



## > Hydraulic Fracturing

Eine Technologie in der Diskussion

acatech (Hrsg.)

# acatech POSITION

Juni 2015

**Herausgeber:**

acatech – DEUTSCHE AKADEMIE DER TECHNIKWISSENSCHAFTEN, 2015

Geschäftsstelle  
Residenz München  
Hofgartenstraße 2  
80539 München

Hauptstadtbüro  
Unter den Linden 14  
10117 Berlin

Brüssel-Büro  
Rue d'Egmont/Egmontstraat 13  
1000 Brüssel  
Belgien

T +49 (0) 89 / 5 20 30 90  
F +49 (0) 89 / 5 20 30 99

T +49 (0) 30 / 2 06 30 96 0  
F +49 (0) 30 / 2 06 30 96 11

T +32 (0) 2 / 2 13 81 80  
F +32 (0) 2 / 2 13 81 89

E-Mail: [info@acatech.de](mailto:info@acatech.de)  
Internet: [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

Koordination: Dr. Marcus Wenzelides

Redaktion: Sebastian Brunkow, Linda Treugut

Layout-Konzeption: acatech

Konvertierung und Satz: Fraunhofer-Institut für Intelligente Analyse- und Informationssysteme IAIS,  
Sankt Augustin

Die Originalfassung der Publikation ist verfügbar auf [www.utzverlag.de](http://www.utzverlag.de)

#### **> DIE REIHE acatech POSITION**

In dieser Reihe erscheinen Positionen der Deutschen Akademie der Technikwissenschaften zu technikwissenschaftlichen und technologiepolitischen Zukunftsfragen. Die Positionen enthalten konkrete Handlungsempfehlungen und richten sich an Entscheidungsträger in Politik, Wissenschaft und Wirtschaft sowie die interessierte Öffentlichkeit. Die Positionen werden von acatech Mitgliedern und weiteren Experten erarbeitet und vom acatech Präsidium autorisiert und herausgegeben.



# > INHALT

<b>KURZFASSUNG</b>	<b>7</b>
<b>PROJEKT</b>	<b>13</b>
<b>1 EINFÜHRUNG UND ÜBERBLICK</b>	<b>15</b>
<b>2 ÖKONOMISCHE ASPEKTE</b>	<b>19</b>
2.1 Erdgas	20
2.2 Tiefengeothermie	22
2.3 Hydraulic Fracturing: Bedeutung für die Energiewende	26
<b>3 TECHNOLOGISCHE ASPEKTE</b>	<b>29</b>
3.1 Tiefbohrungen und Bohrtechniken	29
3.2 Frac-Technologien	33
<b>4 AUSWIRKUNGEN AUF DIE UMWELT</b>	<b>39</b>
4.1 Schutzgut Grundwasser/Trinkwasser	39
4.2 Unmittelbare Gefährdung des Menschen	42
<b>5 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN</b>	<b>43</b>
<b>6 AKZEPTANZ UND KOMMUNIKATION</b>	<b>45</b>
6.1 Hauptprinzipien der Risikokommunikation beim Hydraulic Fracturing	45
6.2 Psychologische Fallstricke bei der Risikokommunikation	47
6.3 Risikokommunikation beim Hydraulic Fracturing als Teil des Risiko-Governance-Systems	48
<b>7 ÜBERGEORDNETE STUDIEN UND STELLUNGNAHMEN</b>	<b>49</b>
<b>8 BEST PRACTICE: HANDLUNGSOPTIONEN UND EMPFEHLUNGEN</b>	<b>51</b>
<b>9 PILOT-/TESTPROJEKTE ALS BEST PRACTICE-BEISPIELE</b>	<b>57</b>
<b>10 FAZIT</b>	<b>59</b>
<b>LITERATUR</b>	<b>61</b>



# KURZFASSUNG

## Projektziel

Hydraulic Fracturing, umgangssprachlich meist als Fracking bezeichnet, ist eine in Politik und Gesellschaft kritisch und kontrovers diskutierte Technologie. Vor diesem Hintergrund und angesichts der Bedeutung von Hydraulic Fracturing für zwei wirtschaftlich und energiepolitisch wichtige Anwendungsgebiete – die Gewinnung von Schiefergas aus Tongesteinen und die Erschließung der Erdwärme aus petrothermalen Reservoiren – hat acatech die vorliegende Position erarbeitet. Diese acatech POSITION befasst sich mit den vielfältigen Facetten der Technologie und gibt einen wissenschaftlich sowie technisch fundierten Überblick über deren Potenziale, Chancen und Risiken. Damit soll die Informationsbasis für Entscheidungsträger und die interessierte Öffentlichkeit verbreitert werden. Auf dieser Grundlage können Politik und Gesellschaft Hydraulic Fracturing individuell bewerten und über den weiteren Einsatz dieser Technologie entscheiden.

## Fracking im Kontext von Energiewende, Ressourcen- und Klimapolitik

Die Nutzung der Georessourcen Erdgas und Erdwärme ist heute im Kontext der Energiewende, der europäischen und internationalen Klimapolitik sowie der globalen Rohstoffverfügbarkeit zu betrachten. Die Energiewende stellt für Deutschland auch in den kommenden Jahrzehnten eine der zentralen Herausforderungen dar. Der technische Fortschritt sowie die Wettbewerbsfähigkeit sind dabei wichtige Bausteine. Um den Erfordernissen der Energiewende Rechnung zu tragen, sind Politik, Industrie und Wissenschaft, aber auch die Gesellschaft gleichermaßen gefragt, Lösungen zu finden und die richtigen Weichen zu stellen.

In jedem Fall werden Kohlenwasserstoffe in Deutschland in den kommenden Jahrzehnten noch eine wesentliche Rolle für die Energieversorgung spielen. Erdgas deckt derzeit etwa 22 Prozent des deutschen Primärenergiebedarfs. 2012 konnte die Versorgung mit Erdgas noch zu 13 Prozent aus heimischer Produktion gewährleistet werden. Ohne

Schiefergasförderung sind die Reserven der konventionellen Erdgasvorkommen in etwa zehn Jahren aufgebraucht, sodass Deutschland vollständig von ausländischen Erdgaslieferungen abhängig wäre. Mit der Förderung von unkonventionellem Schiefergas durch Hydraulic Fracturing könnte Deutschland hingegen für viele Jahrzehnte die heimische Erdgasförderung auf dem derzeitigen Niveau fortsetzen. Schiefergas, das von allen fossilen Energieträgern die „sauberste“ Energie liefert, kann deshalb eine Brückenfunktion wahrnehmen.

Die Tiefengeothermie hat zum Ziel, die enormen geothermischen Ressourcen im tieferen Untergrund zu erschließen und energetisch zu nutzen. Diese Energieform hat von allen erneuerbaren Energien den geringsten ökologischen Fußabdruck, ist grundlastfähig und langfristig nachhaltig verfügbar. Der größte Teil der heimischen Erdwärme ist in heißen Tiefengesteinen, den sogenannten petrothermalen Reservoiren, gespeichert. Bereits mit der heutigen Technologie ließe sich aus derartigen Reservoiren ein nennenswerter Beitrag zur Strom- und Wärmeversorgung Deutschlands sicherstellen. Bei entsprechender Förderung und Weiterentwicklung von Techniken zur Erschließung petrothormaler Reservoire durch Wärmetauscher kann die Tiefengeothermie im Mix der erneuerbaren Energien einen signifikanten Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs in Deutschland leisten.

Die Gewinnung von Schiefergas und die Weiterentwicklung der petrothermalen Geothermie sind ohne Einsatz von Hydraulic Fracturing nicht möglich.

## Prozesse und Verfahren des Hydraulic Fracturing

Hydraulic Fracturing ist ein technisches Verfahren zur Riss-erzeugung in festen, gering permeablen Gesteinen im geologischen Untergrund mithilfe von Wasserdruck. Es kommt aus Tiefbohrungen heraus zum Einsatz und wird in der Regel aus nachträglich gezielt perforierten Abschnitten der Verrohrung durchgeführt. Ziel einer Frac-Maßnahme ist es, die Fließdurchlässigkeit der Gesteine nachhaltig zu verbessern

und Wegsamkeiten für den Transport von Fluiden, wie Erdgas, Erdöl und Wasser, zu schaffen. Dies geschieht durch Verpumpen einer Frac-Flüssigkeit (Frac-Fluid) in das Zielgestein. Dabei wird durch die Fluidinjektion ein Druck aufgebaut, der ausreichend groß ist, um entweder künstliche (Zug-) Risse zu erzeugen (Hydraulic Fracturing im engeren Sinne), oder aber Scherbewegungen auf bereits vorhandenen, ehemaligen Bruchflächen im Gestein auszulösen (Hydraulische Stimulation). Die dabei entstehenden Scherrisse führen zu einer deutlichen Verbesserung der hydraulischen Durchlässigkeit des Gesteins. Bei der herkömmlichen Hydraulischen Stimulation in der Tiefengeothermie besteht das Frac-Fluid deshalb meist nur aus Wasser. Für die Produktion von Erdgas- und Erdöllagerstätten mittels Hydraulic Fracturing ist ein Frac-Fluid erforderlich, das neben Wasser zusätzlich Stützmittel (Quarzsand oder Keramikkügelchen) zum Offenhalten der künstlichen Risse und weitere Substanzen als chemische Additive enthält. Typische Fluidgemische bestehen zu 97 bis 99,8 Prozent aus Wasser und zu 0,2 bis 3,0 Prozent aus Additiven. Für Frac-Fluide zur Tight Gas-Gewinnung in Deutschland konnte das Portfolio von Additiven inzwischen auf etwa 30 reduziert werden, die nach heutiger Gesetzgebung uneingeschränkt genehmigungsfähig sind. Für die Schiefergasförderung erscheint eine weitere Reduzierung auf zwei bis drei Additive möglich.

Frac-Maßnahmen werden durch seismisches Monitoring kontrolliert und können so dimensioniert und gesteuert werden, dass sich die Risse nur im Zielhorizont der Lagerstätte ausbreiten. Die Risslänge (horizontale Ausdehnung) reicht von wenigen zehn bis zu mehreren Hundert Metern, während die Risshöhe meist deutlich geringer ist. Die Rissweite liegt häufig im Millimeterbereich und überschreitet selten das Maß von einem Zentimeter.

### Hydraulic Fracturing und Umweltaspekte

Hydraulic Fracturing ist eine etablierte Technologie, die weltweit inzwischen rund drei Millionen Mal zum Einsatz gekommen ist. Sie wurde Ende der 1940er Jahre von der

Kohlenwasserstoff(KW)-Industrie zur Steigerung der Ausbeute von konventionellen Erdgas- und Erdöllagerstätten entwickelt und stellt inzwischen eine Schlüsseltechnologie zur Produktion von Kohlenwasserstoffen aus gering durchlässigen Sandsteinen oder Karbonatgesteinen konventioneller Lagerstätten dar (Tight Gas/Tight Öl). In Deutschland wird die Frac-Technologie seit 1961 genutzt. In den letzten Jahrzehnten wurde sie insbesondere zur Gewinnung von Tight Gas in tiefen Lagerstätten eingesetzt.

Die Ablehnung, auf die Fracking vielfach stößt, beruht nicht zuletzt auf Medienberichten über Vorfälle im Zusammenhang mit der Gewinnung von Schiefergas (Shale Gas) in den USA. Dort werden Frac-Operationen seit über zehn Jahren in großem Stil zur Freisetzung von Erdgas (in jüngerer Zeit auch Erdöl) aus dichten Tongesteinen durchgeführt. Diese unkonventionellen KW-Lagerstätten, in denen sich das Erdgas noch in seinem Entstehungsgestein (= Muttergestein) befindet – und nicht wie bei konventionellen KW-Vorkommen durch die obere Erdkruste migriert und in geologischen Fallenstrukturen gespeichert ist –, sind in den USA regional weit verbreitet. Sie kommen aber auch in anderen Gebieten der Erde in teilweise beträchtlichem Ausmaß im Untergrund vor. Um diese meist flächenhaft gelagerten Ressourcen nutzbar zu machen, werden sie mithilfe von in der Lagerstätte horizontal abgelenkten Tiefbohrungen erschlossen.

Zu den wichtigsten und vor allem aufgrund von Berichten im Zusammenhang mit der Schiefergasproduktion in den USA diskutierten Umweltrisiken gehören: durch Unfälle oder technisches Versagen verursachte Schadstoffeinträge von der Erdoberfläche in den Untergrund, Freisetzung und Aufstieg von Schadstoffen und Methan aus und entlang undichter Bohrungen, befürchtete Ausbreitung von Frac-Fluiden und Methan aus den gefrackten Formationen und Aufstieg durch die obere Erdkruste bis in die Atmosphäre. Weitere Themen sind der Wasserverbrauch, der Landbedarf und vor allem die sogenannte Induzierte Seismizität.



Eine besondere Rolle in der Debatte um Hydraulic Fracturing spielt in Deutschland der Grundwasserschutz. Dabei wird der Begriff Grundwasser in der öffentlichen Debatte häufig mit Trinkwasser gleichgesetzt. Tatsächlich aber ist das natürlich vorkommende Grundwasser schon ab einer Tiefe von etwa 50 bis zu wenigen hundert Metern (regional unterschiedlich) mit zum Teil sehr hohen Salzgehalten (bis zu über 30 Prozent im Norddeutschen Becken), erhöhten Konzentrationen an Spurenmetallen sowie gelegentlich auch Anreicherungen natürlicher radioaktiver Stoffe für eine wirtschaftliche Nutzung ungeeignet. Es erscheint deshalb angeraten, zwischen wirtschaftlich nutzbaren oberflächennahen Grundwasservorkommen, Heilwässern und Formationswässern/Tiefenwässern ohne Nutzungspotenzial zu unterscheiden.

Umweltschäden im Zusammenhang mit dem bisherigen Einsatz von Hydraulic Fracturing in Deutschland sind nicht bekannt. Dies liegt nicht zuletzt an den hohen Standards und umfassenden Regelungen, die hierzulande für die Gestaltung und Überwachung des Bohr-/Betriebsplatzes, die Erstellung und Verrohrung der Tiefbohrungen sowie für die Durchführung von Frac-Maßnahmen heute bereits gelten. In diesem Positionspapier werden Empfehlungen gegeben und Maßnahmen aufgezeigt, die zu einer weiteren Verbesserung der Sicherheit führen können, zum Beispiel bezüglich der standortbezogenen Risikobewertung oder der Kontrolle der Bohrungsintegrität.

Im Zusammenhang mit der Injektion von Fluiden zur Riss-erzeugung in Schiefergaslagerstätten oder petrothermalen Reservoiren sind (wie auch zum Beispiel bei der untertägigen Speicherung von Erdgas) induzierte (mikro-)seismische Ereignisse unvermeidlich. Diese sind allerdings meist an der Erdoberfläche nicht wahrnehmbar. Ihre Stärke und Häufigkeit hängen insbesondere von den geologischen und technischen Randbedingungen ab. Wichtig sind daher „sanfte“ Frac-Techniken auf der Basis lokaler seismischer Gefährdungsanalysen. Ziel muss es sein, Richtlinien für den Injektionsprozess zu erarbeiten, die einerseits die Stärke der

an der Erdoberfläche spürbaren Mikro-Erdbeben begrenzen, andererseits aber immer noch die Durchlässigkeit des Reservoirs signifikant verbessern. Hier besteht trotz verschiedener Ansätze und Möglichkeiten noch Forschungsbedarf.

### Öffentliche Wahrnehmung und gesellschaftliche Diskussion

In einer offenen Gesellschaft ist der künftige Einsatz von Hydraulic Fracturing auf die Zustimmung der betroffenen Gruppen und Anwohner angewiesen. Daher ist bei möglichen Genehmigungsverfahren auf Transparenz, umfassende Kommunikation der Vorhaben und eine aktive Beteiligung der betroffenen Bevölkerung am Planungsprozess zu achten. Eine wichtige Rolle können dabei wissenschaftlich begleitete Pilot-/Testprojekte spielen, wie sie im Kapitel 9 vorgeschlagen werden. Nur so können weitere Erfahrungen mit der Technologie gesammelt werden, die eine Grundlage für Vertrauen und mehr Aufgeschlossenheit gegenüber den ökonomischen und ökologischen Potenzialen von Hydraulic Fracturing schaffen. Gleichzeitig können die Pilot-/Testprojekte aber auch vor überzogenen Erwartungen schützen und eine gesunde Skepsis fördern.

### Best Practice: Handlungsoptionen und Empfehlungen zum Umgang mit Hydraulic Fracturing

acatech empfiehlt einen umfangreichen Katalog von Best Practice-Maßnahmen, die beim Einsatz von Hydraulic Fracturing eingehalten werden sollten, um potenzielle Umweltgefährdungen weitgehend auszuschließen. Unter anderem sind dies:

- *Geologisch-geophysikalische Vorerkundung und 3D-Abbild des Untergrundes:*

Vor jeder Frac-Maßnahme ist ein 3D-Abbild des unterirdischen Raums im Umfeld der ausgewählten Lokation zu erstellen, abgeleitet aus einer Integration verschiedener Verfahren der geophysikalischen Tiefensondierung mit allen verfügbaren geologischen Daten/Informationen und Modellierungstechniken.

- *Standortbezogene Risikobewertung zur Bohrplatzgestaltung und zum Bohrkonzzept:*  
Mit der Ausweisung von Gewässerschutzgebieten, der Ermittlung der Grenze zwischen oberflächennahem Grundwasser und Formationswasser/Tiefenwasser und der hydrogeologischen Gesamtsituation sowie dem Nachweis von geologischen Barriereformationen und tektonischen Störungszonen ist der Grundwasserschutz sicherzustellen. Außerdem ist das natürliche Erdbebenrisiko zu bewerten.
- *Referenzmessungen (Baseline-Werte) und Langzeit-Monitoring:*  
Vor und während eines Pilot-/Testprojektes sind regelmäßig Grundwasser (stoffliche Zusammensetzung und physikalisch-chemische Parameter), Atmosphäre (zum Beispiel Emissionen von Methan) und natürliche Seismizität (Signal-/Rausch-Verhältnisse) zu überwachen.
- *Frac-Fluide:*  
Alle Additive und relevanten Daten über einzusetzende Frac-Fluide sind offenzulegen. Mit Forschung und Entwicklung werden die Reduktion von Additiven und der Ersatz von potenziell schädlichen Zusätzen durch unbedenkliche Stoffe angestrebt. Auf den Einsatz von Frac-Fluiden der Einstufung „giftig“, „umweltgefährlich“ und höher als „schwach wassergefährdend“ (Wassergefährdungsklasse 1) wird verzichtet.
- *Flowback:*  
Die bei der Schiefergasförderung zu Beginn der Produktionsphase entstehenden Flowback-Fluide sollten durch Recycling weitgehend wiederaufbereitet werden, so dass der Wasserverbrauch für Frac-Maßnahmen erheblich reduziert werden kann.
- *Clusterdrilling:*  
Durch die Erschließung von Schiefergaslagerstätten mit horizontal abgelenkten Bohrungen in Form von Clustern von bis zu 20 Bohrungen von einem Standort aus (anstelle von zahlreichen Einzelbohrungen) kann der Landbedarf stark reduziert werden.
- *Induzierte Seismizität/Seismisches Monitoring:*  
Mit einem projektbezogenen seismischen Monitoring an der Erdoberfläche und – womöglich – in Nachbarbohrungen ist die Rissausbreitung bei Frac-Operationen in Echtzeit zu erfassen, um jederzeit über präzise Informationen verfügen und unverzüglich auf mögliche seismische Gefährdungen reagieren zu können. Hierzu ist ein „Ampelsystem“ zu entwickeln.
- *Well Integrity Management-System:*  
Es wird die projektbezogene Erarbeitung und Etablierung von Mindeststandards für ein Well Integrity Management-System empfohlen, das den gesamten Lebenszyklus einer Tiefbohrung von der Planung über die Herstellung und Nutzung der Ressource bis hin zur abschließenden Verfüllung nach Projektende erfasst.
- *Überwachung der Bohrungsintegrität:*  
Die obertägigen technischen Installationen einschließlich des Bohr-/Betriebsplatzes, die Bohrungsintegrität und die Monitoring-Systeme zur Betriebsüberwachung sind in regelmäßigen Zeitabständen zu überprüfen.
- *Kommunikation mit den Medien und der Öffentlichkeit:*  
Es sollte bereits in einem sehr frühen Projektstadium mit einer transparenten und auf Dialog abzielenden Information und Kommunikation mit Bürgerinnen und Bürgern sowie den Medien begonnen werden.

### Fazit

Ein generelles Verbot von Hydraulic Fracturing lässt sich auf Basis wissenschaftlicher und technischer Fakten nicht begründen. Der Einsatz der Technologie sollte allerdings strengen Sicherheitsstandards folgen, klar geregelt sein und umfassend überwacht werden. In Deutschland gelten bereits heute hohe technische Anforderungen an alle

Verfahrensschritte des Bohrens, Untertage-Engineerings und Frackings. Diese müssten auch auf die potenzielle Förderung von Schiefergas oder die Nutzung petrothermaler Reservoirs angewendet werden.

Wichtig erscheinen in der gegenwärtigen Situation wissenschaftlich begleitete Pilot-/Testprojekte, sowohl für die

Schiefergasförderung als auch für die Tiefengeothermie. Diese sollten unter klar definierten Auflagen und zu vorgegebenen Standards ausgeführt werden und die offenen Fragen bei der Beurteilung der Risiken adressieren. Zugleich könnten die behördlich überwachten Operationen und die frühzeitige Information und Einbindung der Öffentlichkeit die Basis für ein stärkeres Vertrauen in die Fracking-Technologie bilden.



# PROJEKT

## > PROJEKTLEITUNG

Prof. Dr. rer. nat. Dr. h. c. Rolf Emmermann, acatech

## > PROJEKTGRUPPE

### Kerngruppe

- Prof. em. Dr. Hans-Peter Harjes, Ruhr-Universität Bochum
- Prof. Dr. Hans-Joachim Kümpel, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe/acatech
- Prof. Dr. Thomas Kohl, Karlsruher Institut für Technologie
- Prof. Dr. Martin Sauter, Universität Göttingen
- Prof. Dr. Andreas Dahmke, Christian-Albrechts-Universität zu Kiel
- Dr.-Ing. Klaus Freytag, Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Berlin/Brandenburg
- Prof. Dr. Dr. h. c. Prof. E. h. Ortwin Renn, Universität Stuttgart/acatech
- Dr. Peter Burri, Schweizerische Vereinigung von Energie-Geowissenschaftlern
- Dipl.-Ing. Claus Chur, Technischer Berater, ehem. KCA Deutag Drilling GmbH
- Dr. Jörn Lauterjung, Deutsches GeoForschungszentrum GFZ
- Dr. Marcus Wenzelides, acatech Geschäftsstelle

### Erweiterte Projektgruppe

- Dr. Stefan Baisch, Q-con GmbH
- Prof. Dr. Marco Bohnhoff, Deutsches GeoForschungszentrum GFZ
- Prof. Dr. Gottfried Grünthal, Deutsches GeoForschungszentrum GFZ
- Prof. Dr. Alexander Jovanovic, Steinbeis-Transferzentrum Advanced Risk Technologies, Universität Stuttgart
- Dr. Erwin Knapek, Bundesverband Geothermie e. V.
- Dr. Thomas Kölbl, EnBW-Energie Baden-Württemberg

- Dr. Michael Kosinowski, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
- Prof. Dr.-Ing. habil. Dr. rer. nat. Michael Kühn, Deutsches GeoForschungszentrum GFZ
- Dipl.-Ing. Waldemar Müller-Ruhe, Technischer Berater, ehem. H. Angers Söhne
- Prof. Dr. Michael Weber, Deutsches GeoForschungszentrum GFZ
- Prof. Dr. Ugur Yaramanci, Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik

## > REVIEWER

- Dr.-Ing. E. h. Bernd Pischetsrieder, Präsidiumsmitglied acatech (Ltg.)
- Prof. Dr. Peter Grathwohl, Universität Tübingen
- Prof. Dr. Helmut Jungermann, Technische Universität Berlin
- Prof. Dr. Ralf Littke, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen/acatech
- Prof. Dr. Kurt M. Reinicke, Technische Universität Clausthal
- Prof. Dr. Robert Schlögl, Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft/acatech

acatech dankt allen externen Fachgutachtern. Die Inhalte der vorliegenden Position liegen in der alleinigen Verantwortung von acatech.

## > PROJEKTKOORDINATION

Dr. Marcus Wenzelides, acatech Geschäftsstelle

> **PROJEKTVERLAUF**

Projektlaufzeit: 09/2013 bis 06/2015

Diese acatech POSITION wurde im Mai 2015 durch das acatech Präsidium syndiziert.

> **FINANZIERUNG**

acatech dankt dem acatech Förderverein für seine Unterstützung.

# 1 EINFÜHRUNG UND ÜBERBLICK

„Fracksausen vor dem Fracking“ lautete die Überschrift eines Leitartikels in der Frankfurter Allgemeinen Zeitung vom März 2013.<sup>1</sup> Tatsächlich gibt es bei uns gegenwärtig wohl kaum ein anderes technisches Verfahren, das derart kontrovers diskutiert wird und auf so viele Widerstände stößt wie das Fracking.

Die derzeitige Bundesregierung hat in ihrem Koalitionsvertrag vom Dezember 2013 diese Thematik erneut aufgegriffen und dem Fracking einen eigenen Abschnitt gewidmet. Darin wird auf das erhebliche Risikopotenzial der Fracking-Technologie bei der unkonventionellen Erdgasgewinnung verwiesen und herausgestellt, dass die Auswirkungen auf Mensch, Natur und Umwelt wissenschaftlich noch nicht hinreichend geklärt seien und dass der Schutz des Grundwassers und der Gesundheit absolute Priorität besäßen. Gleichzeitig lässt sich aus dem Text eine Handlungslinie ableiten, die lautet: „Moratorium > Forschen > Endgültig entscheiden“.

Vor diesem Hintergrund beleuchtet die vorliegende Position das Thema Fracking mit seinen vielfältigen Facetten einschließlich der ökologischen, rechtlichen, wirtschaftlichen und energiepolitischen Implikationen, der Kommunikation und gesellschaftlichen Akzeptanz sowie einer integrativen Abwägung von Risiken und Chancen.

Fracking ist die umgangssprachlich inzwischen allgemein verwendete Kurzform für „Hydraulic Fracturing“. Dabei handelt es sich um ein Verfahren zur Erzeugung von Rissen in festen, relativ dichten Gesteinen im geologischen Untergrund mithilfe von Wasserdruck. Es kommt erst zur Anwendung, wenn zuvor nach etablierten Standards eine Tiefbohrung niedergebracht und ein stabiles Bohrloch hergestellt wurde. Ziel ist es, die Fließdurchlässigkeit der Gesteine nachhaltig zu verbessern und Wegsamkeiten für einen Transport von Fluiden (Erdgas, Erdöl, Wasser) zu schaffen. Die Frac-Maßnahmen werden in der Regel aus gezielt perforierten und druckdicht isolierten Abschnitten der zementierten Bohrlochverrohrung durchgeführt. Je nach

Anwendungsgebiet können dabei zusätzlich Stützmittel zum Offenhalten der Risse sowie weitere Substanzen als Additive beigemischt werden.

## Hydraulic Fracturing zur Gewinnung von Kohlenwasserstoffen

Diese Technologie wurde erstmals Ende der 1940er Jahre von der Kohlenwasserstoff(KW)-Industrie eingesetzt, um die Ausbeute von Erdgas und Erdöl aus konventionellen Lagerstätten zu erhöhen. Darunter versteht man wirtschaftlich gewinnbare Vorkommen von Kohlenwasserstoffen (meist zusammen mit Lagerstättenwasser) in porös-permeablen, von undurchlässigen Barrierschichten abgedichteten Speichergesteinen. Das Verfahren hat sich seitdem zu einer Schlüsseltechnologie für die Erschließung insbesondere von Erdgas aus relativ dichten, gering permeablen Sandsteinen oder Karbonatgesteinen (sogenanntes Tight Gas) entwickelt. Weltweit sind inzwischen mehr als drei Millionen Frac-Maßnahmen in Bohrungen durchgeführt worden. In Deutschland wird die Frac-Technologie seit 1961 zur Steigerung der Produktionsrate von auf herkömmliche Weise wenig ergiebigen KW-Lagerstätten und seit 1977 auch zur Gewinnung von Tight Gas eingesetzt.

## Hydraulic Fracturing zur Nutzung der Tiefengeothermie

Ein vergleichsweise junges, inzwischen aber weltweit etabliertes weiteres Anwendungsgebiet der Frac-Technologie ist die Erschließung von Erdwärmereservoirs im tieferen Untergrund, um Strom zu erzeugen und/oder Heizwärme zu gewinnen. In dieser als „Enhanced Geothermal Systems“ (EGS) bezeichneten Variante der Tiefengeothermie werden mittels sogenannter Hydraulischer Stimulation, das heißt allein durch Wasserinjektion (ohne Stützmittel und zusätzliche Additive), in heißen Gesteinen in Tiefen von mehr als drei bis circa sechs Kilometern bereits vorhandene geologische Schwächezonen reaktiviert oder künstliche Rissflächen geschaffen, um die Fließdurchlässigkeit der Gesteine zu verbessern und unterirdische Wärmetauscher zu erzeugen.

<sup>1</sup> Vgl. Mihm 2013.

### Weitere Anwendungsgebiete von Hydraulic Fracturing

Darüber hinaus kommt Fracking gelegentlich zum Beispiel bei Grund- und Thermalwasserbohrungen oder bei der Entgasung von Kohleflözen zur Anwendung. Ein wichtiges Feld ist auch die Nutzung dieser Technologie für wissenschaftliche Zwecke. In einer Reihe von nationalen und internationalen Forschungsbohrungen wurde die Methode des Hydraulic Fracturing eingesetzt, um Informationen über die mechanischen und hydrogeologischen Gesteinseigenschaften des Untergrundes sowie die natürliche Erdbebentätigkeit zu gewinnen.

Deutschland verfügt aufgrund des ehemaligen Kontinentalen Tiefbohrprogramms (KTB) über umfassende Erfahrungen in der wissenschaftlichen Nutzung von Hydraulic Fracturing. Die Methode kam hier zur Erforschung des tektonischen Spannungsfeldes der oberen Erdkruste und der Gesteinsfestigkeit (in Abhängigkeit von der Erdtiefe) zum Einsatz sowie zum quantitativen Verständnis des Frac-Prozesses und der Entstehung und Ausbreitung von Frac-induzierten (Mikro-)Erdbeben.

Im Rahmen dieses vom damaligen Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) und der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) gemeinsam finanzierten geowissenschaftlichen Großforschungsprojektes wurden zwischen 1987 und 1994 zwei Tiefbohrungen in 4000 und 9100 Metern Tiefe niedergebracht, die auch heute noch für Experimente zugänglich sind und genutzt werden können. Neben Tests zur Weiterentwicklung der Frac-Technologie wurden in einem Tiefenbereich zwischen 1000 und 9100 Metern zahlreiche Frac-Operationen durchgeführt und dabei Tausende von induzierten Mikroeben generiert, die mit einem seismischen Messnetz und speziell mit einem in 4000 Metern Tiefe installierten Bohrlochseismometer aufgezeichnet wurden. Deren Auswertung hat entscheidende Grundlagenkenntnisse über den In-situ-Spannungszustand der oberen Erdkruste, das Bruchverhalten der Gesteine und die Entstehung von Erdbeben geliefert.

### Gesellschaftliche Debatte des Hydraulic Fracturing zur Schiefergasgewinnung

Das Thema Fracking wird heute sehr emotional diskutiert und stößt teilweise auf grundsätzliche Ablehnung. Die Vorbehalte beruhen nicht zuletzt auf spektakulär aufbereiteten Medienberichten über Vorfälle im Zusammenhang mit der Gewinnung von Schiefergas in den USA. Dort werden Frac-Operationen seit mehr als zehn Jahren in großem Stil zur Freisetzung von Erdgas – in jüngerer Zeit auch Erdöl – aus winzigen Porenräumen in dichten Tongesteinen (Shale Gas, Schiefergas) durchgeführt. Diese sogenannten unkonventionellen KW-Vorkommen, in denen sich das Erdgas noch in seinem Muttergestein befindet – und nicht wie bei den konventionellen KW-Lagerstätten durch die Erdkruste in eine Speicherformation migriert und gefangen ist –, sind in den USA regional weit verbreitet. Sie kommen aber auch in anderen Gebieten der Erde in teilweise beträchtlichem Ausmaß vor. Um diese meist flächenhaft verbreiteten Ressourcen nutzbar zu machen und die Kohlenwasserstoffe freizusetzen, werden die Frac-Operationen in der Regel von in der Lagerstätte horizontal abgelenkten Bohrungen aus durchgeführt. Dabei wird dem Frac-Fluid zur Verbesserung der Ausbeute, zum Korrosionsschutz und zur Reduzierung des Energieaufwandes (Herabsetzung des Fließwiderstandes in der Bohrung) neben Stützmitteln auch eine Reihe von chemischen Additiven beigemischt.

Ausgelöst durch die zuvor beschriebenen Medienberichte haben sich vor allem in Teilen der europäischen Gesellschaft generell ablehnende Haltungen gegenüber dem Hydraulic Fracturing entwickelt. Viele Meldungen über Zwischenfälle beim Fracking haben sich im Nachhinein jedoch als übertrieben oder zum Teil sogar als unzutreffend erwiesen. So wurden etwa „Lodernde Feuerbälle aus dem Wasserhahn“ im Dokumentarfilm Gasland gezeigt. Der Hinweis, dass Gas auch unabhängig vom Hydraulic Fracturing durch natürliche Prozesse ins oberflächennahe Grundwasser aufsteigt, wurde unterlassen. Gleichwohl bleibt eine ganze Reihe von Fragen, Vorbehalten, Kritikpunkten und möglichen Risiken im Zusammenhang mit dem Einsatz dieser Technologie



bestehen, die im Detail und wissenschaftlich objektiv adressiert und behandelt werden müssen.

### Themen der acatech POSITION

Den Schwerpunkt der acatech POSITION bildet das Kapitel 3 „Technologische Aspekte“, in dem wesentliche mit dem Einsatz der Frac-Technologie verbundene Themen angesprochen werden. Das Spektrum reicht dabei von der Bohrtechnik, den Frac-Methoden und der Fluid-Zusammensetzung über die Rissentstehung und Rissausbreitung bis hin zur Frac-induzierten (Mikro-) Seismizität einschließlich ihrer Erfassung und Steuerung.

Der regionale Fokus liegt auf der wirtschaftlichen Nutzung von Hydraulic Fracturing in Deutschland, wobei als Anwendungsgebiete sowohl die potenzielle Gewinnung von Schiefergas als auch die Stromerzeugung und Wärmebereitstellung durch die Tiefengeothermie betrachtet werden (Kapitel 2). Auch wenn es sich nach jetzigem Kenntnisstand nur um eine näherungsweise Abschätzung handelt, wird die Bedeutung dieser Energieträger für die heimische Energieversorgung transparent und damit verständlich, warum sich Politik und Gesellschaft mit der Technologie des Hydraulic Fracturing auseinandersetzen sollten.

Im Kapitel 4 „Auswirkungen auf die Umwelt“ wird das Thema Gefährdungen und Risiken beim Einsatz von Fracking näher beleuchtet. Als potenzielle Umweltrisiken werden dabei diskutiert: die primäre Gefährdung des Trinkwassers/Grundwassers durch Schadstoffeinträge von der Erdoberfläche (zum Beispiel durch Unfälle und Havarien), Schadstoffaufstieg und -ausbreitung entlang der Bohrungen (infolge von Leckagen), die Ausbreitung von Frac-Fluiden durch die Deckschichten oder die unkontrollierte Freisetzung von Methan. Weitere Befürchtungen betreffen eine durch den Frac-Prozess Induzierte Seismizität, den Wasserbedarf und den Landverbrauch.

Die umfangreichen rechtlichen Rahmenbedingungen, die in Deutschland im Zusammenhang mit der Gewinnung von

Erdgas oder der Nutzung der Tiefengeothermie unter Einsatz von Hydraulic Fracturing bereits bestehen, werden in Kapitel 5 skizziert. Gleichzeitig werden die Pläne der Bundesregierung für weitere Gesetzesergänzungen bzw. -änderungen vorgestellt.

Außer Zweifel steht, dass der künftige Einsatz von Fracking auf die Zustimmung der Betroffenen angewiesen sein wird. Diesem Thema widmet sich das Kapitel 6 „Akzeptanz und Kommunikation“. Im Vordergrund stehen dabei das Entscheidungsverfahren und die Frage, wie die unterschiedlichen Interessengruppen sowie die lokal betroffene Öffentlichkeit informiert und einbezogen werden können und sollen. Umfragen zeigen, dass eine Mehrheit der Befragten Fracking nicht prinzipiell ablehnt, aber ein stärkeres Engagement der Regierung in Bezug auf den Umweltschutz fordert. Die Regierung soll demnach eine effektive und vorsorgende Regulierung anstreben, jedoch Fracking nicht grundsätzlich verbieten, vor allem nicht zu Forschungszwecken. Gefragt sind also ausgeglichene Lösungen (auch zum Beispiel zwischen technischen und gesellschaftlichen Aspekten) auf der Basis einer effektiven und umweltschonenden Regulierung. So kann Vertrauen aufgebaut und im Zuge weiterer Erfahrung mit dieser Methode auch mehr Aufgeschlossenheit gegenüber den Potenzialen von Fracking erwartet werden.

Wichtig für die Beurteilung der Technologie und ihres Einsatzes ist die Beachtung der „Best Practices“ (Kapitel 8), welche die Grundlage für die zukünftigen operationellen Standards darstellen können. Bei der Entscheidung für oder gegen Hydraulic Fracturing bzw. der Frage nach den Bedingungen, unter denen man diese Methode in Deutschland weiter verfolgen will, müssen sowohl die ökologischen und technischen als auch die wirtschaftlichen und energiepolitischen Chancen und Risiken abgewogen sowie die gesellschaftliche Akzeptanz berücksichtigt werden. Fracking in seinen vielfältigen Facetten darzustellen, ist das vordringliche Anliegen dieser acatech POSITION.

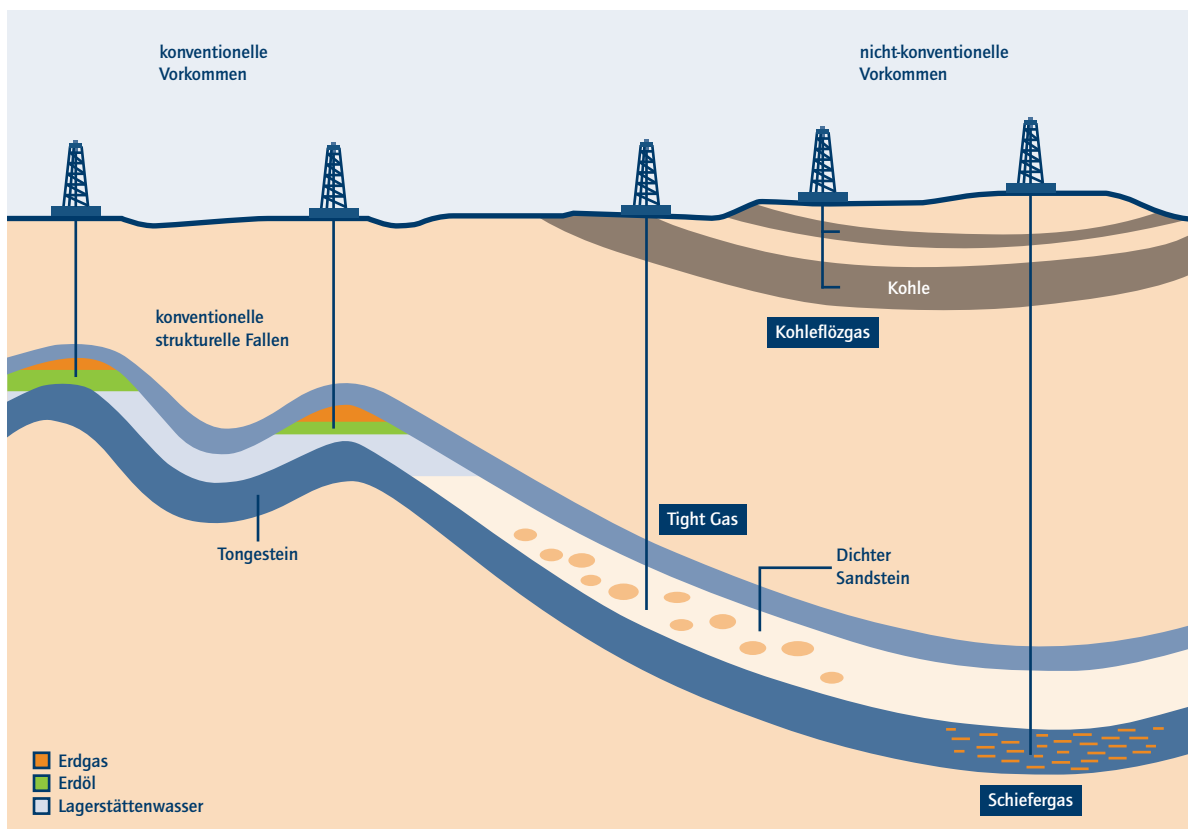


## 2 ÖKONOMISCHE ASPEKTE

Die Einschätzung des wirtschaftlichen Potenzials, das durch den Einsatz von Hydraulic Fracturing erschlossen werden kann, ist ein zentraler Faktor bei der Entscheidung über die Anwendung der Technologie. Dabei ist zu unterscheiden zwischen der Erdgas- oder Erdölförderung aus dichten Sandsteinen oder Karbonatgesteinen (Tight Gas/Tight Oil) oder aus Tongesteinen (Schiefergas bzw. Shale Gas sowie Schieferöl bzw. Shale Oil) einerseits (siehe Abbildung 1) und der Erdwärmegewinnung aus heißen, dichten Tiefengesteinen (petrothermale Systeme) andererseits.

Auch wenn hinsichtlich inländischer Vorkommen dieser Energieträger nach jetzigem Kenntnisstand nur relativ grobe Abschätzungen vorgenommen werden können, ist ihre potenzielle Bedeutung für die Energieversorgung beachtlich. Für Tight Oil/Shale Oil liegen bislang keine Abschätzungen vor. Daher beschränken sich die folgenden Ausführungen auf die Einsatzgebiete des Hydraulic Fracturing zur Erschließung von Erdgas und zur Nutzung der Tiefengeothermie. Ebenfalls nicht betrachtet werden Erdgasvorkommen in Kohleflözen (Flözgas oder Coal Bed Methan).

Abbildung 1: Schematische Darstellung konventioneller und nicht-konventioneller Erdöl- und Erdgasvorkommen<sup>2</sup>



<sup>2</sup> Quelle: BGR 2012.

## 2.1 ERDGAS

### Tight Gas

Tight Gas-Vorkommen sind KW-Lagerstätten, die eine vergleichsweise niedrige Fließdurchlässigkeit haben. Durch Hydraulic Fracturing wird die Fließdurchlässigkeit signifikant erhöht, sodass das Erdgas wirtschaftlich gewonnen werden kann. In Deutschland wird Tight Gas aus relativ dichten Sandsteinen und Karbonatgesteinen schon seit den 1960er Jahren gefördert. Tight Gas-Vorkommen zählen vielfach bereits zu den konventionellen KW-Lagerstätten. Die Abgrenzung zwischen (herkömmlich) konventionellem Erdgas und Tight Gas wird über die Fließdurchlässigkeit (Permeabilität) des Gesteins für Flüssigkeiten oder Gase definiert, in Deutschland ist eine Abgrenzung bei 0,6 milliDarcy (mD) gebräuchlich. Die Grenzen zwischen dichteren und weniger dichten Speichergesteinen sind oft nicht exakt zu bestimmen, eine eindeutige Differenzierung ist daher nicht möglich.

Die größten inländischen Erdgasvorkommen und die höchste Produktion befinden sich in Norddeutschland. Allein auf Niedersachsen entfielen 2012 etwa 95 Prozent (Rohgas) der heimischen Erdgasproduktion. Unter den Lagerstätten für das Erdgas dominieren die geologischen Formationen des Karbon, Rotliegend und Zechstein. Die heimischen Erdgasreserven, das heißt bekannte, nach derzeitigem Stand der Technik wirtschaftlich gewinnbare Vorkommen, betragen Ende 2012 123 Milliarden Kubikmeter Rohgas, von denen ein nicht näher spezifizierter Teil nur mithilfe von Hydraulic Fracturing zu gewinnen ist. Der Beitrag des bisher geförderten Tight Gas wird mit rund 30 Prozent an der Gesamtförderung angegeben. Die inländischen Erdgasressourcen (Abschätzung der vermuteten gewinnbaren Vorkommen) betragen für das Norddeutsche Becken etwa 150 Milliarden Kubikmeter.

Bei einem jährlichen Erdgasbedarf Deutschlands von derzeit circa 90 Milliarden Kubikmetern muss der größte Anteil importiert werden, 2012 überwiegend aus der Russischen Föderation, Norwegen und den Niederlanden. Der Wert

der Erdgasimporte betrug 2012 30,1 Milliarden Euro. 2012 konnte die Versorgung mit Erdgas noch zu 13 Prozent aus heimischer Produktion gewährleistet werden. Eine seit Jahren stetige Abnahme der heimischen Produktion und der Erdgasreserven ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung und Verwässerung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Die Tatsache, dass die in Deutschland tätigen Firmen seit mehreren Jahren keine Genehmigung mehr zur Durchführung von Frac-Operationen in tiefen Lagerstätten in bestehenden Erdgasfeldern bekommen, trägt zusätzlich zum Rückgang der Produktion bei. Nennenswerte Neufunde sind in den letzten Jahren ausgeblieben.

### Schiefergas

Bei Schiefergas handelt es sich um Erdgasvorkommen in gering durchlässigen Tongesteinen, in denen sich das Gas gebildet hat (Muttergestein). Nur durch Frac-Operationen kann es für eine Förderung erschlossen werden. In einer vorläufigen Abschätzung des Schiefergaspotenzials in Deutschland wurden die Tongesteine des Unterkarbon, des Posidonienschiefers (Unterjura) sowie des Wealden (Unterkreide) bewertet.<sup>3</sup> Die Menge der Kohlenwasserstoffe, die in den jeweiligen Muttergesteinen enthalten ist, hängt von mehreren Parametern ab. Diese beinhalten neben der Menge und dem Typ des organischen Materials auch die thermische Reife sowie die Mächtigkeit und Tiefenlage der Formation. Für jeden dieser Parameter lassen sich Grenzwerte annehmen, die eine höfliche Tongesteinsformation mit Schiefergaspotenzial erfüllen muss. Die Erkenntnis, dass in vielen Fällen wesentlich mehr Erdgas im Muttergestein zurückgeblieben ist als früher angenommen wurde, ist relativ neu und hat das Potenzial dieser Tongesteinsformationen wesentlich erhöht.

Die größten Potenziale für Schiefergas finden sich danach am Südrand und im östlichen Teil des Nordwestdeutschen Beckens, in Nordostdeutschland sowie im mittleren Bereich des Oberrheingraben (rot schraffierte Flächen in Abbildung 2). Die insgesamt vorhandenen Schiefergasmengen in den untersuchten Formationen (sogenanntes Gas-in-Place,

<sup>3</sup> Vgl. BGR 2012.

Abbildung 2: Verbreitung von bituminösen Tongesteinsformationen mit Schiefergaspotenzial und Grenzkriterien, die grundsätzlich die Voraussetzung für die Bildung von Schiefergas aufweisen können (graue Flächen), sowie prospektive Gebiete (rot schraffierte Flächen)<sup>4</sup>



<sup>4</sup> Quelle: BGR 2012.

GIP) liegen zwischen 7000 Milliarden Kubikmetern und 23.000 Milliarden Kubikmetern mit einem Medianwert von rund 13.000 Milliarden Kubikmetern GIP. Die Tongesteine des Unterkarbons weisen mit einem Medianwert von etwa 8000 Milliarden Kubikmetern das größte Potenzial auf.

Bislang gibt es keine inländische Schiefergasförderung und somit auch keine Erfahrungswerte zum technisch gewinnbaren Anteil aus den GIP-Mengen. Produktionsdaten aus den USA zeigen, dass der Gewinnungsfaktor um zwischen 5 Prozent und 35 Prozent der GIP-Mengen schwanken kann. Im Sinne einer konservativen Abschätzung wird in einer Studie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe<sup>5</sup> von einem technischen Gewinnungsfaktor von zehn Prozent der GIP-Mengen ausgegangen. Dementsprechend würde sich die technisch gewinnbare Erdgasmenge auf 700 bis 2300 Milliarden Kubikmeter, im Median auf circa 1300 Milliarden Kubikmeter belaufen. Diese Menge liegt deutlich über Deutschlands konventionellen Erdgasreserven und -ressourcen (s. o.) und entspricht etwa dem Hundertfachen der derzeitigen hiesigen Erdgasproduktion pro Jahr.

### Ökonomische Relevanz und ökologische Aspekte

Ohne Schiefergasförderung sind die Reserven der konventionellen Erdgasvorkommen in etwa zehn Jahren aufgebraucht, sodass Deutschland vollständig von ausländischen Erdgaslieferungen abhängig wäre. Die potenzielle Nutzung von Schiefergas durch Einsatz von Hydraulic Fracturing ist daher eine Option, dieser Abhängigkeit entgegenzuwirken. Deutschland wird trotz des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien noch auf Jahrzehnte hinaus auf Erdgas als Energieträger angewiesen sein. Die wirtschaftliche Bedeutung der heimischen Erdgasvorkommen liegt beim derzeitigen Erdgaspreis und einer jährlichen Förderrate von zwölf Milliarden Kubikmetern für jedes Förderjahr bei vier Milliarden Euro.

Schiefergas liefert von allen fossilen Energieträgern die „sauberste“ Energie. Im Vergleich zu Kohle und Öl ist der

CO<sub>2</sub>-Ausstoß geringer, und andere luftbelastende Stoffe wie Kohlenmonoxid, Schwefel und Feinpartikel fehlen. Bei inländischer Förderung können die in Deutschland bestehenden Standards, Auflagen und Kontrollen eine umweltfreundliche Produktion gewährleisten. Bei der heimischen Produktion entfällt auch der Energieaufwand, der bei Importen nötig ist, um das Erdgas oft über Tausende von Kilometern nach Deutschland zu transportieren. Außerdem lässt sich das Risiko potenzieller Methanlecks an der Produktionsstätte oder entlang von Pipelines dadurch weitgehend ausschließen.

Der Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung weist darauf hin, dass sich die Zahl der Erdgasbohrungen 2012 und 2013 gegenüber 2011 halbiert hat.<sup>6</sup> Infolge ausbleibender Genehmigungen gibt es einen beträchtlichen Explorationsstau, und es besteht die Gefahr, dass die Service-Industrie abwandert, weil ihre Bohranlagen nicht mehr genutzt werden. Dies hat auch einen Verlust an Know-how sowie an Tausenden von Arbeitsplätzen zur Folge, der vor allem Niedersachsen treffen würde. Die Erdöl-Erdgas-Industrie hat im Jahr 2013 mit einem Umsatz von vier Milliarden Euro zur Wertschöpfung in Deutschland beigetragen. Außer Förderabgaben von jährlich rund 670 Millionen Euro fließen Körperschafts- und Gewerbesteuern in die öffentlichen Haushalte von Bund, Ländern und Kommunen, in denen die Erdöl-Erdgas-Unternehmen aktiv sind.<sup>7</sup>

## 2.2 TIEFENGEOTHERMIE

Die Tiefengeothermie ist eine vergleichsweise junge Energietechnologie, die das Ziel hat, die enormen geothermischen Ressourcen im tieferen Untergrund durch Bohrungen zu erschließen und energetisch zur Gewinnung von Heizwärme und/oder zur Erzeugung von Strom zu nutzen. Diese Energieform kann eine nachhaltige, witterungsunabhängige, grundlastfähige und regelbare Versorgung mit Strom, Wärme und Kälte bieten. Geothermieanlagen haben einen sehr kleinen

<sup>5</sup> Vgl. BGR 2012.

<sup>6</sup> Vgl. WEG 2014.

<sup>7</sup> Vgl. WEG 2013.

ökologischen Fußabdruck und können in unmittelbarer Nähe zu Siedlungsgebieten betrieben werden, sodass sie eine dezentrale Option für deren Energieversorgung bieten (zum Beispiel Geothermie-Heizkraftwerk Unterhaching/München). Bei entsprechender Förderung und technologischer Weiterentwicklung hat die Tiefengeothermie das Potenzial, im Mix der erneuerbaren Energien einen signifikanten Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs in Deutschland zu leisten.

### Lernkurve der letzten zehn Jahre

Die Zahl der Projekte der Tiefengeothermie zur Strom- und Wärmeversorgung hat in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen. Wesentliche Faktoren für diese Entwicklung waren die Maßnahmenpakete des Bundes von der Forschungsförderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz bis hin zum Marktanzreizprogramm, aber auch dadurch ausgelöste private Investitionen in nennenswerter Größenordnung. Die Tiefengeothermie verfügt heute über Kenntnisse, Erfahrungen und Technologien, an die vor zehn Jahren noch nicht zu denken war.

Wissenschaftlich und technologisch sind große Fortschritte bei der Aufsuchung von geothermischen Ressourcen, ihrer bohrtechnischen Erschließung und dem Reservoirmanagement, aber auch in der obertägigen Anlagentechnik gemacht worden. So haben etwa die langjährigen und intensiven Forschungsarbeiten am europäischen Demonstrationsprojekt in Soultz-sous-Forêts (Frankreich) sowie auch im In-situ-Geothermielabor in Groß Schönebeck (Deutschland) letztendlich den Weg gebahnt zu ersten kommerziellen Nutzungen der größten im Untergrund liegenden geothermischen Ressourcen, der heißen Tiefengesteine.

### Reservoirtypen und geothermisches Potenzial

Grundsätzlich kommen für den Einsatz der Tiefengeothermie in Deutschland zwei Reservoirtypen in Betracht: (1) Permeable heißwasserführende Sedimentgesteine (= hydrothermale Systeme) und (2) Hart- sowie Kristallingesteine im tieferen Untergrund (= petrothermale Systeme). Bei den petrothermalen

Systemen ist noch zu unterscheiden zwischen Reservoirs, die steil stehende, zum Teil tiefreichende geologische Störungszonen (Bruchflächen, Klüfte) aufweisen, und solchen, die ganz vorwiegend aus dichten heißen Tiefengesteinen bestehen.

Aktuelle Abschätzungen zum Potenzial der Tiefengeothermie in Deutschland gehen auf die TAB (Technikfolgen-Abschätzung)-Studie<sup>8</sup> zurück, deren Aussagen durch neuere Arbeiten gestützt werden. Als Obergrenze des für die Stromerzeugung nutzbaren Potenzials – ausgehend von Reservoirtemperaturen über 100 Grad Celsius ab einer Tiefe von circa drei Kilometern – wurde theoretisch das circa 600-Fache des deutschen Jahresstrombedarfs ermittelt. Davon entfällt der überwiegende Teil (mehr als 90 Prozent) auf petrothermale Systeme. Hydrothermale Systeme sind zwar lokal von großer Bedeutung, stellen aber deutschlandweit nur eine kleine Ressource dar, da sie eigentlich Anomalien der Natur erfordern, nämlich eine hohe Fließdurchlässigkeit in größeren Erdtiefen. Ein großes Zukunftspotenzial hat die Anwendung der Tiefengeothermie zur Wärmeversorgung, zumal hier bereits Reservoirtemperaturen von unter 100 Grad Celsius wirtschaftlich genutzt werden können.

### Geologische Rahmenbedingungen

Das Temperaturfeld und die Tiefenlage der Isothermen stellen für den Standort eines Geothermieprojektes eine wichtige Randbedingung dar. Gebiete mit hohen Temperaturgradienten können vergleichsweise günstiger erschlossen werden, da die Heißwasservorkommen in geringeren Bohrtiefen erreicht werden. Konventionelle geothermische Dampflagerstätten in Verbindung mit einem aktiven Vulkanismus, wie zum Beispiel in Island, besitzen extrem hohe Temperaturgradienten und Temperaturen von über 200 Grad Celsius in 500 Metern Tiefe. In Deutschland variieren die Temperaturwerte regional stark. Insbesondere in den bruchtektonisch beanspruchten Randbereichen des Oberrheingrabens herrschen relativ hohe Temperaturgradienten. Hier können lokal durchaus 170 Grad Celsius in 3,5 Kilometern Tiefe erreicht werden. Andere Gebiete

<sup>8</sup> Vgl. Paschen et al. 2003.

besitzen hingegen in diesem Tiefenbereich viel geringere Temperaturen. Abbildung 3 zeigt diese Variation bezogen auf eine Bohrtiefe von fünf Kilometern auf.

Neben der Temperatur spielen für die Wirtschaftlichkeit der geothermischen Reservoirs vor allem die hydrogeologischen Voraussetzungen eine wesentliche Rolle, das heißt die Fließbedingungen des Wärmetransportmediums Wasser im Reservoirbereich. Wegen des oft geringeren Temperaturniveaus besteht bei den Heißwasseraquiferen eine hohe Abhängigkeit von den hydrogeologischen Rahmenbedingungen. Allgemein ist ihre Nutzung nach erfolgreicher Erschließung technologisch jedoch einfacher umzusetzen als bei petrothermalen Systemen der Fall.

Von den derzeit in Deutschland in Betrieb befindlichen 28 Geothermie-Heiz-, -Kraft- oder -Heizkraftwerken befinden sich 20 in Bayern und nutzen, meist mit einer Dublette aus Förder- und Injektionsbohrung, natürliche heiße Tiefenwässer, die in Form von Aquiferen im süddeutschen Molassebecken vorkommen. Derzeit sind in Bayern eine elektrische Leistung von 27 Megawatt und eine Wärmeleistung von rund 300 Megawatt installiert. Letzteres entspricht einer Wärmeenergieabnahme von 1000 Gigawattstunden im Jahr bzw. einer CO<sub>2</sub>-Einsparung von etwa 250.000 Tonnen pro Jahr.

Geologische Störungszonen stellen ein wichtiges tektonisches Strukturelement dar, das für die Wasserwegsamkeit sowohl von hydrothermalen als auch von petrothermalen Reservoirs große Vorteile bieten kann. In diesen häufig steil stehenden Strukturen kann Wärme konvektiv aufsteigen und dabei heiße Tiefenwässer in geringere Erdtiefen transportieren. Störungszonen sind deshalb typische Explorationsziele. Diese durch tektonische Kräfte in Sediment- und in Kristallingesteinen der oberen Erdkruste entstandenen Bruchzonen sind über ganz Deutschland verteilt und können in Tiefen von bis zu über acht Kilometern angetroffen werden. Trotz ihrer prinzipiellen Eignung

ist allerdings in vielen Fällen ohne Einsatz von Hydraulic Fracturing eine wirtschaftliche Nutzung aufgrund der unzureichenden natürlichen hydraulischen Fließbedingungen nicht gegeben.

### EGS-Systeme

Systeme, in denen Maßnahmen zur Hydraulischen Stimulation erforderlich sind, werden Enhanced (oder Engineered) Geothermal Systems, EGS, genannt. Im Oberrheingraben gibt es auf deutscher Seite derzeit drei Kraftwerke mit EGS-Technologie und einer elektrischen Gesamtleistung von circa zehn Megawatt. Für die Versorgung mit Prozesswärme wurden im elsässischen Ritterhoffen kürzlich mit großem Erfolg zwei mit EGS-Technik unterstützte Tiefbohrungen realisiert. Dieses Projekt könnte als Modell für Heizkraftwerke in ähnlichen, an Störungszonen gebundenen geologischen Strukturen auf deutscher Seite des Oberrheingrabens dienen. Damit wäre ein erster Einstieg in die EGS-Technik für kommerzielle Projekte in Deutschland möglich.

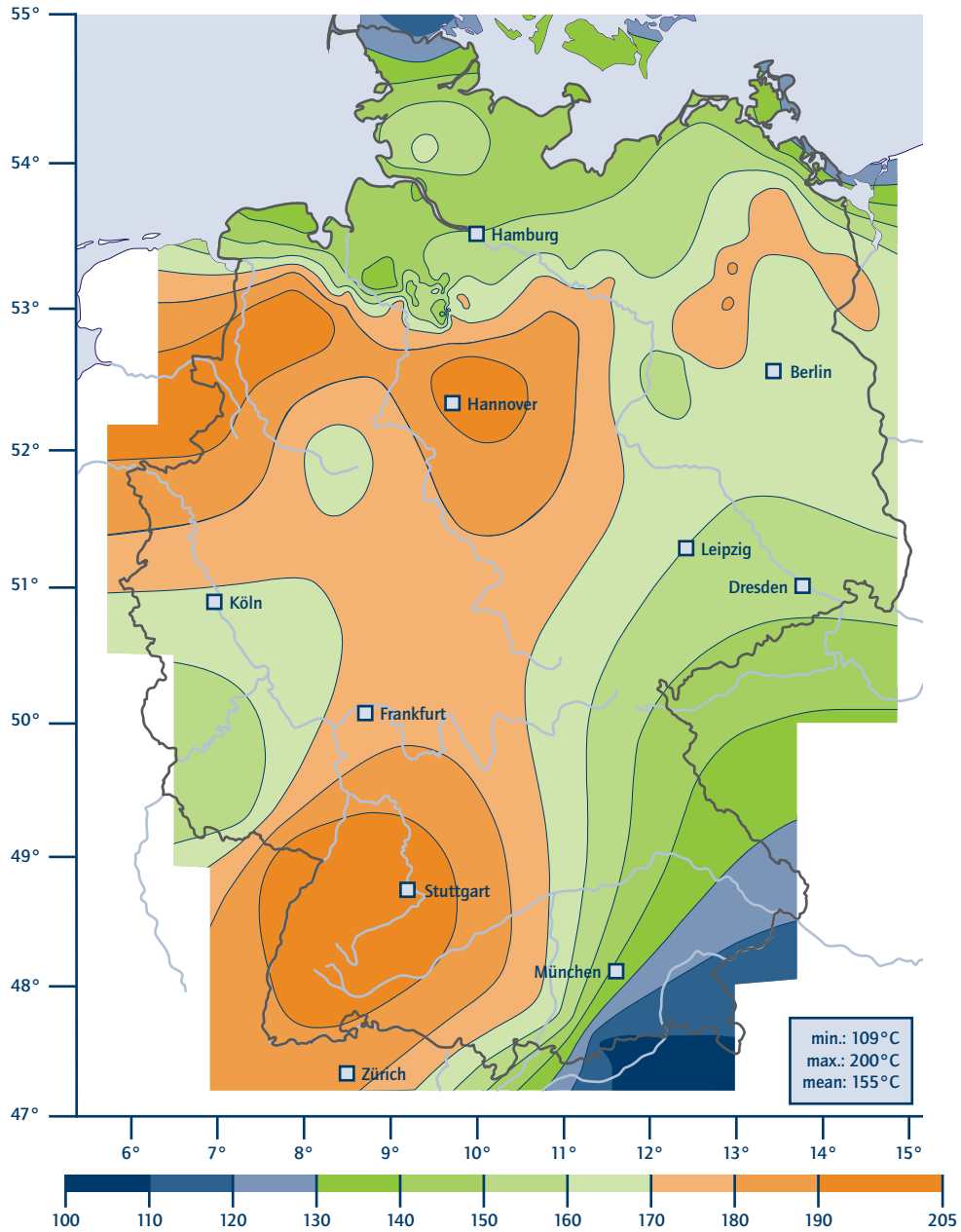
### Zukunftskonzepte

Eine Übertragung der bestehenden EGS-Erfahrungen mit klüftigen petrothermalen Systemen auf dichte petrothermale Systeme hätte den Vorteil, dass ein Fündigkeitsrisiko in gewissen Grenzen ausgeschlossen werden kann, da die Bohrtiefe je nach Zieltemperatur gewählt und die für den Wärmeentzug benötigten Rissysteme durch Hydraulische Stimulation erzeugt werden können. Derartige petrothermale Reservoirs (Hartgesteine im Norddeutschen Becken und Kristallingesteine in Mittel- und Süddeutschland) besitzen das mit Abstand größte geothermische Potenzial. Ihre großräumige Nutzung erfordert jedoch den Einsatz von Hydraulic Fracturing in Verbindung mit weiteren technischen Maßnahmen, um künstliche „Wärmetauscher“ in heißen Tiefengesteinen zu schaffen.

Als mittelfristig wirtschaftlich erfolgversprechend werden EGS-Systeme betrachtet, in denen mehrere kleinere Reservoirs durch eine Kombination von Horizontalbohrtechnik



Abbildung 3: Temperaturverteilung in fünf Kilometern Erdtiefe (in Grad Celsius)<sup>9</sup>



<sup>9</sup> Quelle: Schellschmidt 2015.

und Multi-Frac-Technik erzeugt und miteinander verbunden werden. Die Durchführung von vielen kleinen Fracs anstelle einer großen Einmal-Stimulation (wie im Geothermieprojekt Basel) kann zudem das Risiko von Induzierter Seismizität stark herabsetzen, da eine direkte Beziehung zwischen seismischer Magnitude und der Größe des Scherisses besteht.

Einen ersten Schritt in diese Richtung könnte ein für 2016 bis 2017 in der Schweiz angedachtes Geothermiebohrprogramm darstellen. Vorgesehen sind stark abgelenkte Bohrungen mit Multi-Fracs, sodass ein Reservoir aus vielen untereinander verbundenen Fracs erzeugt wird.

Auch in Deutschland befinden sich Projekte dieser Art im Planungsstadium, bei denen die in der Schiefergasproduktion bereits erfolgreich erprobten Technologien eingesetzt werden sollen. Entscheidend für die weitere Entwicklung der Tiefengeothermie ist dabei insbesondere der Nachweis, dass in dichten Tiefengesteinen Horizontalbohrungen mit bis zu 50 (kleinen) Fracs technisch realisierbar sind.

### 2.3 HYDRAULIC FRACTURING: BEDEUTUNG FÜR DIE ENERGIEWENDE

Die Energiewende stellt für Deutschland auch in den kommenden Jahrzehnten eine der zentralen Herausforderungen dar. Der technische Fortschritt sowie die Wettbewerbsfähigkeit sind wichtige Bausteine einer gelingenden Reform im Energiesektor. Hier sind Politik, Industrie, Wissenschaft, aber auch die Gesellschaft gleichermaßen gefragt, Lösungen zu finden und die richtigen Weichen zu stellen, um den Erfordernissen der Energiewende gerecht zu werden.

In jedem Fall werden Kohlenwasserstoffe in Europa und in Deutschland auch in den kommenden Jahrzehnten noch eine wesentliche Rolle für die Energieversorgung spielen

(in Deutschland deckt Erdgas derzeit 22 Prozent des Primärenergiebedarfs). Vergleichsweise klimafreundliches Schiefergas kann deshalb eine wichtige Brückenfunktion auf dem Weg zu einer Versorgung mit überwiegend erneuerbaren Energien einnehmen.

Die Gewinnung von Schiefergas mithilfe von Hydraulic Fracturing ist eine bereits vielfach angewandte Option. Für eine gesellschaftsweite, sachliche Diskussion gilt es daher, Risiken und Chancen des Einsatzes dieser Technologie gleichermaßen zu beleuchten. So kann die Nutzung von heimischen Schiefergaslagerstätten eine politische und wirtschaftliche Abhängigkeit von Dritten verringern helfen. Auch volkswirtschaftlich ist sie von erheblicher Bedeutung: Sie stärkt die Wirtschaftsstruktur, zieht Investitionen an, schafft und erhält Arbeitsplätze und verringert den Abfluss von Devisen.

Solange Deutschland noch erhebliche Mengen an Erdgas zur Deckung des Primärenergiebedarfs benötigt, erscheint es auch aus Umweltgesichtspunkten sinnvoll, das inländische Potenzial zu nutzen. Bei heimischer Förderung werden die Standards, Auflagen und Kontrollen hierzulande bestimmt. Dies kann gewährleisten, dass die Produktion sicher und umweltverträglich erfolgt. Dadurch ist Deutschland unabhängig von den oft viel weniger stringenten Umweltstandards in anderen Ländern und kann zum Beispiel sicherstellen, dass das Risiko von Methanlecks weitgehend eliminiert wird. Beim Bezug von Gas aus Entfernungen von oft mehreren Tausend Kilometern wird zudem ein signifikanter Teil des Gases für den Transport verwendet (Schätzungen gehen von 7 bis 15 Prozent aus). Jede Kompressorstation entlang der Pipelines produziert zudem beträchtliche Mengen an CO<sub>2</sub>. Die Energieverluste für die Verteilung von inländisch produziertem Gas sind dagegen sehr gering.

Auch die Tiefengeothermie bietet eine Energieform, die auf einer heimischen Ressource basiert. Ihr flächendeckender Einsatz ist derzeit noch eine Zukunftsvision. Bei

intensiver Nutzung wären zum Beispiel keine Rohstoffimporte für Heizenergie mehr notwendig und die wirtschaftliche Wertschöpfung bliebe in der Region. Im Rahmen ihrer Erschließung können nachhaltige Infrastrukturen für

die nachfolgenden Generationen aufgebaut werden. Tiefengeothermische Fernwärme ist außerdem preisstabil, da sie nur geringfügig von den Preisschwankungen fossiler Energieträger abhängig ist.



## 3 TECHNOLOGISCHE ASPEKTE

Hydraulic Fracturing ist eine Methode der Bohrlochbehandlung mithilfe von Wasserdruck. Sie kommt erst zur Anwendung, wenn zuvor nach etablierten Standards eine Tiefbohrung niedergebracht und ein stabiles Bohrloch erstellt wurden. Ohne Hydraulic Fracturing kann weder Erdgas aus TIGHT Gas- oder Schiefergaslagerstätten freigesetzt und gewonnen noch Erdwärme aus tiefliegenden petrothermalen Reservoiren genutzt werden.

Aufgrund der geologischen Gegebenheiten in Deutschland liegen die Zielhorizonte dieser Ressourcen in Tiefenbereichen von circa 1,5 bis 4,0 Kilometern für Schiefergas, von circa 2,5 bis 5,0 Kilometern für TIGHT Gas und von circa 3,5 bis mehr als 6,0 Kilometern für die petrothermale Geothermie.

Die Erschließung und Förderung/Nutzung dieser Georesourcen erfolgt durch Tiefbohrungen. Deren wesentliche Funktionen bestehen darin, eine dichte Verbindung (Verrohrung) zwischen der Erdoberfläche (Bohrplatz/Betriebsplatz) und der Lagerstätte herzustellen, einen Fluidtransport nur innerhalb der Verrohrung zuzulassen und stoffliche Wechselwirkungen und Austauschvorgänge mit der Umgebung zu verhindern.<sup>10</sup> Die dabei in der Tiefengeothermie eingesetzte Bohrtechnik unterscheidet sich nicht grundsätzlich von der Technik für Erdgasbohrungen.

### 3.1 TIEFBOHRUNGEN UND BOHRTECHNIKEN

#### Vorerkundung und 3D-Abbild des geologischen Untergrundes

Tiefbohrungen sind technische Bauwerke, die einer sorgfältigen Vorbereitung im Rahmen eines umfassenden Vorerkundungsprogramms bedürfen. Hauptziele sind dabei: potenzielle Gefahrenquellen bereits im Vorfeld zu erkennen, eine geeignete Bohrlokation auszuwählen, eine standortbezogene Risikobewertung vorzunehmen und das Bohrungsdesign festzulegen.<sup>11</sup> Die Basis dafür bildet

eine systematische Zusammenstellung und Auswertung aller verfügbaren Daten und Informationen über den geologisch-tektonischen Strukturbaue und die Lithologie (Gesteinsbestand und Gesteinsabfolge) sowie über die hydrologischen und physikalischen Eigenschaften des Untergrundes.

Kernstück eines derartigen Programms ist die indirekte Erkundung des Untergrundes mithilfe von geophysikalischen Tiefensondierungen. Das Standardverfahren hierfür, das von der Explorationsindustrie in den vergangenen Jahrzehnten systematisch weiterentwickelt wurde, ist die Tiefenreflexionsseismik. Mit dieser Methode wird das Untersuchungsgebiet zunächst großflächig und bis in Erdtiefen von über sechs Kilometern entlang von 2D-Profileschnitten physikalisch „kartiert“. In einem nachfolgenden Schritt werden die seismischen Profile dann um die infrage kommende Lokation netzartig verdichtet und durch Tiefensondierungen mit weiteren geophysikalischen Verfahren ergänzt. Hierbei spielt insbesondere die Magnetotellurik, das heißt die Messung der elektrischen Leitfähigkeit, eine wichtige Rolle. Dieses Verfahren ermöglicht es speziell, zum Beispiel grundwasserführende Gesteinshorizonte oder hydrogeothermale Ressourcen zu identifizieren.

Aus der Kombination aller vorliegenden Befunde und Ergebnisse von Geophysik, Geologie und Mineralogie kann schließlich mithilfe von Modellierungstechniken ein hochaufgelöstes 3D-Abbild der prognostizierten realen Beschaffenheit des Untergrundes erstellt werden. Mit diesem in jüngster Zeit methodisch und technologisch stark fortentwickelten Ansatz lässt sich die Planungssicherheit von Tiefbohrungen signifikant verbessern und deren Durchführung wesentlich effektiver, umweltschonender und risikoärmer gestalten.

#### Bohrplatz/Betriebsplatz

Für die Einrichtung eines Bohrplatzes, der nach Abschluss der Bohrarbeiten zur Durchführung der Frac-Operationen

<sup>10</sup> Vgl. Reinicke 2014a.

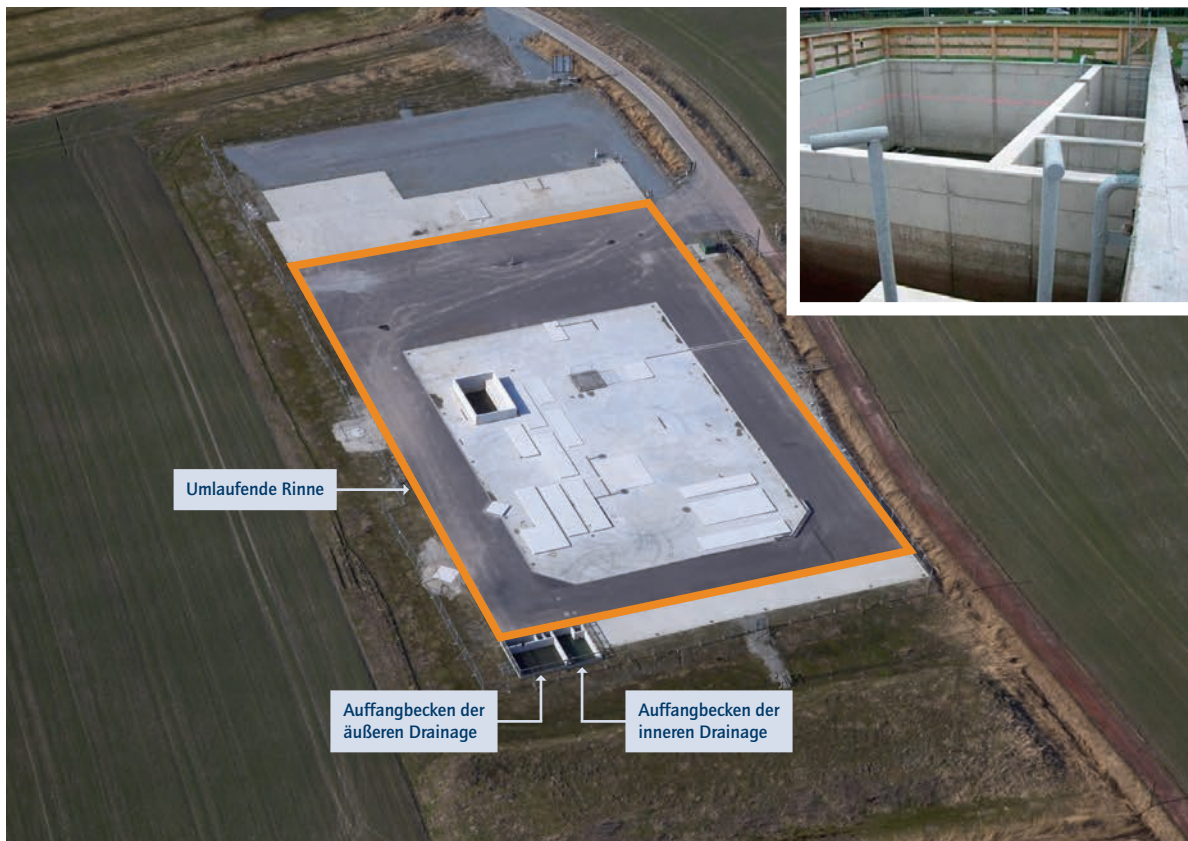
<sup>11</sup> Vgl. Reinicke 2014a.

dient und als Betriebsplatz für die spätere Nutzung der Resource benötigt wird, ist eine Fläche von etwa der Größe eines Fußballplatzes (0,7 bis 1,0 Hektar) erforderlich.

Der Bau, die technische Ausgestaltung und der langfristige Betrieb eines derartigen Bohr-/Betriebsplatzes unterliegen in Deutschland bereits heute umfangreichen gesetzlichen Vorschriften und Regelungen, die dem Schutz von Mensch und Umwelt vor potenziellen Gefahren dienen, insbesondere durch Unfälle oder technisches Versagen.

Zum Schutz des Trinkwassers/Grundwassers ist der Bohrplatz, dessen Mutterboden abgetragen und zur Wiederverwendung zwischengelagert wird, in einen (größeren) inneren und einen äußeren Bereich unterteilt (siehe Abbildung 4). Der innere Bereich wird mit einer Betondecke wasserundurchlässig ausgeführt, sodass keine wassergefährdenden Substanzen in den Untergrund gelangen können. Dies gilt für alle Flüssigkeiten, die Bohrspülung, Hydraulik- und Dieselöle sowie Abwässer, aber auch für Spülmittelzusätze und sonstige Substanzen, die gemäß Gefährdungsanalyse zu einer Beeinträchtigung des Grundwassers führen können. Der äußere Bereich

Abbildung 4: Technischer Schutz des Bohr-/Betriebsplatzes durch Auffang- und Entwässerungssystem<sup>12</sup>



<sup>12</sup> Quelle: acatech.

für die Umfahrung und die Lagerung von Betriebsmitteln ist mit einer Asphaltdecke versehen. Durch Aufkantungen und ein umlaufendes Rinnen- und Ablaufsystem ist sichergestellt, dass sämtliche Flüssigkeiten einschließlich des Niederschlagswassers aufgefangen und fachgerecht aufbereitet bzw. entsorgt werden können.

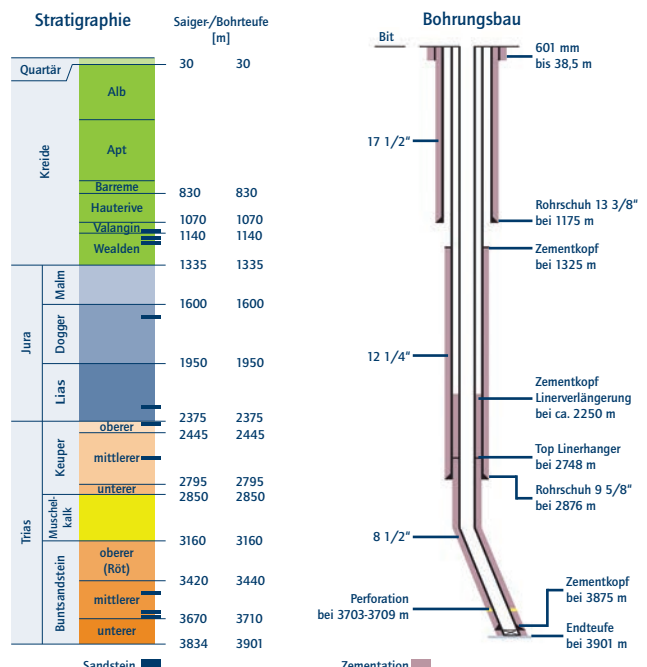
### Bohrungsdurchführung/Verrohrung

Bei Tiefbohrungen kommen in Deutschland moderne Bohranlagen zum Einsatz, die speziell für Bohrarbeiten in einem dicht besiedelten Umfeld konzipiert sind (siehe Abbildung 5). Das öffentliche Stromnetz versorgt sie mit Energie, sodass Lärm und Geruchsbelästigung durch Dieselaggregate entfallen.

Bohrungen zur Gewinnung von Erdöl, Erdgas oder Erdwärme werden heute nur noch in seltenen Fällen senkrecht

niedergebracht. Mit modernen Richtbohrsystemen können Richtung und Neigung, also der Verlauf des Bohrlochs, untertage gesteuert werden. Auf diese Weise ist es zum Beispiel möglich, eine zunächst vertikale Bohrung in der Lagerstätte in die Horizontale abzulenken, sodass die Bohrstrecke in der Lagerstätte verlängert und ein größerer Zufluss von Erdgas oder Wasser erreicht wird. Diese Richtbohrtechnik erlaubt es auch, zum Beispiel zwei geneigte Bohrungen von einem Bohrplatz aus für die Gewinnung von Erdwärme (Dublette) abzuteufen oder Schiefergasvorkommen von einem Standort aus mit einem Cluster von bis zu 20, in der Lagerstätte horizontal abgelenkten Bohrungen von bis zu drei Kilometern Länge im Untergrund zu erschließen. Auf diese Weise kann eine Produktionsfläche von über zehn Quadratkilometern im Untergrund erfasst werden.

Abbildung 5: Bohrplatz mit Bohranlage, geologisches Profil des Untergrundes und Verrohrung der GeneSys-Bohrung am Geozentrum Hannover<sup>13</sup>



<sup>13</sup> Quelle: BGR.

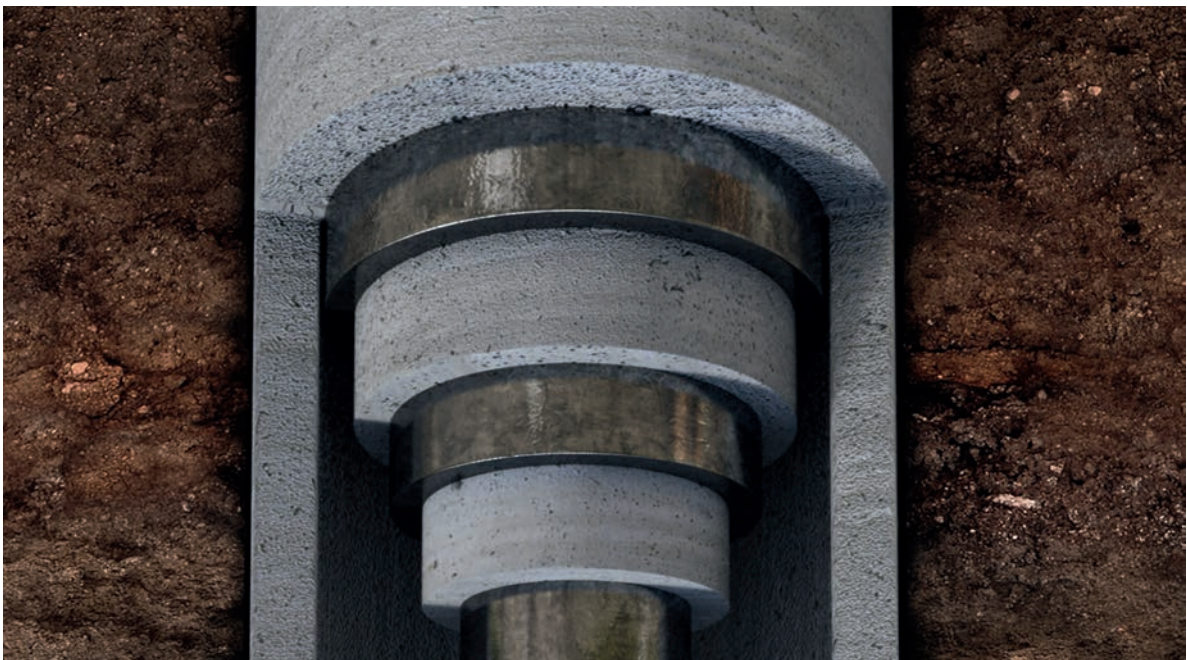
Während des gerichteten Bohrens wird der Bohrlochverlauf ständig überwacht. Dabei werden in der Regel auch wichtige Lagerstättenparameter wie Gas-/Wasser-Kontakte oder ein Wechsel der Gesteinszusammensetzung, zum Beispiel von Ton- zu Sandstein, erfasst. Mithilfe dieser Messverfahren (Measurement While Drilling und Logging While Drilling) ist es heute möglich, den Bohrlochverlauf im Meterbereich zu kontrollieren.

Bohrungen werden abschnittsweise durchgeführt und das Bohrloch jeweils mit Stahlrohren abgedichtet. Zum dauerhaften Schutz oberflächennaher Trinkwasser-/Grundwasserhorizonte und zur Vermeidung von Auswaschungen der Bohranlagenfundamente wird zunächst ein sogenanntes Standrohr etwa 50 bis 70 Meter tief in den Untergrund eingeführt und zementiert. Daran schließt sich der

erste Bohrabschnitt mit der sogenannten Ankerrohrtour an (200 bis 1000 Meter), welche die tiefer liegenden Grundwasserhorizonte überdeckt, vollständig bis zur Oberfläche zementiert und zur Installation des Bohrlochkopfes mit den „Blow Out Preventern“ dient. Mit diesen Absperreinrichtungen kann das Bohrloch bei Bedarf jederzeit schnell und sicher geschlossen werden.

Abhängig von der Endtiefe und den geologischen Verhältnissen wird die Bohrung dann mit bis zu sieben Rohrtouren aus Spezialstählen gesichert. Die Absetztiefen dieser Stahlrohrtouren werden durch die jeweiligen geologisch-tektonischen und die hydrogeologischen Bedingungen bestimmt. Jede Rohrtour hat einen geringeren Durchmesser als die vorangehende, sodass sich das Bohrloch nach unten teleskopartig verjüngt. Der Zwischenraum zwischen

Abbildung 6: Modell einer Verrohrung und Zementierung eines Bohrlochs<sup>14</sup>



<sup>14</sup> Quelle: acatech.



der Bohrlochwand und der Rohrtour, der sogenannte Ringraum, wird jeweils mit gas- und druckdichtem Zement abgedichtet. Damit wird die Rohrtour fest im Gebirge verankert, vor Korrosion geschützt und der Übertritt von Flüssigkeiten oder Gasen über den Ringraum in höher gelegene Gesteinsschichten verhindert. Das Ergebnis der Zementationen, insbesondere eine sichere hydraulische Abdichtung von Grundwasserhorizonten, ist beim zuständigen Bergamt durch entsprechende Messungen und Drucktests nachzuweisen („Bohrungsintegrität“).

Ein derartiges Barrierekonzept (Bohrplatz, Bohrspülung, Absperreinrichtungen, Verrohrung) und die strikte Einhaltung der Regeln eines „Well Integrity Management-Systems“ können gewährleisten, dass von den Tiefbohrungen bei ihrer Herstellung und der nachfolgenden Nutzung der Ressource keine Gefahr für Mensch und Umwelt ausgeht.

### 3.2 FRAC-TECHNOLOGIEN

#### Hydraulische Bohrlochbehandlung und Frac-Fluide

Ziel einer Bohrlochbehandlung ist es, die Fließdurchlässigkeit eines ansonsten gering permeablen Reservoirgesteins im tieferen Untergrund nachhaltig zu verbessern und einen auf das Bohrloch hin ausgerichteten Transport von Erdgas, Erdöl oder Wasser in Gang zu setzen. Dies geschieht durch Verpumpen eines sogenannten Frac-Fluids in den Zielhorizont. Die Frac-Operationen werden dabei in der Regel aus nachträglich gezielt perforierten und druckdicht isolierten Abschnitten der zuvor vollständig verrohrten und zementierten Bohrung durchgeführt.

In Deutschland wurde Tight Gas bis vor etwa 20 Jahren aus vertikalen Tiefbohrungen mit einer Frac-Behandlung pro Bohrung heraus gewonnen. Zur Schiefergasförderung wird heute generell eine Kombination von Horizontalbohrtechnik und Multi-Frac-Verfahren genutzt. Dabei wird die Bohrung in der Lagerstätte horizontal abgelenkt und die

Horizontalbohrstrecke nach Verrohrung und Zementation perforiert und abschnittsweise „gefrac“.

Das als Druckmedium eingesetzte Frac-Fluid besteht im Wesentlichen aus Wasser. Je nach Anwendungsgebiet kann es zusätzlich Feststoffe als Stützmittel und weitere Substanzen als Additive enthalten. Die Rezeptur wird individuell erstellt und hängt von den Gesteinseigenschaften, den Temperatur- und Druckverhältnissen sowie weiteren Lagerstättenparametern und den jeweiligen technischen Anforderungen ab. Typische Gemische bestehen aus circa 97 bis 99,8 Prozent Wasser und 0,2 bis 3,0 Prozent (chemischen) Additiven, deren Anteil sich bei Zugabe von Stützmitteln (5 bis 30 Prozent) entsprechend verringert.

Der Einsatz von Stützmitteln (Quarzsand oder Keramik-Stützkörper) ist erforderlich, um einem vollständigen Schließen der künstlich erzeugten Risse bei Druckentlastung nach erfolgter Injektion entgegenzuwirken. Das Frac-Fluid setzt einen Großteil seiner Stützmittelfracht in der Gesteinsformation ab und wird – unmittelbar nach Abschluss der Frac-Operation – zu Beginn der Produktionsphase als sogenanntes „Flowback“-Fluid zurückgefördert. Die beigemischten Additive haben eine Reihe von wichtigen Funktionen: Sie sollen das Frac-Fluid tragfähig machen, sodass es das Stützmittel transportieren kann (Vergelung mit Polymeren und Netzwerkbildnern), die Rückholbarkeit der Feststoffe nach der Injektion ermöglichen (Gel-Brecher), die Pumpbarkeit verbessern (Tenside zur Reibungsminderung) und die Temperaturstabilität des Fluids gewährleisten.

Gegenwärtig führt die Kohlenwasserstoffindustrie weltweit intensive Forschungs- und Entwicklungsarbeiten durch, um potenzielle Gesundheits- und Umweltrisiken durch bestimmte Inhaltsstoffe der Additive auszuschließen. Dies hat auch in Deutschland zu einer Revision und systematischen Bereinigung des Portfolios geführt. Mit Stand April 2014 konnte nach Aussagen von ExxonMobil das Portfolio auf circa 30 Additive mit insgesamt etwa 50 Inhaltsstoffen

reduziert werden. Nach den offengelegten Daten und Untersuchungsergebnissen sind die geplanten Additive nach derzeitiger Gesetzeslage uneingeschränkt genehmigungsfähig, und die Frac-Gemische sind nicht toxisch, nicht umweltgefährlich und maximal schwach wassergefährdend (Wassergefährdungsklasse 1).

### Hydraulische Risserzeugung

Die Gesteine der kontinentalen Erdkruste zeichnen sich durch eine komplexe geologische Deformationsgeschichte aus und stehen unter mechanischen Spannungen, den sogenannten „Gebirgsspannungen“. Diese resultieren aus der Auflast der überlagernden Gesteine einerseits und der horizontal wirkenden (platten)tektonischen Kräfte andererseits. Der In-situ-Spannungszustand eines Gesteins kann deshalb durch die Größe von drei senkrecht aufeinander stehenden Hauptspannungen ( $S$ ) beschrieben werden. Eine der drei Hauptspannungen ist vertikal orientiert ( $S_v$ ) und lässt sich aus dem Gewicht der auflagernden Gesteinssäule berechnen. Die beiden anderen Hauptspannungen liegen demzufolge in der Horizontalebene, wobei die größere mit  $S_H$  und die kleinere mit  $S_h$  bezeichnet wird.  $S_H$  entspricht der Größe der maximalen plattentektonischen Kompression, die in Deutschland überwiegend Südost-Nordwest orientiert ist (mit einem mittleren Wert für  $S_H$  von 155 Grad Nord). Damit ist die Richtung, in der sich die Risse vorzugsweise erstrecken, gut bekannt. Der In-situ-Spannungszustand eines Gesteins sowie gegebenenfalls aus der geologischen Vorgeschichte vorhandene Bruchflächen (Störungszonen, Klüfte oder Risse, je nach Größe) bestimmen maßgeblich das Gesteinsverhalten beim Hydraulic Fracturing.

Bei einer Frac-Durchführung wird durch Injektion eines Frac-Fluids mit hohen Fließraten ein Druck im Zielhorizont aufgebaut, der ausreichend groß ist, um entweder künstliche Risse zu erzeugen (Hydraulic Fracturing im engeren Sinne) oder aber Scherbewegungen auf bereits vorhandenen Bruchflächen auszulösen (Hydraulische Stimulation)

und ehemalige Risse zu reaktivieren. In Abhängigkeit von den geologisch-tektonischen Randbedingungen und den Fließraten müssen hierzu am Bohrlochkopf Pumpdrücke von erheblicher Bandbreite aufgebracht werden.

Beim Hydraulic Fracturing im engeren Sinne muss der Druck in der Zieltiefe größer sein als die minimale Gebirgsspannung im umgebenden Gestein. Es entsteht dann ein künstlicher Riss, der sich generell senkrecht zur kleinsten Hauptspannung, das heißt in Richtung des geringsten Widerstands, zughaft öffnet. Aufgrund der Gebirgsspannungsverhältnisse werden in Deutschland in Erdtiefen unterhalb von etwa 600 Metern in der Regel vertikal stehende Risse erzeugt, die sich in Richtung der maximalen tektonischen Kompression erstrecken. Die Risslänge (horizontale Ausdehnung) liegt dabei gewöhnlich im Bereich von wenigen Hundert Metern, während die Risshöhe meist deutlich geringer ist. Die Öffnungsweite beträgt häufig nur wenige Millimeter und überschreitet selten einen Zentimeter.

Frac-Operationen werden so dimensioniert, dass sich der Riss möglichst nur in der Lagerstätte ausbreitet. Zur Prognose der Rissausbreitung werden deshalb zunächst Modellrechnungen, Mini-Fracs (mit kleinen Fluidvolumina) und weitere hydraulische Tests durchgeführt. Aussagen über die tatsächliche Rissausbreitung können indirekt aus dem kontinuierlich beobachteten und aufgezeichneten Druckverlauf während der Frac-Durchführung selbst gewonnen werden. Das direkte Monitoring der Rissausbreitung mithilfe von seismischen Methoden ist in der Regel nur aus eigens dazu erstellten Beobachtungsbohrungen erfolgversprechend, da die benötigten seismischen Signale nur als schwaches sekundäres Phänomen aufgrund von Spannungsveränderungen auf natürlichen Bruchflächen im Umfeld des künstlich erzeugten Risses auftreten.

Für die petrothermale Geothermie wurde das Konzept der Hydraulischen Stimulation entwickelt, das in der Öffentlichkeit meist unter dem Begriff Fracking mit dem

Hydraulic Fracturing zusammengefasst wird. Dieses Konzept basiert auf Erfahrungen an Geothermiestandorten weltweit, wonach im Hartgestein hochpermeable Risse allein durch Injektion von Wasser erzeugt werden können. Infolge der Wasserinjektion werden Scherbewegungen vorrangig auf natürlich vorhandenen Bruchflächen ausgelöst.<sup>15</sup> Die Rauigkeit der neuen Rissflächen sorgt dann dafür, dass sich die Risse nach Druckentlastung nicht wieder vollständig schließen.

Vielfach bleibt der Injektionsdruck bei der Hydraulischen Stimulation unterhalb des sogenannten Frac-Drucks, da Scherbewegungen auf einem geringeren Druckniveau als bei der zughaften Rissöffnung ausgelöst werden können. Eine aktuelle Synthese der Beobachtungen im Zusammenhang mit Hydraulischen Stimulationen für die Tiefengeothermie zeigt, dass wahrscheinlich nicht nur Scherung, sondern eine Kombination von Scher- und Zugbrüchen für vielfach beobachtete hochleitfähige Risse verantwortlich ist.<sup>16</sup> Für die Abgrenzung von Hydraulic Fracturing und Hydraulischer Stimulation ist entscheidend, dass bei einer Hydraulischen Stimulation natürliche Selbststützungsmechanismen des Gesteins zu einer dauerhaften Rissöffnung führen. Spezielle Stützmittel und insbesondere chemische Additive werden deshalb in der Regel nicht benötigt. Das verpresste Volumen bei einer Hydraulischen Stimulation ist deutlich höher als beim Hydraulic Fracturing und liegt gewöhnlich in der Größenordnung von 10.000 Kubikmetern Wasser. Die praktische Erfahrung zeigt, dass nur bei ausreichend groß dimensionierten Hydraulischen Stimulationen die Risse die gewünschten guten hydraulischen Eigenschaften des Reservoirs erzeugen.

### Modellierungskonzepte

Die numerische Modellierung wird bei der hydraulischen Risserzeugung mit dem Ziel eingesetzt, die Rissausbreitung in Raum und Zeit je nach angewandtem Operationsplan zu prognostizieren und entsprechend den Anforderungen

an die vorgesehene Nutzung zu optimieren. Dabei ist es wichtig, die seismische Gefährdung durch die Fluidinjektion bereits vor der Frac-Operation sowie in Echtzeit während der Risserzeugung zu überwachen.

Um die Prozesse der Risserzeugung numerisch abzubilden, müssen der ungestörte Spannungszustand des Untergrundes, die induzierten Änderungen des Spannungsfeldes in Raum und Zeit sowie ein geeignetes Versagenskriterium beschrieben werden. Dabei müssen insbesondere Hydraulik und Mechanik im Bereich der Risse und der Gesteinsmatrix gemeinsam betrachtet werden. Zur Lösung des Problems werden numerische Verfahren eingesetzt. Aufgrund der unterschiedlichen Art der Rissentstehung und Rissausbreitung wird bei der Modellierung von Zugrissen (Hydrofracs) und von Scherbrüchen jeweils eine spezialisierte Software verwendet.

Beim Hydraulic Fracturing entsteht ein neuer Riss parallel zur Richtung der maximalen tektonischen Hauptspannung. Da sich der Zugriss in einem relativ homogenen Medium ausbreitet und sich vor allem durch das injizierte Volumen kontinuierlich vergrößert, ist die Rissausbreitung ein kontinuierlicher Prozess. Die räumlich-zeitliche Ausbreitung des neuen Risses wird mit numerischen Verfahren prognostiziert.

Bei der numerischen Beschreibung eines Scherbruchs stellt die geologische Komplexität bereits bruchhaft deformierter Gesteine eine größere Herausforderung dar.

### Induzierte Seismizität

Als Induzierte Seismizität werden Bruchprozesse bezeichnet, die als Folge eines Eingriffs in den Untergrund entstehen. Sie finden auf bereits vorhandenen Bruchflächen statt. Insbesondere die kristalline Erdkruste ist von zum Teil tiefreichenden, steilen Störungszonen durchzogen, die sich aufgrund der natürlichen Gebirgsspannungen in einem kritischen Spannungsgleichgewicht, das heißt nahe an der Bruchgrenze,

<sup>15</sup> Vgl. Brown/Duchane 1999.

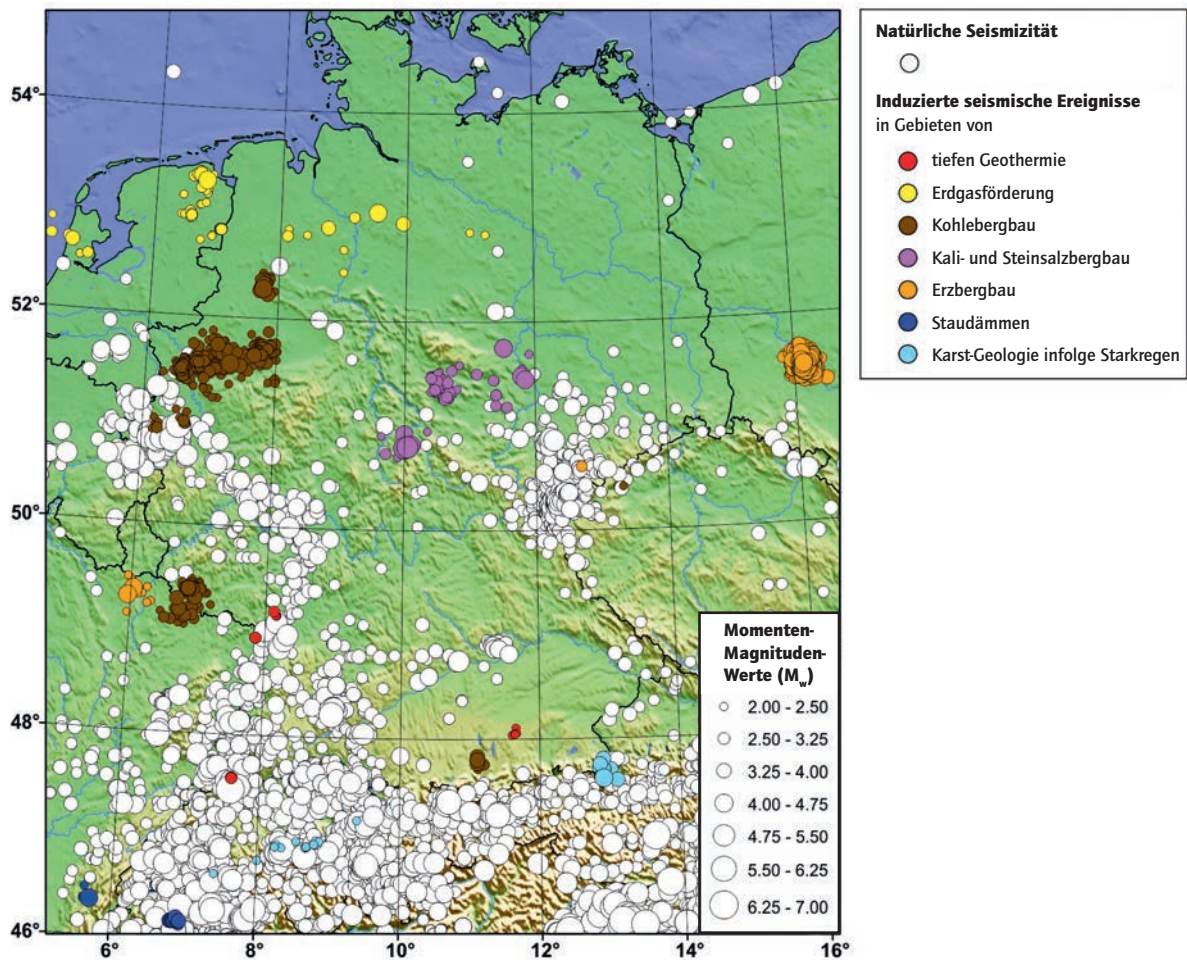
<sup>16</sup> Vgl. Jung 2013.

befinden.<sup>17</sup> Bereits kleinere Veränderungen der Spannungsverhältnisse, zum Beispiel durch eine Erhöhung des Porenwasserdrucks im Verlauf von Frac-Operationen, können überkritische Verhältnisse und eine lokale Spannungsentlastung durch Induzierte Seismizität nach sich ziehen.<sup>18</sup> In Deutschland wurde Induzierte Seismizität bislang im Zusammenhang mit Bergbauaktivitäten (Salz, Kohle- und Erzbergbau), der

Erdgas- und Erdölförderung (zum Beispiel Reinjektion von Lagerstättenwasser) und – lokal – der Gewinnung geothermischer Energie beobachtet.

In der petrothermalen Geothermie kann die Erzeugung von Induzierter Seismizität sogar ein erwünschter Prozess sein, da durch die seismische Versatzbewegung eine lokale

Abbildung 7: Natürliche Seismizität und Induzierte Seismizität in Zentraleuropa<sup>19</sup>



<sup>17</sup> Vgl. Zoback/Harjes 1997.

<sup>18</sup> Vgl. Hubbert/Rubey 1959.

<sup>19</sup> Quelle: Grünthal 2014.

Erhöhung der hydraulischen Durchlässigkeit im Reservoir entsteht. Für einige Geothermiesysteme (EGS) wird ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb erst durch die im Zuge einer Hydraulischen Stimulation Induzierte Seismizität ermöglicht. Da die Induzierte Seismizität anzeigt, wo im Reservoir die hydraulische Leitfähigkeit erhöht wurde, spielt sie eine wesentliche Rolle bei der räumlichen Kartierung stimulierter Reservoirbereiche. Ähnlich wird die bei Frac-Operationen in Kohlenwasserstofflagerstätten Induzierte Seismizität zu Kartierungszwecken genutzt. Obwohl die Ausbildung eines Zugrisses (Hydrofrac) aufgrund der langsamen Öffnungsgeschwindigkeit kein seismisches Signal erzeugt, tritt Induzierte Seismizität als sekundäres Phänomen aufgrund von Spannungsveränderungen auf natürlichen Rissen im Umfeld des Zugrisses auf.

Die Stärke und Anzahl Frac-induzierter (Mikro-)Erdbeben wird maßgeblich durch die geologischen Rahmenbedingungen bestimmt. In Kristallingesteinen ist die Induzierte Seismizität meist stärker als in den weicheren Sedimentgesteinen, die eine geringere Scherfestigkeit aufweisen und häufig aseismisches Verhalten zeigen. Die Anzahl der messbaren induzierten Beben hängt von der Empfindlichkeit des seismischen Messnetzes ab. Häufig werden im Zusammenhang mit einer Frac-Operation beim Einsatz von Bohrlochgeophonen Hunderte bis Tausende Mikro-Erdbeben registriert. In seltenen Ausnahmefällen sind Frac-induzierte Beben so stark, dass sie auch an der Erdoberfläche wahrgenommen werden können. Bei mehreren Millionen Frac-Operationen in Schiefergaslagerstätten sind nur sehr wenige Fälle bekannt, bei denen ein spürbares Erdbeben induziert wurde.<sup>20,21</sup> Keines dieser Beben hat Sachschäden verursacht.

In jüngster Zeit häufen sich allerdings Meldungen aus Nordamerika über eine erhöhte Seismizität von spürbarer Stärke in den Gebieten mit intensiver Schieferöl- und Schiefergasförderung. Ursächlich dafür können sowohl die eigentlichen Frac-Operationen als auch vor allem die massive Reinjektion von Lagerstättenwasser oder dem sogenannten Flowback

sein. Als Flowback wird das vor Beginn der eigentlichen Produktionsphase zurückgeführte Frac-Fluid bezeichnet. Dieses hat seine Stützmittelfracht zum Offenhalten der erzeugten Risse in der Gesteinsformation abgegeben.

Bei der Hydraulischen Stimulation geothermaler Systeme ist das Auftreten wahrnehmbarer Seismizität ein vergleichsweise häufigeres Phänomen, besonders wenn diese in tektonisch aktiven Gebieten, wie zum Beispiel dem Oberrheingraben, errichtet werden; so verursachte die Hydraulische Stimulation in einem Fall, nämlich am Geothermiestandort DHM Basel, Putzrisse in Gebäudewänden. Größere bauliche Schäden entstanden nicht.

#### Seismologisch kontrollierte hydraulische Bohrlochbehandlung

Das seismische Monitoring ist der erste grundlegende Schritt, um eine kontrollierte hydraulische Bohrlochbehandlung durchzuführen. Die technischen Voraussetzungen wie Messgenauigkeit und Betrieb des seismischen Messnetzes sind durch Standardverfahren in der Seismologie erfüllt. Eine Echtzeitauswertung der seismischen Aufzeichnungen, die nur durch automatisierte Datenverarbeitung realisiert werden kann, ist beim Hydraulic Fracturing wie bei der Hydraulischen Stimulation wichtig, um schnell auf eine seismische Gefährdung reagieren zu können.

Die Vorhersage einzelner seismischer Ereignisse in Raum und Zeit ist beim gegenwärtigen Wissensstand nicht möglich. In einer seismischen Gefährdungsanalyse wird stattdessen die gemessene Seismizität verwendet, um die Wahrscheinlichkeit für das zukünftige Auftreten unerwünschter stärkerer Ereignisse abzuschätzen. Fundamental ist hierbei die sogenannte Magnituden-Häufigkeits-Relation, nach der jedes große Beben von vielen kleinen Beben begleitet wird.

Im seismischen Reaktionsschema („Ampelsystem“) wird der gemessene Zustand mit vorher festgelegten Grenzwerten verglichen. Außerdem wird im Voraus festgelegt,

<sup>20</sup> Vgl. NRC 2012.

<sup>21</sup> Vgl. Ellsworth 2013.

welche Maßnahmen bei erhöhter Seismizität zu treffen sind (zum Beispiel Absenken oder Stopp der hydraulischen Injektion). Nach dem Stand der Technik wird zur Festlegung der Grenzwerte im seismischen Reaktionsschema die DIN-Norm 4150 herangezogen, die sich mit Erschütterungen im Bauwesen befasst. Diese DIN-Norm nennt Grenzwerte der Bodenschwinggeschwindigkeit (engl. Peak

Ground Velocity, PGV), bei deren Einhaltung keine Schäden an Bauwerken zu erwarten sind. Über die zulässigen Grenzwerte im seismischen Reaktionsschema entscheidet in Deutschland das zuständige Bergamt. Der große Vorteil dieses Reaktionsschemas ist seine Einfachheit: Der Gefährdungszustand kann als PGV-Wert direkt am Seismogramm abgelesen werden.

## 4 AUSWIRKUNGEN AUF DIE UMWELT

Insbesondere durch die Berichterstattung über Vorfälle bei der Förderung von Schiefergas in den USA sind die Gefährdungen und Risiken beim Einsatz von Hydraulic Fracturing in der Öffentlichkeit in den Vordergrund gerückt. Für eine sachgerechte Diskussion ist es in diesem Zusammenhang erforderlich, diese häufig emotional besetzten Begriffe zu definieren. Als Gefährdung wird im Folgenden die nicht auszuschließende potenziell nachteilige Zustandsveränderung eines Schutzgutes im bestimmungsgemäßen oder auch nicht bestimmungsgemäßen Betrieb bezeichnet. Neben dieser begrifflichen Definition ist bei einer allgemeinen Risikobewertung festzuhalten, dass (1) Risiken immer nur in Relation zu vergleichbaren Technologien mit gleichem oder ähnlichem Nutzungsziel zu beurteilen sind und (2) Risiken sowohl durch Handeln als auch durch Nichthandeln entstehen können.

Übertragen auf die Umweltgefährdung durch Hydraulic Fracturing ergeben sich beispielsweise Fragen wie: Sind die Risiken für die Umwelt höher, wenn Erdgas aus Ländern mit niedrigeren Umweltstandards bezogen wird, als bei heimischer Förderung unter hohen Umweltstandards? Oder: Entstehen der Gesellschaft im Vergleich zur Erdgasförderung höhere Risiken, wenn auf die jährlichen Förderabgaben in Milliardenhöhe verzichtet wird? Ferner muss zur Objektivierung ein Vergleich in Bezug auf die Nutzungsziele gezogen werden. Dies betrifft beispielsweise die Frage, inwieweit Umweltrisiken für das Grundwasser, für das Ökosystem oder für die Menschen bei der Biogasproduktion kleiner, gleich oder größer als bei der unkonventionellen Erdgasproduktion wären.

Leider existieren für Deutschland und Europa zu diesen und anderen übergeordneten Fragestellungen nur wenige wissenschaftlich fundierte Untersuchungen, sodass in der Regel in der gesellschaftlichen Diskussion die Gefährdung und das Risiko durch den Einsatz einer Technologie überbewertet und der Nutzen unterbewertet werden.

Bei einer alleinigen Auswirkungsanalyse des Hydraulic Fracturing auf die Umwelt stehen in der öffentlichen Diskussion

Gefahren für das Grundwasser, für die Menschen sowie für die Landschaft und das Klima im Vordergrund.

### 4.1 SCHUTZGUT GRUNDWASSER/TRINKWASSER

Bürgerinitiativen, Umweltschützer, Wasserwirtschaft und Kommunen befürchten insbesondere Schadstoffeinträge in Grundwasserleiter, die zur Trinkwasserversorgung genutzt werden. Auffällig ist dabei, dass der Begriff Grundwasser in der öffentlichen Diskussion in der Regel mit Trinkwasser gleichgesetzt wird, während die verwaltungsrechtliche und wissenschaftliche Definition unter diesem Begriff das gesamte frei bewegliche Wasser in geologischen Formationen versteht, das deren Hohlräume zusammenhängend erfüllt. Aufgrund seiner chemischen Zusammensetzung ist Grundwasser jedoch ab einer Tiefe von etwa 50 bis zu wenigen hundert Metern wegen der teilweise sehr hohen Salzgehalte sowie hohen Konzentrationen an Spurenmetallen und natürlichen radioaktiven Stoffen für die Trinkwassergewinnung absolut ungeeignet – wobei regional große Unterschiede bestehen können.

Aus naturwissenschaftlich-technischer Sicht wäre es trotz gegenteiliger Verwaltungsgerichtsurteile erforderlich, in der Begrifflichkeit zwischen oberflächennahen Grundwasservorkommen zur potenziellen Trinkwassergewinnung, Grundwasservorkommen zur Heilwassernutzung und tiefen Formationswässern ohne unmittelbares Nutzungspotenzial zu unterscheiden. Anzuregen wäre weiterhin auch eine erneute naturwissenschaftlich-technische und verwaltungsrechtliche Diskussion, wie generell Eingriffe in die hydrogeologischen Formationswassersysteme zu bewerten sind, da bestehende Grenzwerte von gelösten Stoffkonzentrationen oder physiko-chemischen Parametern allein aufgrund der natürlichen Gegebenheiten nicht per se anwendbar sind.

Die Diskussion um Hydraulic Fracturing ist allerdings nur ein Beispiel für die Notwendigkeit, in der Begrifflichkeit,

aber auch in der Handhabung von Schutzkonzepten mehr den natürlichen Gegebenheiten im tieferen geologischen Untergrund Rechnung zu tragen. Spätestens in der derzeit politisch sehr aktuellen Diskussion um eine Raumplanung und Raumordnung des geologischen Untergrundes, bei der konkurrierende, aber auch synergetische Aspekte unterschiedlicher Nutzungsoptionen des unterirdischen Raumes erfasst und gesteuert werden sollen, wird diese Thematik an Bedeutung gewinnen.

Die Gefährdungen und Risiken für das Schutzgut oberflächennahes Grundwasser durch Hydraulic Fracturing sind in mehreren jüngeren Studien ausführlich behandelt worden.

National beschäftigt sich eine Reihe von Studien mit der Abschätzung von Risiken, die mit der Produktion von Erdgas unter Einsatz von Hydraulic Fracturing verbunden sind.<sup>22,23,24,25</sup> Ein weiteres, vom Umweltbundesamt beauftragtes Gutachten<sup>26</sup> liefert Beiträge zu speziellen Themen (Monitoring-Konzepte, Fracking-Chemikalien-Kataster, Flowback-Behandlung, Emissions- und Klimabilanz, Mikroseismizität, Flächenverbrauch), die in den oben genannten Studien als bedeutsam für die Einschätzung negativer Auswirkungen der Gasproduktion eingestuft wurden.

Teilgutachten<sup>27,28,29</sup> aus einer der Studien<sup>30</sup> stellen einen Ansatz zur Ermittlung der Risiken vor, die insbesondere vom Transport von potenziell wassergefährdenden Stoffen im Untergrund ausgehen: Der Stofftransport chemischer Inhaltsstoffe von Frac-Fluiden wurde simuliert. Dabei wurde zur Berücksichtigung hoher Parameterunsicherheit ein

konservativer Ansatz gewählt, der den kumulativen Effekt ungünstiger Faktoren den Berechnungen zugrunde legt (hohe Durchlässigkeiten, Existenz permeabler Störungszonen, hohe Potenzialunterschiede etc.).

Aus diesen Gutachten ergibt sich die wesentliche Schlussfolgerung, dass das Kontaminationsrisiko des Grundwassers durch Frac-Fluide weniger vom Tiefentransport als vielmehr von verstärkten Aktivitäten (zum Beispiel LKW-Transporte, Pipelines) sowie von der Handhabung der Chemikalien an der Oberfläche und des Flowback<sup>31</sup>, das heißt von „klassischen“ Kontaminationsszenarien, ausgeht.

Zur Risikobewertung werden dabei folgende Gefährdungsszenarien unterschieden, über die im Wesentlichen Einigkeit besteht:

#### **Gefährdung „Eintrag von Frac-Fluiden/Flowback über Havarien direkt an der Geländeoberfläche ins Grundwasser“**

Weitgehend Einigkeit besteht in den genannten Studien darin, dass eine Gefährdung des oberflächennahen Grundwassers in erster Linie durch Leckagen aus Anlagen an der Geländeoberfläche als Folge von Havarien zu befürchten ist. Das entsprechende Risiko wird jedoch bei regulärem Betrieb nach nationalen Standards als gering eingestuft, da die Eintrittswahrscheinlichkeit gegenüber dem gängigen Umgang mit vergleichbaren Substanzen beim Hydraulic Fracturing nicht deutlich erhöht ist und die Schadenshöhe bei rechtzeitigen und geeigneten Interventionsmaßnahmen gering sowie lokal begrenzt wäre. Als Risikoreferenz für die Grundwassergefährdung bei

<sup>22</sup> Vgl. Ewen et al. 2012.

<sup>23</sup> Vgl. UBA 2012.

<sup>24</sup> Vgl. NRW 2012.

<sup>25</sup> Vgl. SRU 2013.

<sup>26</sup> Vgl. UBA 2014.

<sup>27</sup> Vgl. Sauter et al. 2012.

<sup>28</sup> Vgl. Lange et al. 2013.

<sup>29</sup> Vgl. Kissinger et al. 2013.

<sup>30</sup> Vgl. Ewen et al. 2012.

<sup>31</sup> Vgl. Warner et al. 2013.



diesem Eintragspfad können sämtliche Industrieanlagen herangezogen werden, in denen vergleichbare Mengen wassergefährdender Stoffe mit vergleichbaren Wassergefährdungsklassen umgeschlagen werden. Im Falle von Havarie-bedingten lokalen Verunreinigungen des Sicker- und Grundwassers kann auf die für diesen Gefährdungspfad umfangreichen Erfahrungen aus der Altlastenbearbeitung zurückgegriffen werden, und zwar im Hinblick auf Erkundung, Monitoring und gegebenenfalls Sanierung.

#### **Gefährdung „Eintrag von Frac-Fluiden/Flowback über die Bohrung ins oberflächennahe Grundwasser“**

Als zweiter, etwas weniger bedeutender Gefährdungspfad für das oberflächennahe Grundwasser werden in den Studien Wegsamkeiten entlang des Bohrungsausbaus angeführt, die aufgrund defekter Zementation des Bohrungsrings oder undichter Verrohrung entstehen. Als Indikatoren für Leckagen entlang des Bohrungsausbaus werden einzelne hydrochemische Untersuchungen an Brunnenanlagen in Schiefergas-Fracking-Gebieten herangezogen. Bisher existieren nach dem Kenntnisstand der Autoren noch keine Untersuchungen über den Umfang der möglicherweise auf diesen Gefährdungspfad zurückzuführenden Grundwasserkontaminationen. Eine empirisch basierte, annähernd belastbare Abschätzung des Risikos ist allein schon aufgrund der unbekanntenen Schadenshöhe, die in erster Näherung mit dem Volumen der ausgetretenen Schadstoffe korreliert, nicht möglich. Es besteht deshalb im Zusammenhang mit dieser Fragestellung Forschungsbedarf. Dies beinhaltet die Beteiligung an Forschungsvorhaben in langjährig genutzten Schiefergas-Fracking-Gebieten oder die Durchführung von numerischen Szenarienanalysen, die für repräsentative geologische Gegebenheiten und unter Berücksichtigung nationaler Standards für Kohlenwasserstoffförderanlagen die Ausbreitung von Leckagen in Grundwasserleitern mit unterschiedlichen Monitoring-Systemen und gegebenenfalls Interventions- bzw. Sanierungsverfahren berechnen.

#### **Gefährdung „Eintrag von Frac-Fluiden aus der gefrackten Schiefergasformation über Wegsamkeiten (künstliche Risse, Störungszonen) im Deckgebirge ins oberflächennahe Grundwasser“**

Der dritte Gefährdungspfad betrachtet Wegsamkeiten zwischen der Bohrungsperforation in den gefrackten Schiefergasformationen über die Frac-Risse und permeable Störungszonen und dem oberflächennahen Grundwasserleiter über Distanzen von mehr als tausend Metern. Nach übereinstimmender Expertenmeinung, die zum Teil auf mathematischen Modellen basiert, wird das Kontaminationsrisiko als sehr gering eingestuft. In der Regel gibt es weder geeignete Potenzialgradienten (Triebkraft für Fluidströmung), um einen Transport der Formationswässer bzw. Frac-Fluide durch gering durchlässige Gesteinsschichten zu bewerkstelligen, noch erscheint Gastransport, induziert durch Hydraulic Fracturing, in größerem Umfang als plausibel. Ein Monitoring der Fluidströmung entlang dieses Gefährdungspfades sollte sich auf die Rissausbreitung während des Frac-Prozesses konzentrieren.

#### **Gefährdung „Eintrag von Flowback aus Verpressformationen ins Grundwasser“**

Bei Frac-Operationen fallen zu Beginn der eigentlichen Produktionsphase Flowback-Fluide aus der Rückförderung der Frac-Fluide an. Diese werden in den USA zu einem großen Teil in durchlässige Gesteinsformationen verpresst, das heißt entsorgt. Aufgrund der verpressten hohen Volumina sind bedeutende Veränderungen des Druckregimes in den Verpresshorizonten zu erwarten, wodurch Transportprozesse von Formationswässern induziert werden können. Es ist jedoch davon auszugehen, dass – sollte Hydraulic Fracturing zur Schiefergasförderung in Deutschland erlaubt werden – die Aufbereitung und Wiederverwendung des Flowback-Wassers für weitere Hydraulic Fracturing-Maßnahmen zwingend vorgeschrieben wird, sodass keine Fluide verpresst werden. Unabhängig hiervon müssen entsprechende Lösungen für die bei der konventionellen Gasförderung anfallenden Formationswässer gefunden werden, die bisher

in ausgeförderte Lagerstätten bzw. permeable tiefe saline Grundwasserleiter injiziert werden und hier unter anderem auch Induzierte Seismizität erzeugen können.

In einer Reihe von Stellungnahmen zur Risikoabschätzung durch Frac-Maßnahmen wird bei der Produktion von Schiefergas von einer verstärkten Förderung von schwermetallbelasteten Formationswässern ausgegangen. Während dies für die konventionelle Erdgasförderung zutrifft, ist aufgrund der Lagerstätteneigenschaften von Schiefergasformationen davon auszugehen, dass keine Formationswässer anfallen.

### **Gefährdung „Hohe Grundwasserabsenkungen durch Schiefergas-Fracking“**

Frac-Operationen bedingen einen entsprechenden Wasserverbrauch. Gelegentlich wird befürchtet, dass der hohe Wasserbedarf zu entsprechend nachteiligen Grundwasserabsenkungen führen könnte. Deutschland ist aufgrund seines in der Regel hohen Grundwasserdargebots kein Wassermangelgebiet. Klare gesetzliche Regelungen zur Grundwassernutzung stellen darüber hinaus sicher, dass keine Entnahme genehmigt wird, die zu nachteiligen Veränderungen führen könnte. In (semi-)ariden Gebieten mit nur gering gesetzlich verankertem Grundwasserschutz kann dieser Aspekt möglicherweise eine Rolle spielen, obwohl es auch dort heute technologische Alternativen zur Nutzung von Grundwasser mit Trinkwasserqualität gibt. So sind auch Brack- oder Salzwässer sowie zum Teil Industrieabwässer

prinzipiell als Frac-Fluide einsetzbar. Darüber hinaus wird das Recycling der Flowback-Fluide zu einem deutlich verringerten Wasserbedarf beitragen.

### **4.2 UNMITTELBARE GEFÄHRDUNG DES MENSCHEN**

Weitere direkte Gefährdungen des Menschen durch Arbeits- sowie Transportunfälle sind nicht spezifisch für die Schiefergasförderung. Entsprechend erprobte Verfahren in der Kohlenwasserstoffförderung können deshalb angewandt werden. Ferner sind Gefährdungen über den „Pfad“ Luft infolge Havarie-bedingter Emissionen nicht prinzipiell auszuschließen. Dieses Risiko muss entsprechend demjenigen bewertet werden, das in Anlagen des (chemisch-)industriellen Gewerbes und weiteren wie zum Beispiel Biogasanlagen besteht.

Die in der öffentlichen Diskussion häufig angeführten Gefährdungen von Menschen, Gebäuden und Infrastruktur durch „Erdbeben“ sind für das Schiefergas-Fracking aufgrund der mechanischen Eigenschaften der schiefergasführenden Tongesteinsformationen und bei der Erzeugung von kleinen Multi-Fracs als eher unwahrscheinlich anzusehen (siehe Kapitel 8). Hinzu kommt, dass die Seismizität vor allem durch das Verpressen von Flowback-Fluiden im Untergrund ausgelöst werden kann. Gerade beim Schiefergas-Fracking kann das Flowback-Fluid aber im Gegensatz zur konventionellen Erdgas- und Erdölförderung recycelt werden, sodass kein Verpressen mehr notwendig ist.

## 5 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Alle mit der Erschließung und Nutzung von Kohlenwasserstofflagerstätten und von tiefen Erdwärmereservoirien verbundenen technischen Maßnahmen unterliegen einem komplexen verwaltungsrechtlichen Genehmigungsprozess. Dazu zählen etwa die Erkundung des geologischen Untergrundes durch geophysikalische Untersuchungen, die Errichtung von Bohrungen und der Einsatz von Frac-Fluiden. Neben dem Bergrecht sind insbesondere die Vorgaben des Wasserhaushaltsgesetzes nebst zugehörigen Verordnungen sowie weiteren Regelungen des Landeswasserrechts relevant, die bereits jetzt ein umfassendes Schutzregime für die Gewässer und andere Schutzgüter beinhalten.

### Bergrecht

Das Bergrecht sieht für die Zulassung bergbaulicher Vorhaben ein gestuftes Genehmigungsverfahren vor. Auf der ersten Stufe steht die Erteilung der Bergbauberechtigung (§§7 ff. Bundesberggesetz), das heißt, für die Phase der Aufsuchung der Lagerstätte ist eine bergrechtliche Erlaubnis, für die Gewinnung eine Bewilligung erforderlich. Die konkreten bergbaulichen Tätigkeiten, das heißt die Durchführung der einzelnen technischen Maßnahmen, werden auf zweiter Stufe im bergrechtlichen Betriebsplanverfahren (§§51 ff. BBergG) zugelassen. Bei Bergbauvorhaben, für die eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchzuführen ist, ist die Zulassung eines obligatorischen Rahmenbetriebsplans in einem Planfeststellungsverfahren erforderlich. Das Zulassungsverfahren erfolgt in diesem Fall nach den Vorschriften des Verwaltungsverfahrensgesetzes mit einer Beteiligung der Träger öffentlicher Belange und der Öffentlichkeit.

In den Betriebsplänen werden die geplanten Maßnahmen konkret dargestellt, wie die Durchführung der geophysikalischen Tiefensondierungen, die Errichtung von Bohrplätzen, das Abteufen von Bohrungen, der Einsatz der Frac-Maßnahmen und so weiter. Dabei sollte es das Ziel sein, Konflikte mit anderen Belangen durch die Standortauswahl möglichst frühzeitig zu vermeiden oder

soweit möglich zu mindern. Das Bergrecht normiert in den Zulassungsvoraussetzungen (§55 BBergG), dass (1) im Betriebsplan unter anderem die erforderliche Vorsorge gegen Gefahren für Leben, Gesundheit und zum Schutz von Sachgütern zu treffen ist und (2) gemeinschädlichen Einwirkungen, das heißt eine Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit, nicht zu erwarten sind. In dem Betriebsplan ist auch der Nachweis zu erbringen, dass die Zulassungsvoraussetzungen erfüllt sind (§52 Abs. 4 BBergG). Der Unternehmer hat demnach im Betriebsplan die erforderlichen Maßnahmen zu treffen, um den Schutz der Rechtsgüter zu gewährleisten. Bei der Betriebsplanzulassung wird unter Einbeziehung der Erkenntnisse aus dem Beteiligungsverfahren geprüft, welche Auswirkungen von dem Vorhaben ausgehen können. Soweit erforderlich, können bei der Zulassung oder auch nachträglich Auflagen erteilt werden. Wird der Betrieb eingestellt, ist ein Abschlussbetriebsplan vorzulegen, der insbesondere die dauerhaft sichere Verwahrung von Bohrungen, den Rückbau der obertägigen Anlagen und die ordnungsgemäße Wiedernutzbarkeit der Oberfläche zu beinhalten hat.

### Weitere Genehmigungen und Regelungen

Je nach Sachlage sind für das Vorhaben weitere Genehmigungen auf Grundlage anderer Fachgesetze erforderlich, zum Beispiel naturschutzrechtliche Ausnahmen und Befreiungen. Ist mit dem Vorhaben eine Gewässerbenutzung im Sinne des §9 Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) verbunden, bedarf es der Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis. Des Weiteren sind auch die sogenannten unechten Benutzungen im Sinne des §9 Abs. 2 WHG erlaubnispflichtig. Dazu zählen Maßnahmen, die geeignet sind, dauernd oder nicht in einem nicht unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen. Bei Gewässerbenutzungen, die in einem bergrechtlichen Betriebsplan vorgesehen sind, wird die Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis von der Bergbehörde im Einvernehmen mit der Wasserbehörde entschieden. Die wasserrechtliche Erlaubnis kann durch

Inhaltsbestimmungen beschränkt oder mit Nebenbestimmungen versehen werden, soweit dies zur Vermeidung und Minderung nachteiliger Auswirkungen erforderlich ist (§13 WHG). In der wasserrechtlichen Erlaubnis wird auch das Monitoring geregelt, um die prognostizierten Auswirkungen der Gewässerbenutzung zu überwachen und frühzeitig reagieren zu können, falls nachteilige Veränderungen der Gewässereigenschaften ersichtlich werden. Dies kann auch nachträglich geregelt werden, wenn neue Erkenntnisse eine Beschränkung oder weitere Schutzvorkehrungen erfordern.

### Pläne der Bundesregierung

Aufgrund der Bedenken in der Öffentlichkeit in Bezug auf den Einsatz und die Auswirkungen des Hydraulic Fracturing haben die Regierungsparteien im Koalitionsvertrag vereinbart, kurzfristig Vorschläge zur Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes und der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau) zu erarbeiten. Ausgehend davon haben Bundesumweltministerin Barbara Hendricks und Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel am 04.07.2014 gemeinsame Eckpunkte für die Regelung von Fracking vorgestellt.

Danach sind insbesondere Gesetzesänderungen zu folgenden Aspekten vorgesehen:

- UVP-Pflicht bei Frac-Maßnahmen
- klarstellende Regelungen zum wasserrechtlichen Benutzungsstatbestand und zur Anwendung des Besorgnisgrundsatzes

- Verbot von Frac-Maßnahmen in bestimmten Gebieten (Wasserschutzgebiete, Heilquellenschutzgebiete, Einzugsgebiete von Talsperren und Seen, die zur Trinkwassergewinnung genutzt werden)
- zulässige Stoffkonzentrationen und Pflicht zur Offenlegung der verwendeten Stoffe
- Erstellung eines Ausgangszustandsberichts
- Regelungen zum Umgang mit Flowback und Lagerstättenwasser
- Grund- und Oberflächen-Monitoring
- Berichtspflichten
- Beweislastumkehr bei Bergschäden aus Frac-Maßnahmen/Tiefbohrungen

Diese Änderungen sollen gewährleisten, dass die Auswirkungen umfassend untersucht und bewertet sowie der Gewässerschutz verstärkt werden. Gleichzeitig ist es das Ziel, die Öffentlichkeit besser zu informieren sowie Entscheidungsprozesse transparent zu gestalten.

Das beteiligte Bundeswirtschafts- und das Bundesumweltministerium haben die Ende 2014 veröffentlichten Gesetzes- und Verordnungsentwürfe zur Fracking-Technologie im Rahmen einer Anhörung im Frühjahr 2015 mit Verbänden und Ländern diskutiert. Im Anschluss sollen diese Stellungnahmen ausgewertet und bei der Überarbeitung der Regelungsentwürfe beachtet werden. Nach der erneuten Ressortabstimmung sollen die Referentenentwürfe vom Bundeskabinett gebilligt und später im parlamentarischen Verfahren verabschiedet werden.

## 6 AKZEPTANZ UND KOMMUNIKATION

Die Gewinnung von Schiefergas mithilfe von Hydraulic Fracturing wird derzeit kontrovers diskutiert. Dabei spielt die Kommunikation, vor allem die Chancen- und Risikokommunikation, eine wesentliche Rolle für die Einschätzung dieser Technologie durch die Bevölkerung. Ist die Akzeptanz gefährdet, gerät oft die Debatte über die Inhalte der Kommunikation ins Hintertreffen, weil sich Vorhabensträger und Genehmigungsbehörden überwiegend mit Fragen der Vermittlung, vor allem den Formen und Techniken der Kommunikation, befassen. Die Formate und Techniken einer erfolgreichen Risikokommunikation sind jedoch in den Fachkreisen bekannt, und professionelle Kommunikationsbüros beherrschen in diesem Sinne ihr Handwerk. Mangelnder Kommunikationserfolg liegt nicht an der Verpackung, sondern meist am Inhalt. Deshalb soll im Folgenden näher auf das „Was“ der Kommunikation eingegangen werden.

### 6.1 HAUPTPRINZIPIEN DER RISIKOKOMMUNIKATION BEIM HYDRAULIC FRACTURING

#### Wissenschaft auf den Punkt bringen

Die Entscheidungsträger auf dem Gebiet Hydraulic Fracturing reden zu häufig um den „heißen Brei“ herum: Risiken und Unsicherheiten sollten klar und ungeschönt benannt werden, aber ebenso klar sollten auch die Chancen und die wissenschaftlich erfolversprechenden Verfahren zur Risikominimierung herausgestellt werden. Gleichzeitig müssen Scheinprobleme oder Vermutungen, die sich als unhaltbar erwiesen haben – unabhängig davon, ob sie für oder gegen Hydraulic Fracturing sprechen –, als solche aufgedeckt und erläutert werden. An den Stellen, wo keine wissenschaftlich erhärteten Ergebnisse vorliegen, sollte man auf Spekulationen oder Beschwichtigungsformeln verzichten. Menschen können mit Unsicherheiten leben. Anstatt inkonsistente und widersprüchliche Empfehlungen zu liefern, sollten sich alle Beteiligten vorab auf ein „Joint Fact Finding“ einigen und die aus diesem Prozess resultierenden

Ergebnisse eindeutig und ergebnisgetreu weiterleiten. Erst wenn die Mehrheit der Stakeholder eine gemeinsam getragene Wissensbasis teilt, wird auch die Einstellung zu diesem Thema eher faktenbasiert und weniger spekulativ sein. Zudem muss den Informationsempfängern verdeutlicht werden, wo weitere zuverlässige und unabhängige wissenschaftliche Information zu finden ist.

#### Die Erkenntnisse der Akzeptanzforschung berücksichtigen

Es ist bekannt, dass großtechnische Anlagen und Systeme aufgrund der komplexen Wirkungen auf Umwelt, Gesundheit und Gesellschaft, aufgrund ihres Katastrophenpotenzials, der ungleichen Verteilung von Nutzen (alle) und Risiken (Standortgemeinde), aufgrund von vermuteter Fremdbestimmtheit und anderer Aspekte bei der Bevölkerung vor allem am Standort Skepsis und Ängste auslösen. Das hat sich bei Auseinandersetzungen um die Kernenergie, um Chemie und andere Themen gezeigt – und Fracking dürfte aus den gleichen Gründen auf eine ähnliche Ablehnung stoßen. Anders als bei Mobilfunk ist auch nicht zu erwarten, dass Akzeptanz durch Gewöhnung und Erfahrung eines persönlichen Nutzens wachsen kann. Bei Fracking sehen Bürgerinnen und Bürger – wie bei der Kernenergie – vielfache Risiken für den persönlichen Lebensbereich, ein konkreter Nutzen dagegen ist für sie persönlich nicht ersichtlich. Dieser liegt abstrakt zunächst einmal bei Industrie und Wirtschaft. Ausgehend von den Befunden der sozialwissenschaftlichen Forschung sind daher Kommunikationsstrategien erforderlich, die folgende vier Voraussetzungen erfüllen müssen:

- *Orientierung und Einsicht*: Liegt eine Einsicht in die Notwendigkeit von Fracking für wichtige gesellschaftliche Ziele (etwa die Energiewende) vor, so ist eher mit einer Akzeptanz zu rechnen. Jeder will wissen, was er von Fracking in Zukunft zu erwarten hat und was auf ihn zukommt. Dazu gehört auch die Frage, ob Alternativen verfügbar sind und – wenn ja – warum

diese nicht gewählt wurden. Gleichzeitig verlangen die Bürgerinnen und Bürger eine transparente, das heißt nachvollziehbare, Argumentation, wenn es um die Begründung von Entscheidungen geht.

- *Selbstwirksamkeit*: Menschen neigen dazu, Eingriffe in ihre Lebenswelt abzulehnen, wenn sie damit die Vorstellung assoziieren, dass ihr Freiheitsspielraum und ihre Souveränität über ihre Lebensgewohnheiten negativ beeinträchtigt werden könnten. Beispielsweise empfinden Menschen einen Eingriff in ihre Alltagsgewohnheiten durch neue Infrastrukturmaßnahmen oder die Ansiedlung großtechnischer Anlagen als eine unzulässige Beeinträchtigung ihrer Souveränität. Je mehr also mit Fracking-Operationen der Eindruck vermittelt wird, den Freiheitsspielraum einzuengen, desto eher ist mit mangelnder Akzeptanz zu rechnen.
- *Positive Risiko-Nutzen-Bilanz*: Akzeptanz ist umso eher zu erwarten, je mehr die geplanten Maßnahmen einem selbst oder den Gruppen und Individuen zugutekommen, die man besonders schätzt. Auch wenn durch Maßnahmen das Allgemeinwohl gestärkt wird, ist mit einer höheren Akzeptanz zu rechnen. Bei allen Informationen ist es den Anwohnern wichtig zu erfahren, ob sie selbst oder ihnen nahestehende Personen eine positive Risiko-Nutzen-Bilanz mit der Realisierung des Fracking-Vorhabens erfahren werden. Ohne Informationen über Nutzen und Risiko kann man auch schwer die Wünschbarkeit der Planungsvorhaben beurteilen.
- *Identität*: Je mehr man sich mit einer Maßnahme auch emotional identifizieren kann, desto größer ist die Akzeptanzbereitschaft. Im Rahmen neuer Planungen sind Informationen bedeutsam, die den Anwohnern helfen, den Stellenwert von Fracking für die weitere Entwicklung des örtlichen Umfeldes zu erfassen und die Passgenauigkeit des Vorhabens in das Selbst- und Fremdbild des eigenen sozialen und kulturellen Umfeldes zu überprüfen. Hier sind etwa neue Betreibermodelle und Eigentumsoptionen zu prüfen (wie

Genossenschaften, Ausgabe von Anteilsscheinen, Gewinnbeteiligung etc.), die über eine emotionale Bindung an Eigentum oder Nutzungsrechte Identifikation schaffen könnten.

Will man diese vier Aspekte zugunsten einer größeren Akzeptanz der geplanten Vorhaben beeinflussen, so ist es zumindest erforderlich, dass die Informationen und Kommunikationsangebote auf alle vier Aspekte bezogen sind. Nur wenn man deutlich machen kann, wie die geplanten Vorhaben den Nutzen für einen selbst und andere verbessern und in welchem Ausmaß positive Identifikation ermöglicht wird, kann mit höherer Akzeptanz gerechnet werden.

### **Auf die politische und soziale Umsetzbarkeit der Empfehlungen achten**

Empfehlungen müssen für den Adressaten im Rahmen seiner Verantwortlichkeiten rechtlich, technisch, wirtschaftlich und politisch umzusetzen sein. Wenn man nicht zumindest mit einem Minimalkonsens der betroffenen Gruppierungen rechnen kann, ist es in der Demokratie schwer, kollektiv wirksame Entscheidungen umzusetzen. Das geht am besten in direkten Gesprächen oder Verhandlungen. Nur so kann man die jeweiligen Anliegen der betroffenen Gruppen genauer kennenlernen und dann adäquat darauf reagieren. An mangelnder Dialogbereitschaft scheitern viele „Pro-Fracking“-Kampagnen, die zwar kommunikativ ansprechend sind, aber nur wenige überzeugen. Darüber führen werbewirksam aufgemachte Kampagnen oft zum gegenteiligen Effekt, nämlich zum Akzeptanzentzug. Kommunikationsprogramme müssen argumentativ gut unterfüttert sein und auf die Fragen der betroffenen Menschen glaubwürdige Antworten anbieten. Beispiele sollten möglichst aus der bereits bekannten Praxis, etwa aus den schon realisierten Fracking-Projekten, stammen, weil hier die Argumente direkt überprüft werden können.

### Die richtige Balance zwischen Bekanntem und Neuem halten

Die Empfehlungen sollten die Anliegen und Befürchtungen der Menschen aufgreifen, aber gleichzeitig auch – wo irgend möglich – einen überraschenden Neuigkeitswert haben. Gerade beim Hydraulic Fracturing ist die Neugier auf neue Ergebnisse groß, und diese Neugier kann man nutzen, um Menschen für das Thema zu interessieren und mögliche Erfolge, aber auch Misserfolge des Risikomanagements zu verdeutlichen.

### Die Kommunikation auf Werte von Stakeholdern und Anwohnern fokussieren

Die Anliegen der Stakeholder und der betroffenen Bevölkerung sollten den Fahrplan für die Kommunikation bestimmen. Stehen eher Bedenken zur seismischen Gefährdung im Vordergrund oder die mögliche Verunreinigung von Grundwasser? Haben die Anwohner Sorge, dass mit Einsatz von Hydraulic Fracturing die Ziele der Energiewende verwässert werden? Auch eher indirekte Folgen sind häufig Grund für wachsende Skepsis. So ist die Frage nach sozialer Gerechtigkeit und nach fairer Verteilung von Nutzen und Risiko für viele von großer Bedeutung. Fairness rangiert in dem Wertetableau der meisten Menschen höher als optimale Ressourcennutzung (in diesem Falle Energieressourcen). Lebensqualität hat oft Vorrang vor dem Lebensstandard. Praktisch bedeutet dies, dass eine erfolgreiche Risikokommunikation zum Hydraulic Fracturing immer auf die individuellen und kollektiven Werte der jeweiligen Zielgruppe eingehen muss.

## 6.2 PSYCHOLOGISCHE FALLSTRICKE BEI DER RISIKOKOMMUNIKATION

Wenn es um komplexe und von Wahrscheinlichkeiten beherrschte Themen geht, versagen häufig Mechanismen der intuitiven Plausibilität. Bedeutungen und Interpretationen, die bei der Übertragung von Bedeutungsinhalten

an die Adressaten auftreten, sind häufig von kognitiven Prozessen der Informationsaufnahme und Bewertung geprägt, die sich im Alltag bewährt haben, aber bei komplexen Sachverhalten oft zu Fehlschlüssen führen. So werden häufig Einzelereignisse als Beweis für einen Trend betrachtet, Wirkungen (etwa der Austritt von Methan aus dem Wasserhahn) schnell auf Ursachen zurückgeführt (etwa Fracking), die aber damit gar nicht ursächlich zusammenhängen, oder auftretende Unsicherheiten als Mangel an Integrität der Wissenschaft ausgelegt („die wissen es eigentlich besser, wollen uns das aber nicht sagen“). Solche psychologischen Aufnahmemechanismen von Botschaften beeinflussen das eigene Verhalten, generieren Konflikte und Missverständnisse, wirken sich auf Konfliktlösungsstrategien aus und prägen die eigenen Entscheidungen und Handlungsweisen. Mehr noch: Je stärker solche Mechanismen wirken, desto größer ist der Entzug der Glaubwürdigkeit in sachlich gestaltete Informationen. Diese Mechanismen lassen sich nicht durch Aufklärung der „objektiven“ Tatbestände außer Kraft setzen. Erst recht sollte man vermeiden, die Tatsachen unangemessen zu vereinfachen, nur um besser verstanden zu werden. Gelungene Risikokommunikation macht die psychologischen Mechanismen der Wahrnehmung und Bewertung von Risiken selbst zum Gegenstand des Gesprächs oder des Informationsaustauschs. Wenn man an nachvollziehbaren Beispielen die Probleme der intuitiven Schließverfahren verdeutlicht, werden die Menschen selbstkritischer gegenüber ihren eigenen Denkfehlern. Hauptziel der Risikokommunikation kann es daher auch nicht sein, mehr Akzeptanz oder Zustimmung zu einer Technologie zu erreichen, sondern mehr Risikomündigkeit. Das bedeutet: Die angesprochenen Personen können auf Basis von problemadäquaten Informationen und der eigenen Wertvorstellungen ein in sich konsistentes und ausgewogenes Urteil abgeben. Eine von mehreren praktischen Möglichkeiten, um zur Risikomündigkeit beizutragen, liegt in gut strukturierten Dialogen oder Methoden wie zum Beispiel Fokusgruppen mit Kommunikatoren und Rezipienten.

### 6.3 RISIKOKOMMUNIKATION BEIM HYDRAULIC FRACTURING ALS TEIL DES RISIKO-GOVERNANCE-SYSTEMS

Prozesse der Risikokommunikation beim Hydraulic Fracturing sind Bestandteil eines umfassenden Risiko-Governance-Systems, das vier der zentralen Subsysteme der Gesellschaft integriert: den Markt, den Staat, die Zivilgesellschaft sowie die Wissensträger aus Wissenschaft und Expertenkreisen. Auch beim Hydraulic Fracturing

kann keines der vier Subsysteme für sich alleine den Anspruch erheben, die Auswirkungen und Bedingungen systemischer Risiken erfolgreich zu steuern. Nur wenn diese Subsysteme in gegenseitiger Kooperation und in gegenseitigem Austausch ihre jeweils spezifische Leistung in den Steuerungsprozess einbringen und sich in ihren Bemühungen um Risikokommunikation abstimmen, kann eine kooperative Stimmung entstehen, die eine rationale und faire Abwägung der Vor- und Nachteile von Hydraulic Fracturing ermöglicht.



## 7 ÜBERGEORDNETE STUDIEN UND STELLUNGNAHMEN

Alle wissenschaftlichen Institutionen in Europa und weltweit, die über profunde Kenntnisse des geologischen Untergrundes und die Technologien seiner Erkundung, Erschließung und Nutzung verfügen, sind bisher zu dem Schluss gekommen, dass es aus wissenschaftlicher Sicht keinen Grund gibt, Hydraulic Fracturing generell zu verbieten. Sie fordern vielmehr übereinstimmend, durch klare Vorschriften und Standards sicherzustellen, dass der Einsatz des Verfahrens umwelt- und sozialverträglich gestaltet wird. Sämtliche verfügbaren Gutachten und Berichte dieser Einrichtungen sind sich einig in dem Punkt, dass durch gründliche vorbereitende und begleitende Forschung, präzise Vorgaben, adäquate technische Maßnahmen und umfassende behördliche Kontrollen die verbleibenden Umweltrisiken äußerst gering sind (zum Beispiel US Geological Survey, US Department of Energy, US Environmental Protection Agency, Australian Academy of Humanities, British Geological Survey, British Geological Society, Royal Society, Royal Academy of Engineering, Bureau de Recherches Géologiques et Minières, Académie des Sciences de France und Akademien der Wissenschaften Schweiz).

Die im Netzwerk EuroGeoSurveys<sup>32</sup> zusammengeschlossenen geologischen Fachbehörden Europas haben 2013 gemeinsam erklärt, dass die Nutzung fossiler Energierohstoffe, die wie Erdgas aus konventionellen oder unkonventionellen Lagerstätten nur einen geringen Ausstoß von Treibhausgasen zu verzeichnen haben, eine Brückentechnologie darstellt. Ausgehend von sorgfältig erhobenen Forschungserkenntnissen ist es Politik und Industrie vorbehalten, über Maßnahmen zu entscheiden, die eine Exploration zulassen. Grundlage der Entscheidung muss die fachliche Bewertung der Ressource an sich und möglicher Umweltbeeinträchtigungen bei ihrer Förderung sein. Die Bewertung muss dabei von unabhängigen Institutionen, wie zum Beispiel den Staatlichen Geologischen Diensten, vorgenommen werden.

Die Staatlichen Geologischen Dienste der Deutschen Bundesländer und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe haben 2013 eine „Stellungnahme zu den geowissenschaftlichen Aussagen des UBA-Gutachtens<sup>33</sup>, der Studie NRW<sup>34</sup> und der Risikostudie des ExxonMobil Informations- und Dialogprozesses<sup>35</sup> zum Thema Fracking“ veröffentlicht.<sup>36</sup> Für den Bund-Länder-Ausschuss Bodenforchung wurden die drei relevanten Studien zum Thema Fracking aus geowissenschaftlicher Sichtweise analysiert.

Im Wesentlichen ging es um die Prüfung der geowissenschaftlichen Aussagen und Empfehlungen der Studien. Trotz in den Studien aufgezeigter Schwächen kommt keine zu dem Ergebnis, Fracking sei grundsätzlich zu verbieten. Unter Einhaltung der relevanten gesetzlichen Regelungen sowie einer regional auf den Einzelfall abgestimmten Vorgehensweise können Qualitäts-, Umwelt- und Sicherheitsanforderungen eingehalten werden. Eine Erkundung und auch Förderung von unkonventionellem Erdgas ist unter bestimmten Voraussetzungen mit den Anforderungen des Umwelt- und Gewässerschutzes vereinbar. Insbesondere detaillierte geowissenschaftliche Voruntersuchungen und detaillierte Abstandregelungen stellen die zentralen Forderungen dar.

EASAC (European Academies Science Advisory Council), die Vereinigung der Nationalen Wissenschaftlichen Akademien der Länder der Europäischen Union, hat im November 2014 eine Stellungnahme<sup>37</sup> zum Hydraulic Fracturing mit dem Titel „Shale gas extraction: issues of particular relevance to the European Union“ veröffentlicht. Diese basiert auf einer Expertenstudie und ist an die EU-Kommission und die Regierungen der EU-Mitgliedsländer gerichtet. Im Unterschied zur acatech POSITION, die eine eigene detaillierte technische Betrachtung und Bewertung der Technologie vornimmt, konzentriert sich

<sup>32</sup> Vgl. EGS 2014.

<sup>33</sup> Vgl. UBA 2012.

<sup>34</sup> Vgl. NRW 2012.

<sup>35</sup> Vgl. Ewen et al. 2012.

<sup>36</sup> Vgl. SGD 2013.

<sup>37</sup> Vgl. EASAC 2014.

die EASAC-Studie vor allem auf die Schiefergasförderung und äußert sich zu den drei Themen: (1) Implikationen des Einsatzes von Hydraulic Fracturing für den dicht besiedelten europäischen Raum, einschließlich der Aspekte des Wasserbedarfs, (2) Treibhausgasemissionen und das Problem von Methanlecks sowie (3) die Herausforderung der (lokalen) öffentlichen Akzeptanz.

Die Stellungnahme kommt zu folgenden Kernaussagen:

- Es gibt keine Basis für ein Verbot von Hydraulic Fracturing aus wissenschaftlichen oder technischen Gründen. EASAC unterstützt aber die Bestrebungen für klare und umfassende Regelungen auf den Gebieten Gesundheit, Sicherheit und Umwelt.
- Europas bestehendes Regelwerk für die konventionelle Erdgasproduktion bietet bereits eine sehr gute Grundlage, um die Auswirkungen auf Gesundheit, Sicherheit und Umwelt zu minimieren. Es sind lediglich Anpassungen vorzunehmen.
- Die heutigen Best Practice-Methoden der Industrie haben den ökologischen Fußabdruck von Hydraulic Fracturing bereits stark verringert. Wichtigste Faktoren sind dabei der Ersatz oder die Eliminierung von potenziell schädlichen Additiven, Recycling benutzter Flüssigkeiten, Reduktion des Landverbrauchs durch Clusterdrilling und hohe Bohrstandards (Well Integrity). Unter diesen Voraussetzungen erscheinen die Risiken beherrschbar.
- Eine Reduktion der Treibhausgasemissionen durch zusätzliche Erdgasförderung und zum Beispiel Substitution von Kohle kann nur erreicht werden, wenn beim Bohren, bei der Förderung und beim Transport Methanlecks vermieden werden können.
- Öffentliche Akzeptanz bedingt volle Transparenz und die enge Einbindung der betroffenen Bevölkerung. Pilotprojekte sind notwendig, um die Verlässlichkeit und Sicherheit der einzusetzenden Methoden zu demonstrieren und das Potenzial aufzuzeigen.
- Die Größe der Schiefergasressourcen in Europa und deren Wirtschaftlichkeit sind noch nicht ausreichend geklärt. Hier sind weitere Untersuchungen erforderlich, bevor die Bedeutung von Schiefergas für die zukünftige Energieversorgung Europas zuverlässig bewertet werden kann.

## 8 BEST PRACTICE: HANDLUNGSOPTIONEN UND EMPFEHLUNGEN

Die Erschließung und Nutzung der Georessourcen Erdgas und Erdwärme mithilfe von Tiefbohrungen und unter Einsatz von Hydraulic Fracturing müssen sorgfältig vorbereitet und während der Produktionsphase kontinuierlich überwacht werden. Oberstes Gebot aller Aktivitäten muss es dabei sein, Risiken für die menschliche Gesundheit auszuschließen sowie schädliche Umweltauswirkungen sicher zu verhindern und Beeinträchtigungen zu minimieren. Das Kapitel „Best Practice“ zeigt Handlungsoptionen auf und gibt Empfehlungen für Schritte und Maßnahmen, deren Beachtung und Umsetzung dazu beitragen sollen, dieses Ziel zu erreichen.

### Geologisch-geophysikalische Vorerkundung

Unabdingbarer Bestandteil eines jeden Projektes zur Schiefergasförderung wie zur Erdwärmegewinnung ist ein umfassendes Vorerkundungsprogramm. Dessen Kernstück bildet die geophysikalische Kartierung des Untergrundes entlang von 2D-Profileschnitten mithilfe seismischer Verfahren. Die Explorationsfirmen der Kohlenwasserstoffindustrie verfügen über jahrzehntelange Erfahrungen mit der Tiefenreflexionsseismik sowie der Prozessierung und Interpretation der Daten. Es stehen deshalb erprobte Technologien für die geophysikalische Vorerkundung von Schiefergas-höffigen Tongesteinsformationen zur Verfügung.

Zur Aufsuchung und Potenzialabschätzung petrothermaler Reservoirs wird, schon um das Fündigkeitsrisiko zu senken und die Wirtschaftlichkeit der Einzelprojekte zu verbessern, empfohlen, das geophysikalische Vorerkundungsprogramm gegenüber der bisherigen Praxis deutlich zu verstärken und je nach geologischer Situation weitere Verfahren der geophysikalischen Tiefensondierung einzusetzen. So könnte zum Beispiel die Magnetotellurik dazu beitragen, wichtige zusätzliche hydrologische, hydrogeologische und strukturelle Informationen zu gewinnen.

Die geophysikalischen Messungen (seismisch oder elektromagnetisch) finden in der Regel an der Erdoberfläche statt

und hinterlassen keine Spuren. Ihre Durchführung ist in Deutschland mit entsprechenden DIN-Normen streng geregelt. Es wird empfohlen, die geplanten Feldexperimente und deren Ergebnisse der Bevölkerung verständlich zu kommunizieren und offen zu diskutieren.

### Standortbezogene Risikobewertung und 3D-Modell des Untergrundes

Für die Bohrungsplanung und die Erschließung von Schiefergaslagerstätten bzw. von petrothermalen Reservoirs ist eine detaillierte standortbezogene Risikobewertung vorzunehmen. Grundlage hierfür ist die Erarbeitung eines realitätsnahen 3D-Modells über Aufbau und Struktur des Untergrundes aus der Kombination aller verfügbaren geologischen und geophysikalischen Daten und Informationen mit Modellierungstechniken. Speziell für die petrothermale Geothermie ist die Identifikation von größeren Bruchflächen (geologischen Störungszonen) sowie deren räumlicher Orientierung und Tiefenerstreckung von entscheidender Bedeutung. Bei Vorhaben zur Schiefergasgewinnung spielen die möglichst genaue Kenntnis der Tiefenlage, der vertikalen Mächtigkeit und der räumlichen Verbreitung der Lagerstätte eine zentrale Rolle sowie der Nachweis von geologischen „Barriereformationen“ in den überlagernden Sedimentgesteinsabfolgen. Darüber hinaus ist es erforderlich, die lokalen hydrologischen und hydrogeologischen Verhältnisse detailliert zu untersuchen, die Grenze zwischen dem oberflächennahen Grundwasser und dem salzhaltigen Tiefenwasser zu ermitteln sowie potenzielle hydraulisch wirksame Störungszonen in den Deckschichten zu identifizieren.

Nach allen bisher vorliegenden Erfahrungen und aufgrund der lokal unterschiedlichen Tiefenreichweite der für eine wirtschaftliche Nutzung geeigneten Grundwasserhorizonte sollte in jedem Fall ein vertikaler Mindestabstand von einem Kilometer zwischen der zur Produktion vorgesehenen Schiefergaslagerstätte und der Erdoberfläche eingehalten werden.<sup>38</sup>

<sup>38</sup> Vgl. Reinicke 2014b.

### Bohr-/Betriebsplatz

Der Bau und die technische Ausgestaltung des Bohrplatzes unterliegen in Deutschland zum Schutz von Mensch und Umwelt vor potenziellen Gefahren umfangreichen gesetzlichen Vorschriften und Regelungen, deren Einhaltung durch die zuständigen Behörden, insbesondere das Bergamt, überwacht wird. Im Vordergrund steht dabei der Grundwasserschutz, das heißt die Verhinderung von Schadstoffeinträgen in das oberflächennahe Grundwasser (zum Beispiel infolge von Unfällen beim Umgang mit Chemikalien an der Erdoberfläche).

Hierzu sollen vor allem folgende Maßnahmen beitragen:

- Ausführung des inneren Bohrplatzbereichs und des späteren Betriebsplatzes mit einer wasserundurchlässigen Betonschicht nach der sogenannten WU-Richtlinie, einer Richtlinie für wasserundurchlässige Betonbauwerke („Weiße Wannen“) des Deutschen Ausschusses für Stahlbeton
- Installation eines umlaufenden Rinnensystems zum Auffangen sämtlicher Flüssigkeiten einschließlich Niederschlagswasser zur Wiederaufbereitung bzw. Entsorgung
- Schutz der Grundwasserträger durch Einbau eines Standrohres und einer Ankerrohrtour

### Umweltverträglichkeitsprüfung

Tiefbohrungen unterliegen bei ihrer Planung, während ihrer Erstellung und bei der anschließenden Nutzung der Lagerstätte/Ressource einem umfangreichen gesetzlichen Regelwerk und dessen Kontrolle durch die zuständigen Behörden. Einschlägige Gesetze sind unter anderem das Bundesberggesetz, das Immissionsschutzgesetz, das Lärmschutzgesetz, das Wasserschutzgesetz, das Bodenschutzgesetz oder die EU-Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie.

Um bereits im Vorfeld, das heißt vor Genehmigung eines Vorhabens, mögliche Auswirkungen auf Mensch und Umwelt beurteilen zu können, wird empfohlen, für Tiefbohrungen mit Einsatz von Hydraulic Fracturing eine

Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) vorzuschreiben. Ein derartiges UVP-Verfahren wird auch zu einer größeren Akzeptanz in der Bevölkerung beitragen.

### Tiefbohrungen und Bohrungsintegrität

Tiefbohrungen zur Gewinnung von Schiefergas oder zur Nutzung petrothormaler Reservoirs werden abschnittsweise niedergebracht und das Bohrloch pro Abschnitt durch ein Rohr aus Spezialstahl (die sogenannte Rohrtour) gesichert. Der Zwischenraum zwischen der Rohrtour und der Bohrlochwand, der Ringraum, wird jeweils durch eine druck- und gasdichte Zementschicht abgedichtet, um den Übertritt von Flüssigkeiten oder Gasen (insbesondere Methan) in den Ringraum und einen Transport entlang der Bohrung zu verhindern.

Hauptaufgabe der so durch mehrfache Rohrtouren und Zementierung der Zwischenräume gesicherten Tiefbohrung ist es, eine dichte Verbindung zwischen dem Bohr-/Betriebsplatz und der zu nutzenden Ressource herzustellen, einen Stofftransport nur innerhalb der Verrohrung zuzulassen, stoffliche Austauschvorgänge mit der Umgebung zu verhindern und einen Stofftransport entlang der Bohrung auszuschließen. Diese für den Umweltschutz zentralen Anforderungen lassen sich nur erfüllen, wenn die Integrität der Bohrung gewährleistet ist und langfristig sichergestellt werden kann.

### Well Integrity Management

Die Industrie hat für die Einhaltung der einschlägigen Gesetze und Regelwerke sogenannte Well Integrity Management-Systeme (WIMS) entwickelt. Darin wird der gesamte Lebenszyklus einer Tiefbohrung von der Planung über die Herstellung und die Nutzung der Ressource bis hin zu ihrer abschließenden Verfüllung bei Projektende erfasst. Umfang und Anforderungen des jeweiligen WIMS sind international firmenspezifisch und nicht standardisiert. Für Projekte unter Einsatz von Hydraulic Fracturing in Deutschland wird die Erarbeitung eines Mindeststandards für Well Integrity Management-Systeme – unter Mitwirkung der Bergbehörde – nachdrücklich empfohlen.

Mindeststandards für ein WIMS sollten unter anderem folgende Kriterien für die Erstellung der Bohrung, die Nutzung der Ressource und ein Projektende beinhalten:

- Einschlägige Gesetze und technische Regeln
- Standards für technische Ausrüstung, Prüfung und Inspektionsintervalle
- Detaillierte Darstellung des übertägigen Barrierekonzepts und seiner Komponenten (Bohrplatz, Bohranlage, Bohrlochabsperreinrichtung, Bohrlochkopf)
- Detaillierte Darstellung des untertägigen Barrierekonzepts und seiner Komponenten (Spülung, Bohrstrang, Verrohrung, Zementation)
- Detaillierte Darstellung des operativen Barrierekonzepts für Bohrarbeiten, Bohrlochtests, Komplettierung, Produktion und spezielle Arbeiten, wie zum Beispiel Richtbohren, Bohrlochmessungen, Pump-, Wireline- oder Coiled Tubing-Arbeiten
- Auslegung der Verrohrung unter Berücksichtigung aller statischen und dynamischen Belastungsfälle insbesondere auch der thermischen Einflüsse
- Auswahl geeigneter, gegebenenfalls gasdichter Rohrverbinder
- Auswahl geeigneter temperaturbeständiger Zemente
- Nutzung der Glasfasertechnologie und Einbau hinter die Verrohrung
- Darstellung eines wasserwirtschaftlichen und ökologischen Monitoring-Konzepts vor Projektbeginn und während des gesamten Projektverlaufs
- Drucküberwachung der Ringräume zwischen den Verrohrungen
- Angabe sämtlicher Messparameter, deren Verarbeitung und Archivierung
- Risikoanalysen, Alternativszenarien und Notfallpläne
- Darstellung und Regelung der Reaktivierungsmaßnahmen nach Projektende
- Eindeutige Regelung der Zuständigkeiten und Verantwortung aller Projektbeteiligten über die gesamte Projektdauer (Life Cycle)

Insbesondere die Installation eines faseroptischen Messkabels hinter der Verrohrung bietet die Möglichkeit, die Bohrungsintegrität in Echtzeit permanent zu überwachen.<sup>39</sup> Diese innovative Technologie sollte deshalb im Rahmen der vorgeschlagenen Pilot-/Testprojekte erprobt werden.

### Überwachung der Bohrungsintegrität

Basierend auf dem Standard für Well Integrity Management-Systeme muss die Integrität der Bohrungen während der gesamten Projektdauer überwacht werden. Empfohlen wird unter anderem:

- Drucküberwachung der Ringräume zum Nachweis der dauerhaften Dichtigkeit
- Bei Bedarf die Überwachung der Integrität des Förderstrangs (Production Tubing) durch faseroptische Temperaturmessung
- Wandstärkenmessungen der Rohre durch Korrosionskontrolle

Entsprechend dem Bundesberggesetz obliegt die Aufsicht aller bergbauspezifischen Maßnahmen der Bergbehörde. Die Mitwirkung einer unabhängigen Institution, wie zum Beispiel des Technischen Überwachungsvereins (TÜV), sollte geprüft werden. In jedem Fall muss eine kontinuierliche Überwachung der Maßnahmen zur Integritätskontrolle gewährleistet sein. Hierzu ist in Zusammenarbeit von Vertretern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Behörden eine entsprechende Konzeption zu entwickeln, die insbesondere die spezifischen Charakteristika der Schiefergasförderung und der Nutzung der Tiefengeothermie berücksichtigt.

### Referenzmessungen und Langzeit-Monitoring von Umweltparametern

Für die Beurteilung und Einordnung möglicher Umweltbeeinträchtigungen durch den Einsatz von Hydraulic Fracturing müssen Referenzwerte der zu beobachtenden Parameter und Faktoren für den natürlichen Ausgangszustand (Null- oder Baseline-Werte) ermittelt werden. Um natürliche

<sup>39</sup> Vgl. Reinsch/Henninges 2014.

Schwankungen zu berücksichtigen, sollten derartige Messungen deutlich, das heißt mindestens ein Jahr vor Beginn der geotechnischen Maßnahmen, gestartet werden. Dabei müssen sowohl hydrologische und hydrogeologische Parameter als auch solche der oberflächennahen Atmosphäre (wie  $\text{CO}_2$ - oder  $\text{CH}_4$ -Gehalte) erfasst und deren Jahresgang analysiert werden. Für die hydrologischen und hydrogeologischen Untersuchungen sind Messstellen (zum Beispiel Brunnen) einzurichten, in denen chemische/physikalische Parameter des oberflächennahen Grundwassers sowie dessen hydrogeologische Eigenschaften wie Fließrichtung und gegebenenfalls Fließgeschwindigkeit ermittelt werden. Für die Erfassung von Atmosphärenparametern stehen inzwischen auch erprobte flugzeuggestützte Messverfahren zur Verfügung.

Die für die Referenzmessungen eingerichteten Messstellen und die Messinfrastruktur werden in der nachfolgenden Betriebsphase zum Zweck eines Langzeit-Monitorings der ausgewählten Umweltparameter weiter betrieben. Welche Parameter und Faktoren im Einzelnen erfasst und dokumentiert werden müssen, ist fallbezogen zu definieren und hängt zum Beispiel von Art und Umfang sowie den geologischen und technischen Randbedingungen des jeweiligen Projektes ab.

Es wird empfohlen, für Projekte der Schiefergasförderung und der Tiefengeothermie je eine Expertengruppe aus Vertretern von Wissenschaft, angewandter Forschung und Wirtschaft zu etablieren. Diese Gruppe sollte Standards und verbindliche Richtlinien für ein Mindest-Mess- und Monitoring-Programm festlegen.

### Induzierte Seismizität und seismisches Monitoring

Seismisches Monitoring bildet die Grundlage für eine Beurteilung der seismischen Gefährdung durch eine Frac-Operation. Die Messung der sogenannten Bodenunruhe muss dabei bereits deutlich vor Beginn des Bohrprozesses begonnen werden, um einen Basiswert als Referenz für die natürliche lokale/regionale Seismizität zu erhalten. Das Beobachtungsnetz (seismologisches Netz und Immissionsnetz) ist dabei so

auszulegen, dass auch die deutlich unterhalb der Spürbarkeitsgrenze liegende Induzierte Seismizität vollständig aufgezeichnet wird. Eine Echtzeitauswertung der seismischen Aufzeichnungen ist beim Hydraulic Fracturing wie bei der Hydraulischen Stimulation wichtig, um schnell eine mögliche seismische Gefährdung erkennen zu können.

Auf jeden Fall ist ein Reaktionsschema, ein sogenanntes Ampelsystem, zu entwickeln, in dem die aktuellen Messwerte mit vorher festgelegten Grenzwerten verglichen werden, sodass bei erhöhter Seismizität sofort reagiert werden kann und adäquate Maßnahmen, zum Beispiel Absenken des Injektionsdrucks oder vollständiger Stopp der Fluidinjektion, eingeleitet werden können.

Zur Einschätzung der Stärke der Induzierten Seismizität sollte die gemessene Bodenschwinggeschwindigkeit herangezogen werden, um einen direkten Vergleich mit den Grenzwerten der DIN 4150 zu ermöglichen, die sich mit Erschütterungen im Bauwesen befasst. Diese DIN-Norm gibt Grenzwerte der Bodenschwinggeschwindigkeit an (engl. Peak Ground Velocity, PGV), bei deren Einhaltung keine Schäden an Bauwerken zu erwarten sind. Über die zulässigen Grenzwerte in Deutschland entscheidet das zuständige Bergamt. Der große Vorteil dieses Reaktionsschemas ist seine Einfachheit: Der Gefährdungszustand kann als PGV-Wert direkt am Seismogramm abgelesen werden, sodass – falls erforderlich – eine rasche Reaktion möglich ist. Zur Beweissicherung und schnellen Regulierung im Schadensfall sollten Immissionsmessgeräte zur Bestimmung von Bodengeschwindigkeiten eingesetzt werden.

Speziell für Hydraulische Stimulationen in Enhanced Geothermal Systems (EGS) wird die Anwendung des Multi-Riss-Konzeptes in Verbindung mit zyklischer Stimulation empfohlen, um das Risiko spürbarer seismischer Ereignisse zu verringern.

Alle Projekte, bei denen Hydraulic Fracturing zum Einsatz kommt, bedürfen über die gesamte Laufzeit einer

Begleitung durch seismisches Monitoring. Dieses sollte bereits frühzeitig, das heißt im Vorfeld eines Projektes, beginnen, um verlässliche Informationen über die lokale/regionale (natürliche) Hintergrundseismizität zur Verfügung zu haben. Umfang und Grad des Monitorings richten sich zum Beispiel nach den geologischen Verhältnissen der Region und der natürlichen Seismizität, aber auch nach Größe und Umfang der Frac-Maßnahme (zum Beispiel Fließrate, Injektionsdruck und Fluid-Volumen). Hierzu sollte bezüglich der Gesamtkonzeption eines seismischen Monitorings und zur Erarbeitung von jeweils projektspezifischen Varianten, die insbesondere auch den Kosten- und Machbarkeitsaspekt berücksichtigen, auf die Erfahrungen einer Expertengruppe zum Thema „Induzierte Seismizität“ des Forschungskollegiums Physik des Erdkörpers (FKPE) zurückgegriffen werden.<sup>40</sup>

### Frac-Fluide

Frac-Fluide bestehen vorwiegend aus Wasser und können je nach Einsatzgebiet zusätzlich Stützmittel und chemische Additive enthalten. Bei der konventionellen Hydraulischen Stimulation in der Tiefengeothermie wird in der Regel nur mit Wasser gearbeitet. Für Frac-Fluide zur Erschließung von Tight Gas-Lagerstätten steht heute in Deutschland ein Portfolio von etwa 30 Additiven zur Verfügung, von denen bisher jeweils etwa fünf bis zehn zum Einsatz kamen. Diese Additive sind nach derzeitiger Rechtslage uneingeschränkt genehmigungsfähig. Sie sind nicht giftig, nicht umweltgefährdend und stellen mit einer maximalen Wassergefährdungsklasse (WGK) 1 auch keine Gefahr für das Grundwasser dar.

Nach jüngsten Angaben von ExxonMobil (Oktober 2014) kann der Anteil von Additiven bei einer künftigen Gewinnung von Schiefergas in Deutschland noch weiter eingeschränkt und auf zwei bis drei Substanzen reduziert werden. Diese Additive sind nicht giftig, nicht umweltgefährlich, nicht gesundheitsschädlich und maximal schwach wassergefährdend (WGK 1). Das Gemisch insgesamt ist nicht wassergefährdend. Allerdings konnte ein derartiges Frac-Fluid bisher noch keinem Praxistest unterzogen werden.

Auch wenn die jüngsten Entwicklungen einen großen Fortschritt bedeuten, bleiben als grundsätzliche Forderungen: (1) Offenlegung aller Additive und relevanten Daten (Sicherheitsdatenblätter) sowie weitere Reduktion der Additive und Ersatz von potenziell schädlichen Zusätzen und (2) Verbot von Frac-Fluiden der Einstufung giftig, umweltgefährlich und höher als schwach wassergefährdend.

### Flowback/Wasserverbrauch

Für eine Frac-Operation zur Schiefergasgewinnung werden etwa 1000 Kubikmeter Frac-Fluid benötigt, das als Flowback zu Beginn der Produktionsphase zurückgefördert wird. Da Schiefergaslagerstätten gegenüber konventionellen Erdgasvorkommen vergleichsweise trocken sind, enthält das Flowback praktisch kein Lagerstättenwasser, sondern nur einen geringen zusätzlichen Anteil an Kondenswasser. Flowback-Fluide können deshalb wie auch die in Tiefbohrungen eingesetzten Bohrspülungen leicht wiederaufbereitet werden. Es wird deshalb ein Recycling des Flowbacks empfohlen, das auch durch das inzwischen übliche sogenannte Clusterdrilling sehr begünstigt wird. Recycling hat den Vorteil, dass dadurch auch der Wasserbedarf erheblich reduziert wird.

### Clusterdrilling/Landbedarf

Die Erschließung von Schiefergaslagerstätten erfolgt heute nicht mehr wie in den Anfangsjahren durch separate Vertikalbohrungen (oder geneigte Einzelbohrungen) im Abstand von jeweils einigen hundert Metern, sondern mithilfe von Clustern von bis zu 20 Bohrungen von einem Standort aus. Diese Bohrungen werden in der Lagerstätte in der Regel horizontal abgelenkt und bis zu drei Kilometer vorangetrieben, wobei pro Bohrstrecke bis zu über 30 Fracs durchgeführt werden. Auf diese Weise können von einem Bohrplatz bzw. Betriebsplatz mit einer Fläche von etwa einem Hektar zehn Quadratkilometer oder mehr erdgasführende Tongesteinsschichten im Untergrund produziert werden. Durch dieses Cluster-Konzept wird nicht nur der Landverbrauch erheblich reduziert, sondern eine effiziente und wirtschaftliche Konzentration

<sup>40</sup> Vgl. Zimmermann et al. 2014.

von Oberflächenanlagen (zum Beispiel Stromversorgung, Aufbereitungsanlagen usw.) ermöglicht. Der ökologische Fußabdruck einer Schiefergasförderanlage ist damit um Größenordnungen kleiner geworden.

### **Beteiligung der Gemeinden sowie Kommunikation mit der Öffentlichkeit und den Medien**

Angesichts der starken Vorbehalte in Teilen der Bevölkerung gegenüber Vorhaben, die den Einsatz von Hydraulic Fracturing erfordern, sollte bereits sehr frühzeitig eine transparente und auf Dialog abzielende Kommunikation angestrebt und die unmittelbar betroffenen Bürgerinnen und Bürger einbezogen werden. Mit der Beteiligung der Gemeinden bei der

Entscheidung über die Erteilung von Bergbauberechtigungen kann der Diskussionsprozess in der jeweiligen Region schon in einem frühen Planungsstadium begonnen werden. Darüber hinaus ist auch der Vorhabensträger im Rahmen der frühen Öffentlichkeitsbeteiligung angehalten, die Bürgerinnen und Bürger im Vorfeld eines förmlichen Beteiligungsverfahrens über das geplante Vorhaben und dessen mögliche Auswirkungen zu informieren, mit ihnen ihre Anregungen und Bedenken zu erörtern und diese in den weiteren Planungsprozess einzubeziehen. Durch diese Vorgehensweise wird dem Anliegen einer rechtzeitigen Einbeziehung der Öffentlichkeit, der entscheidungsoffenen Debatte und der Konfliktbewältigung Rechnung getragen.



## 9 PILOT-/TESTPROJEKTE ALS BEST PRACTICE-BEISPIELE

Pilot-/Testprojekte mit wissenschaftlich-technischer Begleitung als Best Practice-Beispiele könnten für einen künftigen Einsatz der Technologie in Deutschland vor allem aus folgenden Gründen von Bedeutung sein:

- um zu zeigen, dass Hydraulic Fracturing unter den jeweiligen lokalen Gegebenheiten sicher, umweltverträglich und wirtschaftlich durchgeführt werden kann,
- um den zuständigen Behörden als praktisches Beispiel für die Regulierung zukünftiger Projekte zur Gewinnung von Schiefergas und geothermischer Energie zu dienen,
- um zusätzliche Daten und Informationen für eine verbesserte Bewertung des Potenzials der Ressourcen und ihrer wirtschaftlichen Gewinnbarkeit zu erhalten,
- um Monitoring-Systeme und Standardverfahren für die einzelnen Projektphasen von der Vorerkundung bis zur Nutzung der Ressource zu entwickeln und
- um die einzelnen Schritte und Ergebnisse der Bevölkerung offen und verständlich zu kommunizieren und zu demonstrieren, wie die Öffentlichkeit in die Entscheidungsprozesse eingebunden werden kann.

Die Umsetzung der Pilot-/Testprojekte sollte sich eng an die im Kapitel „Best Practice“ gegebenen Empfehlungen halten und den dort aufgeführten Standards entsprechen, wobei zu einigen der genannten Punkte noch ein besonderer Bedarf an Forschung und Entwicklung (FuE) besteht.

Im Einzelnen wird empfohlen, für die beiden Anwendungsgebiete „Erdgasförderung aus Tongesteinsformationen“ und „Gewinnung von Strom und Wärme aus petrothermalen Reservoiren“ jeweils mindestens zwei Projekte durchzuführen. Beim Schiefergas sollten sich die Aktivitäten auf die Erkundung und Erschließung des Posidonienschiefers als potenzielle Erdgasressource konzentrieren. Dabei sollten zwei unterschiedliche Regionen ausgewählt werden, um herauszufinden, inwieweit die Befunde und Ergebnisse

übertragbar sind und verallgemeinert werden können. Hier ist die Kohlenwasserstoffindustrie gefordert, entsprechende Projektvorschläge zu unterbreiten und die Beteiligung einer kleinen externen Expertengruppe für eine wissenschaftlich-technische Begleitung zu ermöglichen.

Für die Weiterentwicklung der petrothermalen Geothermie könnte ein Pilotprojekt im Gebiet des Oberrheingrabens zur Erkundung und Nutzung eines petrothermalen Systems angesetzt werden, das durch eine Kombination von dichten heißen Gesteinen und steil stehenden geologisch-tektonischen Störungszonen gekennzeichnet ist. Hier haben bereits entsprechende konzeptionelle Vorarbeiten stattgefunden und es liegt eine umfassende Expertise vor, sodass ein Einstieg in die Enhanced Geothermal Systems-Technologie für kommerzielle Projekte möglich wäre. Ein zweites Pilotprojekt könnte sich mit der potenziellen Nutzung der regional weit verbreiteten dichten heißen geothermischen Reservoire in Tiefen ab circa vier Kilometern befassen, in denen die Erzeugung von künstlichen Wärmetauschern das zentrale FuE-Thema ist. Hierzu gibt es vor allem in Niedersachsen und Bayern etablierte Forschungsverbünde mit einer großen Expertise und entsprechenden Vorleistungen. Speziell zum Thema Tiefengeothermie hat acatech bereits mit allen Stakeholdern, die an einer wirtschaftlichen Nutzung der Erdwärme interessiert sind, eine Konzeption erarbeitet.

Falls das vorgeschlagene Konzept der wissenschaftlich begleiteten Pilot-/Testprojekte realisiert werden sollte, erscheint es erforderlich, einen koordinierenden Lenkungs-kreis einzurichten, der die strategisch-konzeptionelle Vorgehensweise festlegt, die professionelle Umsetzung der Einzelprojekte sicherstellt und die Schlussfolgerungen für die Politik erarbeitet. Diesem Lenkungs-kreis könnte neben Vertretern aus relevanten Institutionen und Behörden eine ausreichende Zahl an unabhängigen Experten für die zentralen FuE-Felder angehören.



## 10 FAZIT

In einer Gesamtbewertung der Technologie und ihrer potenziellen Risiken kommt acatech zu dem Ergebnis, dass ein generelles Einsatzverbot von Hydraulic Fracturing auf Basis von wissenschaftlichen und technischen Fakten nicht begründbar ist, weder für die Schiefergasgewinnung noch für die Nutzung der Tiefengeothermie. Der Einsatz dieses Verfahrens muss allerdings strengen Sicherheitsstandards folgen, klar geregelt sein und umfassend überwacht werden. In Deutschland bestehen bereits heute sehr hohe technische Anforderungen an alle Verfahrensschritte des Bohrens, der Durchführung von Hydraulic Fracturing und des Reservoir-Engineerings. Daher könnte die Technologie

in die weitere Anwendung gehen, wenn sachgerecht gearbeitet wird.

Kernelement des weiteren Vorgehens und der politischen Entscheidungsfindung sollten deshalb Pilot-/Testprojekte mit wissenschaftlich-technischer Begleitung sein, die unter strikten Auflagen und zu vorgegebenen Standards durchgeführt werden. Derartige Projekte erlauben ein kontrolliertes schrittweises Vorgehen, bei dem Änderungen jederzeit möglich sind, und könnten in enger Zusammenarbeit von Industrie, Wissenschaft, Behörden und Bevölkerung zu einem wesentlichen Faktor der Vertrauensbildung werden.



# LITERATUR

## BGR 2012

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): *Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland*, Hannover 2012.

## Brown/Duchane 1999

Brown, D./ Duchane, D.: „Scientific progress on the Fenton Hill HDR project since 1983“. In: *Geothermics*, 28: 4, 1999, S. 591-601.

## EASAC 2014

European Academies Science Advisory Council (EASAC): *Shale gas extraction: issues of particular relevance to the European Union*, 2014. URL: [http://www.easac.eu/fileadmin/Reports/EASAC\\_ExecSummary\\_\\_\\_Statement\\_Shale-Gas\\_Extraction\\_combined.pdf](http://www.easac.eu/fileadmin/Reports/EASAC_ExecSummary___Statement_Shale-Gas_Extraction_combined.pdf) [Stand: 17.03.2015].

## EC 2013

European Commission: *Presentation of the results of the public consultation "Unconventional fossil fuels (e.g. shale gas) in Europe"*, 2013. URL: [http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/Presentation\\_07062013.pdf](http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/Presentation_07062013.pdf) [Stand: 26.02.2015].

## EGS 2014

EuroGeoSurveys NEWS: *Statement of the EuroGeoSurveys on Shale Gas Exploration and Exploitation (Issue 13)*, 2014. URL: <http://www.eurogeosurveys.org/wp-content/uploads/2014/02/January-2014-Issue-13.pdf> [Stand: 18.03.2015].

## Ellsworth, 2013

Ellsworth, W.: „Injection-Induced Earthquakes“. In: *Science*, 341, 2013.

## Ewen et al. 2012

Ewen, C./Borchardt, S./Richter, R./Hammerbacher, R.: *Risikostudie Fracking. Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Übersichtsfassung)*, 2012. URL: <http://dialog-erdgasundfrac.de/risikostudie-fracking> [Stand: 17.03.2015].

## Grünthal 2014

Grünthal, G. (2014): "Induced seismicity related to geothermal projects versus natural tectonic earthquakes and other types of induced seismic events in Central Europe". In: *Geothermics*, 52, S. 22-35.

## Hubbert/Rubey 1959

Hubbert, K./ Rubey, W.: „Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting“. In: *Geological Society of American Bulletin*, 70: 2, 1959, S. 115-166.

## Jung 2013

Jung, R.: "EGS-Goodbye or back to future". In: Bunger, A. P., Lennan, J. M. L., & Jeffrey, R. (Hrsg.): *Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*. In: *InTech*, published May 17, 2013, S. 95-121.

## Kissinger et al. 2013

Kissinger, A./Helmig, R./ Ebigbo, A./Class, H./Lange, T./ Sauter, M./Heitfeld, M./Klünker, J./Jahnke, W.: „Hydraulic fracturing in unconventional gas reservoirs: risks in the geological system, part 2“. In: *Environmental Earth Sciences*, 70: 8, 2013, S. 3855-3873.

**Lange et al. 2013**

Lange, T./Sauter, M./Heitfeld, M./Schetelig, K./Brosig, K./Jahnke, W./Kissinger, A./Helmig, R./Ebigbo, A./Class, H.: „Hydraulic fracturing in unconventional gas reservoirs: risks in the geological system part 1“. In: *Environmental Earth Sciences*, 70: 8, 2013, S. 3839–3853.

**Mihm 2013**

Mihm, A.: *Fracksausen vor dem Fracking*, 2013. URL: <http://www.faz.net/-gqe-77kvq> [Stand: 24.02.2015].

**NRC 2012**

National Research Council: *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*, Washington D.C.: National Academies Press 2012.

**NRW 2012**

Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen: *Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen. Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen (NRW) und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt, insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung*, 2012. URL: <http://www.umwelt.nrw.de/umweltschutz-umweltwirtschaft/umwelt-und-wasser/grundwasser/grundwasserschutz/hydraulic-fracturing-fracking/> [Stand: 17.03.2015].

**Paschen et al. 2003**

Paschen, H./Oertel, D./Grünwald, R.: *Möglichkeiten der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland. Sachstandsbericht (Arbeitsbericht 84)*, Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) 2003.

**Reinicke 2014a**

Reinicke, K.: „Hydraulische Bohrlochbehandlungen (Fracking) aus technologischer Sicht“. In: *Niedersächsische Verwaltungsblätter*, 21:7, 2014, S. 177–183.

**Reinicke 2014b**

Reinicke, K.: „Die Rolle von Hydraulic Fracturing in der Energieversorgung aus dem Untergrund“. Vortrag auf dem Symposium *Energie aus dem Untergrund – Who cares? (Chancen und Risiken von Hydraulic Fracturing)* der Eidgenössischen Geologischen Kommission, Gurten 07.10.2014. URL: [http://www.chgeol.org/wp-content/uploads/2014/10/Die-Rolle-von\\_-K.-Reinecke3.pdf](http://www.chgeol.org/wp-content/uploads/2014/10/Die-Rolle-von_-K.-Reinecke3.pdf) [Stand: 02.04.2015].

**Reinsch/Henniges 2014**

Reinsch, T./Henniges, J.: „Überwachung der Bohrungintegrität – Voraussetzung für die sichere und effiziente Nutzung geothermischer Energie“. In: *System Erde* (2014), 4, 1, Potsdam: Deutsches GeoForschungsZentrum 2014.

**Sauter et al. 2012**

Sauter, M./Helmig, R./Klünker, J./Lange, T./Kissinger, A./Brosig, K./Jahnke, W./Heitfeld, M./Schetelig, K.: „Risiken im Geologischen System bei der Fracking-Technologie“. In: *Wasser und Abfall*, 6, 2012, S. 16–20.

**Schellschmidt 2015**

Schellschmidt, R.: Temperaturverteilung in 5 km Tiefe. Email vom 16.02.2015. Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik – LIAG. Hannover 2015.

**SGD 2013**

Staatliche Geologische Dienste Deutschlands (SGD): *Stellungnahme der Staatlichen Geologischen Dienste der Deutschen Bundesländer (SGD) und der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) zu den geowissenschaftlichen Aussagen des UBA-Gutachtens, der Studie NRW und der Risikostudie des ExxonMobil InfoDialogprozesses zum Thema Fracking, erarbeitet für den Bund/Länder-Ausschuss Bodenforschung (BLA-GEO) durch die Staatlichen Geologischen Dienste der Deutschen Bundesländer (SGD<sup>a</sup>) und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR<sup>b</sup>)*, 2013. URL: [http://www.infogeo.de/dokumente/download\\_pool/SN\\_SGD-Fracking-Studien\\_V5\\_0.pdf](http://www.infogeo.de/dokumente/download_pool/SN_SGD-Fracking-Studien_V5_0.pdf) [Stand: 17.03.2015].

**SRU 2013**

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): *Fracking zur Schiefergasgewinnung*. (Stellungnahme Nr. 18), Berlin 2013.

**UBA 2012**

Umweltbundesamt (UBA): *Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen*, 2012. URL: <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4346.pdf> [Stand: 18.03.2015].

**UBA 2014**

Umweltbundesamt (UBA): *Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergaslagerstätten. Teil 2 – Grundwasser-Monitoring-Konzept, Frackingchemikalienkataster, Entsorgung von Flowback, Forschungsstand zur Emissions- und Klimabilanz, induzierte Seismizität, Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt*, 2014. URL: [http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte\\_53\\_2014\\_umweltauswirkungen\\_von\\_fracking\\_0.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_53_2014_umweltauswirkungen_von_fracking_0.pdf) [Stand: 18.03.2015].

**VKU 2013**

Verband kommunaler Unternehmen (VKU): *Deutsche fordern strenge Regeln für die Schiefergasförderung*, Pressemitteilung vom 13.02.2013. URL: [http://www.vku.de/fileadmin/media/Bilder/Oeffentlichkeitsarbeit\\_Presse/Grafiken/PM\\_009\\_2013\\_PM\\_Fracking\\_Forsa\\_130313.pdf](http://www.vku.de/fileadmin/media/Bilder/Oeffentlichkeitsarbeit_Presse/Grafiken/PM_009_2013_PM_Fracking_Forsa_130313.pdf) [Stand: 24.02.2015].

**Warner et al. 2013**

Warner, N./Christie, C./Jackson, R./Vengosh, A.: „Impacts of shale gas wastewater disposal on water quality in western Pennsylvania“. In: *Environmental science & technology*, 47: 20, 2013, S. 11849-11857.

**WEG 2013**

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG): *Förderabgaben*, 2013. URL: <http://www.erdoel-erdgas.de/Themen/Zahlen-und-Fakten/Foerderabgaben> [Stand: 24.02.2015].

**WEG 2014**

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG): *Industrie verlangt klares Bekenntnis zur Erdgas- und Erdölproduktion in Deutschland*, Pressemitteilung vom 26.02.2014. URL: <http://www.erdoel-erdgas.de/Medien/Pressecenter/Presseinformationen/2014/Industrie-verlangt-Bekenntnis-zu-Erdgas-und-Erdoelproduktion> [Stand: 24.02.2015].

**Zimmermann et al. 2014**

Zimmermann, G./Blöcher, G./Reinicke, A./Deon, F./Regenspurg, S./ Jeoung Seok Yoon/Zang, A./Heidbach, O./Moeck, I./Huenges, E.: „Hydraulische Stimulationskonzepte zur Entwicklung von Enhanced Geothermal Systems (EGS)“. In: *System Erde* (2014), 4, 1, Potsdam: Deutsches GeoForschungszentrum 2014.

**Zoback/Harjes 1997**

Zoback, M./ Harjes, H.-P.: „Injection-induced earthquakes and crustal stress at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany“. In: *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* (1978-2012), 102: B8, 1997, S. 18477-18491.

**> BISHER SIND IN DER REIHE acatech POSITION UND IHRER VORGÄNGERIN acatech BEZIEHT POSITION FOLGENDE BÄNDE ERSCHIENEN:**

acatech (Hrsg.): *Potenziale des dualen Studiums in der MINT-Fächern* (acatech POSITION), München: Herbert Utz Verlag 2014.

acatech (Hrsg.): *Partitionierung und Transmutation nuklearer Abfälle. Chancen und Risiken in Forschung und Anwendung* (acatech POSITION), München: Herbert Utz Verlag 2014.

acatech (Hrsg.): *Resilien-Tech – „Resilience-by-Design“: Strategie für die technologischen Zukunftsthemen* (acatech POSITION), München: Herbert Utz Verlag 2014.

acatech (Hrsg.): *Future Business Clouds. Cloud Computing am Standort Deutschland zwischen Anforderungen, nationalen Aktivitäten und internationalem Wettbewerb* (acatech POSITION), München: Herbert Utz Verlag 2014.

acatech (Hrsg.): *Innovationskraft der Gesundheitstechnologien. Neue Empfehlungen zur Förderung innovativer Medizintechnik* (acatech POSITION), München: Herbert Utz Verlag 2014.

acatech (Hrsg.): *Privatheit im Internet. Chancen wahrnehmen, Risiken einschätzen, Vertrauen gestalten* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2013.

acatech (Hrsg.): *Georessource Boden – Wirtschaftsfaktor und Ökosystemdienstleister. Empfehlungen für eine Bündelung der wissenschaftlichen Kompetenz im Boden- und Landmanagement* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2012.

acatech (Hrsg.): *Perspektiven der Biotechnologie-Kommunikation. Kontroversen – Randbedingungen – Formate* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2012. Auch in Englisch erhältlich (als pdf) über: [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

acatech (Hrsg.): *Faszination Konstruktion – Berufsbild und Tätigkeitsfeld im Wandel. Empfehlungen zur Ausbildung qualifizierter Fachkräfte in Deutschland* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2012.

acatech (Hrsg.): *Anpassungsstrategien in der Klimapolitik* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2012.

acatech (Hrsg.): *Die Energiewende finanzierbar gestalten. Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2012. Auch in Englisch erhältlich (als pdf) über: [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

acatech (Hrsg.): *Menschen und Güter bewegen. Integrative Entwicklung von Mobilität und Logistik für mehr Lebensqualität und Wohlstand* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2012.

acatech (Hrsg.): *Biotechnologische Energieumwandlung in Deutschland. Stand, Kontext, Perspektiven* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2012.



acatech (Hrsg.): *Mehr Innovationen für Deutschland. Wie Inkubatoren akademische Hightech-Ausgründungen besser fördern können* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2012. Auch in Englisch erhältlich (als pdf) über: [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

acatech (Hrsg.): *Geoessource Wasser – Herausforderung Globaler Wandel. Ansätze und Voraussetzungen für eine integrierte Wasserressourcenbewirtschaftung in Deutschland* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2012. Auch in Englisch erhältlich (als pdf) über: [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

acatech (Hrsg.): *Future Energy Grid. Informations- und Kommunikationstechnologien für den Weg in ein nachhaltiges und wirtschaftliches Energiesystem* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2012. Auch in Englisch erhältlich (als pdf) über: [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

acatech (Hrsg.): *Cyber-Physical Systems. Innovationsmotor für Mobilität, Gesundheit, Energie und Produktion* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2011. Auch in Englisch erhältlich (als pdf) über: [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

acatech (Hrsg.): *Den Ausstieg aus der Kernkraft sicher gestalten. Warum Deutschland kerntechnische Kompetenz für Rückbau, Reaktorsicherheit, Endlagerung und Strahlenschutz braucht* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2011. Auch in Englisch erhältlich (als pdf) über: [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

acatech (Hrsg.): *Smart Cities. Deutsche Hochtechnologie für die Stadt der Zukunft* (acatech BEZIEHT POSITION, Nr. 10), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2011. Auch in Englisch erhältlich (als pdf) über: [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

acatech (Hrsg.): *Akzeptanz von Technik und Infrastrukturen* (acatech BEZIEHT POSITION, Nr. 9), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2011.

acatech (Hrsg.): *Nanoelektronik als künftige Schlüsseltechnologie der IKT in Deutschland* (acatech BEZIEHT POSITION, Nr. 8), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2011.

acatech (Hrsg.): *Leitlinien für eine deutsche Raumfahrtspolitik* (acatech BEZIEHT POSITION, Nr. 7), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2011.

acatech (Hrsg.): *Wie Deutschland zum Leitanbieter für Elektromobilität werden kann* (acatech BEZIEHT POSITION, Nr. 6), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2010.

acatech (Hrsg.): *Intelligente Objekte – klein, vernetzt, sensitiv* (acatech BEZIEHT POSITION, Nr. 5), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2009.

acatech (Hrsg.): *Strategie zur Förderung des Nachwuchses in Technik und Naturwissenschaft. Handlungsempfehlungen für die Gegenwart, Forschungsbedarf für die Zukunft* (acatech BEZIEHT POSITION, Nr. 4), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2009. Auch in Englisch erhältlich (als pdf) über: [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

acatech (Hrsg.): *Materialwissenschaft und Werkstofftechnik in Deutschland. Empfehlungen zu Profilbildung, Forschung und Lehre* (acatech BEZIEHT POSITION, Nr. 3), Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag 2008. Auch in Englisch erhältlich (als pdf) über: [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

acatech (Hrsg.): *Innovationskraft der Gesundheitstechnologien. Empfehlungen zur nachhaltigen Förderung von Innovationen in der Medizintechnik* (acatech BEZIEHT POSITION, Nr. 2), Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag 2007.

acatech (Hrsg.): *RFID wird erwachsen. Deutschland sollte die Potenziale der elektronischen Identifikation nutzen* (acatech BEZIEHT POSITION, Nr. 1), Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag 2006.



#### > acatech – DEUTSCHE AKADEMIE DER TECHNIKWISSENSCHAFTEN

acatech vertritt die deutschen Technikwissenschaften im In- und Ausland in selbstbestimmter, unabhängiger und gemeinwohlorientierter Weise. Als Arbeitsakademie berät acatech Politik und Gesellschaft in technikwissenschaftlichen und technologiepolitischen Zukunftsfragen. Darüber hinaus hat es sich acatech zum Ziel gesetzt, den Wissenstransfer zwischen Wissenschaft und Wirtschaft zu unterstützen und den technikwissenschaftlichen Nachwuchs zu fördern. Zu den Mitgliedern der Akademie zählen herausragende Wissenschaftler aus Hochschulen, Forschungseinrichtungen und Unternehmen. acatech finanziert sich durch eine institutionelle Förderung von Bund und Ländern sowie durch Spenden und projektbezogene Drittmittel. Um den Diskurs über technischen Fortschritt in Deutschland zu fördern und das Potenzial zukunftsweisender Technologien für Wirtschaft und Gesellschaft darzustellen, veranstaltet acatech Symposien, Foren, Podiumsdiskussionen und Workshops. Mit Studien, Empfehlungen und Stellungnahmen wendet sich acatech an die Öffentlichkeit. acatech besteht aus drei Organen: Die Mitglieder der Akademie sind in der Mitgliederversammlung organisiert; das Präsidium, das von den Mitgliedern und Senatoren der Akademie bestimmt wird, lenkt die Arbeit; ein Senat mit namhaften Persönlichkeiten vor allem aus der Industrie, aus der Wissenschaft und aus der Politik berät acatech in Fragen der strategischen Ausrichtung und sorgt für den Austausch mit der Wirtschaft und anderen Wissenschaftsorganisationen in Deutschland. Die Geschäftsstelle von acatech befindet sich in München; zudem ist acatech mit einem Hauptstadtbüro in Berlin und einem Büro in Brüssel vertreten.

Weitere Informationen unter [www.acatech.de](http://www.acatech.de)