionsrate von ca. 25 l/s und Kopfdrücken bis zu 210 bar verpresst (Rink et al., 1999, siehe Abbildung 4.30). Auch hier wurde dem Frac-Fluid Amylopektin als Gelbildner zugemischt, weitere Additive wurden nicht verwendet (Rusche, 2014). Die vertikale Ausdehnung des erzeugten

Risssysteme entspricht nahezu dem Tiefenbereich der Frac-Behandlung (683,9 - 746,7 m). Die durchschnittliche Länge der erzeugten Risse auf der Bohrlochwand liegt bei ca. 1,0 m, mit einer maximalen Länge von 4,5 m. Die durch die Frac-Maßnahme erzielte Produktionssteigerung wurde über eine Berechnung mittels der eingebrachten Stützmittelmenge und der abgestützten Rissfläche abgeschätzt. Demnach ergibt sich eine Produktionssteigerung von 2,6, die sich jedoch nicht in der tatsächlichen Fördermenge widerspiegelt. Als mögliche Gründe werden z. B. ein nicht erzielter Anschluss an wasserführende Klüfte im Gebirge oder ein zu geringer Zufluss aus dem Gebirge in die Risse genannt (Rink et al., 1999). Die derzeitigen maximalen Förderraten liegen bei 0,1 l/s (Agemar et al., 2014b).

Abbildung 4.30: Druckverlauf in bar (rot), Injektions-/Pumprate in l/min (schwarz) und Sandrate in l/min (blau) für die Frac-Maßnahme in der Thermalbohrung Bad Langensalza im Tiefenbereich von 685 - 745 m.



(Rink et al., 1999)

5 Umweltaspekte – Grundwasser

5.1 Potenzielle Auswirkungen und Migrationspfade

Als mögliche Auswirkungen von hydraulischen Stimulationen auf die zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Gewässer (oberflächennahes Grundwasser, Oberflächengewässer) sind vor allem eine Verunreinigung der Gewässer durch einen Eintrag von Formationsfluiden und den eingesetzten Frac-Fluiden, letzteres nur bei Verwendung von trinkwasserhygienisch kritischen Zusatzstoffen, zu betrachten. Aus hydro(-geo-)logischer Sicht sind die folgenden Kontaminationspfade der zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Gewässer zu berücksichtigen:

- ▶ Oberirdischer Eintrag von Fluiden bei unsachgemäßem Transport, Lagerung, Handhabung und/oder der Entsorgung von Frac-Fluiden und den rückgeführten Fluiden (z. B. durch Leckagen der Lagerbehälter oder Transportleitungen, bei Unfällen);
- ▶ Aufstieg und Übertritt von Fluiden in das Grundwasser entlang von künstlich geschaffenen Wegsamkeiten (z. B. entlang von Bohrungen bei Versagen der Verrohrung und/oder der Bohrlochzementierung, durch Altbohrungen, durch ungewollte Rissausbreitung in angrenzende durchlässige Formationen, durch hydraulischen Anschluss an durchlässige Störungen, Reaktivierung von Störungen);
- ▶ Migration der Fluide über den natürlichen geologischen Untergrund in oberflächennahe Aquifere (z. B. bei Fehlen von ausreichend mächtigen Barrierschichten, bei Vorhandensein von durchgängigen durchlässigen Störungen);
- ▶ Kombination der o. g. Migrationspfade.

Die Relevanz der möglichen Migrationspfade ist abhängig von den jeweiligen geologisch-hydrogeologischen Verhältnissen sowie der Art und dem Umfang des Eingriffs und ist standortspezifisch zu bewerten. Eine wesentliche Voraussetzung für eine Grundwasserbewegung und somit für die Migration der Fluide sind generell ausreichende Durchlässigkeiten und Potenzialunterschiede (Druckdifferenzen).

Ein weiterer Aspekt ist der Wasserbedarf für die Stimulationsmaßnahmen (z. B. bis zu 34.000 m³ in Soultz-sous-Forêts). Dies kann lokal zu Grundwasserabsenkungen oder verringerten Wasserständen von Oberflächengewässern führen. Allerdings ist dieser Wasserbedarf üblicherweise einmalig. Für die Wasserentnahme, die eine Benutzung von Gewässern darstellt, ist eine wasserrechtliche Genehmigung bei den zuständigen Wasserbehörden einzuholen, die die geplante Maßnahme zu prüfen und zu beurteilen haben.

Ausführliche Betrachtungen zur Identifikation und Bewertung der oberirdischen, geologischen und technischen Risiken bei Fracking-Maßnahmen für die Schiefergasgewinnung, die zu einer Grundwasserkontamination führen können, sind in zahlreichen nationalen und internationalen Studien wie BGR (2012), Meiners et al. (2012), Dannwolf et al. (2014) und Jackson et al. (2014) dargestellt. Bezüglich der potenziellen Kontaminationspfade und der Risikobewertung sind die Ausführungen in diesen Berichten für die Geothermie generell übertragbar. Zusammenfassend geben Dannwolf et al. (2014) als wesentliche Faktoren die zu einer Grundwasserkontamination führen können: (I) Schäden an der Integrität der Bohrung; (II) eine mangelhafte Erfassung von geologischen und seismischen Daten im Planungsprozess; (III) eine mangelhafte Ausführung bzw. menschliches Versagen sowie (IV) externe Schwachstellen, wie z. B. existierende Altbohrungen an.

Aus den o. g. Studien lässt sich ableiten, dass die größten Risiken einer Kontamination der zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Gewässer durch obertägige Aktivitäten und Bohrlochleckage bestehen. Die Wahrscheinlichkeit der Aufwärtmigration von Fluiden in oberflächennahe Grundwasserhorizonte über natürliche Wegsamkeiten ist bei geeigneten Rahmenbedingungen dagegen als sehr gering zu bewerten, wie z. B. Modellierungen von Sauter et al. (2012) zeigen. Dabei ist insbesondere auf eine ausreichende Barrierefunktion der überlagernden Deckschichten oder auf einen ausreichenden Mindestabstand zwischen der behandelten Formation und dem zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwasser zu achten. Die Relevanz von Störungszonen für die Fluidmigration ist sehr unterschiedlich. So können Störungen bei ausreichenden Durchlässigkeiten Wegsamkeiten bilden. Störungen können aber auch „verheilt“ (z. B. durch Verschmieren von

Tonen) oder tektonisch eingespannt sein und so als hydraulische Barriere fungieren, z. B. als Fallen für Erdöl- und Erdgaslagerstätten, wie es von einigen Lagerstätten im Norddeutschen Becken, aber auch im nördlichen Oberrheingraben und Molassebecken bekannt ist (BGR, 2013, SGD & BGR 2013).

5.2 Fluide für die hydraulische Stimulation (Frac-Fluide)

Das Einleiten von Stoffen in den Untergrund, also auch von Zusatzstoffen bei hydraulischen Stimulationen ist ein genehmigungsrechtlicher Tatbestand und aus umwelthygienischer Perspektive kritisch zu betrachten. Der Einsatz von trinkwasserhygienisch relevanten Stoffen sollte möglichst minimiert oder ganz ausgeschlossen werden (Minimierungsgebot).

5.2.1 Kriterien zur Auswahl der Fluide

Umfangreiche Erfahrungen über die Fluidauswahl für hydraulische Stimulationen liegen bereits aus der Kohlenwasserstoffindustrie vor. Die Anforderungen bei der petrothermalen Wärme- und Stromgewinnung gehen jedoch weit über die Erfordernisse der Erdöl- und Erdgasbohrungen hinaus. Für eine wirtschaftliche Nutzung der Erdwärme zur Strom- oder Wärmeenergiegewinnung sind größere Fließraten und somit weitaus höhere hydraulische Leitfähigkeiten erforderlich (Bußmann et al., 2012).

Für die geothermische Erschließung von Kristallingestein wurde eigens eine Methode entwickelt, bei der Wasser in der Regel ohne den Einsatz von Additiven als Frac-Fluid verwendet wird (siehe Kapitel 2.2). Das Konzept zielt auf die natürliche Selbststützung von Rissen, so dass keine Stützmittel und keine damit notwendigen Additive eingesetzt werden müssen. Mit dieser Methode können hydraulische Durchlässigkeiten erreicht werden, die deutlich höher sind, als bei Frac-Operationen unter Einsatz von Stützmitteln (Schindler et al., 2009). Die erfolgreiche Anwendung von reinen Wasserinjektionen ist aber nicht auf Kristallingestein beschränkt, wie die Erfahrungen im gering durchlässigen Sedimentgestein im GeneSys-Projekt zeigten (Orzol et al., 2005).

Jedoch ist das Verfahren nicht in allen Fällen zielführend, so z. B. wenn aufgrund der Spannungsverhältnisse im Untergrund kein natürlicher Selbststützungseffekt erzielt wird, so wie in der Bohrung Urach beobachtet (Stober, 2011). Kann kein natürlicher Selbststützungseffekt erreicht werden, ist der Einsatz von Stützmitteln, wie Quarzsand oder keramische Partikel, notwendig, um ein Schließen der Risse nach Beendigung der Fluidinjektion zu verhindern. Zur Verbesserung des Stützmitteltransports werden dem Frac-Fluid üblicherweise Additive zugemischt. Dazu können wasserbasierte Systeme (Slickwater oder Gele) und untergeordnet schaumbasierte Systeme eingesetzt werden. Beim Einsatz von niedrigviskosen Fluiden (Slickwasser) können durch die Zugabe von Reibungsminderern höhere Pumpraten bzw. Fließraten erzielt werden, um entsprechende Transportkapazitäten für die Stützmittel zu gewährleisten. Beim Einsatz von Gelen wird der Stützmitteltransport durch die Erhöhung der Viskosität des Fluids erreicht. Die Transportkapazitäten von Gelen für die Stützmittel sind höher als die von Slickwasser. Während niedrigviskose Fluide in gering durchlässigen Gesteinen verwendet werden, kommen die Gele in durchlässigeren Reservoiren zum Einsatz. Vorteil der Gele ist, dass der Flüssigkeitsabstrom in das umgebende Gestein verringert wird und die Flüssigkeit überwiegend der Rissausbreitung dient. Neben dem Gelbildner werden dem Fluid weitere Additive beigemischt, um einerseits die Tragfähigkeit für den Transport der Stützmittel weiter zu erhöhen und andererseits die spätere Rückförderung bzw. den Abbau des injizierten Gels zu ermöglichen (Quervernetzer, Stabilisatoren, Brecher).

Zudem können weitere Substanzen zugemischt werden, die u. a. zur Verhinderung von Mineralausfällungen in Folge veränderter Druck-/Redox-/Temperatur-/Konzentrations-Bedingungen, zur Verhinderung von Bakterienwachstum, für den Korrosionsschutz, zur Reduzierung der Druckverluste (Reibungsminderer), als pH-Regulierer, als Tonstabilisatoren oder zur Verminderung der Oberflächenspannung (Tenside) dienen (Pfeil, 2012; Gulbis und Hodge, 2000). Eine Übersicht der Additive und ihrer Verwendungszwecke ist in Tabelle 5.1 gegeben. In der Regel wird pro Maßnahme nur eine Auswahl der in Tabelle 5.1 genannten Additive genutzt. Ihr Einsatz variiert in Abhängigkeit der Reservoirbedingungen wie Mineralogie, Formationswasser oder Temperatur. Problematisch bei der Verwendung einiger Additive ist, dass sie z. T. umweltgefährdende oder gesundheitsschädliche Eigenschaften aufweisen.

Tabelle 5.1: Übersicht über die in Frac-Fluiden nutzbaren Additive, deren Einsatzzweck sowie Beispiele von bisher in der Erdöl- und Erdgasindustrie eingesetzten Substanzen.

Additive	Einsatzzweck	Beispiele
Ablagerungshemmer	Verhinderung von mineralischen Ablagerungen	Säuren, Phosphonate, Ammoniumchlorid, Ethylenglycol, Polyacrylat
Biozid	Verhinderung des Bakterienwachstums, Verhinderung von Schwefelwasserstoffbildung (durch sulfatreduzierende Bakterien)	Isothiazolinone, Terpene
Brecher	Verringerung der Viskosität der Fluide, Verbesserung der Stützmittelablagerung und der Rückholung der Fluide	Oxidationsmittel, Enzyme, z. B. Peroxodisulfate, Natriumbromat
Gelbildner	Viskositätssteigerung, Verbesserung des Stützmitteltransports	Polysaccharide (Guarderivate), Celluloseether, künstliche Polymere
Hochtemperaturstabilisatoren	Verhinderung des vorzeitigen Zersetzens des Gels	Natriumthiosulfat, Methanol
Korrosionsschutzmittel	Schutz vor Anlagenkorrosion	Alkohole, Ammoniumsalze, Sulfite, Säuren
Lösungsmittel	Verbesserung der Löslichkeit der Additive	2-Butoxyethanol, Propan-2-ol
pH-Regulatoren	Einstellung des pH-Werts der Fluide	Anorganische Basen und Säuren
Quervernetzer	Viskositätssteigerung, Verbesserung des Stützmitteltransports	Borate, Übergangsmetalle in Kombination mit Komplexbildnern
Reibungsminierer	Verminderung der Reibung, Verringerung des Energieeinsatzes bei der Druckbeaufschlagung	Erdöldestillate, Polyacrylamid, Glycolether
Säuren	Vorbehandlung und Reinigung der perforierten Abschnitte der Bohrung von Zement, Bohrschlamm und säurelöslichen Mineralen	z. B. Salzsäure
Schäume	Unterstützung des Stützmitteltransports	Stickstoff, Kohlendioxid und Schäumer
Tenside	Verminderung der Oberflächenspannung der Fluide, Emulsionsbildung	Amine, Glykolether, ethoxylierte Alkylalkohole
Tonstabilisatoren	Verminderung der Quellung und der Verlagerung von Tonmineralen	Salze (Kalium-, Ammoniumsalze, quarternäre Ammoniumverbindungen)

(Gulbis und Hodge, 2000; <http://www.shale-gas-information-platform.org/de/areas/basics-of-shale-gas/wasserschutz.html#c1978>; Meiners et al., 2012)

5.2.2 In Deutschland und grenznahen Gebieten eingesetzte Frac-Fluide in der tiefen Geothermie

5.2.2.1 Datengrundlage und Einsatzmengen

Datengrundlage

Die hier dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf hydraulische Stimulationen für die tiefe Geothermie, die seit 1990 in Deutschland und zwei grenznahen Standorten (Basel und Soultz-sous-Forêts) durchgeführt wurden. Angaben zu den eingesetzten Fluiden liegen den Autoren aus öffentlich zugänglichen Quellen vor und wurden durch gezielte Anfragen bei den staatlichen geologischen Diensten, Serviceunternehmen (Fangmann Group und Schlumberger) sowie der Firma BESTEC GmbH ergänzt. Aus Datenschutzgründen können nicht alle übermittelten Daten in diesem Bericht offengelegt werden; die Daten wurden jedoch für die Auswertungen berücksichtigt. Die öffentlich zugänglichen Quellen umfassen: Huenges und Wolfgramm (2004), Legarth et al. (2003, 2005), Müller et al. (1998), Orzol et al. (2004), Rink et al. (1999), Schindler et al. (2010), Stober (2011), Tenzer et al. (2004), Tischner (2004), Tischner et al. (2006, 2013) und Zimmermann et al. (2009, 2010, 2011).

Insgesamt wurden mehr als 30 hydraulische Stimulationsmaßnahmen an neun Standorten in Deutschland sowie an zwei weiteren grenznahen Standorten (Basel und Soultz-sous-Forêts) durchgeführt. Darunter befinden sich drei Thermalbohrungen für balneologische Zwecke (Bad Aibling, Bad Endorf und Bad Langensalza) und acht Tiefengeothermie- bzw. Forschungsprojekte (siehe Kapitel 4.1).

Eingesetzte Frac-Fluide

An acht der elf Standorte (Bad Urach, Groß Schönebeck (GrSk 3/90, 2003), Hannover, Horstberg, Insheim, Landau, Basel, Soultz-sous-Forêts) wurden rund 20 Behandlungen mit Wasser ohne den Zusatz von Additiven (Tabelle 4.1) durchgeführt. Hierfür wurde Frischwasser oder in seltenen Fällen Formationswasser (z. B. Landau und Insheim) verwendet, gelegentlich mit dem Einsatz von speziell angemischter Sole zu Beginn der Maßnahmen (Bad Urach, Soultz-sous-Forêts). Am Standort Groß Schönebeck wurden sowohl reine Wasserbehandlungen, als auch Behandlungen mit Gel und Stützmitteln durchgeführt (Tabelle 4.4). An vier Standorten erfolgten rund zehn Behandlungen mit Slickwater oder Gel und Stützmitteln (Bad Aibling, Bad Endorf, Bad Langensalza, Groß Schönebeck (GrSK4/05, 2007)). Dabei kamen vier verschiedene Gelfluidе und ein Slickwaterfluid zum Einsatz (Tabelle 5.2).

Fluidvolumina

Bei den reinen Wasserbehandlungen wurden Wasservolumina zwischen 600 m³ (Horstberg) und 34.000 m³ (Soultz-sous-Forêts) pro Behandlung sowie bei der einzigen Slickwater-Behandlung (Groß Schönebeck) 13.000 m³ Fluid verpresst. Bei den Gel-Stützmittel-Behandlungen der drei balneologisch genutzten Thermalbohrungen wurden zwischen 50 m³ und 80 m³ Fluid pro Frac-Maßnahme (insgesamt fünf Frac-Maßnahmen) und insgesamt 50 m³ - 146 m³ Fluid pro Bohrung (drei Bohrungen) verwendet. In Bad Aibling und Bad Langensalza wurde zusätzlich zum Gel auch Wasser verpresst. In Groß Schönebeck hingegen wurden 2002 und 2007 Gelvolumina von 160 m³ - 500 m³ Gel pro Frac-Maßnahme (vier Frac-Maßnahmen) und 335 m³ bis 1.000 m³ Gel pro Bohrung (insgesamt zwei Bohrungen) eingesetzt.

Eingesetzte Additive und Stützmittel

Die verwendeten Stützmittelmassen liegen zwischen rund 4 t und 113 t pro Behandlung sowie zwischen 11 t und 210 t pro Bohrung (Legarth et al., 2003; Lenz und Hoffmann, 2003; Zimmermann et al., 2011). Dies ergibt Stützmittelkonzentrationen von 0,2 Gew.-% bei der Slickwaterbehandlung und zwischen 5 und rund 20 Gew.-% bei den Gelbehandlungen. Als Stützmittel wurden Quarzsande und keramische Partikel, teilweise auch mit Harz beschichtet, verwendet.

Die eingesetzten Additivmengen, einschließlich der Gelbildner, variieren zwischen rund 2,0 t und 50 t bei den Gelbehandlungen und wenigen Tonnen bei der Slickwaterbehandlung. Die Konzentration der gelösten Additive liegt zwischen 2 und 4 Gew.-% in den Gelfluiden und <0,5 Gew.-% im Slickwaterfluid.

Die Additivmengen in den Gelfluiden sind vor allem auf den Gelbildner und den Tonstabilisator Kaliumchlorid zurückzuführen. So wurden in Bad Endorf und Bad Langensalza lediglich ein Gelbildner, der ein Bestandteil natürlicher Stärke ist, und in Bad Aibling ein Gelbildner und Kaliumchlorid eingesetzt (Tabelle 5.2). Nur an einem Standort (Groß Schönebeck) wurden in geringen Anteilen auch Vernetzer, Kettenbrecher, Mittel zur pH-Regulierung und Eisenfällungskontrolle, Hochtemperaturstabilisatoren und Biozide verpresst.

Tabelle 5.2: Überblick der Geothermiestandorte in Deutschland, bei denen hydraulische Stimulationen mit Gel- oder Slickwaterfluiden durchgeführt wurden, mit Angabe der Nutzung, dem verwendeten Frac-Fluid, den zugemischten Additiven und Stützmitteln.

Standort	Nutzung	Fluid	Additive	Stützmittel
Bad Aibling	balneologisch	Gel	Gelbildner, Tonstabilisator	Keramische Partikel (0,4-0,8 mm)
Bad Endorf Gt III	balneologisch	Gel	Gelbildner	Quarzsand (0,7-1,2 mm)
Bad Langensalza	balneologisch	Gel	Gelbildner	Quarzsand (0,4-0,63 mm)
Groß Schönebeck GrSk3/90	Forschung	Gel	unbekannt	Keramische Partikel
Groß Schönebeck GrSk4/05	Forschung	Slickwater	Tensid, Gelbildner, Vernetzer, Brecher, Tonstabilisator, Eisenfällungskontrolle, pH-Puffer, Stabilisator, Biozid	Keramische Partikel, Quarzsand

Tabelle 5.3: Überblick über die Geothermiestandorte in Deutschland, bei denen hydraulische Stimulationen mit Gel- oder Slickwaterfluiden durchgeführt wurden, mit Angabe der Anzahl der durchgeführten Frac-Maßnahmen, dem injizierten Fluidvolumen, Stützmittel- und Additivmassen sowie Stützmittel- und Additivkonzentration. Die Angaben beziehen sich auf die insgesamt pro Bohrung injizierten Mengen.

Standort	Anzahl Fracs	Fluidvolumen [m ³]	Stützmittelmasse [t]	Additivmasse [t] ^a	Additivkonzentration [Gew.-%] ^b	Stützmittelkonzentration [Gew.-%] ^c	Quelle
Bad Aibling	2	118	16	2,7	2,0	11,8	Keilhauer, 2014, LfU, 2014b
Bad Endorf Gt III	2	146	31	2,9	1,6	17,2	Müller et al. 1998
Bad Langensalza	1	50	17	k. A.	k. A.	k. A.	Rink et al. 1999
Groß Schönebeck GrSk3/90	2	ca. 300	12	k. A.	k. A.	k. A.	Huenges & Wolfgramm 2004; Legart et al. 2003, 2005
Groß Schönebeck GrSk3/90	2	11.600	0	k.A.	k.A.	k.A.	Tischner 2004; Zimmermann et al. 2009
Groß Schönebeck GrSk4/05	3	14.000	24	k.A.		1,5	Zimmermann et al. 2010a,b; Zimmermann & Reinicke 2010; Schlumberger, 2015

a berechnet aus der Additivkonzentration (Gew.-% Gesamtfluid) multipliziert mit der Masse des Fluids (Masse Wasser, Additive und Stützmittel)

b berechnet aus der Masse eingesetzter Additive geteilt durch die Masse von Wasser, Additive und Stützmittel

c berechnet aus der Masse eingesetzter Stützmittel geteilt durch die Masse von Wasser, Additive und Stützmittel

* Werte übernommen aus Literaturquelle

~ Werte entsprechen dem minimalen und maximalen Gewichtsanteil im Fluid

5.2.2.2 Bewertung des Gefährdungspotenzials der Frac-Fluide (Gemische) und Einzelstoffe

Insgesamt sind den Autoren 22 Einzelstoffe, davon 18 Additive und vier Stützmittel bekannt, die in drei der vier verschiedenen Gelfluiden (Gemisch) und im Slickwaterfluid (Gemisch) eingesetzt wurden. Ein Gel konnte nicht bewertet werden, da den Autoren keine Daten zu dessen Zusammensetzung vorlagen. Von den 22 Einzelstoffen konnten 19 Einzelstoffe anhand Ihrer CAS-Nummer eindeutig identifiziert werden, wogegen drei Stoffe nicht genau identifiziert und somit nicht bewertet werden konnten.

Das Gefährdungspotenzial der eingesetzten Einzelstoffe (Additive und Stützmittel) und Stoffgemische (Gel-/Slickwater-Fluid) wurde nach deutschem Wasserrecht mittels der Einstufung in WGK (gemäß der Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe (VwVwS 1999⁴)) sowie durch Einstufung in Gefahrenklassen und Gefahrenkategorien nach CLP-Verordnung⁵ bewertet.

Einstufung in Wassergefährdungsklassen

Die Einstufung der Einzelstoffe in Wassergefährdungsklassen erfolgte durch Auswertung der Rigoletto-Datenbank des Umweltbundesamts (Stand 10. März 2014; UBA, 2014). Das Wassergefährdungspotenzial von Stoffgemischen kann anhand des Massenanteils der Einzelkomponenten analog bestimmt werden (VwVwS, 1999).

Die Recherche der Wassergefährdungsklasse für die eingesetzten Einzelstoffe ergab, dass:

- ▶ ein Stützmittel (Quarz) nicht wassergefährdend (nwg),
- ▶ 13 Additive schwach wassergefährdend (WGK 1),
- ▶ ein Additiv (Reibungsminderer) wassergefährdend (WGK 2),
- ▶ zwei Additive (ein Biozid und ein Kettenbrecher) stark wassergefährdend (WGK 3),
- ▶ ein keramisches Stützmittel je nach Zusammensetzung unterschiedlich eingestuft ist (WGK 1 oder 3) und
- ▶ ein Additiv nicht in der Datenbank eingetragen ist (siehe Tabelle 5.5).

Die Einstufung der Gemische (Gel-/Slickwaterfluide) zeigt, dass drei Fluide nicht wassergefährdend und ein Fluid als schwach wassergefährdend zu bewerten sind (ohne Berücksichtigung der Stützmittel). Werden die Fluide mit Stützmittel betrachtet, sind zwei Gemische als nicht wassergefährdend und zwei Fluide entweder als schwach oder stark wassergefährdend einzustufen (in Abhängigkeit von der Zusammensetzung des verwendeten Stützmittels, siehe

Tabelle 5.4). Ein Gemisch konnte aufgrund mangelnder Daten nicht bewertet werden.

Einstufung und Kennzeichnung nach CLP-Verordnung

Für die Einstufung der Einzelstoffe gemäß CLP-Verordnung wurde das Einstufungs- und Kennzeichnungsverzeichnis Verzeichnis (C&L Verzeichnis) der Europäischen Chemikalien-Agentur (ECHA) herangezogen (Stand 10. März 2014; ECHA, 2014). Wurden für Stoffe mit nicht harmonisierter Einstufung unterschiedliche Einstufungen an die ECHA gemeldet, wurde die am häufigsten gemeldete Einstufung des Stoffes berücksichtigt. Dies betraf 12 Stoffe. Bei der Auswertung des C&L-Verzeichnisses wurden die Gefahrenklassen „Gefahr für die menschliche Gesundheit“ und „Gefahr für die Umwelt“ berücksichtigt. Die Gefährlichkeitsmerkmale von Gemischen wurden anhand der Massenanteile der Einzelkomponenten analog bestimmt.

Die Einstufung der eingesetzten Einzelstoffe ergab, dass acht der 19 Stoffe gemäß CLP-Verordnung ungefährlich, drei Stoffe gesundheitsschädlich, ein Stoff giftig, ein Stoff umweltgefährdend, vier Stoffe ätzend sowie sechs Stoffe reizend sind (Tabelle 5.5). Dabei kann jeder Einzelstoff mehreren Gefahrenkategorien/Gefahrenklassen zugeordnet sein. Folgende Gefahrenklassen wurden zugeordnet: Fünf Stoffe sind akut toxisch (vier Stoffe Acute Tox. 4 und ein Stoff Acute Tox. 3); ein Stoff ist reproduktionstoxisch (Repr. 1B); ein Stoff weist eine spezifische Zielorgan-Toxizität auf (STOT SE 3); ein Stoff ist akut wassergefährdend (Aquatic Acute 1); zwei Stoffe sind chronisch wassergefährdend (ein Stoff Aquatic Chronic 1 und ein Stoff Aquatic Chronic 3). Des Weiteren haben sieben Stoffe eine Ätz-/Reizwirkung auf die Haut, sechs Stoffe verursachen schwere Augenschädigungen/Augenreizung, zwei Stoffe wirken sensibilisierend auf Atemwege/

⁴ Verwaltungsvorschrift wassergefährdender Stoffe vom 17. Mai 1999, novelliert 27. Juli 2005

⁵ Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen, zur Änderung und Aufhebung der Richtlinien 67/548/EWG und 1999/45/EG und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1907/2006

Haut und ein Stoff birgt eine Aspirationsgefahr. Die hier genannten Gefährlichkeitsmerkmale beziehen sich auf den Einzelstoff, unabhängig von dessen Einsatzkonzentration im Gemisch.

Die Bewertung der Gemische (Gel-/Slickwaterfluid mit Stützmittel) zeigt, dass in vier Fluiden keiner der Inhaltstoffe im Sinne der CLP-Verordnung als relevanter Bestandteil zu klassifizieren ist und die Gemische als ungefährlich einzustufen sind (siehe

Tabelle 5.4). Ein Gemisch konnte aufgrund mangelnder Datenlage nicht bewertet werden.

Tabelle 5.4: Bewertung des Gefährdungspotenzials der Frac-Fluide nach deutschem Wasserrecht durch Einstufung in WGK (gemäß VwVwS 1999) und Gefahrstoffkennzeichnung gemäß CLP-Verordnung.

Standort	Fluid	Wassergefährdungsklasse			Gefahrstoffkennzeichnung		
		Einzelstoffe	gelöste Additive im Gemisch	Additive + Stützmittel im Gemisch	Einzelstoffe	gelöste Additive im Gemisch	Additive + Stützmittel im Gemisch
Bad Aibling	Gel	1, 3 #	nwg	1 oder 3 #		ungefährlich	ungefährlich
Bad Endorf Gt III / Bad Langensalza	Gel	nwg, ~	nwg	nwg		ungefährlich	ungefährlich
Groß Schönebeck GrSk3/90	Gel	*	*	*	*	*	*
Groß Schönebeck GrSk3/90	Slickwater	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Groß Schönebeck GrSk4/05	Slickwater	nwg, 1, 2	nwg	nwg	ätzend, reizend, gesundheitsschädlich	ungefährlich	ungefährlich
Groß Schönebeck GrSk4/05	Gel	1, 3, * #	1	1 oder 3 #	ätzend, reizend, giftig, gesundheitsschädlich, umweltgefährdend, *	ungefährlich	ungefährlich

nwg = nicht wassergefährdend, WGK 1 = schwach wassergefährdend, WGK 2 = wassergefährdend, WGK 3 = stark wassergefährdend

~ für einen Stoff liegt keine Einstufung in eine WGK vor

* Stoffe unbekannt oder nicht eindeutig identifizierbar. Somit ist eine Einstufung in eine WGK oder nach CLP-Verordnung nicht möglich. Für unbekannte Stoffe wird gemäß VwVwS 1999 vorsorglich die WGK 3 zugeordnet.

ein Inhaltstoff wird je nach seiner Zusammensetzung unterschiedlich eingestuft

Tabelle 5.5: In Deutschland bei hydraulischen Stimulationen für die tiefe Geothermie eingesetzte ausweisungspflichtige Additive sowie Einstufung in eine WGK und Gefahrstoffkennzeichnung gemäß CLP-Verordnung.

Additiv	CAS-Nummer	WGK	Gefahrstoffkennzeichnung
Kathon	55965-84-9	3	ätzend, giftig, umweltgefährdend
Magnesiumchlorid	7786-30-3	1	
Magnesiumnitrat	10377-60-3	1	reizend
Essigsäure	64-19-7	1	ätzend
Amylopektin	(9037-22-3)	kein Eintrag	
Guar Gummi	9000-30-0	1	
Natriumthiosulfat·5H ₂ O	10102-17-7	1	
Ammoniumperoxodisulfat	7727-54-0	1	reizend, gesundheitsschädlich
Natriumbromat	7789-38-0	3	reizend
Ethylenglykolmono-n-butylether	111-76-2	1	reizend
Natriumhydroxid	1310-73-2	1	ätzend
Erdöldestillat, hydrogeniert, leicht	64742-47-8	1	gesundheitsschädlich
Polyethylenglycol-Octylphenylether	9036-19-5	2,3	ätzend, reizend
keramische Materialien	66402-68-4	1,3	
Quarzsand	14808-60-7	nwg	
Kaliumchlorid	7447-40-7	1	
Triethanolamin	102-71-6	1	reizend
Borsäure	10043-35-3	1	gesundheitsschädlich
Natriumgluconat	527-07-1	1	

5.2.2.3 Zusammenfassung und Diskussion

Von den mehr als 30 hydraulischen Stimulationsmaßnahmen für die tiefe Geothermie in Deutschland und grenznahen Gebieten wurden rund zwei Drittel der Maßnahmen (an acht von elf Standorten) mit Wasser und ohne den Einsatz von Additiven durchgeführt.

Bei einem Drittel der Stimulationen, die an vier verschiedenen Standorten durchgeführt wurden, kamen Gel- und Slickwater-Fluide zum Einsatz. Darunter fallen drei balneologische Standorte, bei denen vergleichsweise geringe Fluidvolumina injiziert wurden. Der Einsatz von Gel- und Stützmitteln in Groß Schönebeck war Teil eines Forschungsvorhabens, bei dem verschiedene Konzepte für die Erschließung von geothermalen sedimentären Reservoirs erprobt werden sollten (Legarth et al., 2005).

Insgesamt sind den Autoren fünf verschiedene Fluidgemische (davon vier verschiedene Gelfluide und ein Slickwaterfluid) bekannt, die in Deutschland seit 1990 für die tiefe Geothermie zum Einsatz kamen. In zwei Fluiden wurde lediglich ein Gelbildner und Salz zugemischt. In einem Gelfluid wurden mehr als fünf Additive eingesetzt. Von den rund zwanzig insgesamt eingesetzten Einzelstoffen sind mehr als zwei Drittel der Stoffe als nicht oder schwach wassergefährdend einzustufen. Drei Additive sind wassergefährdend oder stark wassergefährdend und ein Stützmittel ist, je nach dessen Zusammensetzung, als schwach oder stark wassergefährdend zu bewerten. Rund die Hälfte der Additive und Stützmittel sind nach CLP-Verordnung als ungefährlich eingestuft. Drei Stoffe gelten als gesundheitsschädlich, ein Stoff als giftig, ein Stoff als umweltgefährdend, vier Stoffe als ätzend und sechs Stoffe als reizend.

Die Bewertung der Gemische ergab, dass drei Fluidgemische als nicht wassergefährdend gemäß VwVwS 1999 und ungefährlich gemäß CLP-Verordnung einzustufen sind. Ein Gemisch ist als schwach wassergefährdend aber gemäß CLP-Verordnung als ungefährlich zu bewerten. Ein Fluid konnte aufgrund fehlender Daten zu Inhaltsstoffen und Einsatzkonzentration nicht betrachtet werden.

Die Beurteilung der eingesetzten Additive durch den Vergleich mit den Grenzwerten der Trinkwasserverordnung, den Geringfügigkeitsschwellenwerten der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser oder weiteren ökotoxikologischen Daten zeigt, dass die Einsatzkonzentrationen der Additive die Beurteilungswerte zum Teil um vier Größenordnungen überschreiten. Durch eine Vermischung der Frac-Fluide mit den Formationswässern oder durch Abbauprozesse kann sich die Wirkkonzentration in der Umwelt verringern. Hierfür wären jedoch Bewertungen unter Berücksichtigung verschiedener Expositionsszenarien notwendig.

Aufgrund unzureichender Daten konnte ein Fluid nicht bewertet werden. Die Offenlegung der Stoffidentität und der Einsatzkonzentration der verwendeten Additive wäre zur Schaffung von mehr Transparenz zu begrüßen. Sollte der Einsatz von Gel- oder Slickwater-Behandlungen notwendig sein, ist eine Optimierung der Fluidzusammensetzung hinsichtlich kritischer Additive wünschenswert.

Die oben beschriebenen Zusammensetzungen stellen den Stand der Vergangenheit dar. Folgende Tendenz der Unternehmen zur Weiterentwicklung der verwendeten Fluide für Frac-Maßnahmen in Erdgas- und Erdöllagerstätten ist derzeit zu beobachten: Zukünftig sollen nur noch Additive verwendet werden, welche maximal als schwach wassergefährdend gelten, weder giftig noch umweltgefährlich sind und für die alle relevanten ökotoxikologischen Daten vorliegen (Kassner, 2014). Dadurch ist zukünftig eine Abnahme der Bedeutung der chemisch-ökotoxikologischen Aspekte zu erwarten.

5.3 Tiefenwässer

5.3.1 Tiefenwässer der Geothermieregionen

5.3.1.1 Oberrheingraben

Die für eine hydrogeothermische Nutzung im Oberrheingraben relevanten Aquifere sind die Kalksteine des Oberen Muschelkalks, die Sandsteine des Buntsandsteins sowie im südlichen Grabenabschnitt die Kalksteine des Haupttrogensteins (Mitteljura) und im nördlichen Grabenbereich tertiäre Sandsteinschichten (Stober und Jodocy, 2011b). Darüber hinaus werden die Granite und Gneise des Grundgebirges durch einen künstlichen Anschluss an das Deckgebirge oder an Störungen geothermisch genutzt.

Bei den Tiefenwässern des Oberrheingrabens im Beckeninneren handelt es sich um basinale Wässer. Diese mischen sich mit meteorischen Wässern, welche im Bereich der Beckenränder tief in den Untergrund infiltrieren (Wolfgramm, 2009). Aufgrund der intensiven tektonischen Zergliederung des Oberrheingrabens ist mit einer Vermischung von Wässern aus verschiedenen Horizonten, die über Störungen migrieren können, zu rechnen (Schröder et al., 2009). Diese Tiefenwasserzirkulationssysteme können bis in das kristalline Grundgebirge reichen (GtV, 2014b).

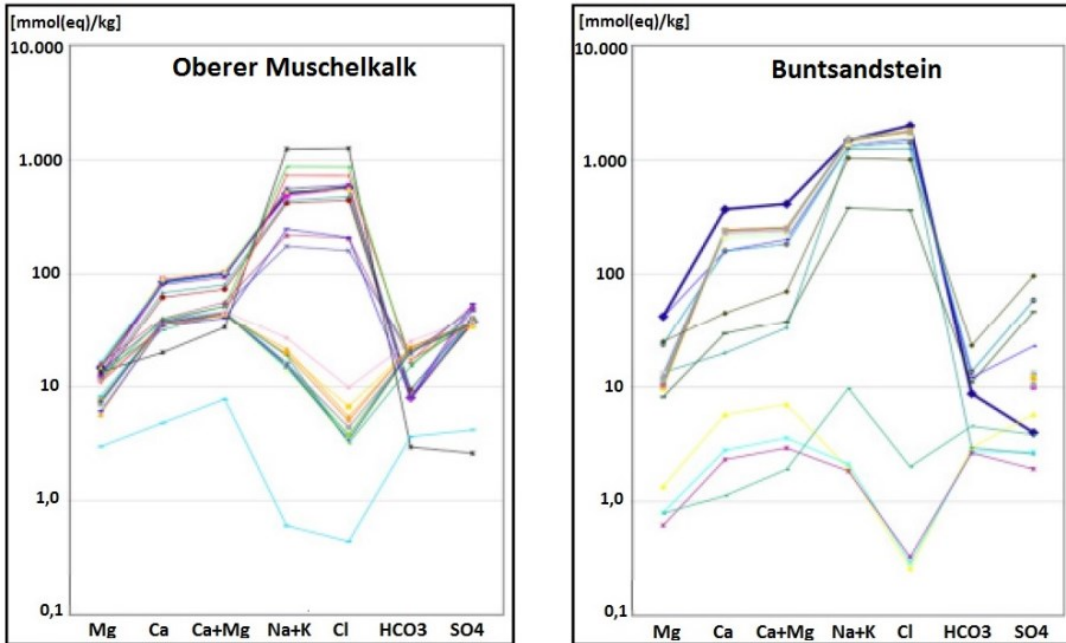
Die Gesamtmineralisation der Formationswässer im Oberrheingraben nimmt tendenziell mit der Tiefe zu. So ist in Wässern aus Tiefen von über 1000 m mit Gesamtmineralisationen von über 10 g/l zu rechnen (Stober und Jodocy, 2011b). Die höchsten Salzgehalte von 300 g/l sind in den Wässern des Haupttrogensteins bestimmt worden, geringere Salzgehalte mit maximalen Konzentrationen von rund 80 g/l im Oberen Muschelkalk und rund 120 g/l im Buntsandstein (Stober und Jodocy, 2011b; GtV., 2014b). In den Wässern des kristallinen Grundgebirges wurden Salzgehalte von rund 100 g/l bestimmt (Sanjuan et al., 2010).

Die hydrochemischen Eigenschaften der Wässer des Haupttrogensteins und des Oberen Muschelkalks sind durch die karbonatischen Gesteine bestimmt. Darüber hinaus sind die Wässer des Oberen Muschelkalks durch aufsteigende saline Wässer aus dem Mittleren Muschelkalk (Vorkommen von Sulfaten und Steinsalz) geprägt. In einigen Wässern des Buntsandsteins wurden Zumischungen aus dem kristallinen Grundgebirge nachgewiesen (Stober und Jodocy, 2011b; Stober et al., 2013). Die hydrochemische Zusammensetzung für die Hauptinhaltsstoffe der Tiefenwässer des Oberen Muschelkalks und Buntsandsteins ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Es lassen sich zumeist zwei Wassertypen unterscheiden. Niedrig mineralisierte Wässer mit hohen Anteilen an Calcium, Hydrogencarbonat und Sulfat sind in geringen Tiefen vorzufinden. Wässer aus größerer Tiefe, an der inneren Grabenzone, sind höher mineralisiert. Hier dominieren Natrium und Chlorid, unabhängig vom jeweiligen Reservoir (Stober und Jodocy, 2011b; Stober et al., 2013). Darüber hinaus sind relativ hohe Konzentrationen von Arsen, Blei, Cadmium, Fluorid, Eisen, Mangan sowie zum Teil auch Uran typisch (GeORG-Projektteam, 2013; Wolfgramm und Seibt, 2008; Wolfgramm, 2009). Die pH-Werte der Wässer sind neutral bis leicht sauer (Stober und Jodocy, 2011b; Wolfgramm und Seibt, 2008).

Über die Gasgehalte in den Tiefenwässern gibt es nur sehr wenige Untersuchungen (Stober et al., 2013). Jedoch ist mit hohen Kohlenstoffdioxidgehalten zu rechnen (Stober und Jodocy, 2011b). Methan und Stickstoff treten nur untergeordnet auf (Wolfgramm und Seibt, 2008). Wolfgramm und Seibt (2008) geben für die Tiefenwässer Gasgehalte von $0,05 - 4,0 \text{ l}_{\text{Gas}}/\text{l}_{\text{Fluid}}$ unter Normbedingungen an.

Darüber hinaus weisen die Tiefenwässer im Oberrheingraben nennenswerte Konzentrationen an natürlich vorkommenden Radionukliden auf (Eggeling et al., 2013; Degering und Köhler, 2009).

Abbildung 5.1: Schöller-Diagramme der Tiefenwässer des Oberen Muschelkalks und Buntsandsteins im Oberrheingraben für verschiedene Standorte und Tiefen. Es lassen sich innerhalb der stratigraphischen Einheiten zumeist zwei Wassertypen unterscheiden: in Wässern aus geringen Tiefen finden sich hohe Anteile an Calcium, Hydrogencarbonat und Sulfat. In den höher mineralisierten Wässern aus größeren Tiefen dominieren Natrium und Chlorid.

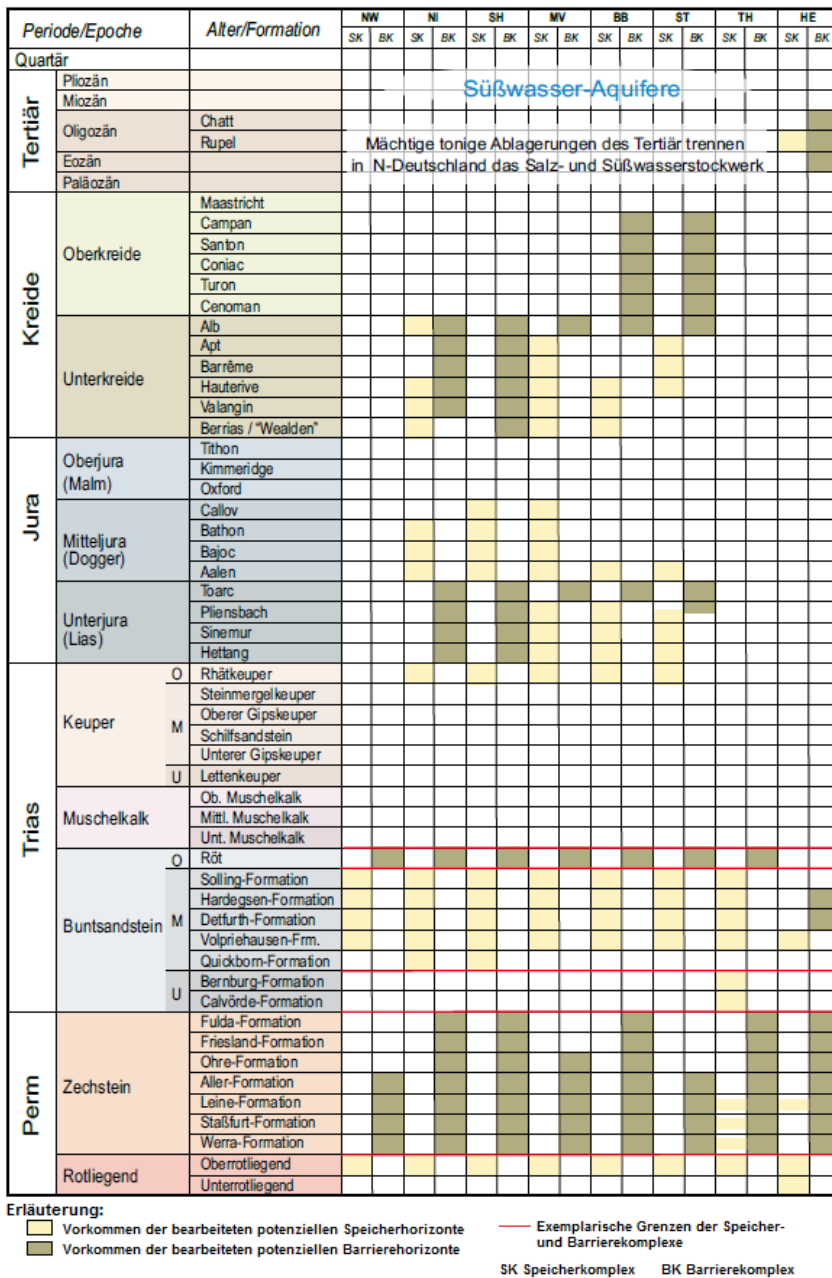


(nach GtV., 2014b)

5.3.1.2 Norddeutsches Becken

Im Norddeutschen Becken sind für eine geothermische Nutzung die Sandsteine des Rhät/Lias, des Doggers, der Unterkreide und des mittleren Buntsandsteins sowie untergeordnet des Rotliegenden und des Mittleren Keuper relevant (BMU, 2011). Darüber hinaus sind die permokarbonen Vulkanite zu berücksichtigen (Paschen et al., 2003). Einen Überblick über die geothermisch nutzbaren Horizonte sowie vorhandene Barrierekomplexe im Norddeutschen Becken gibt Abbildung 5.2.

Abbildung 5.2: Stratigraphische Einheiten im Norddeutschen Becken mit Kennzeichnung der Speicher- (gelb) und Barrierehorizonte (oliv) (NW=Nordrhein-Westfalen, NI=Niedersachsen inkl. Bremen, SH=Schleswig-Holstein inkl. Hamburg, MV=Mecklenburg-Vorpommern, BB=Brandenburg, inkl. Berlin und ausgewählte Regionen in Sachsen, ST=Sachsen-Anhalt, TH=Thüringen, HE=Hessen).



(BGR, 2011)

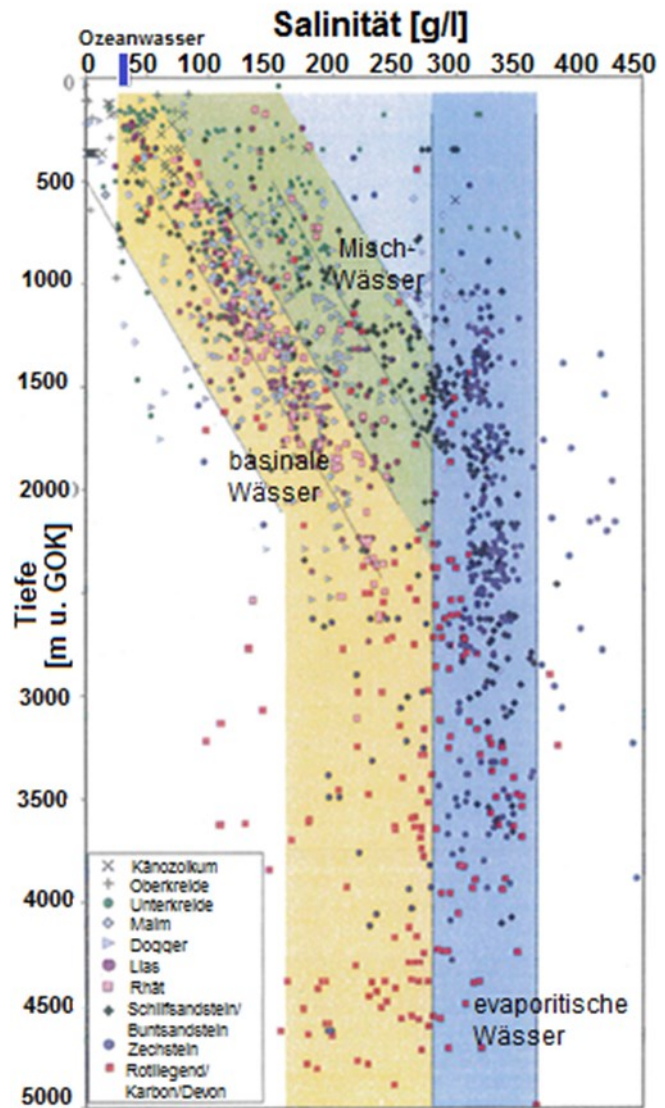
Bei den Tiefenwässern des Norddeutschen Beckens handelt es sich zumeist um basinale Wässer (Paläo-Meerwasser oder meteorische Wässer). Im Zuge der Beckensubsidenz gelangten die Wässer in größere Tiefen. Durch die zunehmenden Temperaturen und Drücke führten Wasser-Gesteins-Wechselwirkungen zu sekundären Veränderungen der Zusammensetzung der Tiefenwässer (Wolfgramm et al., 2011). Zudem erfolgen Zumischungen von hochsalinaren Wässern aus dem Bereich evaporitischer Ablagerungen und Strukturen. Hierbei sind vor allem die Zechstein- und Rotliegend-Salzstöcke und die schichtgebunden Salzvorkommen des Rötalsalinar zu nennen (Hesshaus und Wolfgramm, 2014).

Die Salzgehalte der Formationswässer nehmen mit der Tiefe zu und steigen ab Tiefen von 2.000 - 3.000 m oder ab Salzgehalten von 250 g/l kaum noch an (siehe Abbildung 5.3). Für die Salinitätszunahme der Tiefenwässer des Tertiärs bis Buntsandsteins kann ein Gradient von 10 bis rund 15 g/l je 100 m Tiefe angegeben werden, welcher lokal bis auf 25 g/l pro 100 m Tiefe erhöht sein kann (v. a. Unterkreide, Malm, Dogger, Buntsandstein). Ursache sind zufließende Natriumchloridlaugen der Salzstrukturen. Die Zechsteinwässer haben generell hohe Gesamtlösungsinhalte von überwiegend >280 g/l. Die Rotliegendwässer weisen sehr hohe Salzgehalte von meist 250 - 300 g/l auf. Für die hydrochemische Zusammensetzung der Wässer des Buntsandsteins, Rotliegend und Karbon sind vor allem diagenetische Prozesse durch erhöhte Druck- und Temperaturbedingungen von Bedeutung. Diese führen zu Änderung der Hauptbestandteile (Calciumanreicherung und Natriumverarmung) und zu Abweichungen in der Zusammensetzung der Spuren- und Nebenelemente (Wolfgramm et al., 2011).

In

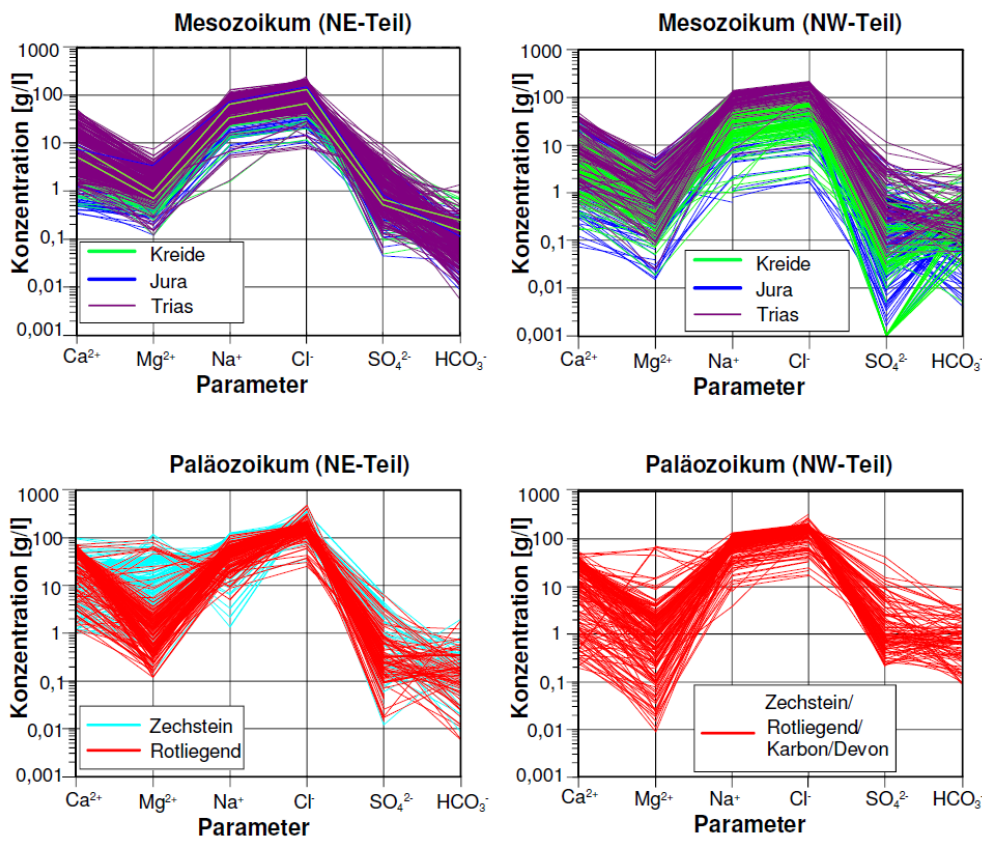
Abbildung 5.4 sind die Konzentrationen der Hauptelemente meso- und paläozoischer Tiefenwässer im Norddeutschen Becken dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass die Konzentrationsverhältnisse der Hauptelemente der Tiefenwässer unterschiedlicher Horizonte relativ ähnlich sind. Dabei unterscheiden sich die Wässer des nordwestlichen und nordöstlichen Teils des Norddeutschen Beckens kaum voneinander. Bis in Tiefenlagen von rund 2.000 m liegen vorrangig Na-Cl-Wässer vor, in größeren Tiefen nimmt der Anteil an Calcium zu, so dass Ca-Na-Cl-Wässer vorherrschen. Die Zechsteinwässer zeichnen sich durch einen erhöhten Anteil an Magnesium aus. Schwankungen zeigen sich in der Zusammensetzung der Spuren- und Nebenbestandteile. Die Konzentration der Nebenelemente (Ba, Br, F, Fe, I, Li, Mn, NH₄, Sr und SiO₂) liegt jeweils überwiegend unter 1 g/l und ist selten im g-Bereich. Die Konzentration der Spurenelemente (wie Al, As, Cd, Cu, Pb, Zn) nimmt vom µg-Bereich mit zunehmender Tiefe, v. a. ab 2.000 m, bis in den mg-Bereich zu. Die pH-Werte der Wässer liegen meist zwischen 5,0 und 7,5 (Wolfgramm et al., 2011).

Abbildung 5.3: Salzgehalte von Tiefenwässern im Norddeutschen Becken von über 1.700 Bohrungen. Es zeigt sich eine Zunahme der Salzgehalte mit der Tiefe. Ab einer Tiefe von 2.000 - 3.000 m, bzw. Salzgehalten von rund 250 g/L nehmen die Salzgehalte kaum noch zu.



(Wolfgramm et al., 2011)

Abbildung 5.4: Schöller-Diagramm der Zusammensetzung meso- und paläozoischer Tiefenwässer im Norddeutschen Becken im Tiefenbereich von 20 m bis 4.100 m.



(Wolfgramm et al., 2011)

Die Gasgehalte nehmen mit der Tiefe von 0,005 auf ca. $2 I_{\text{Gas}}/I_{\text{Fluid}}$ zu. Während in Tiefen bis 1.000 m häufig kein Gas nachgewiesen wurde, sind in Tiefen bis ca. 2.500 m Gasgehalte bis ca. $0,4 I_{\text{Gas}}/I_{\text{Fluid}}$, und für die Rotliegendwässer Gasgehalte von $1 - 2 I_{\text{Gas}}/I_{\text{Fluid}}$ bestimmt worden. In den Wässern mit geringen Gasgehalten dominiert neben Stickstoff und Methan Kohlenstoffdioxid. In den Rotliegendwässern dominiert Stickstoff (häufig $>80\%$), während Kohlenstoffdioxid und Methan nur noch untergeordnet vorkommen (Wolfgramm und Seibt, 2008; Wolfgramm, 2009). Abweichungen treten vor allem im zentralen und westlichen Becken auf. Lokal können hohe Methangehalte nachgewiesen werden, welche auf Gaslagerstätten zurückzuführen sind (GtV, 2014b).

5.3.1.3 Süddeutsches Molassebecken

Einen der wichtigsten Grundwasserleiter für die hydrogeothermische Erschließung im Süddeutschen Molassebecken stellen die klüftig-karstigen Karbonate des Oberjura (Malm) dar (Birner et al., 2011). Dabei sind vor allem der zentrale und östliche Bereich des Molassebeckens, aufgrund der besseren hydraulischen Gebirgsdurchlässigkeiten, relevant (Bay. StMWiVT, 2010). Weitere potenziell nutzbare Horizonte sowie vorhandene Barrierekomplexe im Molassebecken sind in Abbildung 5.5 dargestellt. Diese sind jedoch aufgrund zu geringer Temperaturen oder Ergiebigkeit nur lokal von Bedeutung, und werden im Folgenden nicht weiter berücksichtigt.

Die Tiefenwässer des Oberjura-Aquifers sind überwiegend meteorischen Ursprungs. Die Grundwasserneubildung erfolgt im Bereich der Schwäbischen Alb, von wo das Grundwasser in den nach Süden hin abtauchenden tiefen Bereich des Oberjura-Aquifers gelangt (Mayrhofer et al., 2014; Wolfgramm und Seibt, 2008). Zudem erfolgt im nördlichen Molassebecken eine Zumischung von Wässern aus den hangenden Schichten des Tertiärs (Bay. StM-WiVT, 2010; GtV., 2014b). Im Osten ist ein Zustrom von höher mineralisierten Tiefenwässern aus dem Kristallin des Bayerischen Walds anzunehmen. Die gering durchlässige Struktur des Landshut-Neuöttinger-Hochs (LNH) gliedert den Oberjura-Aquifer in das Niederbayrische Becken im Osten und das zentrale Becken im Westen (siehe Abbildung 5.6) (Birner et al., 2011).

Charakteristisch für den Oberjura-Aquifer sind vorrangig Süßwässer mit geringen Lösungsinhalten von bis zu 1 g/l im nördlichen und zentralen Bereich des Süddeutschen Molassebeckens, welche lokal durch Zumischung von Wässern aus den hangenden tertiären Schichten erhöht sein können (Wolfgramm und Seibt, 2008; Birner et al., 2011). Mit zunehmender Beckentiefe Richtung Süden steigen die Lösungsgehalte, sodass im Süden auch Salzwasser vorzufinden sind (Abbildung 5.6). Die höchsten Gesamtlösungsinhalte mit bis zu 35 g/l werden bei geringen Gebirgsdurchlässigkeiten im Südwesten des Molassebeckens im Übergangsbereich zur Helvetischen Fazies angetroffen (Stober und Jodocy, 2011a). Diese höher mineralisierten Wässer unterscheiden sich durch höhere Chlorid- und Gasgehalte sowie abweichende Isotopensignaturen signifikant von den Süßwässern des restlichen Beckens (GtV, 2014b). Mit zunehmender Tiefenlage des Oberjura-Aquifers nehmen die Anteile an Calcium, Magnesium, und Hydrogenkarbonat ab, während die Natrium- und Chloridkonzentrationen ansteigen, sodass in den nördlichen flacheren Bereichen Wässer vom Ca-(Mg)-HCO₃-Typ dominieren, während in den tiefen Bereichen im Südwesten Na-Cl-HCO₃-Wässer vorliegen (Bay. StM-WiVT, 2010; Stober und Jodocy, 2011a; Birner et al., 2011). Die Sulfatkonzentrationen nehmen aufgrund von Sulfidbildung (Reduktion von Sulfat) zum Beckenzentrum hin ab. Dabei entsteht Schwefelwasserstoff, welcher in den Oberjura-Wässern im zentralen und niederbayrischen Becken nachgewiesen wurde (Mayrhofer et al., 2014). Darüber hinaus zeichnen sich die Oberjura-Wässer im nördlichen und zentralen Beckenbereich durch geringe Gehalte an Spurenelementen und an natürlich vorkommenden radioaktiven Substanzen aus (Schneider et al., 2014; Degering und Köhler, 2009).

Abbildung 5.5: Stratigraphische Einheiten im Molassebecken mit Kennzeichnung der Speicher- (gelb) und Barrierhorizonte (oliv).

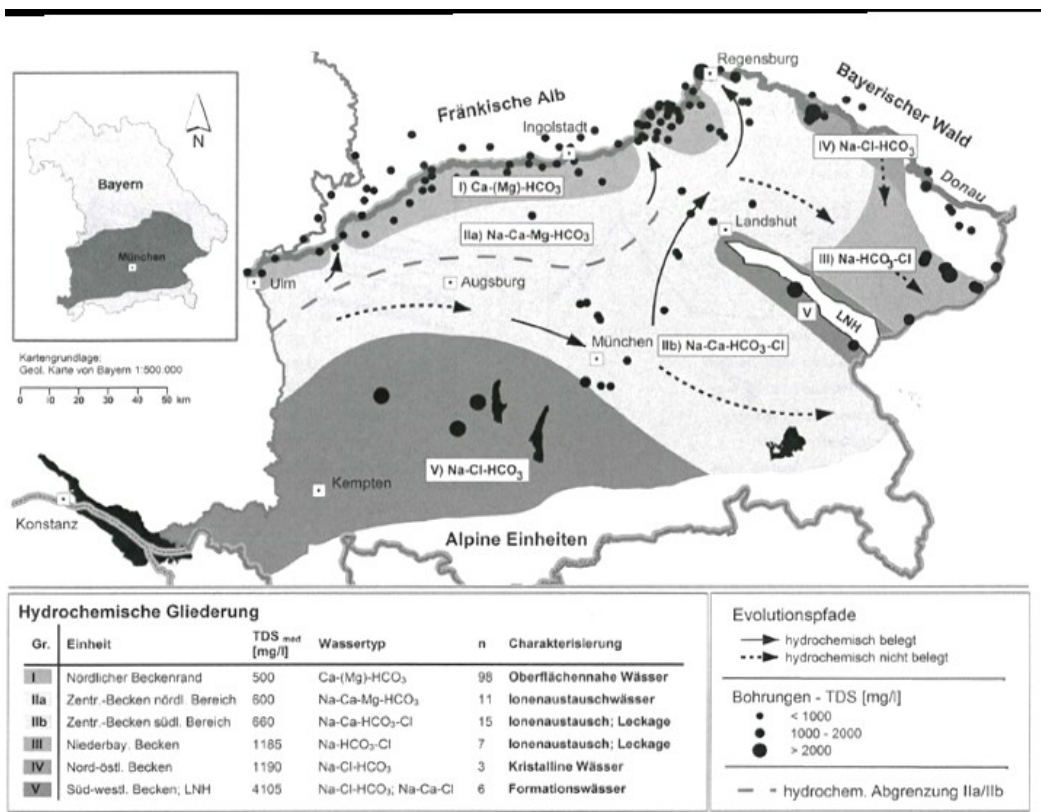
Periode/Epoche	Alter/Formation	Molassebecken			
		SK	BK		
Quartär					
Tertiär	Pliozän			regional stark differenzierte Ersässung	
	Miozän				
	Oligozän	Chatt			
		Rupel			
	Eozän				
Paläozän					
Kreide	Oberkreide	Maastricht			undifferenziert
		Campan			
		Santon			
		Coniac			
		Turon			
		Cenoman			
	Unterkreide	Alb			
		Apt			
		Barrême			
		Hauterive			
		Valangin			
		Bemias / Wealden			
Jura	Oberjura (Malm)	Tithon			
		Kimmeridge			
	Mitteljura (Dogger)	Oxford			
		Callov			
		Bathon			
		Bajoc			
	Unterkreide (Lias)	Aalen			
		Toarc			
		Plönsbach			
Trias	Keuper	Sinemur			
		Hettang			
		Oberkeuper			
		Feuerletten / Knollenmergel			
		Sandsteinkeuper			
	Muschelkalk	Gipskeuper			
		Unterkeuper			
		Ob. Muschelkalk			
	Buntsandstein	Mittl. Muschelkalk			
		Unt. Muschelkalk			
		Röt			
		Soiling-Formation			
		Hardegsen-Formation			
Detfurth-Formation					
Volpriehausen-Frm.					
Quickborn-Formation					
Perm	Zechstein	Bemburg-Formation			
		Calvörde-Formation			
		Fulda-Formation			
		Friesland-Formation			
		Ohre-Formation			
		Aller-Formation			
Rotliegend / Karbon	Leine-Formation				
	Werra-Formation				
	Staufurt-Formation				
	Rotliegend				
	Oberkarbon				

Erläuterung:
 [Gelb] Vorkommen der bearbeiteten potenziellen Speicherhorizonte
 [Oliv] Vorkommen der bearbeiteten potenziellen Barrierhorizonte
 [Schraffiert] Vorkommen mit teilweiser unsicherer stratigraphischer Zuordnung

(BGR, 2011)

Die Gasgehalte des Oberjura-Aquifers im zentralen und nördlichen Beckenbereich schwanken von 0,006 bis 0,63 $I_{\text{Gas}}/I_{\text{Fluid}}$ (Birner et al., 2011). Bei Mehrfachuntersuchungen in den einzelnen Bohrungen zeigte sich, dass die Gasführung nicht kontinuierlich und auch die Gaszusammensetzung sehr variabel ist (GtV, 2014b). Die wesentlichen Gase sind Methan (3,3 Vol% - 54,5 Vol%) Kohlenstoffdioxid (5,9 Vol% - 89,5 Vol%) und Stickstoff (4,6 Vol% - 72,6 Vol%) (Mayrhofer et al., 2014). Darüber hinaus sind teils hohe Gehalte an Schwefelwasserstoff typisch, dessen Konzentrationen häufig im Bereich von kleiner 0,04 mg/l (Nachweisgrenze) bis 6,5 mg/l (Birner et al., 2011) variieren. Wolfgramm und Seibt (2008) geben maximale Schwefelwasserstoffkonzentrationen von 25 mg/l an.

Abbildung 5.6: Unterteilung des Oberjura-Aquifers im bayrischen Teil des Molassebeckens in verschiedene hydrochemische Provinzen, mit Angabe der Gesamtmineralisation (total dissolved solids - TDS), des Wassertyps, der Anzahl der untersuchten Proben (n) und Charakterisierung der Tiefenwässer.



(Birner et al., 2011)

5.3.2 Bewertung des Gefährdungspotenzials der Tiefenwässer

Für eine Abschätzung des Gefährdungspotenzials der Tiefenwässer bei Eintrag in zur Trinkwassergewinnung nutzbare Grundwasserleiter wurden exemplarisch Tiefenwasseranalysen von einigen Geothermiestandorten zusammengetragen und mit relevanten Beurteilungswerten verglichen (siehe Tabelle 5.6). Bei den Analysendaten handelt es sich um Einzelanalysen. Diese umfassen:

- ▶ Oberrheingraben: Brühl (Buntsandstein, ca. 3.300 m), Landau (Buntsandstein/Kristallin) und Soultz-sous-Forêts (Kristallin, ca. 5.000 m) (GeoEnergy GmbH, 2014; Teza et al., 2008; Sanjuan et al., 2010),
- ▶ Norddeutsches Becken: Groß Schönebeck (Rotliegend, ca. 4.200 m), Hannover (Buntsandstein, ca. 3.600 m), Horstberg (Buntsandstein, ca. 3.800 m) (Giese et al., 2002; Hesshaus et al. 2013),
- ▶ Süddeutsches Molassebecken: zwei Bohrungen im Münchner Raum (Oberjura, ca. 2.700 und 3.000 m) (GTN, 2014 und LfU, 2014b).

Als Beurteilungswerte wurden die von der Bund/Länder- Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA) festgelegten Geringfügigkeitsschwellenwerte (LAWA, 2004), die Grenzwerte der Trinkwasserverordnung (TrinkwV, 2001), die Schwellenwerte für die Beurteilung des chemischen Grundwasserzustandes der Grundwasserverordnung (GrwV, 2010) sowie die Umweltqualitätsnormen zur Beurteilung des chemischen Zustandes von oberirdischen Gewässern (JD-UQN) der Oberflächengewässerverordnung (OGewV, 2011) herangezogen.

5.3.2.1 Oberrheingraben

Die betrachteten Tiefenwässer aus dem Buntsandstein und kristallinem Grundgebirge des Oberrheingrabens zeichnen sich durch hohe Salzgehalte von rund 100 g/l aus und sind dem Na-Cl-Wassertyp zuzurechnen. Die Konzentration der Nebenelemente (Ba, Br, F, Fe, Li, Mn, NH₄, Sr, SiO₂) ist jeweils <1 g/l, die der Spurenstoffe überwiegend <0,1 mg/l (Cd, Cr, Co, Cu, Ni), mit Ausnahme von hauptsächlich Arsen und Zink (Tabelle 5.6).

Beim Vergleich der Elementgehalte mit den Beurteilungswerten zeigt sich eine Überschreitung dieser von vier Größenordnungen für As, von drei Größenordnungen für Cl, Fe und Na, von zwei Größenordnungen für Ba, B, Cd, F, Mn, NH₄, Pb und Zn und eine Größenordnung für Al, Co, Cu und Ni. Somit weisen die hier bewerteten Formationswässer des Oberrheingrabens aufgrund der stark erhöhten Arsengehalte sowie erhöhter Metall- und Salzgehalte ein höheres Gefährdungspotenzial auf. Darüber hinaus können erhöhte Gehalte an Kohlenwasserstoffen (wie z. B. Mineralölkohlenwasserstoffe oder aromatische Kohlenwasserstoffe) vorliegen, wie Analysen des Thermalwassers aus Brühl zeigen.

Zudem lag den Autoren das Sicherheitsdatenblatt für die Thermalsole vor, die in Insheim gefördert wird. Dies wurde als schwach wassergefährdend bewertet. Eine Einstufung gemäß CLP-Verordnung entfiel (Pfalzwerke geofuture GmbH, 2014).

5.3.2.2 Norddeutsches Becken

Die hier betrachteten Rotliegend- und Buntsandsteinwässer des Norddeutschen Beckens sind hochsalinar, mit einer Gesamtmineralisation von weit über 200 g/l und sind dem Ca-Na-Cl-Wassertyp bzw. dem Na-Cl-Wassertyp zuzuordnen. Die Konzentration der einzelnen Nebenelemente (Ba, Br, F, Fe, I, Li, Mn, NH₄, Sr, SiO₂) liegt überwiegend bei <1 g/l und selten im g/l-Bereich. Die Konzentration der Spurenelemente nimmt vom µg/l-Bereich bis in den g/l-Bereich (z. B. Zn) bzw. in den mg/l-Bereich (vor allem As, Cd, Cu und Tl) zu. Der Vergleich der Elementgehalte der Rotliegend- und Buntsandsteinwässer mit den Beurteilungswerten zeigt, dass die Beurteilungswerte um bis zu fünf Größenordnungen (Pb, Zn) überschritten werden (Tabelle 5.6). Überschreitungen von vier Größenordnungen ergeben sich für Cd und Tl, Überschreitungen von drei Größenordnungen für As, Ba, Cl, Fe, Mn, Na und NH₄ und von zwei Größenordnungen für Mo und SO₄.

Somit weisen die hier bewerteten Tiefenwässer im Norddeutschen Becken aufgrund ihrer hohen Salz- und Metallgehalte ein höheres Gefährdungspotenzial auf.

Darüber hinaus können erhöhte Gehalte an Kohlenwasserstoffen (wie z. B. Mineralölkohlenwasserstoffe oder aromatische Kohlenwasserstoffe) vorliegen, wie Analysen des Thermalwassers aus Neustadt-Glewe bestätigen.

5.3.2.3 Süddeutsches Molassebecken

Charakteristisch für die Beschaffenheit der Malm-Wässer im zentralen Bereich des Süddeutschen Molassebeckens sind Süßwässer mit geringen Lösungsinhalten von bis zu 1 g/l, die dem Na-(Ca)-HCO₃-Cl-Wassertyp zuzuordnen sind. Bei den Nebenelementen sind die dominierenden Bestandteile Silizium, Fluorid, Schwefelwasserstoff und Ammonium. Alle anderen Neben- und Spurenstoffe liegen in Konzentrationen von zumeist unter 1 mg/l (Al, B, Ba, Br, Fe, I, Li, Mn, Sr), bzw. unter 1 µg/l (Cr, Cu, Hg, Se, Zn) oder unter der Nachweisgrenze (As, Pb) vor.

Der Vergleich der Elementkonzentrationen mit den Beurteilungswerten zeigt, dass die Beurteilungswerte zu meist unterschritten werden (Tabelle 5.6). Geringfügige Überschreitungen liegen für Aluminium, Ammonium, Bor, Fluorid und Mangan vor. Jedoch werden bereits bei geringen Verdünnungen (1:10) die Beurteilungswerte nicht mehr überschritten.

Somit kann das Gefährdungspotenzial der Malm-Wässer des zentralen Bereichs des Süddeutschen Molassebeckens anhand der vorliegenden Analysendaten als geringfügig bewertet werden. Es ist jedoch mit erhöhten Gehalten an Schwefelwasserstoff zu rechnen. Zudem können erhöhte Gehalte an Kohlenwasserstoffen (wie z. B. Mineralölkohlenwasserstoffe oder aromatische Kohlenwasserstoffe) vorliegen, wie Untersuchungen des Thermalwassers in Unterhaching zeigen.

Tabelle 5.6: Tiefenwasseranalysen verschiedener Geothermiestandorte im Norddeutschen Becken, Oberrheingraben und Süddeutschen Molassebecken. Zur Bewertung der chemischen Beschaffenheit der Tiefenwässer sind vergleichend verschiedene Beurteilungswerte angegeben. Diese umfassen die Grenzwerte der Trinkwasserverordnung (TrinkwV 2001), die Geringfügigkeitsschwellenwerte (GFS) der Bund-/Länder Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA 2004), die Schwellenwerte für die Beurteilung des chemischen Grundwasserzustandes der Grundwasserverordnung (GrwV, 2010) sowie die Umweltqualitätsnormen zur Beurteilung des chemischen Zustandes von oberirdischen Gewässern (JD-UQN) der Oberflächengewässerverordnung (OGewV, 2011).

		Norddeutsches Becken			Oberrheingraben			Süddeutsches Molassebecken		Beurteilungswerte			
Standort		Hannover	Horstberg	Groß Schönebeck	Landau	Soultz-sous-Forêts	Brühl	Unterhaching	Waldkriburg	TrinkwV	GFS	GrwV	OGewV
Quelle		Hesshaus et al. 2013	Hesshaus et al. 2013	Giese et al. 2002	Teza et al. 2008	Sanjuan et al. 2010	Geo-Energy GmbH, 2014	GTN GmbH, 2014	LfU, 2014b				
Formation		Buntsandstein	Buntsandstein	Rotliegend	Kristallin/Buntsandstein	Kristallin	Buntsandstein	Oberjura	Oberjura				
Tiefe	m	3.420 - 3.843	3.770 - 3.900	4.235	>3.000	5.100	3.285	3.000 - 3.350	2.700				
Allgemeine Parameter													
pH			5,5	5,7	5,4	5,2	5,0	5,0	6,3	6,5	6,5 - 9,5		
Leitf.	µS/cm				75.910	138.000	120.000	142.000	903	740	2.790		
Eh	mV				103		< -100	44	-92	-145			
TDS	g/l	382	260	266	97,0		97,0	100,0	0,59				

Fortsetzung Tabelle 5.6

		Norddeutsches Becken			Oberrheingraben			Süddeutsches Molassebecken		Beurteilungswerte			
Standort		Hannover	Horst- berg	Groß Schö- nebeck	Landau	Soultz- sous- Forêts	Brühl	Unter- haching	Wald- krai- burg	TrinkwV	GFS	GrwV	OGewV
Hauptelemente - Kationen													
Na	mg/l	104.632	63.848	38.400	26.250	28.400	27.500	27.200	116	115	200		
Ca	mg/l	29.403	27.340	54.000	7.035	9.230	6.900	7.550	30,9	27,1			
K	mg/l	8.374	4.511	2.900	3.480	4.210	3.250	4.240	23,8	18,0			
Mg	mg/l	956	1.279	430	91	91	125	122	3,9	5,4			
Hauptelemente - Anionen													
Cl	mg/l	230.679	158.803	167.300	58.411	65.900	59.000	60.300	90,7	81,4	250	250	250
HCO ₃	mg/l	254	112		290		85,0		294	288			
SO ₄	mg/l	151	949	140	153	133		74,6	23,1	4,8	250	240	240

Fortsetzung Tabelle 5.6

Standort	Norddeutsches Becken			Oberrheingraben			Süddeutsches Molassebecken		Beurteilungswerte					
	Hannover	Horst- berg	Groß Schö- nebeck	Landau	Soultz- sous- Forêts	Brühl	Unter- haching	Wald- krai- burg	TrinkwV	GFS	GrwV	OGewV		
Neben- und Spurenelemente														
Al	mg/l	(0,2)			0,43	0,04	0,05	0,02	0,02	0,03	0,2			
As	µg/l	(6.046)		1.400	15.700	7.250	6.000	3.800	<0,37	<1,0	10	10	10	
Ba	mg/l	127	54,8	(28,0)			10,0	27,6	0,18	0,17		0,34		
B	mg/l					19,9	35,0		1,5	0,70	1	0,74		
Br	mg/l	2.219	873	(306)	219	191	220	107	< 1	0,40				
Cd	µg/l	(24)		1.800		30,0	10,0	30,0			3	0,5	0,5	(0,25)
Co	µg/l	(7)					50,0	<3,0				8		
Cr	µg/l	(6)				<1,0	40,0	1,0	0,59		50			
Cu	µg/l	(684)		1.500		44,0	45,0	18,0	0,16		2.000	14		
F	mg/l				35,5		4,5	2,5		2,9	1,5	0,75		
Fe	mg/l	263	85,3	114	156	24	100	68,6	0,03	0,13	0,2			
Hg	µg/l					0,50		<0,2	0,00005		1	0,2	0,2	0,05
I	mg/l			(17)		<2,0		0,92	0,0003	0,21				
Li	mg/l	156	115	204	159		140	100	0,24	0,13				
Mn	mg/l	514	176	270		20,2	15,0	41,0	0,001	0,06	0,05			
Mo	µg/l	(40)										35		
NH ₄	mg/l	104		75,0		41,0	23,5	55,0	2,5		0,5		0,5	
Ni	µg/l	(15)				57,0	100,0	7,0			20	14		20
Pb	mg/l	220	75,2	120		0,65	0,30	0,56	<0,0005		0,01	0,007	0,01	0,0072

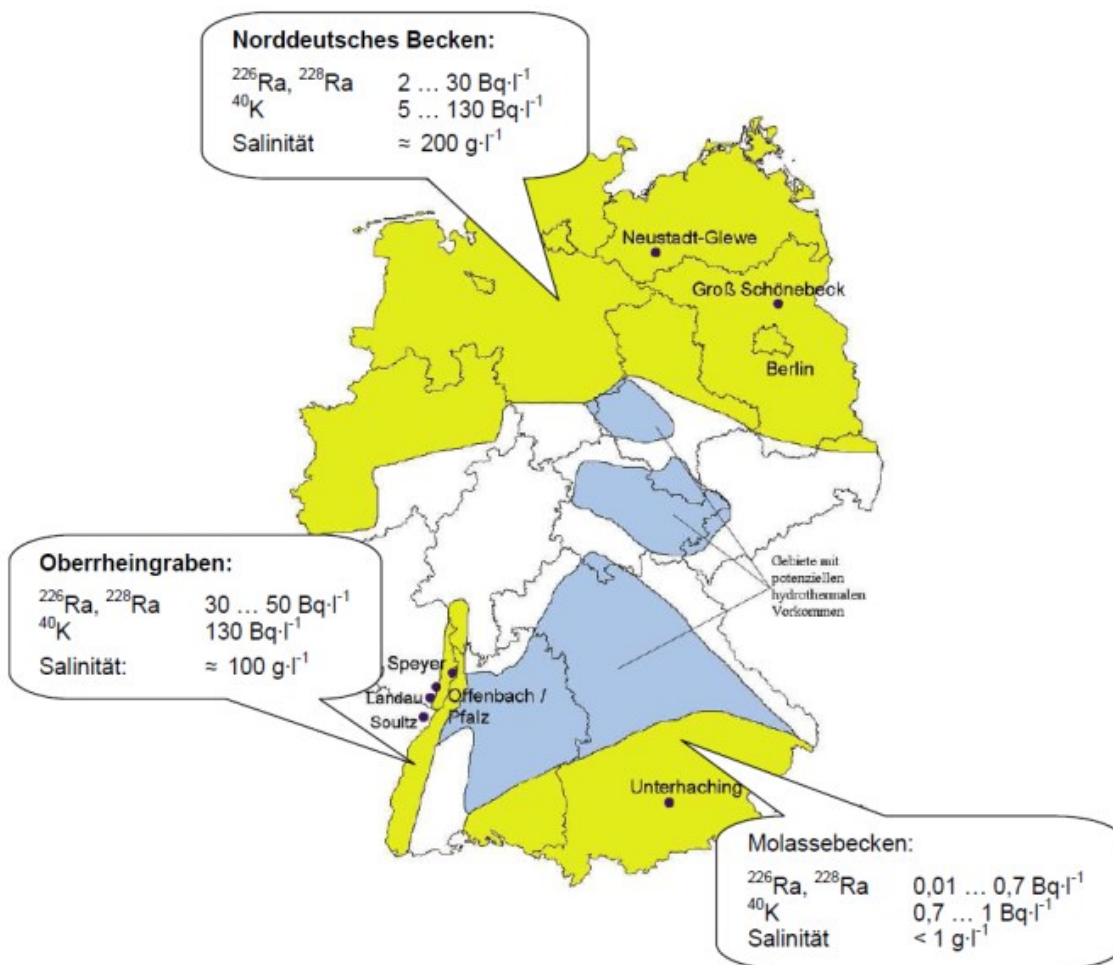
Fortsetzung Tabelle 5.6

Standort		Norddeutsches Becken			Oberrheingraben			Süddeutsches Molassebecken		Beurteilungswerte			
		Hannover	Horst-berg	Groß Schö- nebeck	Landau	Soultz- sous- Forêts	Brühl	Unter- haching	Wald- krai- burg	TrinkwV	GFS	GrwV	OGewV
SiO ₂	mg/l	49,8	67,0					78,3					
Sr	mg/l	2.372	1.436	1.900	383		450	280	0,92	0,80			
Tl	µg/l	(4.656)									0,8		
U	µg/l	(0,5)								10			
V	µg/l	(2)									4		
Zn	[mg/l]	1.006		160		3,7	3,0	5,77	0,001		0,058		

5.3.3 Natürlich vorkommende radioaktive Substanzen - NORM

Tiefenwässer können natürlich vorkommende radioaktive Substanzen enthalten. Die Hauptaktivitäten der Radionuklide entstammen den Isotopen des Radiums (^{226}Ra , ^{228}Ra und ^{224}Ra) und des Kaliums (^{40}K) (Degering und Köhler, 2009). Andere Radionuklide zeigen eine geringere Mobilität bzw. Löslichkeit, bis hin zu den Gehalten an Thorium und Uran, deren Aktivitäten teils unter den Nachweisgrenzen liegen (Degering und Köhler, 2009, Eggeling et al., 2013). Die Gehalte der natürlichen Radionuklide variieren deutlich in den verschiedenen geothermalen Potenzialregionen (siehe Abbildung 5.7 und Tabelle 5.7). Die geringsten ^{40}K -, ^{226}Ra - und ^{228}Ra - Aktivitäten von <1 Bq/l wurden in den Tiefenwässern im Süddeutschen Molassebecken bestimmt (Degering und Köhler, 2009). Für die hochmineralisierten Tiefenwässer des Oberrheingrabens und des Norddeutschen Beckens wurden Aktivitätskonzentrationen der Radiumisotope ^{226}Ra , ^{228}Ra im Bereich von 10 bis 50 Bq/l bzw. 2 bis 30 Bq/l (Degering und Köhler, 2009, Eggeling et al., 2013) sowie für Kalium von bis zu 130 Bq/l (Degering und Köhler, 2009) und größer (Hesshaus et al., 2013) nachgewiesen. Somit liegen die Radiumaktivitäten in den Tiefenwässern im Norddeutschen Becken und Oberrheingraben um mehrere Größenordnungen über denen deutscher Trinkwässer (0,001 bis 0,35 Bq/l) (Beyermann et al., 2009) und den von der Weltgesundheitsorganisation (WHO) vorgeschlagenen Grenzwerten von 1 Bq/l für ^{226}Ra bzw. 0,1 Bq/l für ^{228}Ra (WHO 2011).

Abbildung 5.7: Typische Wertebereiche der Aktivitäten natürlicher Radionuklide und der Salzgehalte in den Tiefenwässern der geothermalen Potenzialregionen in Deutschland.



(Degering und Köhler, 2009)

Tabelle 5.7: Aktivitätskonzentrationen natürlicher Radionuklide in Formationswässern verschiedener Geothermiestandorte sowie Angabe der Richtwerte der Weltgesundheitsorganisation (WHO) für Radionuklidgehalte im Trinkwasser (WHO, 2011).

		Norddeutsches Becken			Oberrheingraben			Mo- lasse- becken	WHO
		Hanno- ver	Horst- berg	Neu- stadt- Glewe	Soultz- sous- Forêts	Brühl	Bruchsal	Isma- ning	Richt werte
		(Hess- haus et al., 2013)	(Hess- haus et al., 2013)	(Dege- ring und Köhler, 2011)	(Egge- ling et al., 2013)	(GeoEnergy GmbH, 2014.)	(Eggeling et al., 2013)	(LfU, 2014b)	
²²² Rn	[Bq/kg]					23,4 ± 1,9	18 ± 3 ... 37,8 ± 2,8	13,1 ± 1,1	
²²⁴ Ra	[Bq/kg]		33,9 ± 20	8,1 ± 0,6	19,9 ± 1,1	7,53 ± 0,9	9,3 ± 1,6 ... 10,3 ± 1,4		1*
²²⁶ Ra	[Bq/kg]	33,1 ± 6,6	22,1 ± 3,3	7,7 ± 0,4	29,1 ± 1,3	14,0 ± 0,65	23,5 ± 1,8 ... 28,2 ± 1,3	0,34 ± 0,01	1*
²²⁸ Ra	[Bq/kg]	31,2 ± 10	23,7	9,43 ± 0,23	20,5 ± 0,9	15,3 ± 0,75	12,4 ± 1,1 ... 15,4 ± 0,9	0,019 ± 0,004	0,1*
²¹⁰ Pb	[Bq/kg]	197 ±18	26,5 ± 7,0	0,31 ± 0,09					0,1*
²²⁸ Th	[Bq/kg]	2,8 ± 11	0,8 ± 10	< 0,05			< 0,5		1*
²³² Th	[Bq/kg]			< 0,005			< 0,05		1*
²³⁵ U	[Bq/kg]			< 0,0005	< 1,9				1*
²³⁸ U	[Bq/kg]			< 0,01	< 5,3		< 1,5		10*
⁴⁰ K	[Bq/kg]	213,3 ±12	112,7 ± 6,6	24,4 ± 0,9	96 ± 6		107,0 ± 7,3		

* Werte sind in Bq/l angegeben

Die radioaktiven Substanzen können sich in den Ablagerungen an Bauteiloberflächen (Scales) anreichern. Dies ist vor allem für die Betriebsphase der geothermischen Anlage relevant. Dabei wird Radium aufgrund seiner chemischen Ähnlichkeit zu Barium und Strontium in schwerlösliche Sulfatverbindungen (z. B. Baryt-Coelestin-Mischkristalle) mit gefällt. ^{210}Pb ist chemisch gesehen identisch zu inaktivem Blei und wird in die bleihaltigen Phasen (z. B. Galenit, elementares Blei) eingebaut. Untersuchungen der Ablagerungen in der Anlage in Neustadt-Glewe wiesen spezifische Aktivitäten von einigen 100 Bq/g für ^{226}Ra , ^{228}Ra , ^{210}Pb , ^{228}Th nach (Degering und Köhler, 2009). Ähnliche Werte wurden in Soultz-sous-Forêts bestimmt, wobei hier vor allem Radiumisotope in den Ablagerungen enthalten sind. Im Gegensatz dazu wurden für die Anlage in Bruchsal durchschnittliche spezifische Aktivitäten von lediglich 0,1 mBq/g gemessen. Somit müssen beim Betrieb der geothermischen Anlage und der Entsorgung anfallender Rückstände gegebenenfalls die Bestimmungen des Strahlenschutzes (Strahlenschutzverordnung) berücksichtigt werden. Untersuchungen von Degering und Köhler (2009) zur Strahlenexposition der Anlage in Neustadt-Glewe zeigten, dass für Einzelpersonen die zusätzliche Strahlenexposition beim Betrieb der geothermalen Anlage vernachlässigbar ist. Messungen in Bruchsal ergaben, dass die gemessene Ortsdosisleistung in dem in Deutschland natürlich vorkommenden Strahlungsbereich (0,05 bis 0,2 $\mu\text{Sv/h}$) lag. Im Gegensatz dazu wurden in Soultz-sous-Forêts höhere Ortsdosisleistungen von bis zu 11 $\mu\text{Sv/h}$ gemessen. Entsprechende Handlungsempfehlungen wurden konzipiert. Forschungsarbeiten über den Einsatz von Inhibitoren zur Verhinderung von Ausfällungen sind noch nicht abgeschlossen. Darüber hinaus wird sowohl in Bruchsal als auch in Soultz-sous-Forêts ein radiologisches Monitoring durchgeführt (Eggeling et al., 2014).

5.4 Aufkommen und Entsorgung von rückgeförderten Fluiden aus der Formation

5.4.1 Hydraulische Stimulationen mit Stützmitteleinsatz (Stützmittelfracs)

Im Anschluss an Fracking-Maßnahmen mit Gel- und Stützmitteleinsatz findet in der Regel eine Rückförderung als Säuberungsschritt (Cleanup) statt. Ziel ist es, Gelreste und Stützmittel, die in der Bohrung verblieben sind, auszufördern. Dabei ergibt sich ein Gemisch aus dem injiziertem Fluid, Formationswasser und Gasen, welches an die Oberfläche gelangt (sog. Flowback). Des Weiteren kann dieses Gemisch mögliche Abbau- und Reaktionsprodukte der eingesetzten Additive sowie mobilisierte Lösungsprodukte und organische Substanzen (Öl/Gas) aus dem Reservoir enthalten. Während der Rückförderung ändert sich die Zusammensetzung des Flowbacks, wobei der Anteil des injizierten Fluids am Flowback mit zunehmender Förderung abnimmt und der Anteil an Fluiden aus dem Reservoir (Formationswasser/ Gas/ggf. Kohlenwasserstoffe) steigt. Das zurückgeförderte Fluid muss speziell entsorgt werden. Dies wird durch zugelassene Entsorgungsunternehmen übernommen, welche dem „Auftraggeber“ einen Entsorgungsnachweis übergeben müssen.

Für die nur sehr vereinzelt in Deutschland durchgeführten Stützmittelfracs für die tiefe Geothermie liegen den Autoren nur wenige Informationen über das Aufkommen und die Entsorgung des Flowback vor. Darüber hinaus fehlen Daten über die chemische Beschaffenheit des Flowbacks. Mittels der Daten über die chemische Beschaffenheit des Flowbacks könnten aussagekräftige Massebilanzen erstellt werden, um den Verbleib der Frac-Fluide im Untergrund zu quantifizieren, bzw. den Anteil an Frac-Fluid zu ermitteln, welcher als Flowback zurück an die Oberfläche gelangt. Am Standort Groß Schönebeck wurde im Anschluss an die Gel-Stützmittelfracs 2002 ein Mehrfaches des injizierten Volumens und nach den Gelfracs 2007 mehr als 50% des verpressten Volumens, zum Teil auch im Rahmen von Fördertests, zurückgefördert. Die Fluide (jeweils mehrere Hundert Kubikmeter) wurden als Sondermüll und durch Einbringung in den tiefen Untergrund weit unterhalb zur Trinkwassergewinnung nutzbarer Grundwasserhorizonte entsorgt.

5.4.2 Hydraulische Stimulationen mit Wasser (Wasserfracs)

Eine Rückförderung im Anschluss an eine Wasserinjektion (Wasserfrac) zur Freiförderung der Bohrung (Cleanup) ist nicht zwingend notwendig, da nur Wasser injiziert wurde. Oftmals wird aber eine Rückförderung angeschlossen, um mobilisierte Partikel aus der Bohrung auszutragen und gleichzeitig als hydraulischen Test zu nutzen. Mittels hydraulischer Tests können wichtige Daten über das Reservoir gewonnen und der Erfolg der Behandlung beurteilt werden. Die hydraulischen Tests können als Injektions- oder Fördertest durchgeführt werden. Das rückgeförderte Fluid wird in Auffangbecken oder Tanks zwischengespeichert. Insgesamt können einige hunderte bis zehntausende Kubikmeter Fluid pro Standort anfallen. Der weitere Umgang mit dem Fluid, bzw. ob die Möglichkeit einer Reinjektion in dieselbe Formation besteht, hängt erheblich davon ab, wie empfindlich die Formation auf den Eintrag der Wässer reagiert (z. B. Sauerstoffeintrag). So kann es aufgrund chemischer Reaktionen zu Speicherschädigungen kommen, z. B. durch Mineralausfällungen. Eine Möglichkeit dies zu verhindern ist die Konditionierung des Fluides (z. B. durch Zugabe von Sauerstoffinhibitoren). Andernfalls müsste das Fluid entsorgt werden, durch z. B. die Einbringung in den tiefen Untergrund weit unterhalb zur Trinkwassergewinnung nutzbarer Grundwasserhorizonte oder durch Aufbereitung. Eine Reinjektion in anderen Gesteinshorizonte über den Ringraum der Bohrung stellt eine Möglichkeit dar, um die Zwischenlagerung der Fluide an der Oberfläche zu vermeiden. Bei den Projekten im Oberrheingraben wurden die rückgeförderten Fluide nach Zwischenlagerung zumeist für Injektionstests genutzt und in dieselbe Formation reinjiziert. Bei den Standorten im Norddeutschen Becken wurden die rückgeförderten Wässer in anderen Formationen des tiefen Untergrunds, weit unterhalb zur Trinkwassergewinnung nutzbarer Aquifere, entsorgt. Mögliche Umweltauswirkungen durch die Entsorgung der rückgeförderten Fluide wurden im Rahmen dieses Berichts nicht untersucht.

Im Anschluss an die erste Frac-Maßnahme in Horstberg wurde nur ein Teil des injizierten Wasservolumens rückgefördert (rund 130 m³). Das bei der zweiten Behandlung verpresste Wasservolumen wurde im Rahmen mehrerer Produktionstests vollständig zurückgewonnen. Insgesamt wurden in Horstberg im Zeitraum zwischen 2003 und 2009 während zweier Wasserfracs und mehrerer hydraulischer Tests rund 56.000 m³ Frischwasser in den Buntsandstein injiziert. Rund 61.000 m³ Fluid wurden rückgefördert und über den Ringraum der Bohrung in den „Kalkarenit“ der Oberkreide in ca. 1200 m reinjiziert (Jung et al., 2006; Jatho, 2014).

In Hannover wurden 20.000 m³ Wasser in den Buntsandstein verpresst. Im Rahmen des Produktionstests wurden 550 m³ Wasser zurückgefördert, welche direkt über den Ringraum der Bohrung in den Wealden-Sandstein in ca. 1.200 m Tiefe injiziert wurden (Tischner et al., 2013).

Im Anschluss an die Wasserinjektion in Groß Schönebeck 2003 wurde rund ein Zehntel des injizierten Fluidvolumens (einige Hundert Kubikmeter) während eines Produktionstests rückgefördert und über eine Versenkbohrung entsorgt.

In Landau wurden im Anschluss an die Wasserinjektionen vorrangig Injektionstests durchgeführt. Das während eines Produktionstests geförderte Wasser von rund 1.500 m³ wurden nach Zwischenlagerung für weitere Injektionstests verwendet (Teza et al., 2008).

5.4.3 Produktionswasser (Betriebsphase)

Während des Betriebs einer geothermischen Anlage zirkuliert das Thermalwasser in einem geschlossenen Kreislauf. Über eine Förderbohrung gelangt das Thermalwasser an die Oberfläche und wird in einer Thermalwasserleitung zum Wärmetauscher geführt. Das abgekühlte Wasser wird anschließend über eine Injektionsbohrung in den Untergrund reinjiziert. Dabei können Förder- und Injektionsbohrung dieselbe (Ein-Bohrloch-Verfahren) oder verschiedene Bohrungen sein (Dubletten-/Triplettsystem). Bei Anlagenstillstand wird das Rücklaufwasser ggf. in Auffangbecken zwischengespeichert und später wieder dem Thermalwasserkreislauf zugeführt. So fallen keine Formationswässer an, welche entsorgt werden müssen. Sämtliche Stoffe, die mit dem Thermalwasser an die Oberfläche gefördert werden, gelangen wieder zurück ins Reservoir. Ausnahmen bilden Ablagerungen durch Mineralausfällungen (Scales) und Feststoffe, zu deren Abscheidung Filter dienen. Spezielle Metalle und natürlich vorkommende radioaktive Substanzen können sich in den

Scales anreichern und müssen ggf. gesondert entsorgt werden. Zur Minimierung von Ausfällungen können chemische Inhibitoren eingesetzt werden, die im laufenden Betrieb der Anlage dauerhaft dosiert zugegeben werden. Auftretende Ablagerungen können mittels Säuerungen entfernt werden.

6 Chemische Stimulation in Geothermiebohrungen

Chemische Stimulationen dienen der Verbesserung der hydraulischen Eigenschaften im näheren Umfeld der Bohrung. Durch Injektion von zumeist Säuren können bohrungsbedingte Widerstände, wie Spülungsreste oder Bohrklein im Bohrloch und Bohrlochrandbereich entfernt, chemische Ausfällungen beseitigt oder natürlich vorkommende Minerale gelöst werden. Die chemische Stimulation findet häufige Anwendung in Karbonatgesteinen und Silikaten. In klüftigen Karbonatgesteinen können vorhandene Fließwege auch in größerer Entfernung vom Bohrloch erweitert werden.

Chemische Gesteinsbehandlungen werden in Öl- und Gasbohrungen, in Trinkwasserbrunnen und in Thermalbohrungen standardmäßig durchgeführt (Bracke, 2014). So werden z. B. ca. 600 - 800 chemische Brunnenregenerierungen, hauptsächlich von Trinkwasserbrunnen, jährlich in Deutschland durchgeführt (Houben und Treskatis, 2012).

6.1 Auswahl der Fluide

Die Auswahl der Fluide für die chemische Stimulation erfolgt in Abhängigkeit von den Reservoirbedingungen wie Mineralogie, Druck und Temperatur oder Hydrochemie des Formationswassers sowie der Bewertung von Formationsschäden durch Bohrklein oder Spülungsreste. Idealerweise sollten die Fluide folgende Eigenschaften aufweisen: (I) geringe Viskosität, (II) tiefes Eindringen in die Formation, (III) hohes Lösevermögen, (IV) keine unerwünschte Schädigung der Formation durch Ausfällungen (Portier et al., 2007).

Generell hat sich der Einsatz von Säuren bewährt. Als effektivste Säuren gelten Salz- und Flusssäure, welche seit den 1980er Jahren erfolgreich in Thermalbohrungen angewendet werden. Während Salzsäure für die Lösung von Karbonaten, wie Dolomit, Calcit oder Siderit eingesetzt wird, wird Flusssäure zur Lösung von Silikaten, wie Tonmineralen oder Feldspäten genutzt (Schulte et al., 2010).

Zur Lösung von **Karbonaten** kommt hauptsächlich Salzsäure zum Einsatz, welche gelegentlich mit Essigsäure oder Ameisensäure gemischt wird. Vorteil bei der Verwendung organischer Säuren ist ihre geringere korrosive Wirkung. Nachteilig bei deren Verwendung ist, dass es bei Standorten mit geringen Temperaturen (<70 °C) zur Bildung von Biofilmen oder Verkeimung aufgrund mikrobieller Entwicklungen kommen kann (Wolfgramm et al., 2012).

Zur Lösung von **Silikaten** wird ein Gemisch aus Flusssäure und Salzsäure verwendet. Die Zugabe von Salzsäure dient der Verhinderung des Ausfallens von Silizium- und Aluminiumkomplexen. Die Konzentration der eingesetzten Säuren variiert in Abhängigkeit des Ton- und Schluffgehaltes im Reservoir, der Gesteinsdurchlässigkeit sowie dem Vorhandensein von Salzsäure-sensitiven Tonmineralen (wie Chlorit) und liegt meist zwischen 4 - 12%iger Salzsäure und 0,5 - 3%iger Flusssäure. Bei Vorhandensein von Salzsäure-sensitiven Mineralen werden organische Säuren eingesetzt (Portier et al., 2007).

Zur Herstellung des Flusssäure-Salzsäure-Gemisches dient Ammoniumhydrogendifluorid (NH_4HF_2), welches in Salzsäure gelöst wird (Schulte et al., 2010). Eine Behandlung mit Flusssäure ist sehr problematisch. Neben der Gefährdung der Bohrungsinstallation und dem hohen Aufwand bei deren Handhabung können durch ihren Einsatz sekundäre Ausfällungen auftreten, wenn Natrium, Kalium oder Calcium im Gestein vorhanden sind. Der Einsatz von Flusssäure erfordert daher eine Vorbehandlung des Injektionshorizontes (Spülung; Wolfgramm et al., 2012). Die Vorbehandlung erfolgt unter Anwendung von Salzsäure (10% - 15%) oder einer schwächeren Säure (z. B. Essigsäure). Diese dient zur Lösung von Karbonaten, dem Verdrängen von Formationswasser aus dem bohrlochnahen Bereich sowie der Vermeidung des Ausfallens von Mineralen (z. B. Calciumfluorid). Im Anschluss an die Säuerung erfolgt die Nachreinigung („Postflush“), wobei Salzsäure, Kaliumchlorid, Ammoniumchlorid oder Frischwasser verwendet werden (Schulte et al., 2010).

Bei Säuerungen können folgende begrenzende Faktoren genannt werden, welche den Einsatz von **Additiven** notwendig machen: (I) unzureichende Eindringtiefe und zu schnelles Abreagieren der Säure, (II) Korrosion und (III) Ausfällungen (Schulte et al., 2010).

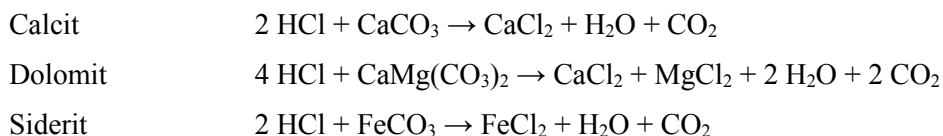
(I) Die meisten Säuren reagieren sehr schnell und haben somit nur eine begrenzte Eindringtiefe in die Formation. Des Weiteren kann es durch ihre geringe Viskosität zu Flüssigkeitsverlusten ins Reservoir kommen. Dies kann dazu führen, dass die Säure bereits verbraucht ist, bevor sie an ihren eigentlichen Bestimmungsort gelangt ist. Um dies zu verhindern sowie eine bessere Platzierung der Säure im Reservoir zu erreichen, können sowohl mechanische Hilfsmittel wie der Einsatz von Packern, Coiled Tubing als auch verzögerte Säuresysteme verwendet werden. Weitere Möglichkeiten sind das Verpressen der Säure mit hohen Injektionsraten, die Verwendung höher konzentrierter Säuren, die Nutzung weniger reaktiver Säuren wie organische Säuren oder Komplexbildner. Diese haben zusätzlich den Vorteil, dass sie eine geringere korrosive Wirkung haben (Portier et al., 2007; Schulte et al., 2010).

(II) Das Korrosionsrisiko ist umso größer, je höher die Temperaturen, die Säurekonzentrationen sowie die Dauer der Anwendung sind. Als Korrosionsschutzmittel können anorganische Inhibitoren, wie arsenitische Salze und organische Verbindungen wie Methanol, Propargylalkohol oder Isopropanol eingesetzt werden. Zusätzlich kann deren Wirkung durch die Zugabe von „Inhibitorintensifiern“ verstärkt werden, wie Ameisensäure, Kaliumiodid oder Kupfer(I)-Iodid (Ali und Hinkel, 2000). Das Korrosionsrisiko kann ebenfalls durch die Injektion von kaltem Wasser zum Kühlen der Bohrung vor der Säuerung, dem Einsatz geringer konzentrierter Säuren oder weniger korrosiver Säuren (wie organische Säuren) verringert werden.

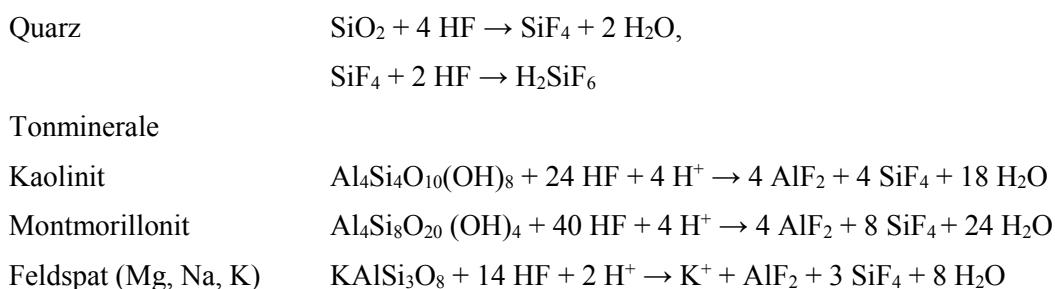
(III) Zur Verhinderung von Eisenausfällungen werden der Säure Mittel zur Eisenfällungskontrolle beigegeben. Diese wirken, indem sie den pH-Wert senken (z. B. Essigsäure), Eisen komplexieren (z. B. EDTA, NTA, Zitronensäure) oder als Reduktionsmittel fungieren (z. B. Isoascorbinsäure; Ali und Hinkel, 2000).

6.2 Reaktionen der Säure mit dem umgebenden Gestein

Bei der Verwendung von Salzsäure zur Lösung von Karbonaten wird diese neutralisiert, es bilden sich als Reaktionsprodukte Wasser, Kohlenstoffdioxid und Salze, wie z. B. CaCl_2 , MgCl_2 oder FeCl_2 (Schulte et al., 2010).



Die Reaktion von Flusssäure mit Silikaten ist etwas komplexer. Hier sollen nur die wichtigsten Reaktionen aufgezeigt werden (Schulte et al., 2010):



6.3 Chemische Stimulation in Geothermiebohrungen in Deutschland

6.3.1 Süddeutsches Molassebecken (Malm-Karbonate)

Chemische Stimulationen gehören zu den Standardverfahren bei tiefen Geothermie-Projekten im süddeutschen Molassebecken (Goldbrunner, 2014). Bisher wurde nahezu jede Malm-Thermalbohrung gesäuert (Wolfgramm und Birner, 2014). Den Autoren liegen Daten von insgesamt 62 Säuerungen in 26 Malm-Thermalbohrungen vor. Diese umfassen vom Bayerischen Landesamt für Umwelt gestattete Stimulationen im Zeitraum vom 01.03.2011 bis 16.12.2013 und wurden mit Daten aus Schumacher und Schulz (2013) ergänzt, bei denen Maßnahmen bis 2011 gelistet sind.

6.3.1.1 Technische Durchführung

Die Säure, meist 33%ige Salzsäure, wird mittels Tankwagen angeliefert und vor Ort durch Verdünnung mit Süßwasser und ggf. weiteren Zusatzstoffen (Korrosionsinhibitoren) angemischt. Vor der Säuerung wird eine Wasserdruckprobe durchgeführt, um eventuelle Leckagen in der Bohrung zu identifizieren. Die Säuerung erfolgt über einen Säuerungsstrang, welcher bis zum festgelegten Stimulationsbereich/-tiefe in die Bohrung eingebracht wird. Dieser dient als Schutz, so dass die Säure nicht mit der obertägigen Ausrüstung und der Verrohrung in Kontakt kommt. Zum Schutz des Steigrohrs wird vor der Säuerung Wasser mit einem Korrosionsinhibitor verpumpt. Die Säure wird in der Regel mit Raten von 8 - 50 l/s injiziert. Anschließend wird Wasser nachgepresst, wobei das injizierte Volumen dem Innenvolumen des Säurestranges, zuzüglich eines Sicherheitsaufschlags, entspricht. Zum Schutz der Bohrungsverrohrung wird häufig zusätzlich Wasser über den Ringraum eingepumpt. Somit wird die Säure nach unten gedrückt, weg vom Rohrschuh. Übliche Einwirkzeiten der Säure betragen rund 24 Stunden, jedoch variiert die Zeit entsprechend den Temperatur- und Druckbedingungen. Die Eindringtiefe der Säure ist von den Aquifereigenschaften, wie dessen Durchlässigkeit und der Injektionsrate abhängig. Im ungestörten porösen Aquifer wird nur der bohrungsnahe Bereich gesäuert, im Bereich von Störungen kann die Säure tiefer eindringen. Im Anschluss an die Säuerung erfolgt ein Reinigungsschritt als Air- oder Stickstofflift (Wolfgramm und Birner, 2014).

In der Regel erfolgen zwei bis drei, selten auch mehr Säuerungen pro Bohrung, wobei unterschiedliche Tiefenbereiche stimuliert werden (Schneider, LfU Bayern, 2013; Schumacher und Schulz, 2013). Dabei ist die erste Säuerung zumeist die effektivste, weitere Säuerungen führen oftmals nur noch zu geringfügigen Verbesserungen und haben auch schon zu Verschlechterungen geführt, vor allem bei mehr als zwei Säuerungen (Schumacher und Schulz, 2013).

6.3.1.2 Stimulationsmittel

Bei chemischen Gesteinsbehandlungen im Süddeutschen Molassebecken wurde Salzsäure (7,5 - 20,0%), gelegentlich mit Zusatz von Essigsäure (3,0 - 6,0%) und Zitronensäure (1,0%), eingesetzt. Pro Säuerung wurden zwischen 50 m³ und 320 m³ Säure verpresst. Dies ergibt pro Bohrung ein injiziertes Gesamtvolumen zwischen 50 m³ bis zu 1.000 m³ (Schneider, LfU Bayern, 2013; Schumacher und Schulz, 2013). Zudem wurden Korrosionsinhibitoren mit Konzentrationen von bis zu 1,0 Vol-% zugemischt. Dies entspricht pro Säuerung einer Zugabe von bis zu 2,4 m³ an Additiven (Schneider, LfU Bayern, 2013). Wolfgramm und Birner (2014) geben Inhibitorkonzentrationen zwischen 0,5 Vol-% bis 3,0 Vol-% an. Zusätzlich werden „Intensifier“ hinzugefügt, mit Konzentrationen von rund 0,1 Vol-% (Wolfgramm und Birner, 2014). Es wurden unter anderem Gelatine, Ameisensäure sowie verschiedene Inhibitoren, deren Zusammensetzung den Autoren unbekannt ist, verwendet (Schneider, LfU Bayern, 2013; Wolfgramm und Birner, 2014).

6.3.1.3 Rückförderung/Entsorgung

Im Anschluss an jede Säuerung erfolgt ein Reinigungsschritt (Reinigungslift), mittels welchem die Säureabbauprodukte und mobilisierten Spülungsreste/Partikel entfernt werden (Wolfgramm und Birner, 2014).

Als Nachweis über die Entfernung der eingegebenen Säure des Reinigungsschritts werden der pH-Wert als Maß für die Restsäure und die elektrische Leitfähigkeit als Maß für den Anteil an Lagerstättenwasser bestimmt sowie optische Ansprachen durchgeführt. Infolge der Säuerung ist die elektrische Leitfähigkeit des rückgeführten Wassers stark erhöht; Werte von bis zu 100 mS/cm wurden gemessen. Dagegen liegt die natürliche Leitfähigkeit der Thermalwässer meist bei <1 mS/cm. Der pH-Wert sinkt auf pH<5. Des Weiteren sind die Calcium-, Magnesium- und Hydrogencarbonatgehalte als Reaktionsprodukte stark erhöht. Erhöhte Eisengehalte treten aufgrund von Korrosion auf. Etwaige Spülungsreste sorgen für erhöhte Gehalte an organischen Bestandteilen (TOC), da häufig Polymerspülungen im Malm verwendet werden (Wolfgramm et al., 2012).

In der Regel werden zwischen 1.500 - 10.000 m³ Fluid zurückgeführt, so dass der größte Teil der Säurerest- und Reaktionsprodukte entfernt ist. Dies entspricht einem Vielfachen des injizierten Volumens von durchschnittlich 100 - 200 m³ Säure und 100 - 200 m³ Wasser. Letzte Reste der Säuerung verbleiben in der

Bohrung. Jedoch erfolgen nach dem Reinigungslift oftmals hydraulische Tests, die eine weitere Reinigung bewirken (Wolfgramm und Birner, 2014).

Das während des Reinigungslifts geförderte Fluid wird über einen Entgaser geleitet, wobei Fluid und Gase (hauptsächlich Kohlenstoffdioxid) getrennt werden. Das Fluid wird anschließend in speziellen Auffangbecken gesammelt und beprobt. Die Entsorgung der Wässer erfolgt üblicherweise über das öffentliche Abwassersystem der jeweiligen Kommune. Dazu ist eine Einleitebefugnis von dem zuständigen Kanalisations-/Kläranlagenbetreiber notwendig. Die Einleiteparameter variieren entsprechend. Meist muss das Wasser vor Einleitung abgekühlt ($T < 35 \text{ °C}$) und neutralisiert werden ($\text{pH} > 5,5$). Gegebenenfalls werden weitere Aufbereitungsschritte durchgeführt (Einhalten des TOC-Gehalt, u. a.) (Wolfgramm und Birner, 2014).

6.3.2 Norddeutsches Becken/Oberrrheingraben

Im Norddeutschen Becken sind die Hauptaquifere Sandsteine. Diese enthalten nur sehr untergeordnet säurelösliche Bestandteile, weshalb in der Regel nach dem Niederbringen der Bohrung keine Säuerungen erfolgen (Wolfgramm und Birner, 2014).

Chemische Stimulationen von Thermalbohrungen im Oberrrheingraben und im Norddeutschen Becken erfolgten z. B. an den Standorten Groß Schönebeck, Landau und Insheim (Schindler et al., 2010; Zimmermann et al., 2010). Dabei wurde Salzsäure in Konzentrationen von 0,7 - 33% und einem Volumen von 10 - 100 m³ eingesetzt. Zudem wurden Korrosionsinhibitoren zugemischt (Schindler et al., 2010; Schlumberger, 2014).

In Soultz-sous-Forêts wurden auch andere Stimulationsfluide eingesetzt. Dies war Teil des Forschungsprojekts, bei dem unter anderem die in der Erdölindustrie angewandten Techniken zur chemischen Gesteinsbehandlung erprobt werden sollten. Es wurden die folgenden Stimulationsfluide verwendet:

1. Komplexbildner: Nitrilotriessigsäure (19%, 200 m³)
2. verzögertes Säuresystem: Organic Clay Acid (OCA), (0,1 - 1% Flusssäure, 0,5 - 1,5% Tetrafluoroborsäure, 1 - 5% Ammoniumchlorid, 5 - 10% Zitronensäure, 250 m³)
3. konventionelles Säuresystem: Regular Mud Acid (RMA) (1% Salzsäure, 3% Flusssäure, 200 m³)
4. konventionelles Säuresystem: Salzsäure (0,09% - 0,45%, 650 m³ - 4.700 m³)

Zum Teil wurden Korrosionsinhibitoren beigemischt (Nami et al., 2008).

6.3.3 „Sanfte“ Säuerung

Säuerungsmaßnahmen werden gegebenenfalls auch als „sanfte“ Säuerung während der Betriebsphase einer geothermischen Anlage durchgeführt. Ziel ist es, die ursprüngliche Injektivität der Anlage wieder herzustellen. Diese verringert sich im Laufe des Betriebs durch die Entstehung sogenannter Scales aufgrund von Mineralausfällungen oder Biofilmen. Im laufenden Prozess der Geothermieanlage wird dem Injektionsstrom Säure zugemischt (1 - 10 l/min). Dazu verwendet man Salzsäure mit Zusatz eines Korrosionsinhibitors. Hierbei kamen etwa in drei Bohrungen im Norddeutschen Becken zwischen <1 - 32 m³ Säure zum Einsatz. Eine Rückförderung der eingebrachten Säure entfällt (Wolfgramm und Birner, 2014).

6.4 Bewertung der eingesetzten Fluide und Reaktionsprodukte

Die verwendeten Säuren sind gemäß der Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe (VwVwS 1999) zumeist als schwach wassergefährdend (WGK 1) zu bewerten und sind vorrangig durch ihre ätzende oder reizende Wirkung gemäß CLP-Verordnung eingestuft (Tabelle 6.1). Ausnahmen bilden Fluss- und Nitrilotriessigsäure (NTA), welche als wassergefährdend (WGK 2) klassifiziert sind. Zudem ist NTA als gesundheitsschädlich eingestuft, da es möglicherweise Krebs erzeugen kann. Diese ist schwer wasserlöslich, jedoch zu 95% biologisch abbaubar (Bracke, 2014). Flusssäure gilt als sehr giftig und weist zudem eine hohe Persistenz auf.

Von den verwendeten Korrosionsinhibitoren und Intensifiern sind die meisten Einzelstoffe als schwach wassergefährdend zu bewerten und werden zum Teil gemäß CLP-Verordnung als reizend oder ätzend eingestuft.

Vereinzelte wurden wassergefährdende, sowie als giftig, gesundheitsgefährdend oder umweltgefährdend eingestufte Stoffe verwendet. Laut Informationen der Firma Fangmann, sind die von Ihnen eingesetzten Inhibitoren der WGK 1 zuzuordnen (Rusche, 2014). Eine Bewertung weiterer eingesetzter Zusatzstoffe/Korrosionsinhibitoren kann aufgrund fehlender Daten nicht durchgeführt werden.

Tabelle 6.1: Einsatzstoffe für die chemische Stimulationen bei tiefen Geothermieprojekten in Deutschland und grenznahen Gebieten (Soultz-sous-Forêts) mit Angabe der CAS-Nummer, deren Einstufung in Wassergefährdungsklassen gemäß VwVwS 1999 und gemäß CLP-Verordnung.

		Substanz	CAS-Nummer	Wassergefährdungsklasse (WGK)	CLP-Verordnung
Säure (-system)	Konventionell	Salzsäure	7647-01-0	1	ätzend, giftig
		Essigsäure	64-19-7	1	ätzend
		Zitronensäure	77-92-9	1	ätzend, reizend
		Ameisensäure	64-18-6	1	ätzend
	Regular Mud Acid	Salzsäure	7647-01-0	1	ätzend, giftig
		Flusssäure	7664-39-3	2	ätzend, giftig
	Organic Clay Acid	Flusssäure	7664-39-3	2	ätzend, giftig
		Tetrafluoroborsäure	16872-11-0	1	ätzend
		Zitronensäure	77-92-9	1	ätzend, reizend
		Ammoniumchlorid	12125-02-9	1	reizend
Nitrilotriessigsäure	Nitrilotriessigsäure	139-13-9	2	gesundheitsschädlich, reizend	
	Natriumhydroxid	1310-73-2	1	ätzend	
Zusatzstoffe		Gelatine	68410-45-7	1	
		Korrosionsinhibitoren	k. A.	k. A.	k. A.
		Intensifier	k. A.	k. A.	k. A.

k. A. keine Angabe (keine Information zu den eingesetzten Stoffen, somit keine Bewertung möglich)

Bei der Reaktion von Salzsäure mit Karbonaten (wie Calcit, Dolomit, Siderit) wird diese neutralisiert, es bilden sich Kohlendioxid, Wasser und Salze, wie z. B. Calciumchlorid. Calciumchlorid ist als schwach wassergefährdend eingestuft (UBA 2014).

Bei der Reaktion von Flusssäure mit Siliziumdioxid entsteht Hexafluoridokieselsäure (sehr gut wasserlöslich). Diese ist als wassergefährdend (WGK 2) bewertet und nach CLP-Verordnung aufgrund ihrer ätzenden Wirkung gelistet.

Jüngst stellen die Firmen Fangmann Energy Services und GEOenergie biologisch abbaubare, verzögerte Säuresysteme als Alternative zu konventionellen HCl/HF-Säuerungen für die Anwendung in Sandstein/Granitformationen sowie ein Säuresystem für die Anwendung in Karbonatgesteinen vor. Diese Fluide reagieren langsamer und können tiefer in die Formation eindringen. Zudem sind sie weniger korrosiv, so dass ggf.

keine bzw. geringere Mengen an Korrosionsinhibitoren notwendig sind (Matthes und Lummer, 2014; Lummer et al., 2014).

6.5 Zusammenfassung und Diskussion

Chemische Stimulationen kommen standardmäßig zum Einsatz, um bohrungsbedingte Widerstände zu überwinden und natürliche Minerale zu lösen. Die hydraulischen Eigenschaften im Umfeld der Bohrung können so verbessert werden. Zudem werden „sanfte“ Säuerungen im laufenden Betrieb einer geothermischen Anlage durchgeführt, um die ursprüngliche Injektivität der Bohrungen wieder herzustellen.

Bei Geothermie-Projekten im Süddeutschen Molassebecken wurde nahezu jede Malm-Thermalbohrung gesäuert. Untergeordnet wurden Säuerungen auch bei Projekten im Norddeutschen Becken und Oberrheingraben durchgeführt.

Zur chemischen Stimulation wurde vorrangig Salzsäure eingesetzt, gelegentlich mit dem Zusatz von Essig- oder Zitronensäure bei Maßnahmen im Molassebecken. Zum Schutz vor Anlagenkorrosion werden Korrosionsinhibitoren und Inhibitorintensivierer zugemischt. Diese beinhalten zum Teil wassergefährdende sowie als giftig und gesundheitsschädlich geltende Stoffe. Deren Einsatzkonzentration ist jedoch gering. Diese Stoffe gelangen zu einem gewissen Anteil während des Reinigungsschrittes im Anschluss an die Säuerung wieder an die Oberfläche. Jüngst wurden neue Säuresysteme vorgestellt, bei denen ggf. geringeren Mengen an Korrosionsinhibitoren notwendig sind.

Beim Einsatz von Salzsäure im Untergrund wird diese durch Reaktion mit dem umgebenden Gestein neutralisiert, dabei bilden sich Wasser, Kohlenstoffdioxid und Salze. Gegebenenfalls können im Gestein enthaltene (säurelösliche) Metalle mobilisiert werden. Diese gelangen zu einem gewissen Anteil bei der Rückförderung an die Oberfläche.

7 Induzierte Seismizität

7.1 Analyse der seismischen Beobachtungen

Technische Eingriffe in den tieferen Untergrund können Spannungsänderungen bzw. Spannungsumlagerungen hervorrufen und bergen daher das Potenzial Erdbeben zu induzieren. Dies gilt auch für die tiefe Geothermie. In Kapitel 4 wurden neun Geothermieprojekte in Deutschland und im angrenzenden Ausland, bei denen hydraulische Stimulationen im Zeitraum seit 1990 durchgeführt worden sind, jeweils einzeln untersucht. Die Reaktionen des Untergrundes auf die durchgeführten Maßnahmen sind unterschiedlich. Es gibt Geothermieprojekte, bei denen spürbare seismische Ereignisse bei den Gesteinsbehandlungen und/oder im Betrieb auftraten (Soultz-sous-Forêts, Basel, Unterhaching, Landau, Insheim), Projekte bei denen keine Ereignisse gespürt aber instrumentell aufgezeichnet wurden (Groß Schönebeck, Horstberg) und solche, bei denen selbst instrumentell keine Ereignisse aufgezeichnet wurden (Hannover).

Im Folgenden sollen, ausgehend von den Beschreibungen der einzelnen Geothermieprojekte in Kapitel 4, die Charakteristiken der Seismizität mit dem Ziel dargestellt werden, Systematiken in den seismologischen Parametern aufzuzeigen. Diese Parameter sind im Einzelnen die Maximalmagnitude, die Hypozentren, die Anzahl der seismischen Ereignisse, die räumliche Verteilung der Hypozentren (seismische Wolke), ihre Position zum Bohrloch, zu den Deckschichten und zu bekannten Störungszonen.

Maximalmagnituden

Das stärkste bisher auf deutschem Gebiet im Zusammenhang mit hydraulischen Stimulationen aufgetretene Erdbeben ist das Ereignis bei Insheim vom 9. April 2010 mit einer Lokalmagnitude M_L von 2,4. In der Betriebsphase wurde in Landau am 15. August 2009 sogar ein Ereignis der Magnitude 2,7 ausgelöst. Es ist in Deutschland das bisher stärkste im Zusammenhang mit der tiefen Geothermie aufgetretene Erdbeben. Im angrenzenden Ausland sind die beiden Erdbeben von Basel und St. Gallen mit M_L von 3,4 bzw. 3,5 deutlich stärker (St. Gallen jedoch nicht während der Stimulation oder des Betriebs, sondern während der Bohrphase, siehe Kapitel 4.1).

Vergleich mit sonstiger induzierter Seismizität

Die in der tiefen Geothermie in Deutschland induzierten seismischen Ereignisse sind in ihrer Maximalstärke (hydraulische Stimulation: $M_L = 2,4$, Betrieb: $M_L = 2,7$) deutlich kleiner als die in der Vergangenheit im Kali- und Kohlebergbau sowie bei der Erdgasförderung induzierten seismischen Ereignisse. Die beiden stärksten Ereignisse im Kohlebergbau weisen Magnituden von 4,6 (Ibbenbüren 1991) und 3,9 (Saargebiet 2008) auf. Im Kalibergbau gab es im Jahr 1989 bei Völkershäusen ein induziertes Erdbeben der Magnitude 5,6 und bei Teutschenthal im Jahr 1996 ein Erdbeben der Magnitude 4,8. Die genannten Ereignisse hatten eine Energiefreisetzung, die in etwa das 500- bis 25.000-fache des stärksten durch die Geothermie induzierten Erdbebens besaß. Beim Produktionsbetrieb zur Gewinnung von Erdgas traten innerhalb der letzten Jahrzehnte wiederholt spürbare Ereignisse auf, bei denen die beiden stärksten Lokalmagnituden von 4,5 bzw. 3,8 aufwiesen (Rotenburg 20. Oktober 2004, Syke 15. Juli 2005) und damit um 1 bis 2 Magnitudeneinheiten größer sind als die in der tiefen Geothermie. Insgesamt wurden innerhalb der letzten 40 Jahre mehr als 45 Erdbeben im Umfeld der Erdgasfelder in Norddeutschland instrumentell aufgezeichnet. Auf Grund ihrer räumlichen Korrelation zu den bekannten Erdgasfeldern und ihres zeitlichen Auftretens nach Beginn der Förderung werden diese Ereignisse von der BGR als induzierte Ereignisse bewertet und der Zusammenhang mit der Erdgasförderung als wahrscheinlich und für einige Gebiete sogar als sehr wahrscheinlich eingeschätzt (z. B. Bischoff et al., 2013). Ein Zusammenhang zwischen diesen Ereignissen und den bekannten hydraulischen Stimulationsmaßnahmen bei der Erdgasförderung, die vom LBEG (Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie) veröffentlicht wurden, konnte allerdings nicht nachgewiesen werden (Gestermann, 2014).

Hypozentren, seismische Wolke

Die Herdtiefen der induzierten Erdbeben liegen zwischen 3 und 6 km. Die zuverlässige Bestimmung der absoluten Herdtiefe ist oftmals nicht möglich, und die Fehlerbereiche der Hypozentren hängen je nach Projekt stark vom Umfang des eingesetzten seismischen Stationsnetzes und vom Wissen über das Geschwindigkeitsmodell der obersten 10 km der Erdkruste ab. Die Hypozentren liegen in nahezu allen Projekten in der Nähe des Bohrlochs bzw. in der Nähe der Injektion. Ob die Seismizität sich vom Bohrloch in erster Linie nach oben oder nach unten ausbreitet, kann nicht generell beantwortet werden, was auch damit zusammenhängt, dass eine absolute Herdtiefenbestimmung aus den bereits oben genannten Gründen oft schwierig ist. Die Hypozentren sind räumlich nicht statistisch verteilt, sondern bilden Strukturen aus, die am ehesten durch Ellipsoide beschrieben werden können. Die maximale Ausdehnung der seismischen Wolke ist unterschiedlich, erreicht aber maximal eine große Halbachse von 500 m. Die Anzahl der registrierten Ereignisse variiert von etwas mehr als zehn Ereignissen (Horstberg) bis zu mehreren Tausend Beben (Soultz-sous-Forêts). Von welchen Parametern die Anzahl der induzierten Ereignisse abhängig ist, ist im Detail noch unklar.

Beziehung zu Deckschichten und Störungszonen

In den meisten Fällen verbleibt ein vertikaler Abstand von dem stimulierten Gesteinsbereich zu den Deckschichten von mindestens 1.000 m, sodass durch die seismischen Ereignisse keine Wegsamkeiten durch die Deckschichten geschaffen werden, durch die Fluide aus den tieferen Schichten ins oberflächennahe zur Trinkwassergewinnung genutzte Grundwasser kommen können. Die Anwendung von Relativlokalisierung zeigt, dass die seismischen Wolken in ihrer Ausdehnung real oft noch kleiner sind, die Ellipsoide ziehen sich zu planaren Strukturen zusammen. Die räumliche Ausrichtung dieser Strukturen wird in einigen Fällen auch über die Orientierung der Herdflächen von berechneten Herdmechanismen bestätigt. Die räumliche Ausrichtung der Hypozentren sowie die Orientierung der Herdmechanismen legen nahe, dass bei hydraulischen Gesteinsbehandlungen, bei denen Seismizität auftritt, vorgeprägte Schwächezonen im Gestein durch Scherung reaktiviert werden.

Seismische Gefährdung, Regionalisierung

Die bei hydraulischen Stimulationen induzierten Ereignisse haben bisher zu keinen Personenschäden geführt. Einige wenige Sachschäden wurden gemeldet, die aber bisher nicht eindeutig auf die seismischen Ereignisse zurückgeführt werden konnten (Ausnahme Basel). Eine differenzierte Klassifizierung der seismischen Gefährdung durch induzierte Seismizität im Zusammenhang mit tiefer Geothermie hinsichtlich tektonischer Region, Geologie oder Tiefenhorizonten ist noch nicht möglich. Dies liegt zum größten Teil an der geringen Anzahl der bisher durchgeführten geothermischen Projekte mit hydraulischen Gesteinsbehandlungen, die eine statistisch fundierte Betrachtungsweise nicht zulässt. Zudem stellt jedes Projekt zurzeit noch einen Einzelfall dar. Ein gewisser Trend deutet sich allerdings an: Hydraulische Gesteinsbehandlungen im Kristallin oder an der Grenze zum Kristallin im Oberrheingraben (Soultz-sous-Forêts, Basel, Landau, Insheim) haben zu vergleichsweise starker spürbarer Seismizität geführt, wohingegen die wenigen Geothermieprojekte in Norddeutschland (Hannover, Horstberg, Groß Schönebeck) bislang zu keiner spürbaren Seismizität geführt haben. Mögliche Ursachen für das regional unterschiedliche seismische Verhalten könnten regionale Unterschiede im Spannungsfeld, im Störungsmuster oder aber in der Lithologie sein.

7.2 Zeitliche Entwicklung der Seismizität bei hydraulischen Stimulationen

Zusammenhang mit den Fluidvolumen

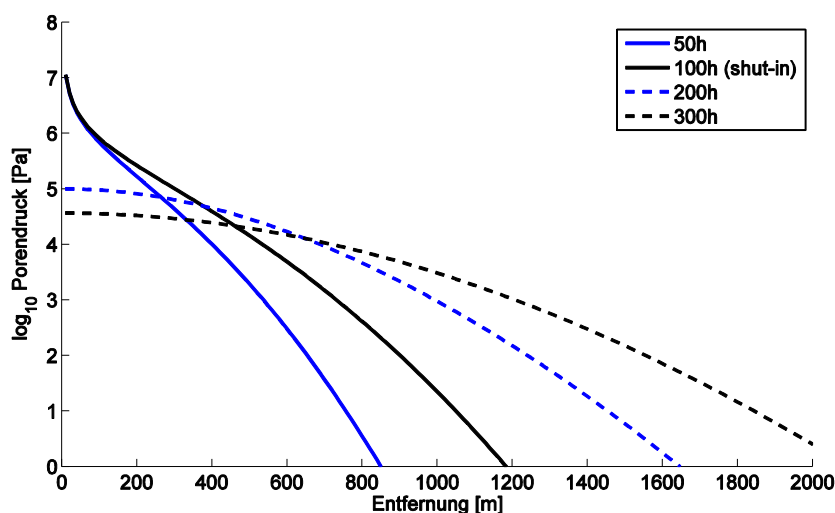
Ob überhaupt induzierte Seismizität auftritt und wenn ja, wie hoch die Anzahl der induzierten Erdbeben bei einer hydraulischen Stimulation ist, hängt von verschiedenen Parametern wie der Gesteinsart und dem Spannungszustand der Erdkruste ab. Wird jedoch mit Hilfe eines Monitorings Seismizität festgestellt, folgt diese in der Regel einer einfachen Gesetzmäßigkeit: Die Anzahl der Erdbeben steigt proportional mit dem verpressten Fluidvolumen an. Dies gilt nur für reine Injektionen, nicht jedoch für den Fall der Zirkulation in der Geothermie, wobei sowohl gefördert als auch injiziert wird. Shapiro (2014) untersuchte die Seismizität bei

20 verschiedenen, weltweiten Fluidinjektionen, wobei hydraulische Gesteinsbehandlungen bei tiefer Geothermie, bei der Gasförderung sowie weitere Fluidverpressungen verglichen wurden. In allen beschriebenen Fallbeispielen stieg die Anzahl der induzierten Erdbeben mit dem verpressten Fluidvolumen an. Hieraus ergibt sich eine nahe liegende Monitoring- und Reaktionsstrategie: Die Messung der Seismizität und ihres langsamen Anstiegs von Beginn der Fluidinjektion an ermöglicht ein rechtzeitiges Beenden der hydraulischen Stimulation, wenn vorab festgelegte Grenzwerte überschritten werden.

Seismizität nach Ende der hydraulischen Bohrlochbehandlung

Das mit einem gewissen Druck am Bohrloch injizierte Wasser breitet sich entlang von existierenden oder neu entstandenen Porenräumen und Kluftzonen im Untergrund unter Umständen nur langsam aus (z. B. durch einen Diffusionsprozess, Abbildung 7.1). In diesem Fall stellen sich nach einer Änderung der Parameter einer hydraulischen Gesteinsbehandlung die neuen Porenwasserdruckverhältnisse im Untergrund auch erst langsam ein. Unerwünscht hohe Seismizität lässt sich daher zwar durch Reduktion der Fluidfließrate und des Fluiddruckes verringern, die möglicherweise langsame Fluidausbreitung im Untergrund kann jedoch zu einer zeitlichen Verzögerung zwischen der Änderung der hydraulischen Parameter am Bohrloch und der daraus folgenden Änderung der Erdbebenaktivität führen. Die Verzögerungszeit und die damit verbundene Zeitdauer einer Nachbebenaktivität hängen unter anderem von der Durchlässigkeit des Untergrundes ab und können nach den bisherigen Erfahrungen von einigen Tagen bis zu Monaten dauern (siehe Kapitel 4.2.1 am Beispiel Basel).

Abbildung 7.1: Modellierter Porenwasserdruck im Gestein als Funktion der Entfernung vom Bohrloch. Es sind vier Zeitabschnitte während einer hydraulischen Stimulation gezeigt. Während der Stimulation nach 50 Stunden (blau, durchgezogen), nach 100 Stunden am Ende der Stimulation (schwarz, durchgezogen), nach 200 Stunden (blau, gestrichelt) und nach 300 Stunden (schwarz, gestrichelt). Man beachte die Porendruckzunahme auch nach dem Ende der hydraulischen Stimulation in größerer Entfernung vom Bohrloch.



(aus Wegler et al., 2014)

7.3 Monitoringkonzepte und Vermeidungsstrategien

Zur Abschätzung, wann die hydraulischen Parameter einer Gesteinsbehandlung geändert werden müssen, bzw. wann sie ganz abgebrochen werden muss, schlugen Bommer et al. (2006) ein sogenanntes Ampelsystem vor (grün – weiter stimulieren, gelb – Fließrate reduzieren, rot – Stimulation beenden). Als Maß für die Stärke der Erdbeben führten die Autoren eine Magnitude ein, die auf Messungen der maximalen Bodenschwingungsgeschwindigkeit beruht. Die maximale Bodenschwingungsgeschwindigkeit ist besonders geeignet, da sie die Wahrnehmbarkeit der Erdbeben durch den Menschen sowie mögliche Gebäudeschäden wiedergibt. Dies

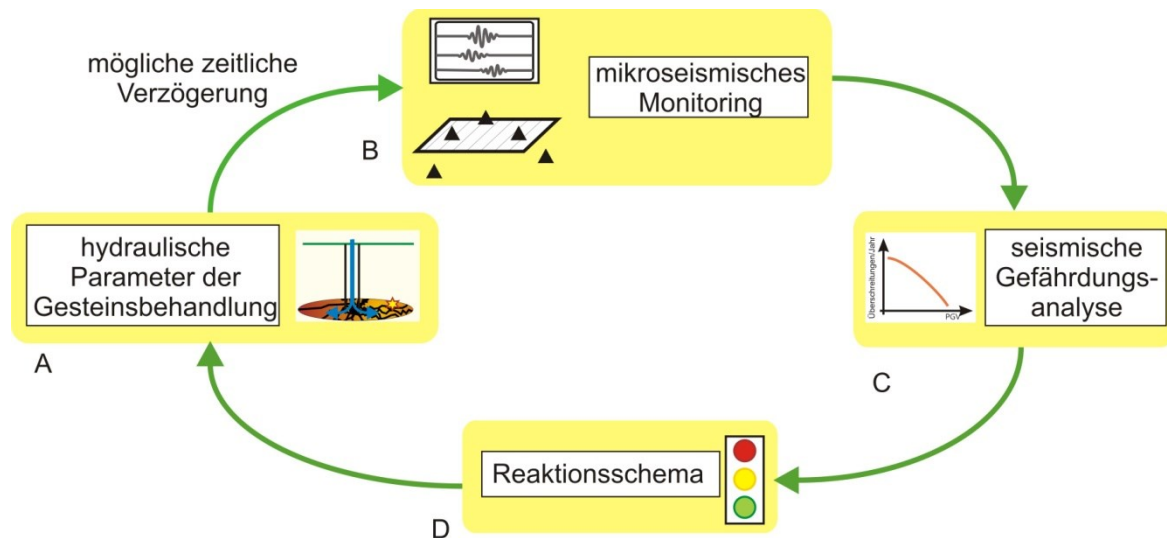
ist im Einklang mit der DIN 4150, in der ebenfalls die maximale Bodenschwinggeschwindigkeit als Maß für die Stärke der Erschütterung verwendet wird (DIN 4150). Die meisten bisher angewandten Antwortsysteme orientieren sich am im Verlauf der hydraulischen Gesteinsbehandlung bereits aufgetretenen, stärksten Ereignis. Das Fallbeispiel Basel zeigt aber deutlich, dass auch nach Beendigung der Stimulation noch Seismizität auftreten kann. So trat dort das stärkste Erdbeben erst auf, nachdem die hydraulische Stimulation nach dem verwendeten Ampelsystem bereits abgebrochen worden war (Häring et al., 2008).

Eine deterministische Vorhersage von Erdbeben ist nach bisherigem Wissensstand unmöglich. Es können jedoch gewisse statistische Aussagen über die Magnituden-Häufigkeits-Verteilung nach der Gutenberg-Richter-Relation getroffen werden. Der zeitliche Verlauf der Mikroseismizität hängt von den hydraulischen Parametern ab. Nach Shapiro und Dinske (2009) nimmt bei konstanter Fließrate der verpressten Flüssigkeit die Anzahl der Mikrobeben einer bestimmten Magnitude linear mit der Zeit zu. Die zeitliche Entwicklung nach dem Shut-In folgt nach Langenbruch und Shapiro (2010) dem Omori-Gesetz (Utsu et al., 1995). Dieses Gesetz beschreibt die Erdbebenrate der Nachbeben nach einem Hauptbeben. Hierdurch lässt sich die Auftrittswahrscheinlichkeit von Mikrobeben nach Beendigung der hydraulischen Gesteinsbehandlung abschätzen.

Konzept der seismologisch kontrollierten hydraulischen Stimulation

Das wesentliche Konzept zur Begrenzung der seismischen Aktivität bei hydraulischen Stimulationen ist Abbildung 7.2 dargestellt. Durch das Verpressen von Fluiden mit festgelegten hydraulischen Parametern (Abbildung 7.2, Maßnahme A) erhöht sich der Porenwasserdruck in bestimmten Regionen des Untergrundes. Hierdurch kann Mikroseismizität ausgelöst werden, die mit Hilfe eines seismischen Monitorings (Abbildung 7.2, Maßnahme B) beobachtet wird. Aus der gemessenen Anzahl der Mikroerdbeben wird in einer seismischen Gefährdungsanalyse (Abbildung 7.2, Maßnahme C) die Wahrscheinlichkeit des Auftretens stärkerer Erdbeben abgeschätzt. Dieser aktuelle Gefährdungszustand wird in einem Reaktionsschema (Abbildung 7.2, Maßnahme D) mit festgelegten Grenzwerten verglichen. Beim Überschreiten eines Grenzwertes erfolgt eine Änderung der hydraulischen Parameter der Injektion (Abbildung 7.2, Maßnahme A) mit dem Ziel, den Porenwasserdruck zu senken. Auf Grund des Ausbreitungsprozesses des Wassers im Untergrund kann hier eine zeitliche Verzögerung zwischen dem Senken des Porendrucks am Bohrloch und dem Senken des Porendrucks im seismisch aktiven Gesteinsvolumen auftreten. Die möglichen seismischen Gefährdungsstufen sind häufig wie bei einer Ampel mit grün, gelb und rot bezeichnet, weshalb statt Reaktionsplan auch der Begriff Ampelschema verwendet wird. Hierbei bezeichnet „grün“ den Zustand ohne relevante seismische Gefährdung und ohne zu treffende Gegenmaßnahmen. „Rot“ bedeutet die größte seismische Gefährdung, verbunden mit der Gegenmaßnahme, die Stimulation zu stoppen und den Druck in der Bohrung abzusenken.

Abbildung 7.2: Prinzipskizze zur seismologisch kontrollierten hydraulischen Stimulation.

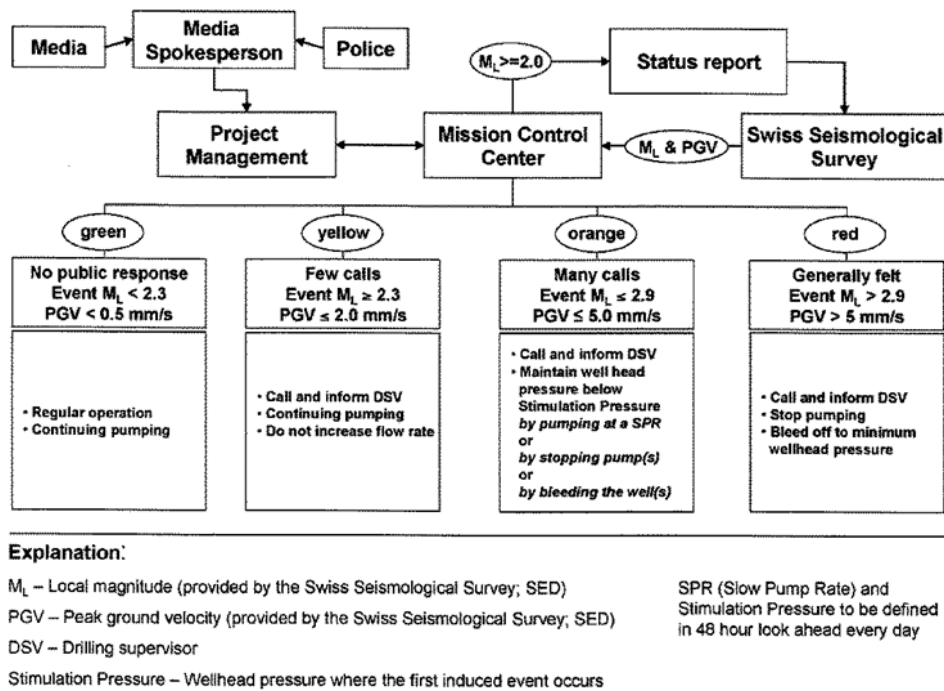


(Modifiziert nach Wegler et al., 2014)

Beispiel 1: Reaktionsplan bei der hydraulischen Stimulation in Basel

Abbildung 7.3 zeigt den bei der hydraulischen Stimulation in Basel verwendeten seismischen Reaktionsplan nach Häring et al. (2008). Die seismische Gefährdung wird hier stark vereinfacht an Hand des stärksten bisher aufgetretenen Ereignisses abgeschätzt. Implizit wird hierbei die Gutenberg-Richter-Beziehung verwendet, nach der sich seltene starke Erdbeben durch häufigere schwache Ereignisse ankündigen. Das in Basel eingesetzte Reaktionsschema verwendet simultan drei mögliche Maße für die Stärke der Erdbeben: (1) die seismische Intensität, die hier an Hand der Wahrnehmungen der Bevölkerung (nicht verspürt bis allgemein verspürt) gemessen wird, (2) die Erdbebenmagnitude M_L und (3) die an der Erdoberfläche gemessene maximale Bodenschwinggeschwindigkeit PGV (Peak Ground Velocity) gemessen in mm/s. Im Reaktionsschema wurden sowohl die Grenzwerte, bei deren Erreichen der nächsthöhere seismische Gefährdungszustand eintritt, als auch die beim jeweiligen Gefährdungszustand zu treffenden Maßnahmen festgehalten. Im Fallbeispiel Basel kam der seismische Reaktionsplan tatsächlich zum Einsatz, und die Fließrate wurde aufgrund eines induzierten Erdbebens mit einer Magnitude von $M_L = 2,6$ reduziert und die hydraulische Maßnahme später ganz gestoppt. Fünf Stunden nach dessen Ende trat während der Vorbereitungen zum Druckablassen ein Erdbeben der Magnitude 3,4 auf. In den folgenden 56 Tagen traten dann noch drei weitere Erdbeben mit M_L größer 3 auf.

Abbildung 7.3: Seismologischer Reaktionsplan für die hydraulische Stimulation in Basel.



(Häring et al., 2008).

Beispiel 2: Reaktionsplan für den Betrieb geothermischer Kraftwerke in Rheinland-Pfalz als Ergebnis der „Mediation Tiefe Geothermie Vorderpfalz“

Das Mediationsverfahren war von der rheinland-pfälzischen Landesregierung Ende 2010 ins Leben gerufen worden, weil es sowohl an bestehenden Standorten von Geothermie-Kraftwerken als auch bei der Planung weiterer Projekte zu negativen Reaktionen in der Bevölkerung gekommen war. Der dort beschriebene Reaktionsplan (Ewen, 2014) ist in Abbildung 7.4 dargestellt und kommt so z. B. am Kraftwerk Insheim im Zirkulationsbetrieb (keine hydraulische Stimulation) zur Anwendung. Im Gegensatz zum Ampelschema in Basel berücksichtigt dieser Stufenplan bei der Abschätzung der seismischen Gefährdung zum Teil mehrere Erdbeben und bezieht sich nicht nur auf ein einziges, das jeweils stärkste bisher aufgetretene Erdbeben. Diese statistische Mittelung über mehrere Beben ist von Vorteil, da nach der Gutenberg-Richter-Beziehung bei einem häufigen Auftreten kleiner Erdbeben, auch die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines stärkeren Ereignisses steigt. Berücksichtigt wird als Maß für die Stärke der Beben hier nur die maximale Bodenschwinggeschwindigkeit (PGV). Dies ist sinnvoll, da mit Hilfe der DIN 4150 beurteilt werden kann, ab welchen PGV-Werten Schäden an verschiedenen Gebäudeklassen nicht mehr auszuschließen sind. Auch die Fühlbarkeit von Erdbeben durch Menschen lässt sich an Hand von gemessenen PGV-Werten einschätzen (Groos et al., 2013).

Abbildung 7.4: Seismologischer Reaktionsplan für den Betrieb geothermischer Kraftwerke in Rheinland-Pfalz als Ergebnis der „Mediation Tiefe Geothermie Vorderpfalz“.

BETRIEBSREGELN STUFENPLAN	
1.	$0,2 \text{ mm/s} < V < 0,5 \text{ mm/s}$ Benachrichtigung; Dokumentation aller Erschütterungen
2.	$0,5 \text{ mm/s} < V < 1,0 \text{ mm/s}$ oder 5 Ereignisse in 12 h nach 1. Benachrichtigung; vorübergehende Verringerung der Fließrate
3.	$1,0 \text{ mm/s} < V < 3 \text{ mm/s}$ Benachrichtigung; Auswertung der Ereignisse; vorübergehende stufenweise Reduktion der Fließrate
4.	$3 \text{ mm/s} < V < 5 \text{ mm/s}$ Benachrichtigung; Auswertung der Ereignisse; weitere Reduktion der Fließrate
5.	$5 \text{ mm/s} < V < 10 \text{ mm/s}$ oder 3 Ereignisse $> 3 \text{ mm/s}$ Benachrichtigung; Betrieb mit minimierter Fließrate über einen längeren Zeitraum in Absprache mit der Bergbehörde
6.	$V > 10 \text{ mm/s}$, d.h. 1 Ereignis $> 20 \text{ mm/s}$ oder 5 Ereignisse $> 10 \text{ mm/s}$ Herunterfahren des Kraftwerkes

Thema: Erdbebenrisiko und Monitoring 15.08.2011 Folie 1

(nach Ewen, 2014)

Seismisches Monitoring

Das seismische Monitoring ist die unabdingbare Voraussetzung, um eine seismologisch kontrollierte hydraulische Stimulation durchzuführen (Abbildung 7.2, Maßnahme B). Hierbei kommen fast ausschließlich langjährig erprobte Techniken und Methoden zum Einsatz. Die messtechnischen Voraussetzungen wie Messgenauigkeit und der Betrieb eines seismologischen Messnetzes werden im Positionspapier des Forschungskollegiums Physik des Erdkörpers (FKPE) „Empfehlungen zur Überwachung induzierter Seismizität“ zusammengefasst (Baisch et al., 2012). Die dort beschriebenen Empfehlungen wurden größtenteils vom Bundesverband Geothermie als Empfehlung an seine Mitglieder in der GTV-Richtlinie 1101 „Seismizität bei Geothermieprojekten, Blatt 1: Seismische Überwachung“ übernommen (GTV, 2011).

Die von den Seismometern aufgezeichneten Bodenbewegungen werden digitalisiert und innerhalb weniger Sekunden über Funk oder das Internet an die zuständigen Auswertezentren übermittelt, wo die Erdbebensignale von automatischen Auswertelgorithmen in der kontinuierlichen Bodenunruhe detektiert werden (z. B. mit dem Programmpaket „SeisComp3“ nach Hanka et al., 2008). Existierende Standardverfahren der Erdbebenüberwachung werden ständig weiter entwickelt und an die speziellen Bedürfnisse der induzierten Seismizität angepasst, um so auch Signale mit erhöhter Bodenunruhe durch stadtnahe Seismometerstandorte oder hohe Ereignisraten besser automatisch zu verarbeiten (z. B. Wegler et al., 2014). Eine Echtzeitauswertung der Daten, die nur durch eine automatische Datenverarbeitung realisiert werden kann, ist bei hydraulischen Stimulationsmaßnahmen wichtig, um schnell auf eine sich ändernde seismische Gefährdung reagieren zu können. Das Ergebnis des seismischen Monitorings ist ein „Erdbebenkatalog“, in dem festgehalten wird, wann, wo und mit welcher Stärke (Magnitude, PGV-Werte) Erdbeben, inklusive der Mikroseismizität, stattgefunden haben.

Seismische Gefährdungsanalyse

In der seismischen Gefährdungsanalyse (Abbildung 7.2, Maßnahme C) wird die bisher im Monitoring gemessene Seismizität verwendet, um die Wahrscheinlichkeit für das zukünftige Auftreten stärkerer Erdbeben

abzuschätzen. Grundlegend ist hierbei wiederum die Gutenberg-Richter-Beziehung. Nach dem Stand der Technik (siehe Beispiel Basel) wird zur Abschätzung des vorliegenden seismischen Gefährdungszustandes während einer hydraulischen Stimulation das stärkste bisher beobachtete Erdbeben verwendet. Überschreitet die Stärke dieses Bebens eine gewisse Schwelle, wird die Gefährdungsstufe angehoben. Zur Einschätzung der Stärke des Bebens wird die stärkste gemessene Bodenschwingungsgeschwindigkeit (PGV) verwendet, was einen direkten Vergleich mit den Grenzwerten der DIN 4150 erlaubt. Der große Vorteil dieser Methode ist ihre Einfachheit: Der Gefährdungszustand kann als PGV-Wert direkt am Seismogramm abgelesen werden.

Neuere Tendenzen der wissenschaftlichen Forschung gehen in die Richtung, dass nicht nur das bisher stärkste Erdbeben in die Analyse eingeht, sondern dass die gesamte Statistik der bisher registrierten Seismizität analysiert wird (Mena et al., 2013; Spies und Schlittenhart, 2014; Wegler et al., 2014). Dies entspricht einer Anlehnung an die „Probabilistische Seismische Gefährdungsanalyse“, die zur seismischen Gefährdungsabschätzung bei natürlicher Seismizität Standard ist. Zusätzlich kommen auch Methoden zur Anwendung, mit denen das langsame Abklingen der Seismizität nach dem Ende der hydraulischen Gesteinsbehandlung in der Analyse mit berücksichtigt werden kann.

Seismischer Reaktionsplan

Im seismischen Reaktionsplan wird der gemessene Zustand mit vorher festgelegten Grenzwerten verglichen. Darüber hinaus wird hier bereits im Voraus festgelegt, welche Maßnahmen bei erhöhter Seismizität zu treffen sind. Tritt beispielsweise ein induziertes Erdbeben auf, das an der Erdoberfläche eine gemessene Bodenschwingungsgeschwindigkeit von 2,5 mm/s erreicht, so ist nach dem Reaktionsplan aus Basel der Gefährdungszustand „orange“ erreicht (Abbildung 7.3), während nach dem Stufenplan der „Mediation Tiefe Geothermie Vorderpfalz“ die dritte Stufe erreicht wäre (Abbildung 7.4). Entsprechend waren die einzuleitenden Maßnahmen bei der hydraulischen Gesteinsbehandlung in Basel: Information an den zuständigen Bohrleiter, Weiterpumpen, aber ohne die Fließrate weiter zu erhöhen. Im Zirkulationsbetrieb in Rheinland-Pfalz wären dies: Benachrichtigung, Auswertung der Ereignisse sowie vorübergehende stufenweise Reduktion des Fließrate.

Über die zulässigen Grenzwerte im seismischen Reaktionsplan und ob ein solcher Reaktionsplan erforderlich ist entscheidet in Deutschland das zuständige Bergamt. Nach dem Stand der Technik wird zum Festlegen der Grenzwerte oft die DIN 4150 herangezogen, die sich mit Erschütterungen im Bauwesen befasst. Diese DIN-Norm legt ein Verfahren für die Ermittlung und Beurteilung der durch Erschütterungen verursachten Einwirkungen auf Gebäude fest und nennt Anhaltswerte der Bodenschwingungsgeschwindigkeit (PGV), bei deren Einhaltung keine Schäden im Sinne einer Verminderung des Gebrauchswertes eintreten. Drei verschiedene Gebäudearten mit jeweils unterschiedlicher Empfindlichkeit gegenüber einwirkenden Schwingungen werden berücksichtigt. Für die empfindlichste Gebäudeklasse nach DIN 4150 ist der PGV-Wert, unterhalb dessen selbst kleinere Schäden kaum wahrscheinlich sind, mit 3 mm/s für Fundamentfrequenzen im Bereich zwischen 1 Hz und 100 Hz angegeben. Für die zweitempfindlichste Gebäudeklasse ist dieser PGV-Wert auf 5 mm/s festgelegt. Diese eher konservativen und vorsichtigen Anhaltswerte haben sich in Deutschland als Grenzwerte etabliert.

8 Zusammenfassung und Bewertung

Hydraulische und chemische Stimulationen sind in vielen Fällen unverzichtbar für die tiefe Geothermie. Oftmals ist es nur durch Stimulationen möglich, die Produktivität tiefer geothermischer Bohrungen so zu steigern, dass eine Nutzung ermöglicht bzw. ökonomisch relevante Fließraten erreicht werden. Speziell in gering durchlässigen Gesteinsformationen werden hydraulische Gesteinsbehandlungen benötigt, um das geothermische Potenzial dieser Gesteine nutzbar zu machen.

Mit dem vorliegenden Bericht werden mögliche Umweltauswirkungen durch hydraulische und chemische Stimulationen in Geothermiebohrungen tiefer als 400 m auf der Basis von existierenden Studien und Informationen von Projektbetreibern untersucht. Als wesentliche Umweltauswirkungen werden die induzierte Seismizität und mögliche Beeinträchtigungen der zur Trinkwasserversorgung nutzbaren Gewässer (Grundwasser, Oberflächengewässer) betrachtet.

Im Rahmen der Studie wurden Informationen über die in den letzten 25 Jahren in Deutschland durchgeführten hydraulischen Stimulationen in tiefen geothermischen Bohrungen zusammen getragen. An neun Standorten wurden in diesem Zeitraum insgesamt **18 hydraulische Stimulationen** ausgeführt. Trotz der geringen Anzahl an Behandlungen variieren diese erheblich hinsichtlich ihrer geologischen Randbedingungen und der daraus resultierenden technischen Umsetzung.

Hydraulische Gesteinsbehandlungen ohne Einsatz von Stützmitteln, sogenannte **Wasserfracs**, wurden in Deutschland an sechs Standorten umgesetzt, mit Injektionsvolumina zwischen 600 und 20.000 m³. Die Wasserfracs wurden in Formationen mit geringer Permeabilität (Granit, Gneis oder „dichte“ Sandsteine) in Tiefen von mehr als 2.300 m durchgeführt. Injiziert wurde hierbei überwiegend Frischwasser und im geringen Umfang Formationswasser oder speziell angemischtes Salzwasser (Sole). Kleinvolumige Fracoperationen unter Einsatz von Stützmitteln und Gel, sogenannte **Stützmittelfracs**, wurden in porösen Sandsteinen an vier Standorten in Tiefen von 700 bis 4200 m realisiert. Das Injektionsvolumen lag hierbei zwischen ca. 30 und 500 m³. An einem Standort, in Groß Schönebeck, wurde ein sogenannter **Slickwasserfrac** durchgeführt, bei dem Stützmittel in geringer Konzentration mit Wasser injiziert wurden.

Neben den erwähnten Standorten in Deutschland wurden auch die hydraulischen Stimulationsmaßnahmen in den Projekten in Basel (Schweiz), Soultz-sous-Forêts (Frankreich) und jene im Rahmen der kontinentalen Tiefbohrung in Windischeschenbach (KTB) mit in die Studie einbezogen, da die dortigen Stimulationen auf Grund ihrer umfangreichen begleitenden Forschungsprogramme von unmittelbarer Bedeutung für die tiefe Geothermie in Deutschland sind.

Chemische Stimulationen zur Verbesserung der bohrlochnahen Zuflussbedingungen wurden bis dato vor allem im Süddeutschen Molassebecken durchgeführt. Hierfür wurden aus dieser Region die Daten von insgesamt 26 Geothermiebohrungen ausgewertet. In der Regel wurden die Bohrungen mit Salzsäure behandelt, teilweise unter Zugabe eines Korrosionsinhibitors. Die Säure reagiert in dem Karbonatgestein im unmittelbaren Umfeld der Bohrung ab.

Zusammenfassung und Bewertung zum Bereich Seismizität

Mit hydraulischen Gesteinsbehandlungen im tiefen Untergrund sind Bruchprozesse verbunden, die in vielen Fällen zur Abstrahlung seismischer Wellen führen. Inwiefern diese seismischen Ereignisse nachgewiesen werden können, hängt unter anderem von der Stärke des Bebens, vom Bruchmechanismus (Scher- oder Öffnungsriss), vom geologischen Untergrund (Dämpfung) und dem messtechnischen Aufwand zum Nachweis und zur Ortung ab. Die seismischen Ereignisse sind von erheblichem Nutzen für die Beobachtung („Monitoring“), die Kontrolle der Bruchprozesse und die Charakterisierung des Reservoirs. Als Umweltauswirkung sind seismische Ereignisse dann relevant, wenn diese stark genug sind, so dass sie an der Oberfläche spürbar werden.

An der Oberfläche im Zusammenhang mit hydraulischen Gesteinsbehandlungen spürbare seismische Ereignisse wurden bisher bei drei Geothermievorhaben im Oberrheingraben (Soultz-sous-Forêts, Basel, Insheim) registriert. Eines der drei Vorhaben (Insheim) befindet sich auf der deutschen Seite des Oberrheingrabens. Weiterhin kam es in Landau (Oberrheingraben) und in Unterhaching (süddeutsches Molassebecken), allerdings nur im Betrieb der Geothermieanlage, zu spürbaren seismischen Ereignissen.

Eine Vielzahl weiterer, an der Oberfläche nicht spürbarer seismischer Ereignisse konnten nur mit sehr hohem messtechnischem Aufwand bei Wasserfracs in Kristallingebieten außerhalb des Oberrheingrabens registriert werden (Bad Urach, Windischenbach-KTB).

Bei den Geothermievorhaben im Norddeutschen Becken gelang es bisher nur unter großem messtechnischem Aufwand für einen großvolumigen Slickwasserfrac in Groß Schönebeck, signifikante seismische Ereignisse nachzuweisen. Dies steht im Einklang mit Befunden aus der Kohlenwasserstoffgewinnung im Norddeutschen Becken. Hier wurden ebenfalls bisher keine spürbaren seismischen Ereignisse durch Fracking induziert. Auch bei den kleinvolumigen Stützmittelfracs für die Geothermie wurden keine seismischen Ereignisse registriert oder gespürt.

Das stärkste Erdbeben, das im Zusammenhang mit hydraulischen Stimulationen in der tiefen Geothermie in Deutschland aufgetreten war, wies eine Lokalmagnitude von 2,4 auf (Insheim, 9. April 2010). Berücksichtigt man auch das angrenzende Ausland, so hatte das stärkste Ereignis eine Lokalmagnitude (M_L) von 3,4 (Basel, Schweiz, 8. Dezember 2006). Für die stärkeren Ereignisse in Deutschland wurden makroseismische Erhebungen durchgeführt. Einige Sachschäden wurden gemeldet, die aber bisher nicht eindeutig auf die seismischen Ereignisse zurückgeführt werden konnten. Keines der Ereignisse hat zu Personenschäden geführt.

Die in der tiefen Geothermie in Deutschland induzierten seismischen Ereignisse sind in ihrer Maximalstärke (Hydraulische Stimulation: $M_L = 2,4$ Insheim, 9. April 2010; Betrieb: $M_L = 2,7$ Landau, 15. August 2009) deutlich kleiner als die in der Vergangenheit im Kali- und Kohlebergbau induzierten seismischen Ereignisse ($M_L = 4,6$ Ibbenbüren, 16. Mai 1991 bzw. $M_L = 5,6$ Völkershäusen, 13. März 1989). Die für diese beiden Bereiche genannten Ereignisse setzten eine Energie frei, die in etwa dem 500- bis 25.000-fachen des stärksten durch die Geothermie induzierten Erdbebens entspricht.

Die in Zusammenhang mit der Erdgasgewinnung stehenden induzierten Erdbeben mit einer Maximalstärke bis zu $M_L = 4,5$ (Rotenburg, 20. Oktober 2004) ereigneten sich in der Betriebsphase nach dem aktuellen Verständnis als Folge von Spannungsumlagerungen im Randbereich der Erdgasfelder, verursacht durch die großräumige Entnahme von Erdgas und sind damit keine Folge von Fracking-Maßnahmen.

Bei der tiefen Geothermie wurden im Gegensatz zur Kohlenwasserstoffförderung in einigen Fällen hydraulische Stimulationen in Störungszonen durchgeführt. Damit ergibt sich bei der Geothermie in geologisch ungünstig aufgebauten Gebieten ein erhöhtes seismisches Risiko, wobei vor allem die Lage der genutzten Störungszonen zum tektonischen Spannungsfeld von Bedeutung ist. Bei hydraulischen Gesteinsbehandlungen steigt die Anzahl der induzierten Erdbeben üblicherweise mit dem Volumen der verpressten Flüssigkeit an. So ist bei Stimulationsmaßnahmen in der tiefen Geothermie, bei denen eher größere Fluidvolumina eingesetzt werden als bei der Risserzeugung zur Gewinnung von Erdgas, insgesamt gerade in tektonisch aktiven Regionen auch mit einer größeren Gefährdung durch Seismizität zu rechnen.

Die bisher durchgeführten Geothermieprojekte weisen hinsichtlich der seismischen Gefährdung folgende Tendenz auf: Hydraulische Gesteinsbehandlungen im Kristallin oder an der Grenze zum Kristallin des Oberrheingrabens (Soultz-sous-Forêts, Basel, Landau und Insheim) haben durchaus zu vergleichsweise starker und spürbarer Seismizität geführt. Der Oberrheingraben ist ein tektonisch aktives Gebiet, in dem die Kruste zahlreiche Störungssysteme aufweist, natürliche Seismizität auftritt und die Region natürlich vorgespannt ist. Somit werden bei der hydraulischen Gesteinsbehandlung überwiegend Scherbrüche erzeugt. Im Gegensatz zu diesen Gebieten ist es in den Geothermieprojekten in Norddeutschland (Hannover, Horstberg und Groß Schönebeck) bislang zu keiner spürbaren Seismizität gekommen. Bei diesen Projekten fand die hydraulische Stimulation nicht im granitischen Grundgebirge sondern in unterschiedlichen Sedimentgesteinschichten o-

der in Rotliegend-Vulkaniten statt. Es ist anzunehmen, dass es sich um hydraulische Stimulationen mit überwiegend Öffnungsrissen und nur untergeordnet mit Scherbrüchen handelt. Dieses unterschiedliche Verhalten hängt nach dem aktuellen Kenntnisstand mit den unterschiedlichen tektonischen Spannungsregimen zusammen.

Eine generelle Beurteilung der seismischen Gefährdung durch hydraulische Gesteinsbehandlungen in der tiefen Geothermie und eine differenzierte Klassifizierung hinsichtlich ihrer Tektonik, Geologie oder Tiefenhorizonte gestaltet sich bisher schwierig. Dies liegt vor allem an der geringen Anzahl bisher durchgeführter geothermischer Projekte mit Stimulationsmaßnahmen, die eine statistisch fundierte Betrachtungsweise derzeit noch nicht zulässt.

Der Verlauf der seismischen Aktivitäten während der hydraulischen Gesteinsbehandlungen zeigt darüber hinaus, dass induzierte Erdbeben auch noch nach dem Ende der Maßnahmen auftreten können. Dieser mögliche seismische Nachlauf muss daher bei der Einschätzung der seismischen Gefährdung und im Reaktionsplan berücksichtigt werden.

Bei den Projekten mit auftretender induzierter Seismizität liegen die Herdtiefen der Ereignisse zwischen ungefähr 2 und 6 km. Die Anzahl der registrierten Ereignisse variiert von zehn bis zu mehreren tausend Mikrobeben. Die räumliche Ausdehnung der Hypozentren ist unterschiedlich, erreicht aber maximal eine laterale Ausdehnung von 1.000 m. Mit Ausnahme einer Thermalbadbohrung verbleibt ein vertikaler Abstand von dem stimulierten Gesteinsbereich zu den Deckschichten von mindestens 1.000 m, so dass eine Gefährdung der über den Deckschichten gelegenen Grundwasserschichten durch aufsteigende Fluide unwahrscheinlich ist.

Eine Abschätzung der zu erwartenden Seismizität im Vorfeld einer Maßnahme ausschließlich auf Grundlage geologischer Informationen und numerischer Modellierungen ist im Allgemeinen nicht ausreichend. Sie kann jedoch ein erster Hinweis sein, mit welchem Aufwand das seismische Monitoring betrieben werden sollte. Auch kann die natürliche Seismizität Hinweise darauf geben, ob die tektonische Spannung stellenweise bereits nahe der Scherfestigkeit im Untergrund liegen kann. In Gebieten mit natürlicher Erdbebenaktivität ist die Wahrscheinlichkeit induzierter Erdbeben höher als in Gebieten mit geringer natürlicher Seismizität. Allerdings sind induzierte Erdbeben in Gebieten geringer natürlicher Seismizität nicht auszuschließen.

Zusammenfassung und Bewertung zum Bereich Grundwasserschutz

Als mögliche Auswirkungen von hydraulischen Stimulationen auf die oberflächennahen, zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwasserleiter sind vor allem der Eintrag von Formationsfluiden und der eingesetzten Frac-Fluide, letzteres nur bei Verwendung von kritischen Zusatzstoffen, zu betrachten. Eine Gefährdung des oberflächennahen zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwassers wäre vorrangig durch Unfälle oder Leckagen von Anlagen an der Geländeoberfläche sowie durch Leckagen aus defekten Bohrungen zu befürchten.

Als **Frac-Fluide** wurden für hydraulische Stimulationen für die tiefe Geothermie in Deutschland sowohl reines Wasser ohne den Zusatz von Additiven, als auch Gel- und Slickwasserfluide verwendet. An sechs Standorten erfolgten reine Wasserfracs, ohne die Verwendung von Zusatzstoffen. An vier Standorten wurden Stützmittelfracs realisiert, wobei an drei Standorten lediglich ein unbedenklicher Gelbildner sowie ggf. ein Tonstabilisator (Salz) als Additive zugemischt wurden. An einem Standort, dem Forschungsstandort Groß Schönebeck, wurden Stützmittelfracs unter Zugabe verschiedenster Additive durchgeführt. Hier wurde der Großteil der insgesamt rund 20 Additive (Einzelstoffe), welche den Autoren bekannt sind, verwendet. Diese kamen in vier verschiedenen Gel- und einem Slickwasser-Fluid zum Einsatz. Von den Einzelstoffen sind drei Stoffe als wassergefährdend oder stark wassergefährdend gemäß ihrer Wassergefährdungsklasse sowie drei Stoffe als gesundheitsschädlich, ein Stoff als giftig und ein Stoff als umweltgefährdend gemäß CLP-Verordnung eingestuft. Aufgrund der Einsatzkonzentration der Additive im Frac-Fluid sind die Gemische wiederum als nicht wassergefährdend (drei Gemische) oder als schwach wassergefährdend (ein Gemisch) eingestuft

und gelten nach CLP-Verordnung als ungefährlich. Eines dieser Gemische konnte aufgrund mangelnder Daten zu Stoffidentität und Einsatzkonzentration nicht bewertet werden. Derzeit werden die Frac-Fluide von den Unternehmen weiterentwickelt, um den Einsatz von toxischen oder umweltgefährdenden Chemikalien zu minimieren, oder gänzlich zu vermeiden (Kassner, 2014). Sollten zukünftig Frac-Maßnahmen unter Verwendung von Zusatzstoffen durchgeführt werden, so ist die Nutzung von ökologisch unbedenklichen Stoffen wünschenswert.

Die **natürlichen Tiefenwässer**, wie im Oberrheingraben und im Norddeutschen Becken, beinhalten nicht selten eine hohe Salzfracht, erhöhte Metallkonzentrationen sowie nennenswerte Gehalte an natürlich vorkommenden Radionukliden. Im süddeutschen Molassebecken ist die Wasserbeschaffenheit des häufig für die tiefe Geothermie verwendeten Oberjura-Aquifers im zentralen Beckenbereich unkritisch, da das Wasser nur gering mineralisiert ist. Hier ist jedoch mit erhöhten Gehalten an Schwefelwasserstoff zu rechnen.

Im Rahmen einer gezielten **Rückförderung** zum Freifördern der Bohrung nach Stützmittelfracs sowie hydraulischen Tests gelangen die Tiefenwässer und Frac-Fluide an die Oberfläche und werden in Speicherbecken zwischengelagert. Hierbei können Fluidvolumina von einigen Hundert Kubikmetern zum Freifördern der Bohrung und von einigen tausend bis zehntausenden Kubikmetern während der hydraulischen Tests anfallen. Der weitere Umgang mit den Fluiden erfolgt in Abhängigkeit der Fluidzusammensetzung und möglicher Entsorgungswege. Bei den Geothermieprojekten im Oberrheingraben (Landau, Insheim) wurden die Fluide ins Reservoir reinjiziert. Im Norddeutschen Becken erfolgte die Entsorgung der Fluide zum Teil als Sondermüll oder durch Reinjektion in andere Formationen, weit unterhalb zur Trinkwassergewinnung nutzbarer Grundwasserhorizonte. Die Entsorgung wird von speziell zugelassenen Entsorgungsunternehmen durchgeführt. Nach chemischen Stimulationen im Molassebecken wurden die rückgeführten Fluide, bei Notwendigkeit nach Aufbereitung, in das öffentliche Abwassersystem eingeleitet.

Während des Betriebs der geothermischen Anlage zirkuliert das Thermalwasser im Kreislauf und wird über die Injektionsbohrung ins Reservoir reinjiziert. So fallen keine an der Oberfläche zu entsorgenden Wässer an. Allerdings können aus dem Rücklauf bzw. aus dem produzierten Wasser Metalle wie z. B. Eisen oder Blei sowie natürliche vorkommende Radionuklide wie z. B. Radium ausfallen und sich an den Bauteiloberflächen anreichern (Scales). Diese Scales müssen je nach Zusammensetzung speziell entsorgt werden.

Zur **Vermeidung des oberirdischen Eintrags** von wassergefährdenden Stoffen sind die Vorgaben zum Bohrplatzbau, wie der Versiegelung des Bohrplatzes, umlaufende Rinnensysteme und Speicherbecken für anfallende Fluide, so wie sie im WEG-Leitfaden „Gestaltung des Bohrplatzes“ zusammengefasst sind, zu nennen. Anfallende Flüssigkeiten müssen fachgerecht entsorgt werden. Vorschriften zur Lagerhaltung und dem Umgang mit wassergefährdenden Stoffen sind in den Anlagenverordnungen der einzelnen Bundesländer (VAwS) konkretisiert. Die existierenden Vorschriften und Regelwerke zum obertägigen Umgang mit wassergefährdenden Stoffen werden als ausreichend bewertet.

Zur **Verhinderung der Fluidmigration** und des Eintrags von Fluiden ins Grundwasser entlang von Bohrungen sind die Durchführung und der Ausbau der Bohrung, besonders der Verrohrung und der Zementierung, wie in den Tiefbohrverordnungen der Länder geregelt, fachgerecht vorzunehmen. Zur Überwachung der Integrität der Bohrung existieren gängigen Verfahren wie geophysikalische Bohrlochmessungen. Allerdings liegt die Entscheidung, wie oft und in welchem Umfang die Integrität der Verrohrung im Betrieb der Geothermieanlage überprüft wird, vorwiegend im Ermessen des Betreibers.

Die Wahrscheinlichkeit einer Migration von Fluiden (Tiefenwässer, Frac-Fluide) aus der behandelten Formation in oberflächennahe Grundwasserhorizonte über den natürlichen geologischen Untergrund ist bei den üblichen Rahmenbedingungen sehr gering. Dabei ist insbesondere auf eine ausreichende Barrierefunktion der überlagernden Deckschichten und auf einen ausreichenden Mindestabstand zwischen der behandelten Formation und den tiefsten zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwasserhorizonten zu achten. Daher sollten die regionalen hydrogeologischen Verhältnisse gut bekannt sein, und im Bedarfsfall untersucht werden. Dazu zählen Anzahl, Tiefenlage, Durchlässigkeit und Integrität der Deckschichten, Kenntnisse über die Lage und hydraulische Wirksamkeit von Störungszonen sowie die Tiefenlage der Süß-Salzwassergrenze.

Angesichts der vorgefundenen hydrogeologischen Situation soll ein vertikaler Mindestabstand zwischen dem Tiefenstockwerk der durchgeführten Gesteinsbehandlung und der Untergrenze des tiefsten zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwasserleiters definiert werden. Die Ausweisung einer pauschal definierten Tiefe, ab der hydraulische Stimulationen zulässig sind, ist nicht zielführend.

Mittels konzeptioneller Modelle kann eine Gefährdungsabschätzung durchgeführt werden, um je nach Ergebnis Ausschlussgebiete festzulegen. Zudem können numerische Grundwasserströmungsmodellierungen die Gefährdungsabschätzung weiter unterstützen.

Fazit

Durch standortbezogene Voruntersuchungen können die hydraulischen Stimulationen soweit geplant werden, dass eine unkontrollierte **Ausbreitung der Risse** vermieden werden kann. Zur Planung der hydraulischen Stimulation dienen vorhergehende Tests (z. B. Minifrac) und numerische Simulationsrechnungen. Kontinuierliche Druckaufzeichnung, seismisches Monitoring und weitere geophysikalische Messmethoden können und werden während einer hydraulischen Stimulation zur Überwachung der unterirdisch ablaufenden Prozesse eingesetzt. Die Erfahrungen aus den bisherigen Frac-Maßnahmen für die tiefe Geothermie zeigen, dass die vertikale Rissausbreitung sogar für die großvolumigen Wasserfracs begrenzt ist. Sowohl im geschichteten Sedimentgestein des Norddeutschen Beckens (Beispiele Groß Schönebeck, Horstberg, Hannover) als auch im kristallinen Gestein des Oberrheingrabens ist die vertikale Rissausdehnung auf wenige Hundert bis maximal ca. Eintausend Meter beschränkt. Für die im Vergleich zu den Wasserfracs kleinvolumigen Stützmittelfrac wird eine deutlich kleinere vertikale Rissausbreitung abgeschätzt und beobachtet.

Bei den üblichen Tiefen für Projekte der tiefen Geothermie unterhalb von ca. 2.500 m verblieb eine große vertikale Distanz zwischen dem stimulierten Gesteinsbereich und den für die Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwasserschichten. Die vertikale Begrenzung der Rissausbreitung wird maßgeblich durch Barrierschichten und durch die technische Durchführung und Kontrolle gewährleistet.

Bisher sind im Zusammenhang mit den hydraulischen und den chemischen Stimulationen im Bereich der tiefen Geothermie in Deutschland keine Fälle bekannt, die zu einer Beeinträchtigung des oberflächennahen Grundwassers oder von Oberflächenwässern geführt haben.

9 Empfehlungen

Vorausplanung und Begleitung der hydraulischen Stimulation

Vor jeder hydraulischen Stimulation einer Geothermiebohrung sollten die regionalen hydrogeologischen und tektonischen Verhältnisse gut bekannt sein, bzw. untersucht werden. Hierzu zählen insbesondere die Einschätzung der natürlichen Erdbebenaktivität der Region, die Erfassung der größeren Störungszonen im Einflussbereich der möglichen Porenwasserdruckerhöhung, eine Beurteilung der Barrieregesteine sowie eine Abschätzung des lokalen tektonischen Spannungszustandes. Aus den Richtungen und den Größen der Hauptspannungen im Vergleich zur Lage der Störungszonen kann abgeschätzt werden, ob die betrachtete Störungzone durch die hydraulische Stimulation aktiviert werden könnte. Die hydraulische Stimulation sollte vor der Durchführung mit Hilfe numerischer Simulationen modelliert werden, um so die erwartete seismische Gefährdung und ihre Zeitabhängigkeit abzuschätzen. Zudem muss die Anzahl, Tiefenlage und Integrität der Deckschichten bekannt sein, da nur so ihre ausreichende Barrierefunktion nachgewiesen werden kann. Desweiteren notwendig sind noch Kenntnisse über die Lage und hydraulische Wirksamkeit von Störungszonen sowie die Tiefenlage der Süß-Salzwassergrenze. Aufbauend auf diesen Voruntersuchungen sollte eine Abschätzung möglicher Umweltauswirkungen durch die geplante hydraulische Gesteinsbehandlung erfolgen.

Zusätzlich sind heutzutage die Mitnahme und die Beteiligung der Öffentlichkeit eine wichtige Voraussetzung für die Akzeptanz und die Durchführung von Projekten, die der Energiebereitstellung dienen. Dies gilt auch für die Projekte der tiefen Geothermie. In Bezug auf die Gefährdung durch mögliche Seismizität und mögliche Grundwasserverunreinigungen ist eine größtmögliche Transparenz hinsichtlich des Monitorings sowie der Einhaltung von Vorschriften zu empfehlen. Dies beginnt bei einer proaktiven Öffentlichkeitsarbeit mit Informationen über das Monitoring schon vor Beginn der Bohrmaßnahmen und der hydraulischen Stimulation. Ferner sollte es mit einer Online-Darstellung der Daten einiger ausgewählter Messstationen im Internet fortgesetzt werden. Weiterhin ist die Weitergabe von Wellenformdaten und Aufzeichnungen von Grundwassermessstellen an unabhängige Dritte wie die zuständigen Landesbehörden zu empfehlen. Dies ermöglicht eine zusätzliche qualifizierte Auswertung, womit auch die öffentliche Akzeptanz erhöht wird.

Darüber hinaus ist eine Zusammenarbeit mit Forschungseinrichtungen seitens der Betreiber anzustreben. So sind in den letzten Jahren die Forschungstätigkeiten im Bereich der Seismizität bei tiefer Geothermie intensiviert worden (z. B. MAGS, Wegler et al., 2014; GEISER, Zang et al., 2014). Dabei sind zahlreiche neue Erkenntnisse über die ablaufenden Prozesse gewonnen worden. Dennoch gibt es weiterhin offene Fragen, die den Zusammenhang zwischen hydraulischen Gesteinsbehandlungen und zugehöriger Seismizität beinhalten und Gegenstand aktueller Forschungsarbeit sind. Basierend auf zeitlich hoch aufgelösten Stimulations- und Betriebsparametern sollen Methoden der seismischen Gefährdungsanalyse, Spannungsmodellierungen, Modellierungen der Rissausbreitung sowie Simulationen der Fluidausbreitung weiter entwickelt werden. Grundlage ist die genaue Kenntnis der lokalen geologischen Verhältnisse einschließlich der Störungssysteme und des Aufbaus der Kruste. Die synoptische Auswertung aller erhobenen und berechneten Daten wird zur Erweiterung des Wissens über Prozesse bei hydraulischen Gesteinsbehandlungen und damit zusammenhängend der Seismizität und der Fluidmigration maßgeblich beitragen.

Empfehlungen zum Bereich Seismizität

Die Abschätzung der zu erwartenden Seismizität allein an Hand der Vorausplanung und Modellierung ist nach dem derzeitigen Stand der Wissenschaft auf Grund fehlender Standardverfahren noch mit Unsicherheiten behaftet. Daher sollte die Durchführung der hydraulischen Stimulationsmaßnahme seismologisch überwacht werden. Im Konzept der „seismologisch kontrollierten“ hydraulischen Stimulation wird dabei ein seismologisches Echtzeitmonitoring durchgeführt. Anhand der aufgetretenen Seismizität wird während der hydraulischen Gesteinsbehandlung die weitere Entwicklung abgeschätzt und ggf. die Gefährdungsabschätzung angepasst. Der aktuelle seismische Gefährdungszustand wird in einem Reaktionsplan mit vorgegebenen

Grenzwerten verglichen. Der Reaktionsplan enthält neben den Grenzwerten auch im Vorfeld festgelegte Gegenmaßnahmen, die beim Überschreiten der Grenzwerte durchzuführen sind. Die dafür notwendigen drei Bestandteile dieses Konzepts sind die Folgenden:

Seismisches Monitoring

Alle Projekte, unabhängig von der Region, bedürfen eines seismologischen Monitorings und einer fundierten Begleitung. Der Aufwand des seismischen Monitorings richtet sich nach den Ergebnissen der Vorausplanung, insbesondere nach den geologischen Verhältnissen der Region und nach dem Umfang der geplanten hydraulischen Stimulation. Wesentliche Parameter dafür sind die vorgesehene Fließrate, der Injektionsdruck und das Gesamtvolumen des zu verpressenden Fluids. Das seismische Monitoring sollte kontinuierlich über das gesamte Projekt, von der Bohrung über die Gesteinsbehandlung bis zur Zirkulation, durchgeführt werden. Von Vorteil ist zudem das Monitoring schon vor der eigentlichen Maßnahme zu beginnen, um die natürliche Hintergrundseismizität einschätzen zu können. Der GtV-Bundesverband Geothermie e. V. hat Empfehlungen zum seismischen Monitoring herausgegeben (GTV, 2011), die zu befolgen sind. Diese Empfehlungen basieren größtenteils auf Empfehlungen des unabhängigen Forschungskollegiums Physik des Erdkörpers (FKPE) (Baisch et al., 2012), einem Zusammenschluss der Leiterinnen und Leiter von geophysikalischen Forschungsinstitutionen in Deutschland. Neben dem Einsatz der empfindlichen Seismometer zur Messung der Mikroseismizität wird empfohlen, zusätzlich noch Immissionsmessgeräte zur Bestimmung und Bewertung von Bodenschwingungsgeschwindigkeiten nach DIN 4150 zu installieren. Diese dienen der Beweissicherung und helfen bei einer schnellen Regulierung im Schadensfall.

Seismische Gefährdungsanalyse

Die Bestimmung der aktuellen seismischen Gefährdung im Echtzeitbetrieb während der hydraulischen Stimulation auf der Grundlage einer probabilistischen Analyse wird empfohlen. Grundlage dafür ist die Gutenberg-Richter-Relation, die durch die Erfassung der Anzahl der Ereignisse und ihrer Magnituden ständig angepasst wird. Aufgrund der möglicherweise großen Anzahl schwacher, nicht spürbarer seismischer Ereignisse sollte die Prozedur automatisiert werden. Diese betrifft die Detektion und Analyse der Ereignisse sowie die Gefährdungsbewertung. Bislang zeigt sich bei der Mehrzahl der Projekte, dass die Anzahl der Erdbeben proportional zum verpressten Fluidvolumen ist. Weiterhin ist eine Nachwirkung nach Ende der hydraulischen Bohrlochbehandlung zu berücksichtigen.

Reaktionsplan mit Grenzwerten und Gegenmaßnahmen

Schon zu Beginn des Projekts, spätestens aber vor Beginn der hydraulischen Stimulation, sollte ein Reaktionsschema mit Grenzwerten und Gegenmaßnahmen bei deren Überschreiten verbindlich gemacht werden. Entscheidend für den erfolgreichen Ablauf der Stimulation und die Einhaltung des Reaktionsschemas ist eine direkte und eingespielte Kommunikation zwischen dem seismischen Monitoringteam und den Stimulationsingenieuren.

Empfehlungen zum Bereich Grundwasserschutz

Zur Vermeidung einer möglichen Grundwasserverunreinigung im Rahmen von hydraulischen Stimulationen für die tiefe Geothermie liegen bereits umfassende Regelwerke und technische Maßnahmenkataloge vor, die den Stand der Technik vorgeben. Deren Einhaltung und Überwachung sind somit von großer Bedeutung.

Aus Gründen der Beweissicherung ist mit der Überwachung der Grundwasserstände und der chemischen Beschaffenheit des Grundwassers im Umfeld von geothermischen Bohrungen bereits vor dem Abteufen zu beginnen. Vorhandene Grundwassermessstellen, wie die des Landesgrundwasserdienstes, können herangezogen werden. Andernfalls müssen neue Messstellen erstellt werden, die durch ihre Positionierung (im Abstrom der Bohrung) und Tiefenlage der Filterstrecken eine Überwachung der genutzten Grundwasserleiter erlauben. Der Umfang des Monitoring kann nicht pauschal angegeben werden. Er richtet sich nach:

a) den zu erwartenden Risiken (wie Eintrag von Tiefenwässern und Frac-Fluiden),

- b) den (hydro-)geologischen Verhältnissen (wie Deckschichten und Störungszonen),
- c) den geplanten hydraulischen Gesteinsbehandlungen (wie Tiefe, Drücke und Volumina).

Bei der Analytik sollten aussagekräftige Indikatoren genutzt werden, die aber nur durch einen Vergleich mit der Ausgangssituation aussagekräftig werden. Dafür wird die Entwicklung eines Bewertungssystems ähnlich einer Ampel empfohlen, welches mit einem Maßnahmenkatalog verbunden sein sollte. Bei Auftreten von salinaren Wässern oder Wässern mit unterschiedlichem Chemismus sollte während der Betriebsphase der geothermischen Anlage das Grundwassermonitoring weitergeführt werden.

Dem technischen Ausbau der Bohrungen und dessen Überprüfung ist hohe Aufmerksamkeit zu widmen. Eine Überprüfung des Zustandes der Verrohrung und der technischen Sicherheit der Bohrung sollte nicht nur im Zusammenhang mit Stimulationsmaßnahmen sondern regelmäßig auch in der Betriebsphase der Bohrung erfolgen.

Zudem wird die Erstellung von „Best Practice Guides“ für die Geothermiebranche empfohlen. Hier sollten die Erfahrungen zur technisch sicheren Erstellung der Geothermiebohrungen inklusive der Verrohrung und Zementation zusammen getragen werden und so bestmöglich gewährleistet werden, dass die Bohrungen im gesamten Lebenszyklus und bei unterschiedlichen Beanspruchungen sicher betrieben werden können. Zudem könnten Fehlentscheidungen und Fehlinvestitionen mit ihrer negativen Wirkung auf die Geothermiebranche vermieden werden.

Schlussfolgerung

Bei Einhaltung der bestehenden Vorschriften, Regelwerke sowie des Standes von Wissenschaft und Technik kann eine Beeinträchtigung von Grundwasser im Zusammenhang mit hydraulischen Stimulationen in der tiefen Geothermie faktisch ausgeschlossen werden, sofern – wie bisher – ausreichend Deckgebirge und Barriereschichten zwischen dem Zielhorizont der Stimulation und den zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwasserleitern vorhanden sind. Die Integrität der Geothermiebohrungen sollte auch in der Betriebsphase regelmäßig überprüft werden. Aus Gründen der Beweissicherung sollte ein frühzeitiges angepasstes Grundwassermonitoring durchgeführt werden. Das Ziel muss auch sein, Seismizität mit Personen- oder Sachschäden auszuschließen. Das Risiko von spürbaren seismischen Ereignissen, bei gleichzeitiger Gewährleistung der Wirtschaftlichkeit der geothermischen Anlage, kann dabei durch ein geeignetes Monitoring sowie durch ein entsprechendes Frühwarnsystem und Reaktionsschema minimiert werden.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich ganz herzlich bei den Teilnehmern eines Expertengesprächs zu dem vorliegenden Bericht, das am 24. Juli 2014 an der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe stattgefunden hat und an dem eine große Anzahl von Experten aus den Bereichen Industrie, Forschungseinrichtungen und Behörden teilgenommen haben. Ihre Beiträge während des Expertengesprächs, sowie zahlreichen Anmerkungen und Kommentare in nachfolgenden Telefongesprächen und E-Mails haben zu einer Verbesserung unseres Verständnisses und damit auch zur Verbesserung dieses Berichts beigetragen.

Quellenverzeichnis

- Agemar, T., Schellschmidt, R., & Schulz, R. (2012). Subsurface temperature distribution in Germany. *Geothermics*, 44(0), 65 - 77. doi:10.1016/j.geothermics.2012.07.002.
- Agemar, T., Weber, J., & Schulz, R. (2014a). Deep Geothermal Energy Production in Germany. *energies*, 7/7, S. 4397-4416.
- Agemar, T., Alten, J., Ganz, B., Kuder, J., Kühne, K., Schumacher, S. & Schulz, R. (2014b). The Geothermal Information System for Germany - GeotIS – ZDGG 165/2, S. 129–144
- AkEnd. (2002). Auswahlverfahren für Endlagerstandorte - Empfehlungen des AkEnd. Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandorte.
- Ali, S. A., & Hinkel, J. J. (2000). Additives in Acidizing Fluids. In M. J. Economides, & K. G. Nolte, *Reservoir stimulation 3rd Edition*. J. Wiley.
- API (2006). Specification for Casing and Tubing, API SPEC 5CT/ISO 11960. API Publishing Services, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005, 1/2006.
- API (2010). Specification for Cements and Materials for Well Cementing, API SPEC 10A/ISO 10426-1. API Publishing Services, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005, 10/2010.
- API (2013). Recommended Practice for Testing Well Cements, API RP 10B-2/ISO 10426-2. API Publishing Services, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005, 4/2013.
- Baisch, S., Bohnhoff, M., Ceranna, L., Tu, Y., and Harjes, H.-P. (2002). Probing the crust to 9 km depth: Fluid injection experiments and induced seismicity at the KTB superdeep drilling hole, Germany, *Bull. Seismol. Soc. Am.* 92, S. 2369-2380.
- Baisch, S., Carbon, D., Dannwolf, U., Delacou, B., Devaux, M., Dunand, F., Jung, R., Koller, M., Martin, C., Sartori, M. Sartori, M. (2009). *Deep Heat Mining Basel: Seismic Risk Analysis*, SERIANEX Group. Basel: Departement für Wirtschaft, Soziales und Umwelt des Kantons Basel - Stadt.
- Baisch, S., Vörös, R., Rothert, E., Stang, H., Jung, R., Schellschmidt, R. (2010). A numerical model for fluid injection induced seismicity at Soultz-sous-Forêts. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 47, S.405-413.
- Baisch, S., Fritschen, R., Groos, J., Kraft, T., Plenefisch, T., Plenkens, K., Ritter, J., Wassermann, J. (2012). Empfehlungen zur Überwachung induzierter Seismizität - Positionspapier des FKPE. *Mitteil. Deut. Geophys. Gesell.*, 3, S. 17-31.
- Baria, R., Michelet, S., Baumgärtner, J., Dyer, B., Gerard, A., Nicholls, J., Hettkamp, T., Teza, D., Soma, N., Asanuma, H., (2004). Microseismic monitoring of the world largest potential HDR reservoir. *Proceedings of the 29th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, California.
- BBergG, Bundesberggesetz vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310), das zuletzt durch Artikel 4 Absatz 71 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist. (Zuletzt aufgerufen am 18.06.2015).
- Baumgärtner, J., Hettkamp, T., Teza, D., Kölbl, T., Mergner, H., P., S., & Lerch, C. (2013a). Betriebserfahrungen mit den Geothermiekraftwerken Landau, Insheim und Bruchsal. *bbr Leitungsbau, Brunnenbau, Geothermie* 5, S. 48-57.
- Baumgärtner, J., Teza, D., & Wahl, G. (2013b). Gewinnung geothermischer Energie durch Entwicklung und Zirkulation eines Störungssystems im Kristallin und deren mikroseismische Überwachung am Beispiel des Geothermieprojektes Insheim, <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb14/777426781.pdf>. Landau: BESTEC GmbH.
- Bay. StMWiVT. (2010). *Bayrischer Geothermieatlas - Hydrothermale Energiegewinnung*. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie.
- Betzer, H. J., Dassel, W., Drozdowski, G., Farrenschon, J., Gawlik, A., Heuser, H., Juch, D., Ribbert, K. H., Skupin, K., Klassen, H., Bérenger, D. (2003). *Geologie im Weser- und Osnabrücker Bergland*. ISBN 3-86029-932-8: Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen - Landesbetrieb.
- Beyermann, M., Bünger, T., Gehrcke, K., & Obrikat, D. (2009). *Strahlenexposition durch natürliche Radionuklide im Trinkwasser in der Bundesrepublik Deutschland*. Salzgitter: Bundesamt für Strahlenschutz.
- BGR. (2007). *Endlagerung radioaktiver Abfälle in Deutschland - Untersuchung und Bewertung von Regionen mit potenziell geeigneten Wirtsgesteinsformationen*. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- BGR. (2011). *Informationssystem Speichergesteine für den Standort Deutschland - Synthese*. Berlin/Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- BGR. (2012). *Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland*. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.

- BGR. (2013). Stellungnahme zu den geowissenschaftlichen Aussagen des UBA - Gutachtens, der Studie NRW und der Risikostudie des ExxonMobil InfoDialogprozesses zum Thema Fracking. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- Birner, J., Mayr, C., Thomas, L., Schneider, M., Baumann, T., & Winkler, A. (2011). Hydrochemie und Genese der tiefen Grundwässer des Malmaquifers im bayerischen Teil des süddeutschen Molassebeckens. *Z. geol. Wiss.*, Berlin 39 3/4, S. 291-308.
- Bischoff, M., Bönnemann, C., Fritz, J., Gestermann, N., & Plenefisch, T. (2013). Untersuchungsergebnisse zum Erdbeben bei Völkersen (Landkreis Werden) am 22.11.2013. Bericht von LBEG/BGR. Hannover, Juni 2013.
- BMU. (2011). Tiefe Geothermie - Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, und Reaktorsicherheit.
- Bommer, J., Oates, S., Cepeda, J., Lindholm, C., Bird, J., Torres, R., Marroquín, G., Rivas, J. (2006). Control of hazard due to seismicity induced by a hot fractured rock geothermal project. *Engineering Geology*, 83, S. 287-306.
- Bönnemann, C., Schmidt, B., Ritter, J., Gestermann, N., Plenefisch, T., & Wegler, U. (2010). Das seismische Ereignis bei Landau vom 15. August 2009 - Abschlussbericht der Expertengruppe „Seismisches Risiko bei hydrothormaler Geothermie“. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- Bracke, R. (2014). Petrothermale Nutzung und Stimulationsoptionen. In M. Bauer, W. Freeden, H. Jacobi, & N. Thomas, Handbuch Tiefe Geothermie - Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung (S. 245-273). Springer Berlin Heidelberg.
- Bußmann, W., Frick, S., Fritschen, R., Huenges, E., Jung, R., Kabus, F., Kaltschmitt, M., Kohlsch, O., Kranz, S., Moeck, I., Rüter, H., Saadat, A., Spalek, A., Tenzer, H., Zimmermann, G. (2012). Geothermie – Energie aus dem Inneren der Erde. Bonn: FIZ Karlsruhe, BINE Informationsdienst.
- BVOT. (2006). Bergverordnung für Tiefbohrungen, Unterspeicherung und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Land Niedersachsen, Nds. MBl. S.887.
- Cammerer, F., & Michel, W. (2009). Machbarkeitsstudie für ein HOT DRY ROCK - Wärme- und Stromnutzungskonzept Bad Urach, Schlussbericht. Bad Urach: Stadtwerke Bad Urach.
- Chiemgau Thermen GmbH. (2014). Auszug aus der großen Heilwasser-Analyse - Therme Bad Endorf. <http://www.chiemgau-thermen.de/therme/jod-thermalwasser/heilwasseranalysen.html>. (Zuletzt aufgerufen am 25.08.2014).
- CLP-Verordnung. (2008). Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen zur Änderung und Aufhebung der Richtlinien 67/548/EWG und 1999/45/EG und zur Änderung.
- Considine, T., Watson, R., Considine, N., Martin, N. (2012). Environmental impacts during Marcellus shale gas drilling: Causes, impacts, and remedies. Report 2012-1, Shale gas resources and society institute (SRSI).
- Cornet, F., Bérard, T., & Bourouis, S. (2007). How close to failure is a granite rock mass at a 5 km depth? *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 44, S. 47-66.
- Dahm, T., Hainzl, S., Becker, D., Bisschoff, M., Cesca, S., Dost, B., Fritschen, R., Kuhn, D., Lasocki, S., Klose, C. D., Meier, T., Ohrnberger, M., Rivalta, E., Shapiro, S., Wegler, U. (2010). How to discriminate induced, triggered and natural seismicity. *Proceedings of the Workshop Induced Seismicity*, (S. 69-76). Luxembourg.
- Dahm, T., Becker, D., Bischoff, M., Cesca, S., Dost, B., Fritschen, R., Hainzl, S., Klose, C. D., Kühn, D., Lasocki, S., Meier, Th., Ohrnberger, M., Rivalta, E., Wegler, U., Husen, S. (2013a). Zur Diskriminierung induzierter Seismizität. *Mitteilungen der Deutschen Geophysikalischen Gesellschaft*, 2, S. 5-9.
- Dahm, T., Becker, D., Bischoff, M., Cesca, S., Dost, B., Fritschen, R., Hainzl, S., Klose, C. D., Kühn, D., Lasocki, S., Meier, Th., Ohrnberger, M., Rivalta, E., Wegler, U., Husen, S. (2013b). Recommendation for the discrimination of human-related and natural seismicity. *Journal of Seismology*, 17, S. 197-202.
- Dannwolf U., Heckelsmüller A., Steiner N., Rink C., Weichgrebe D., Kayser K., Zwafink R., Rosenwinkel K-H., Fritsche U. R., Fingerman K., Hunt S., Rüter H., Donat H., Bauer S., Runge K., Heinrich S. (2014). Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergaslagerstätten. Teil 2 - Grundwassermonitoringkonzept, Frackingchemikalienkataster, Entsorgung von Flowback, Forschungsstand zur Emissions- und Klimabilanz, induzierte Seismizität, Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) UBA-FB 001972, Dessau - Roßlau, Juli 2014.
- Davis, R.J., Almond, S., Ward, R.S., Jackson, R.B., Adams, C., Worrall, F., Herringshaw, L.G., Gluyas, J.G., Whitehead, M.A. (2014). Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. *Marine and Petroleum Geology*, 56, S.239-254.

- Deggering, D., & Köhler, M. (2009). Natürliche Radionuklide in Anlagen der tiefen Geothermie. Der Geothermiekongress 2009, Bochum.
- Desroches, J., & Bratton, T. (2000). Formation Characterization - Well Logs. In M. J. Economides, & K. G. Nolte, Reservoir Stimulation, 3rd Edition. J. Wiley.
- DIN 4049-1. (1992). Hydrologie; Grundbegriffe. Berlin: Beuth.
- DIN 4049-3. (1994). Hydrologie - Teil 3: Begriffe zur quantitativen Hydrologie. Berlin: Beuth.
- DIN 4150-3. (1999). Erschütterungen im Bauwesen - Teil 3: Einwirkungen auf bauliche Anlage. Berlin: Beuth.
- Dyer, B. C., (2005). Soultz GPK4 Stimulation September 2004 to April 2005. Seismic Monitoring report, prepared for GEIE "Exploitation Minière de la Chaleur", BP38, F-67250 Kutzenhausen.
- ECHA. (2014). European Chemicals Agency: Datenbank des C&L-Verzeichnisses. <http://echa.europa.eu/information-on-chemicals/cl-inventory-database>. (Zuletzt aufgerufen am 26.01.2015).
- Eggeling, L., Genter, A., Kölbl, T., & Münch, W. (2013). Impact of natural radionuclides on geothermal exploitation in the Upper Rhine Graben. *Geothermics*, 47, S. 80-88.
- Eggeling, L., Sauter, M., & Wiegand, B. (2014). Radiologische Monitoringsysteme geothermischer Stromerzeugungsanlagen im Oberrheingraben. *bbr Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau Sonderheft Geothermie 2014*, S. 80-85.
- Emmermann, R., & Lauterjung, J. (1997). The German Continental Deep Drilling Program KTB: Overview and major results. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 102. S. 18179-18201.
- Engeser, B., Huenges, E., Kessels, W., Kück, J., & Wohlgemuth, L. (1993). Data Evaluation and Reports: The 6000 m hydrofrac test in the KTB main borehole design, implementation and preliminary results. KTB Report 93-1, (S. 301-336). Hannover.
- Ewen, C., Borchardt, D., Richter, S., & Hammerbacher, R. (2012). Risikostudie Fracking - Sicherheits- und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Übersichtsfassung). Darmstadt: Team Ewwn - Konflikt- und Prozessmanagement.
- Ewen, C. (2014). Tiefe Geothermie Vorderpfalz - Konfliktklärung durch Mediation. Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz (MWKEL), Abteilung 4 - Innovation, Kaiser-Friedrich-Straße 1, 55116 Mainz.
- Fangmann Group. (2014). persönliche Mitteilung.
- Fritzer, T., Settles, E., & Dors, K. (2012). Bayerischer Geothermieatlas. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie.
- Fritzer, T. (2014). persönliche Mitteilung. LfU Bayrisches Landesamt für Umwelt.
- GeoEnergy GmbH. (2014). Geothermie Brühl. <http://www.geothermie-bruehl.de/de/faq.html>. (Zuletzt aufgerufen am 18.09.2014).
- GeoEnergy GmbH. (2014). persönliche Mitteilung.
- GeORG-Projektteam. (2013). Geopotenziale des tieferen Untergrundes im Oberrheingraben, Fachlich-Technischer Abschlussbericht des Interreg-Projekts GeORG, GeORG, Teil 2: Geologische Ergebnisse und Nutzungsmöglichkeiten. Freiburg i. Br.
- Geoteam GmbH. (2014). Bad Aibling. <http://www.geoteam.at/de/referenzen/thermalwasser/bohrungen/bad-aibling-d>. (Zuletzt aufgerufen am 25.08.2014).
- Geothermie Unterhaching (2015). Daten & Fakten: Geothermie Unterhaching. <http://www.geothermie-unterhaching.de>. (Zuletzt aufgerufen am 08.06.2015).
- Gestermann, N. (2014). Zusammenhang zwischen Seismizität und Stimulationsmaßnahmen in Norddeutschland. Vortrag bei der 40. Sitzung der AG Seismologie. Groß-Dölln, September 2014.
- GHS. (2009). Global harmonisiertes System zur Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien.
- Giese, L. B., Seibt, A., Wiersberg, T., Zimmer, M., Erzinger, J., Niedermann, S., & Pekdeger, A. (2002). Geochemie der Formationsfluide. In E. Huenges, & S. Hurter, In-situ Geothermielabor Groß Schönebeck 2000/2001: Bohrarbeiten, Bohrlochmessungen, Hydraulik, Formationsfluide, Tonminerale; Scientific Technical Report 02/14 (S. 145-169). GeoForschungs-Zentrum Potsdam.
- Goldbrunner, J. (2014). Hydrothermale Nutzung. In M. Bauer, W. Freeden, H. Jacobi, & T. Neu, Handbuch Tiefe Geothermie - Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung (S. 223-244). Springer Spektrum.
- Groos, J., Fritschen, R., & Ritter, J. (2013). Untersuchung induzierter Erdbeben hinsichtlich ihrer Spürbarkeit und eventueller Schadenswirkung anhand der DIN 4150. *Bauingenieur* 88, S. 374-384.

- GrwV. (2010). Verordnung zum Schutz des Grundwassers in der Fassung der Bekanntmachung vom 9. November 2010 (BGBl. I S. 1513).
- GTN. (2014). persönliche Mitteilung.
- GtV. (2011). GTV-Richtlinie 1101, Seismizität bei Geothermieprojekten, Blatt 1: Seismische Überwachung. Berlin: Bundesverband Geothermie e.V.
- GtV. (2012). Hintergrundpapier zur Stimulation geothermischer Reservoirs. Berlin: Bundesverband Geothermie e.V.
- GtV. (2014a). Einstieg in die Geothermie. <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/einstieg-in-die-geothermie.html>. (Stand März 2014): Bundesverband Geothermie e.V.
- GtV. (2014b). Hintergrundpapier - Geothermale Tiefenwässer in Deutschland. Berlin: Bundesverband Geothermie e.V.
- Gulbis, J., & Hodge, R. M. (2000). Fracturing Fluid Chemistry and Proppants. In M. J. Economides, & K. G. Nolte, Reservoir stimulation 3rd Edition. J. Wiley.
- Hanka, W., Saul, J., Weber, B., Becker, J., & Team, G. (2008). Timely Regional Tsunami Warning and Rapid Global Earthquake Monitoring. ORFEUS Newsletter, 8.
- Häring, M., Schanz, U., Ladner, F., & Dyer, B. (2008). Characterisation of the Basel 1 enhanced geothermal system. Geothermics 37/5, S. 469–495.
- Harjes, H.-P., Bram, K., Dürbaum, H.-J., Gebrande, H., Hirschmann, G., Janik, M., Klöckner, M., Lüschen, E., Rabbel, W., Simon, M., Thomas, R., Tormann, J., Wenzel, F. (1997). Origin and nature of crystal reflections: results from integrated seismic measurements at the KTB super deep drilling site. Journal of Geophysical Research, 102(B8), S. 18267-18288.
- Heidbach, O., Tingay, M., Barth, A., Reinecker, J., Kurfeß, D., & Müller, B. (2008). The World Stress Map database release 2008, doi:10.1594/GFZ.WSM.Rel2008.
- Hesshaus, A., Houben, G., & Kringel, R. (2013). Halite clogging in a deep geothermal well – Geochemical and isotopic characterisation of salt origin. Physics and Chemistry of the Earth, 64, S. 127-139.
- Hesshaus, A., & Wolfgramm, W. (2014). Tiefengrundwassercharakteristik und hydrochemische Untersuchung - Norddeutsches Becken. In M. Bauer, W. Freeden, H. Jacobi, & T. Neu, Handbuch Tiefe Geothermie - Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung. Springer Spektrum.
- Heunisch, C., Caspers, G., Elbracht, J., Langer, A., Röhling, H., Schwarz, C., & Streif, H. (2007). Erdgeschichte von Niedersachsen. Geologie und Landschaftsentwicklung. GeoBerichte 6. Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie.
- Hoffmann, F. (2007). Bohrlochkonstruktion der Bohrung Gt Unterhaching 2. Geothermie Neubrandenburg GmbH, Persönliche Kommunikation.
- Houben, G., & Treskatis, C. (2012). Regenerierung und Sanierung von Bohrbrunnen - Technische und naturwissenschaftliche Grundlagen der Brunnenalterung und möglicher Gegenmaßnahmen. Oldenbourg Industrieverlag.
- Huenges, E., & Winter, H. (2004). Experimente zur Produktivitätssteigerung in der Geothermie-Forschungsbohrung Groß Schönebeck 3/90. Scientific Technical Report STR04/16. Potsdam: Deutsches GeoForschungsZentrum.
- Huenges, E., & Wolfgramm, M. (2004). Sandsteine im In-Situ-Geothermielabor Groß Schönebeck. Reservoircharakterisierung, Stimulation, Hydraulik und Nutzungskonzepte. Scientific Technical Report STR 04/03. Potsdam: Deutsches GeoForschungsZentrum.
- Jackson, R. B., Vengosh, A., Carey, J. W., Davies, R. J., Darrah, T. H., O'Sullivan, F., & Pétron, G. (2014). The environmental costs and benefits of fracking. Annual Review of Environment and Resources, 39, S. 327-362.
- Jatho, R. (2014). persönliche Mitteilung.
- Jost, M., Büßelberg, T., Jost, Ö., & Harjes, H.-P. (1998). Source parameters of injection-induced microearthquakes at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany. Bulletin of the Seismological Society of America, 88, S. 815-832.
- Jung, R. (1992). Hydraulic Fracturing and Hydraulic Testing in the Granitic Section of Borehole GPK1, Soultz sous Forêts. In J. C. Bresee, Geothermal Energy in Europe: The Soultz Hot Dry Rock Project (S. 149-198). Gordon & Breach Science Publ.
- Jung, R. (1999). Erschließung permeabler Rißzonen für die Gewinnung geothermischer Energie aus heißen Tiefengesteinen. Schlussbericht zum BMBF-Forschungsvorhaben 0326690A.
- Jung, R., Orzol, J., Tischner, T., Jatho, R., & Kehrner, P. (2005). The geothermal project GeneSys - Results of massive waterfractures in the Bunter sandstone formation in the Northern German Basin. Proceedings, 30th Stanford University workshop Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University, California.

- Jung, R., Orzol, J., Kehrer, P., & Jatho, R. (2006). Verbundprojekt GeneSys: Vorstudie - Erprobung der Wasserfrac-Technik und des Einsonden-Zweischichtverfahrens für die Direktwärmenutzung aus gering permeablen Sedimentgesteinen. Abschlussbericht zum Vorhaben FKZ 0327112 & 03271196.
- Jung, R. (2013). EGS — Goodbye or Back to the Future 95, Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing, Dr. Rob Jeffrey (Ed.), ISBN:978-953-51-1137-5, InTech, DOI:10.5772/56458. Available from: <http://www.intechopen.com/books/effective-and-sustainable-hydraulic-fracturing/egs-goodbye-or-back-to-the-future-95>
- Kassner, H. (2014). Neue Frac-Fluide für Schiefergas- und Sandstein (Bö Z11) Lagerstätten. http://newsroom.erdgassuche-in-deutschland.de/wp-content/uploads/Neue_Additive_Dr_Kassner-ExxonMobil.pdf. (Zuletzt aufgerufen am 31.03.2015).
- Keilhauer, F. (2014). persönliche Mitteilung. Stadtwerke Bad Aibling.
- Kockel, F. (1998). Geotektonischer Atlas von Nordwestdeutschland, 1 :300.000, Teil 18, Die paläogeographische und strukturelle Entwicklung Nordwestdeutschlands. Archiv-Nr. 115557 (unveröffentlicht).
- Kümpel, H.-J., Erzinger, J., & Shapiro, S. (2006). Two Massive Hydraulic Tests Completed in Deep KTB Pilot Hole. Scientific Drilling, 3, S. 40-42.
- Kwiatek, G., Bohnhoff, M., Dresen, G., Schulze, A., Schulte, T., Zimmermann, G., & Huenges, E. (2010). Microseismicity induced during fluid-injection: A case study from the geothermal site at Groß Schönebeck, North German Basin. Acta Geophysica, 58, S. 995-1021.
- Langenbruch, C., & Shapiro, S.(2010). Decay rate of fluid-induced seismicity after termination of reservoir simulations. Geophysics, 75, S. 53-62.
- LAWA. (2004). Ableitung von Geringfügigkeitsschwellenwerten für das Grundwasser. Düsseldorf: Länderarbeitsgemeinschaft Wasser.
- Legarth, B., Tischner, T., & Huenges, E. (2003). Stimulation experiments in sedimentary, low-enthalpy reservoirs for geothermal power generation, Germany. Geothermics 32/4-6, S. 487-495.
- Legarth, B., Huenges, E., & Zimmermann, G. (2005). Hydraulic fracturing in a sedimentary geothermal reservoir: Results and implications. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 42, S. 1028-1041.
- Lenz, G., & Hoffmann, F. (2003). Bericht über die im 1. Quartal 2002 durchgeführten Test- und Stimulationsarbeiten in der Bohrung Groß Schönebeck 3/90. In E. Huenges, & M. Wolfgramm, Sandsteine im In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck, Geothermie Report 04-1 (S. 67-92).
- LfU. (2013). persönliche Mitteilung. Bayerisches Landesamt für Umwelt.
- LfU. (2014a). Anlagenverordnung. Bayerisches Landesamt für Umwelt. http://www.lfu.bayern.de/wasser/umgang_mit_wgs/anlagenverordnung/index.htm. (Zuletzt aufgerufen am 13.08.2014).
- LfU. (2014b). persönliche Mitteilung. Bayerisches Landesamt für Umwelt.
- LGB-RLP. (2014a). Erdbebenereignisse lokal. Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland Pfalz. http://www.lgb-rlp.de/ereignisse_lokal.html. (Zuletzt aufgerufen im Mai 2014).
- LGB-RLP. (2014b). Möglicher Grundwasserschaden auf Grund des Betriebes des Geothermiekraftwerkes in Landau - Häufig gestellte Fragen und dazu gehörende Antworten (FAQ). Mainz: Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz. <http://www.lgb-rlp.de>. (Zuletzt aufgerufen am 09.04.2014)
- Lummer, N. R., Ruaf, O., Gerdes, S., Genter, A., Scheiber, J., & Villadangos, G. (2014). New biodegradable stimulation system - First field trial in granite / bunter sandstone formation for a geothermal application in the upper Rhine Valley. Deep Geothermal Days (10.- 11. April 2014). Paris.
- Lüschen, E., Dussel, M., Thomas, R., & Schulz, R. (2011). 3D seismic survey for geothermal exploration at Unterhaching, Munich, Germany. FIRST BREAK, 29, S. 45-54.
- Lutz, B. D., Lewis, A. N., & Doyle, M. W. (2013). Generation, transport and disposal of waste water associated with Marcellus Shale gas development. Water resource research, 49, S. 647-656.
- Majer, E., Baria, R., Stark, M., Oates, S., Bommer, J., Smith, B., & Asanuma, H. (2007). Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems. Geothermics 36/3, S. 185-222.
- Matthes, L., & Lummer, N. R. (2014). Next generation acids - new retarded system for geothermal applications. Oil Gas European Magazine, 1, S. 39-40.
- Mayrhofer, C., Niessner, R., & Baumann, T. (2014). Hydrochemistry and hydrogen sulfide generating processes in the Malm aquifer, Bavarian Molasse Basin, Germany. Hydrogeology Journal, 22, S. 151-162.

- Megies, T., & Wassermann, J. (2014a). Microseismicity observed at a non-pressure-stimulated geothermal power plant. *Geothermics*, 52, S. 36-49.
- Megies, T., & Wassermann, J. (2014b). persönliche Mitteilung.
- Meiners, H. G., Denneborg, M., Müller, F., Bergmann, A., Weber, F.-A., Dopp, E., Hansen, C., Schüth, C., Buchholz, G., Gaßner, H., Sass, I., Homuth, S., Prieb, R. (2012). Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten - Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und. Berlin, Dessau-Roßlau: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Umweltbundesamt.
- Mena, B., Wiemer, S., & Bachmann, C. (2013). Building robust models to forecast the induced seismicity related to geothermal reservoir enhancement. *Bulletin of the Seismological Society of America*, 103, S. 383-393.
- Moeck, I., Kwiatek, G., & Zimmermann, G. (2009). Slip tendency analysis, fault reactivation potential and induced seismicity in a deep geothermal reservoir. *Journal of Structural Geology*, 31, S. 1174-1182.
- Müller, A., Ruhland, J., Horn, H., & Markert, H. (1998). Stimulationsarbeiten in der Bohrung GT Endorf 3. *Geothermische Energie*, 21, S. 12-13.
- Nami, P., Schellschmidt, R., Schindler, M., & Tischner, T. (2008). Chemical Stimulation Operations for Reservoir Development of the Deep Crystalline HDR/EGS System at Soultz-sous-Forêts (France). *Proceedings, 32th Stanford Geothermal Workshop*. Stanford University, California.
- OGewV. (2011). Verordnung zum Schutz der Oberflächengewässer in der Fassung der Bekanntmachung vom 20. Juli 2011 (BGBl. I S. 1429).
- Orywall, P.; Kölbl, T.; Münch, W.; Genter, A.; Graff, J.-J.; Cuenot, N. Teza, D., Hettkamp, T. (2009): Das EGS-Projekt Soultz-sous-Forêts: Von der Reservoirentwicklung zur Stromproduktion. *Jahresmagazin 12 BBR Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau*, S. 52-59.
- Orzol, J., Jatho, R., Jung, R., Kehrer, P., & Tischner, T. (2004). The GeneSys Project - Development of concepts for the extraction of heat from tight sedimentary rocks. *Zeitschrift für angewandte Geologie* 2/04, S. 17-23.
- Orzol, J., Jung, R., Jatho, R., Tischner, T., & Kehrer, P. (2005). The GeneSys-Project: Extraction of Geothermal Heat from Tight Sediments. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*. Antalya, Turkey.
- Paschen, H., Oertel, D., & Grünwald, R. (2003). Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland - Sachstandsbericht. Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB).
- Pester, S., Schellschmidt, R., & Schulz, R. (2007). Verzeichnis geothermischer Standorte - Geothermische Anlagen in Deutschland auf einen Blick. *Geothermische Energie*, 56/57, S. 4-8.
- Pfzwerke geofuture GmbH. (2014). persönliche Mitteilung: Sicherheitsdatenblatt gemäß Verordnung (EG) Nr. 1907/2006.
- Pfeil, S. (2012). Stimulationstechniken und ihre Auswahlkriterien in der Geothermie. *Fachtagung 2012 der Schweizerischen Vereinigung für Geothermie*. Bern, Schweiz.
- Plenefisch, T., & Bonjer, K. (1997). The stress field in the Rhine Graben area inferred from earthquake focal mechanisms and estimation of frictional parameters. *Tectonophysics*, 275(1-3), S. 71-97.
- Plenkens, K., Ritter, J., & Schindler, M. (2013). Low signal-to-noise event detection based on waveform stacking and cross-correlation: application to a stimulation experiment. *Journal of Seismology* 17, S. 27-49.
- Portier, S., André, L., & Vuataz, F.-D. (2007). Review on chemical stimulation techniques in oil industry and applications to geothermal systems. Neuchâtel, Switzerland: CREGE Centre for Geothermal Research.
- Reinecker, J., Tingay, M., Müller, B., & Heidbach, O. (2010). Present-day stress orientation in the Molasse Basin. *Tectonophysics*, 482, S. 129-138.
- Rink, A., Markert, H., & Schlegelmilch, V. (1999). Thermalwasser-Tiefbohrung Bad Langensalza. *Geothermische Energie*, 24/25, S. 20-23.
- Ritter, J., & Groos, J. (2014). Quantifizierung und Charakterisierung des induzierten seismischen Volumens im Bereich Landau / Südpfalz. *Abschlußbericht für das Verbundprojekt MAGS - Konzepte zur Begrenzung der mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung geothermischer Systeme im tiefen Untergrund, Einzelprojekt 1*.
- Röckel, T. & Lempp, C. (2003). Der Spannungszustand im Norddeutschen Becken. *Erdöl Erdgas Kohle*, 119, Heft 2.
- Rusche, D. (2014). persönliche Mitteilung. Fangmann Group.

- Sanjuan, B., Millot, R., Dezayes, C., & Brach, M. (2010). Main characteristics of the deep geothermal brine (5 km) at Soultz-sous-Forêts (France) determined using geochemical and tracer test data. *Comptes Rendus Geoscience*, 342, S. 546-559.
- Sauter, M., Helmig, R., & Schetelig, K. (2012). Abschätzung der Auswirkungen von Fracking-Maßnahmen auf das oberflächennahe Grundwasser. - Generische Charakterisierung und Modellierung - Gutachten im Rahmen des InfoDialogs der Exxon-Mobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung.
- Schellschmidt, R. (2015). Karten des Temperaturfeldes im Untergrund Deutschlands – 3000 m mit Bohrungen. <http://www.liag-hannover.de/de/s/s4/forschungsfelder/temperaturfeld-im-untergrund-deutschlands/karten-des-temperaturfeldes-im-untergrund-deutschlands.html>. (Stand Mai 2015).
- Schindler, M., Baumgärtner, J., Gandy, T., Hauffe, P., Hettkamp, T., Menzel, H., Penzkofer, P., Teza, D., Tischner, T., Wahl, G. (2010). Successful Hydraulic Stimulation Techniques for Electric Power Production in the Upper Rhine Graben, Central Europe. *Proceedings World Geothermal Congress 2010*. Bali, Indonesia.
- Schindler, M., Tischner, T., Nami, P., & Schellschmidt, R. (2009). Hot Dry Rock Projekt Soultz: Zweite Phase der Erstellung einer wissenschaftlichen Pilotanlage. Abschlussbericht zum BMU-Vorhaben 0329950A.
- Schlumberger. (2014). persönliche Mitteilung.
- Schlumberger. (2015). persönliche Mitteilung.
- Schneider, J. (2013). persönliche Mitteilung. LfU Bayern.
- Schneider, J., Eggeling, L., & Hesshaus, A. (2014). Tiefengrundwassercharakteristik und hydrochemische Untersuchung. In M. Bauer, W. Freeden, H. Jacobi, & N. Thomas, *Handbuch Tiefe Geothermie - Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung* (S. 559-594). Springer Berlin Heidelberg.
- Schröder, H., Bettke, D., Brendler, V., Krüger, M., Ostertag-Hennig, C., & Seibt, A. (2009). Langfristige Betriebssicherheit geothermischer Anlagen - Abschlussbericht. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- Schulte, T., Zimmermann, G., Vuataz, F., Portier, S., Tischer, T., Junker, R., Jatho, R., Huenges, E. (2010). Enhancing Geothermal Reservoirs. In E. Huenges, & P. Ledru, *Geothermal Energy Systems - Exploration, Development, and Utilization* (S. 174-243). Wiley-VCH.
- Schulz, R., Knopf, S., Suchi, E., Öhlschläger, D., Dittmann, J., & Müller, C. (2013). Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und tiefer Geothermie.
- Schumacher, S., & Schulz, R. (2013). Effectiveness of acidizing geothermal wells in the South German Molasse Basin. *Geothermal Energy Science*, 1, S. 1-11.
- SGD, Staatliche Geologische Dienste Deutschlands & BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. (2013). Stellungnahme zu den geowissenschaftlichen Aussagen des UBA-Gutachtens, der Studie NRW und der Risikostudie des ExxonMobil InfoDialogprozesses zum Thema Fracking.
- Shapiro, S. (2014). Modellierung der Auftretswahrscheinlichkeiten fluidinduzierter Erdbeben mit einer gegebenen Magnitude bei der Stimulation geothermischer Systeme. Abschlußbericht für das Verbundprojekt MAGS - Konzepte zur Begrenzung der mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung geothermischer Systeme im tiefen Untergrund, Einzelprojekt 5.
- Shapiro, S., & Dinske, C. (2009). Scaling of seismicity induced by nonlinear fluid-rock interaction. *Journal of Geophysical Research*, 114, S. 1-14.
- Sperber, A., Moeck, I., & Brandt, W. (2010). Drilling into Geothermal Reservoirs. In E. Huenges, & P. Ledru, *Geothermal Energy Systems - Exploration, Development, and Utilization* (S. 113-172). Wiley-VCH.
- Spies, T., & Schlittenhardt, J. (2014). Untersuchung der seismischen Gefährdung aufgrund induzierter Seismizität bei tiefer geothermischer Energiegewinnung. Abschlußbericht für das Verbundprojekt MAGS - Konzepte zur Begrenzung der mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung geothermischer Systeme im tiefen Untergrund, Einzelprojekt 4.
- SRU. (2013). Fracking zur Schiefergasgewinnung - Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung. Sachverständigenrat für Umweltfragen.
- Stadtwerke Bad Aibling. (2012a). AIBTherm GmbH. <http://www.stadtwerke-bad-aibling.de/freizeit/therme/aibtherm-gmbh/>. (Zuletzt aufgerufen am 25.08.2014).
- Stadtwerke Bad Aibling. (2012b). Das Bad Aiblinger Thermalwasser. <http://www.stadtwerke-bad-aibling.de/freizeit/therme/bad-aiblinger-thermalwasser>. (Zuletzt aufgerufen am 25.08.2014).
- Stober, I. (2011). Depth- and pressure-dependent permeability in the upper continental crust: data from the Urach 3 geothermal borehole, southwest Germany. *Hydrogeology Journal* 19/3, S. 685-699.

- Stober, I., Fritzer, T., Obst, K., & Schulz, R. (2011). Tiefe Geothermie, Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).
- Stober, I., & Bucher, K. (2012). Geothermie. Berlin - Heidelberg. Springer Geology.
- Stober, I., & Jodocy, M. (2011a). Geothermische Nutzhorizonte im westlichen Teil des Süddeutschen Molassebeckens. Z.Geol. Wiss., 39 (3-4), S. 161-172.
- Stober, I., & Jodocy, M. (2011b). Hydrochemie der Tiefenwässer im Oberrheingraben. Z. Geol. Wiss., 39 (3-4), S. 39-57.
- Stober, I., & Bucher, K. (2012). Geothermie. Berlin - Heidelberg. Springer Geology.
- Stober, I., Jodocy, M., Burisch, M., & Person, R. (2013). Tiefenwässer im Oberen Muschelkalk-Aquifer des Oberrheingrabens und des Südwestdeutschen Molassebecken. Grundwasser, 18, S. 117-127.
- Tenzer, H., Schanz, U., Homeier, G., Stang, H., Weidler, R., & Baisch, S. (2002). Weiterentwicklung, Nachweis und Demonstration standortunabhängiger HDR-Konzeption zur Strom- und Wärmeenergiegewinnung aus heißem Tiefengestein unter Berücksichtigung geologischer, hydraulischer, technischer und wirtschaftlicher Verfahrens- und Anlagenparameter. Tagungsband, 7. Geothermische Fachtagung 2002. Waren (Müritz): Geothermische Vereinigung e.V.
- Tenzer, H., Schanz, U., Stang, H., Baisch, S., & Weidler, R. (2004). Potential for geothermal power production from deep hot crystalline rock at Bad Urach (Southern Germany). Zeitschrift für Angewandte Geologie 50/2, S. 43-49.
- Teza, D., Menzel, H., & Baumgärtner, J. (2008). Multihorizontansatz zur Erschließung ökonomisch relevanter Fließbraten am Beispiel des Geothermieprojektes Landau, Schlussbericht. Landau: Geox GmbH.
- Thiercelin, M. C., & Roegiers, J. -C. (2000). Formation Characterization - Rock Mechanics. In M. J. Economides, & K. G. Nolte, Reservoir Stimulation 3rd Edition. J. Wiley.
- Tischner, T. (2004). Stimulationsexperimente und hydraulische Untersuchungen in den Vulkaniten der Bohrung Groß Schönebeck. Abschlussbericht zum BMU-Vorhaben 0327508C.
- Tischner, T., Krug, S., Pechan, E., Hesshaus, A., Jatho, R., Bischoff, M., & Wonik, T. (2013). Massive hydraulic fracturing in low permeable sedimentary rock in the GeneSys project. Proceedings, 38th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University, California.
- Tischner, T., Legarth, B., & Jung, R. (2003). Stimulationsexperimente in den Rotliegend-Sandsteinen der Bohrung Groß Schönebeck: Hydraulische Tests und Interpretation der Rissausbreitung. In E. Huenges, & M. Wolfgramm, Sandsteine im In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck, Geothermie Report 04-1 (S. 107-122).
- Tischner, T., Pfender, M., & Teza, D. (2006). Hot Dry Rock Projekt Soultz: Erste Phase der Erstellung einer wissenschaftlichen Pilotanlage. Abschlussbericht zum BMU-Vorhaben 0327097.
- 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, 32th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University, California.
- TrinkwV. (2001). Verordnung zur Novellierung der Trinkwasserverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 28.05.2001.– Bundesgesetzblatt I. 24, S. 959-980.
- Troll, R. (2012). Geothermieanlage Sauerlach - Projektvorstellung (Präsentation). Universität Kassel.
- UBA. (2014). Datenbank Rigoletto. <http://webriigoletto.uba.de/rigoletto/public/welcome.do>. (Zuletzt aufgerufen im Okt. 2014): Umweltbundesamt.
- Utsu, T., Ogata, Y., & Matsu'ura, R. (1995). The Centenary of the Omori Formula for a Decay Law of Aftershock Activity. Journal of Physics of the Earth, 43, S. 1-33.
- Valley, B., Evans, K. F. (2006): Stress state at Soultz to 5 km depth from wellbore failure and hydraulic observations, Synthetic 2nd year report of the Soultz project (2004-2008), ETH Zürich, presented at the EHDRA scientific meeting held in Soultz, 15.-16. June 2006.
- VwVwS. (2005). Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe vom 17.Mai 1999, novelliert 2005.
- WEG. (2006a). Leitfaden Gestaltung des Bohrplatzes. <http://www.erdoel-erdgas.de/Themen/Technik-Standards/Technische-Regeln>. (Stand Mai 2014). Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung.
- WEG (2006b). Leitfaden Futterrohberechnung. <http://www.erdoel-erdgas.de/Themen/Technik-Standards/Technische-Regeln>. (Stand Juni 2015). Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung.
- Wegler, U., Vasterling, M., & Bischoff, M. (2014). Echtzeitauswertung induzierter Erdbeben und Gefährdungsabschätzung bei hydraulischen Stimulationen geothermischer Reservoirs. Abschlußbericht für das Verbundprojekt MAGS - Konzepte zur

Begrenzung der mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung geothermischer Systeme im tiefen Untergrund, Einzelprojekt 3 (EP3).

WHG. (2009). Wasserhaushaltsgesetz - Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts vom 31. Juli 2009.

WHO. (2011). Guidelines for Drinking-water Quality. Fourth Edition. World Health Organization.

Wolfgramm, M. (2009). Arbeitspaket 2 - Geochemische Risikopotenziale bei der Reinjektion. In Abschlussbericht zum F/E-Vorhaben „Technologieentwicklung von Grundstrom aus Erdwärme – Planungswerkzeuge für die Stromerzeugung aus Geothermie“. (FKZ: 0329951E, Laufzeit: 01.01.2005 – 31.12.2008). (unveröffentlicht).

Wolfgramm, M., & Birner, J. (2014). Chemische Stimulation in Thermalbohrungen. Geothermie Neubrandenburg GmbH (unveröffentlicht).

Wolfgramm, M., & Seibt, A. (2008). Zusammensetzung von Tiefenwässern in Deutschland und ihre Relevanz für geothermische Anlagen. Der Geothermiekongress 2008, Tagungsband, (S. 503-516). Karlsruhe.

Wolfgramm, M., Birner, J., Lenz, G., Hoffmann, F., & Rinke, M. (2012). Erfahrungen bei der Säurestimulation geothermaler Aquifere und Anlagen. Der Geothermiekongress, F11-2: 1-12. Karlsruhe.

Wolfgramm, M., Thorwart, K., Rauppach, K., & Brandes, J. (2011). Zusammensetzung, Herkunft und Genese geothermaler Tiefengrundwässer im Norddeutschen Becken (NDB) und deren Relevanz für die geothermische Nutzung. Z. geo. Wiss., 39 (3-4), S. 173-193.

Xu, C. und Dowd, P. (2010). A new computer code for discrete fracture network modelling. Computer & Geosciences, 36, 292-301.

Zang, A., Oye, V., Jousset, P., Deichmann, N., Gritto, R., McGarr, A., Majer, E., Bruhn, D. (2014). Analysis of induced seismicity in geothermal reservoirs – An overview. Geothermics, 52, S. 6-21.

Ziegler, P.A. (1992). European Cenozoic rift system. Tectonophysics, 208, S. 91-111.

Zimmermann, G., & Moeck, I. (2008). Geothermie Forschungsbohrung in Groß Schönebeck - von der Planung bis zur Stimulation. Brandenburgische Geowissenschaftliche Beiträge, S. 155-164.

Zimmermann, G., Tischner, T., Legarth, B., Huenges, E. (2009). Pressure dependent production efficiency of an Enhanced Geothermal System (EGS): Stimulation results and implications for hydraulic fracture treatments. Pure and Applied Geophysics, 166, S. 1089-1106.

Zimmermann, G., Moeck, I., & Blöcher, G. (2010a). Cyclic waterfrac stimulation to develop an Enhanced Geothermal System (EGS) - Conceptual design and experimental results. Geothermics(39), S. 59-69.

Zimmermann, G., & Reinicke, A. (2010b). Hydraulic stimulation of a deep sandstone reservoir to develop an Enhanced Geothermal System Laboratory and field experiments. Geothermics(39), 70-77.

Zimmermann, G., Blöcher, G., Reinicke, A., & Brandt, W. (2011). Rock specific hydraulic fracturing and matrix acidizing to enhance a geothermal system - Concepts and field results. Tectonophysics 503/1-2, S. 146-154.

Zoback, M. D. & Harjes, H.P. (1997). Injection induced earthquakes and crustal stress at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany, Journal of Geophysical Research: Solid Earth 102, S. 18477-18491.

Zoback, M. D. (2007). Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press. New York. ISBN 978-0-521-77069-9

