

Umweltforschungsplan
des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

FG II 2.1

FKZ 3711 23 299

**Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung
und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten
– Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung
bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen**

KURZFASSUNG

von

Dr. H. Georg Meiners / Dr. Michael Denneborg / Frank Müller
ahu AG Wasser · Boden · Geomatik, Kirberichshofer Weg 6, 52066 Aachen

Dr. Axel Bergmann / Dr. Frank-Andreas Weber /
Prof. Dr. Elke Dopp / Dr. Carsten Hansen / Prof. Dr. Christoph Schüth
IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasser –
Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH,
Moritzstr. 26, 45476 Mülheim a.d. Ruhr

in Kooperation mit:

Hartmut Gaßner / Dr. Georg Buchholz
[Gaßner, Groth, Siederer & Coll.] Rechtsanwälte Partnerschaftsgesellschaft,
Energieforum Berlin, Stralauer Platz 34, 10243 Berlin

Prof. Dr. Ingo Sass / Dipl.-Ing. & MSc. Sebastian Homuth / Dipl.-Ing. Robert Priebes
Technische Universität Darmstadt, Institut für Angewandte Geowissenschaften,
Fachgebiet Angewandte Geothermie, Mornewegstr. 32, 64293 Darmstadt

**IM AUFTRAG
DES UMWELTBUNDESAMTES**

August 2012

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Unkonventionelle Erdgas-Vorkommen in Deutschland	3
3	Naturwissenschaftlich-technische Randbedingungen und Risikobewertung	6
3.1	Systemanalyse, Wirkungspfade und Risikoanalyse.....	6
3.1.1	Systemanalyse.....	6
3.1.2	Wirkungspfade.....	7
3.1.3	Risikoanalyse.....	9
3.2	Technik.....	12
3.2.1	Bohrplatzgestaltung	12
3.2.2	Modellierung, Steuerung und Überwachung der Rissausbreitung.....	12
3.2.3	Langzeitintegrität der Bohrung.....	13
3.3	Frack-Fluide	14
3.3.1	Überblick	14
3.3.2	In Deutschland eingesetzte Frack-Fluide.....	15
3.3.3	Gefährdungspotenziale	16
3.3.4	Mögliche Verfahren ohne Einsatz chemischer Additive beim Fracking.....	20
3.4	Flowback	20
3.4.1	Mengen und Zusammensetzung	20
3.4.2	Entsorgungswege	22
4	Rechtliche Regelungen und Verwaltungsstrukturen.....	24
4.1	Bergrecht	24
4.2	Wasserrecht.....	24
4.3	Umgang mit Frack-Fluiden und Flowback	26
4.4	Koordinierung und Integration berg- und wasserrechtlicher Zulassungsverfahren	26
4.5	Entwicklung genereller Standards.....	27
4.6	Wasserschutzgebiete.....	27
4.7	Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und Öffentlichkeitsbeteiligung.....	28
4.8	Zuständigkeiten	29
5	Handlungs- und Verfahrensempfehlungen (übergreifend / speziell)	30

5.1	Übergreifende Empfehlungen.....	31
5.2	Spezielle Empfehlungen.....	33
5.2.1	Spezielle Empfehlungen zum Bereich Umwelt/Geosystem.....	33
5.2.2	Spezielle Empfehlungen zum Bereich Technik.....	34
5.2.3	Spezielle Empfehlungen zum Bereich Stoffe.....	35
5.2.4	Spezielle Empfehlungen zum Bereich Recht/Verwaltung.....	36
	Quellennachweis.....	41

Tabellen

Tab. 1:	Potenzielle unkonventionelle Erdgas-Vorkommen in Deutschland.....	4
Tab. 2:	Besondere Fragestellungen bei der Risikoanalyse für ausgewählte Geosysteme.....	6
Tab. 3:	Einsatzzwecke der in Frack-Fluiden eingesetzten Additive.....	14
Tab. 4:	In unkonventionellen Lagerstätten eingesetzte bzw. einsetzbare Frack-Fluide, die für die Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale ausgewählt wurden.....	19

Abbildungen

Abb. 1:	Aufbau des Gutachtens (Langfassung.....)	2
Abb. 2:	Bergbauberechtigungen in Deutschland (gelb, Stand: 31.12.2011) zur Aufsuchung unkonventioneller Kohlenwasserstoffvorkommen.....	5
Abb. 3:	Schematische Darstellung potenzieller Wirkungspfade.....	7
Abb. 4:	Bewertung der Umweltauswirkungen über Wirkfaktoren.....	9
Abb. 5:	Aufbau der Risikoanalyse bei der Beurteilung der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten.....	10
Abb. 6:	Ort der Beurteilung (rote Kreise) bei Stoffeinträgen in einen oberflächennahen, wasserwirtschaftlich nutzbaren Grundwasserleiter (blau) über Eintragspfade von der Oberfläche (Pfadgruppe 0) bzw. aus dem Frack-Horizont (Pfadgruppen 1-3).....	17
Abb. 7:	Schematische Darstellung der Bildung des Flowback als Mischung aus Frack-Fluid und Formationswasser in Verbindung mit hydrogeochemischen Prozessen.....	21

1 Einleitung

Ausgangssituation und Zielsetzung

In der Öffentlichkeit wird die Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten und das dabei zum Einsatz kommende Verfahren des „Hydraulic Fracturing“ (kurz: Fracking) intensiv diskutiert. Im Mittelpunkt stehen dabei die Auswirkungen der Vorhaben – insbesondere der zum Einsatz kommenden Techniken und Stoffe – auf die Umwelt und den Menschen. Das Umweltbundesamt hat sich hierzu in einer Stellungnahme zur Schiefergasförderung in Deutschland positioniert.¹ Einige der Punkte, die in der angesprochenen Stellungnahme des Umweltbundesamtes nur andiskutiert wurden, wurden im Rahmen einer ausführlichen Studie konkretisiert und wissenschaftlich analysiert. Der Fokus der Untersuchungen liegt auf den beim Fracking eingesetzten Stoffen, deren Toxizität für den Menschen und die Organismen der aquatischen Umwelt, den potenziellen Gefährdungspfaden sowie den juristischen Rahmenbedingungen. In der vorliegenden Kurzfassung sind die Ergebnisse und Empfehlungen der Langfassung in aufbereiteter Form zusammengefasst.

Im Rahmen der Studie werden die mit dem Fracking möglicherweise verbundenen Umweltauswirkungen und Risiken für Umwelt und Mensch aufgezeigt bzw. Kenntnislücken und Wissensdefizite benannt, um diese Risiken bewerten zu können. Darüber hinaus werden die bestehenden berg- und umweltrechtlichen, vor allem wasserrechtlichen Bestimmungen beschrieben und im Hinblick auf Schnittmengen, Differenzen und Lücken analysiert. Ziele des Gesamtvorhabens sind:

1. Die naturwissenschaftliche, technische und rechtliche Bewertung der mit der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten verbundenen Risiken mit Schwerpunkt auf Fracking.
2. Das Aufzeigen von technischen Alternativen.
3. Die Erarbeitung von Handlungs- und Verfahrensempfehlungen, die von Rechtsetzungsorganen und Vollzugsbehörden als Grundlage für die Bewältigung der mit der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten verbundenen Risiken verwendet werden können. Dazu gehört auch die Erarbeitung geeigneter Kriterien für die Durchführung einer Öffentlichkeitsbeteiligung im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP).

Vorgehensweise und Aufbau des Gutachtens

Basis einer fundierten Risikoanalyse ist eine möglichst genaue Beschreibung des Ist-Systems (Empfindlichkeit bzw. Sensitivität), der vorhabensbedingten Auswirkungen (Eingriff) und der relevanten Wirkungszusammenhänge. Das Ist-System und dessen Empfindlichkeit sind standortspezifisch zu bewerten.

¹ http://www.umweltbundesamt.de/chemikalien/publikationen/stellungnahme_fracking.pdf

Art, Tiefe und Dauer der Einwirkungen des Vorhabens auf die Umwelt können, abhängig von den möglichen Kombinationen von Vorkommen und eingesetzter Technologie, unterschiedlich sein. Insofern ist die Betrachtung der zwei Subsysteme Umwelt und Technik notwendige Voraussetzung, um durch sinnvolle Kombinationen dieser beiden eine systematische und möglichst umfassende Analyse der möglichen Wirkungszusammenhänge zu ermöglichen.

Aufbau des Gutachtens

Der Aufbau des vorliegenden Gutachtens ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt. Die Langfassung der Studie gliedert sich nach einer allgemeinen Einführung in vier Teile: Beschreibung der naturräumlichen, technischen und stofflichen Randbedingungen des Frackings (Teil A), geltende rechtliche Rahmenbedingungen und Verwaltungsstrukturen (Teil B), Risiko- und Defizitanalyse (Teil C) sowie Ableitung von Handlungs- und Verfahrensempfehlungen (Teil D).

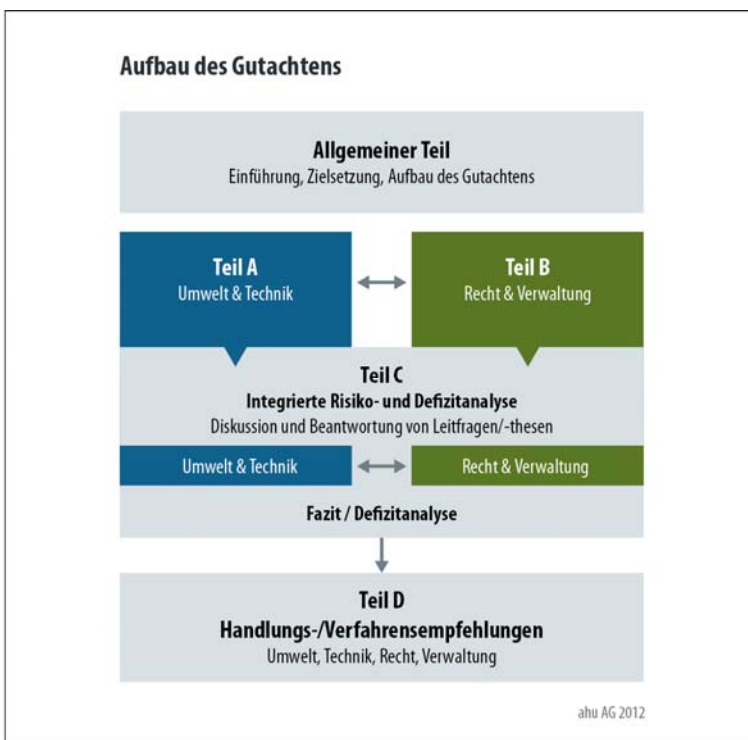


Abb. 1: Aufbau des Gutachtens (Langfassung (Quelle: ahu AG))

Im Rahmen des Gutachtens wurden ausschließlich frei zugängliche Informationen und Daten verwendet. Zur Beurteilung der mit Fracken verbundenen Risiken waren wir angewiesen auf die umfangreiche internationale Literatur (z.B. US EPA 2004, US EPA 2011, Tyndall Centre 2011) sowie Informationen der hiesigen nationalen Behörden und Betreiberfirmen. Umfangreiche Erfahrungen mit Fracking in Deutschland sind in Tight Gas-Vorkommen (in erster Linie in Niedersachsen) vorhanden. Nach unseren Informationen erfolgte dort bislang jedoch keine systematische Erfassung von Art, Menge, Verhalten und Verbleib der eingesetzten Stoffe und keine gezielte und systematische Überwachung der Umweltauswirkungen.

2 Unkonventionelle Erdgas-Vorkommen in Deutschland

Bei Erdgas aus unkonventionellen Gas-Vorkommen wird zwischen folgenden Arten unterschieden:

- **Tight Gas:** Tight Gas ist aus einem Muttergestein in Sand- oder Kalksteinformationen mit sehr geringen Durchlässigkeiten und Permeabilitäten eingewandert. Die Formationen finden sich in Deutschland i.d.R. unterhalb von 3.500 m. Die Produktivität der jeweiligen Tight Gas-Lagerstätten ist abhängig von ihrer Durchlässigkeit und Porosität sowie der Verteilung des Gases im Gestein.
- **Schiefergas (shale gas):** Bei Schiefergas handelt es sich um thermogenes Gas, das beim Abbau von organischem Material bei hohen Temperaturen und Drücken entstanden ist. Das Gas ist im Ausgangsgestein in verschiedenen Formen adsorbiert. Im Rahmen der Erschließung und Gewinnung gilt es, diese Bindungen zu lösen und entsprechende Wegsamkeiten für die Gasmigration zu schaffen. Die Schiefergas-Vorkommen in Deutschland werden z.T. schon in Tiefen ab ca. 500 m vermutet (Hangende Alaunschiefer im Rheinischen Schiefergebirge), sie liegen vielfach aber auch deutlich tiefer.
- **Kohleflözgas (coal bed methane – CBM):** Das Kohleflözgas entsteht bei der Inkohlung von organischem Material in Kohlevorkommen. Die entsprechenden Vorkommen liegen in Deutschland in unterschiedlichen Tiefen. Das Gas ist durch den Druck des Formationswassers an die Oberfläche der Kohle gebunden. Dementsprechend muss die Lagerstätte zunächst entwässert werden, um das Gas gewinnen zu können. Ob zur Gewinnung eine hydraulische Stimulation (Fracking) immer notwendig ist, ist zu prüfen.

In Deutschland werden unkonventionelle Erdgas-Vorkommen in unterschiedlichen geologischen Formationen vermutet. Tabelle 1 enthält eine Übersicht potenzieller geologischer Zielformationen für die Erkundung unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten in Deutschland, differenziert nach den unterschiedlichen Typen unkonventioneller Gas-Vorkommen, und nennt die nach derzeitigem Kenntnisstand jeweils aussichtsreichsten Vorkommen.

Nach aktuellen Schätzungen (BGR 2012) wird die technisch gewinnbare Gasmenge (Annahme: 10 % des Gas in Place (GIP) sind technisch gewinnbar) aus Schiefergas-Lagerstätten in Deutschland mit ca. 700 bis 2.300 km³ angesetzt. Für Kohleflözgas-Vorkommen wird das GIP mit > 3.000 km³ abgeschätzt (BGR 2012; GD NRW 2011). Eine Analyse der technischen Gewinnbarkeit der Kohleflözgas-Vorkommen in Deutschland erfolgte bislang nicht.

Tab. 1: Potenzielle unkonventionelle Erdgas-Vorkommen in Deutschland

Lagerstättentyp	aussichtsreichste Vorkommen	Regionen
Flözgas (Muttergesteine)	Flözführendes Oberkarbon	Nördliches Ruhrgebiet / Münsterländer Becken (NRW)
		Ibbenbüren (NRW)
		Saarbecken (Saarland)
Schiefergas (Muttergesteine)	Tertiäre Tonsteine (z.B. Fischeschiefer)	Molassebecken (BW)
	Posidonienschiefer (Schwarzer Jura) *	Nordwestdeutsches Becken (z.B. Lünne) (NI)
		Molassebecken (BW)
		Oberrheintalgraben
	Wealden Tonsteine (Unterkreide) *	Weservorgebirgsmulde (NRW / NI)
	Permische Tonsteine (z.B. Stinkschiefer, Kupferschiefer)	Nordostdeutsches Becken (NI / SA)
		Karbonische und devonische Tonsteine z.B. Alaunschiefer (Unterkarbon) *
Nordwestdeutsches Becken		
Harz (NI / SA)		
Silurische Schiefer		Nordostdeutsches Becken
Kambro-ordovizische Tonsteine („Alaunschiefer“)	(bislang nicht näher untersucht)	
Tight Gas (Speichergesteine)	Buntsandstein	Nordwestdeutsches Becken (NI)
	Permische Sandsteine (Rotliegend) und Karbonate (Zechstein)	Nordostdeutsches Becken (z.B. Leer) (NI)
		Thüringer Becken (TH)
	Oberkarbonische Sandsteine	Nordwestdeutsches Becken (z.B. Vechta) (NI)

* = relevantes Schiefergaspotenzial gemäß BGR (2012)

Der Großteil der in Deutschland bekannten Kohlenwasserstoffprovinzen wird bereits über genehmigte bzw. bereits beantragte Aufsuchungsfelder für die Erkundung und Gewinnung konventioneller und unkonventioneller Öl- und Gasvorkommen abgedeckt. In Abbildung 2 sind die Gebiete mit (geplanten) Aktivitäten zur Aufsuchung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen in Deutschland dargestellt (BGR 2012). Bewilligungen zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Schiefergas- und Kohleflözgas-Vorkommen sind nach unseren Informationen noch nicht erteilt. Konkrete Planungen, wie eine solche Gewinnung aussehen könnte, liegen uns nicht vor.

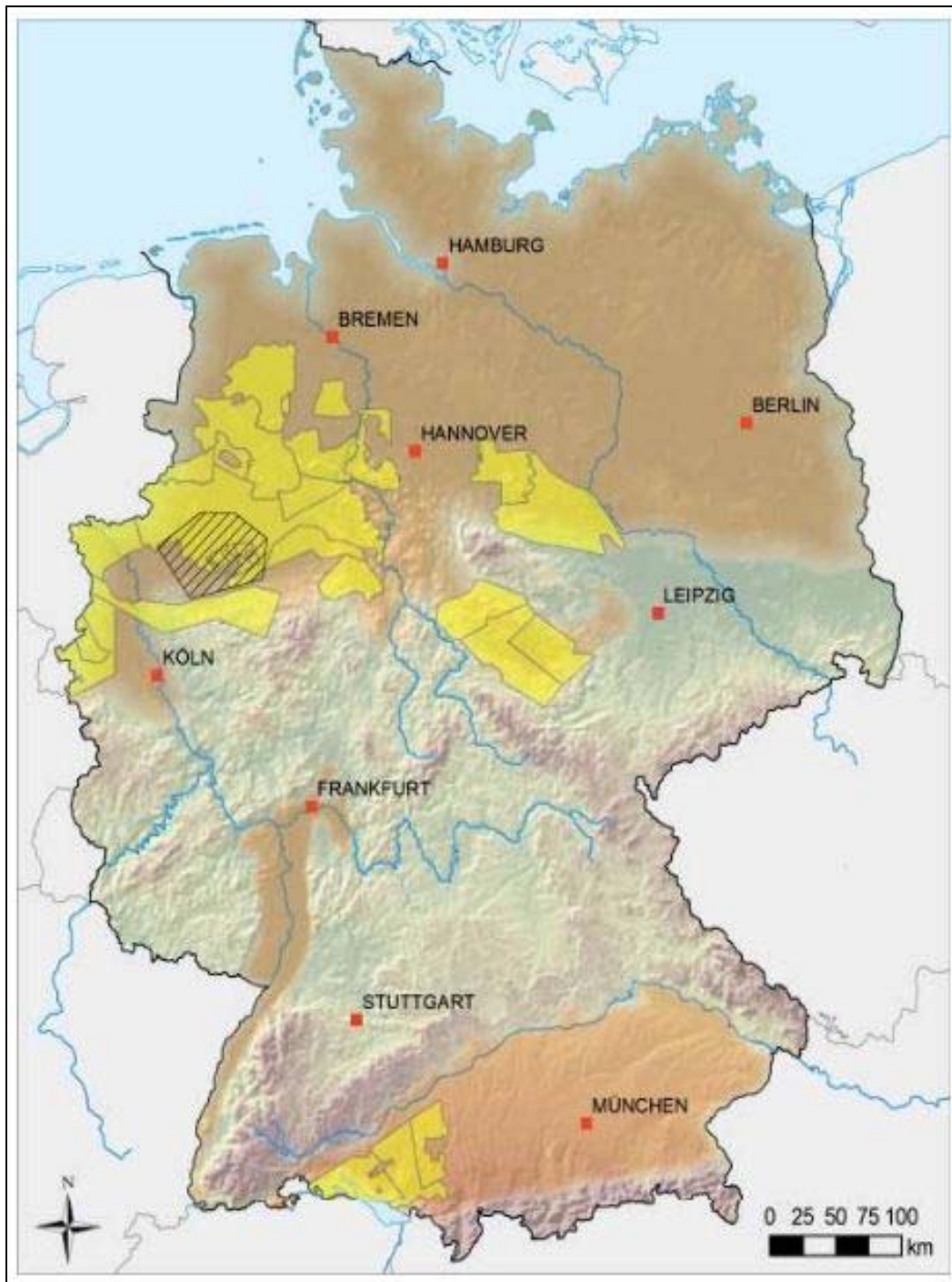


Abb. 2: Bergbauberechtigungen in Deutschland (= gelb, Stand: 31.12.2011) zur Aufsuchung unkonventioneller Kohlenwasserstoffvorkommen (ockerfarben = Regionen mit grundsätzlichen geologischen Verhältnissen zur Bildung von Schiefergas) (Quelle: BGR 2012)

3 Naturwissenschaftlich-technische Randbedingungen und Risikobewertung

3.1 Systemanalyse, Wirkungspfade und Risikoanalyse

3.1.1 Systemanalyse

Unkonventionelle Erdgas-Vorkommen sind Teil größerer Geosysteme, die sich hinsichtlich ihrer Geologie und Hydrogeologie unterscheiden. Dies macht lokal spezifische Erkundungen und Gewinnungsstrategien notwendig, die jeweils auch in Bezug auf ihre Umweltauswirkungen und Risiken differenziert zu bewerten sind. Geosysteme im Sinne der vorliegenden Studie beschreiben großräumige Einheiten, die ein geologisch-hydrogeologisches System bilden (z.B. Molassebecken etc.). Um im Rahmen einer standortspezifischen Betrachtung die lokalen Fließsysteme innerhalb dieser Geosysteme verstehen und Risiken bewerten zu können, ist die Kenntnis/Analyse des großräumigen Systems zwingend notwendig.

Im Rahmen der Langfassung des Gutachtens wurden beispielhaft ausgewählte Geosysteme mit möglichen unkonventionellen Erdgas-Vorkommen beschrieben und im Hinblick auf ihre jeweils spezifischen Fragestellungen für die Risikobewertung analysiert (siehe Tab. 2).

Tab. 2: Besondere Fragestellungen bei der Risikoanalyse für ausgewählte Geosysteme

Lagerstättentyp	Region	Subsystem	Besondere Fragestellungen bei der Risikoanalyse
Tight Gas	Norddeutsches Becken	Vorkommen oberhalb Zechstein	geologische Barrieren Existenz durchgehender Störungen Durchlässigkeit der Deckschichten Verbreitung der regionalen Grundwasserfließsysteme
		Vorkommen unterhalb Zechstein	Barrierefunktion/-wirkung der Zechstein-Ablagerungen Sonstige geologische Barrieren
Flözgas	Münsterländer Becken	Zentrales Münsterland	Durchlässigkeit des Emscher Mergel (inkl. natürlicher Gasaufstiege) Durchlässigkeit und Potenziale der Cenoman/Turon Kalke Existenz und Relevanz durchgehender Störungen Auswirkungen der Explorationsbohrungen aus dem Steinkohlenbergbau
		Bergbauzone	Szenarien der weiteren wasserwirtschaftlichen Nutzung (Entwicklung der Grubenwasserhaltung etc.) und deren Auswirkungen auf das hydraulische System Hydraulische Verbindung zu den Grubenwasserhaltungen
		Randliches Münsterland	Beeinträchtigung der Quelllinien Durchlässigkeit und Potenziale der Cenoman/Turon Kalke
Schiefergas	Molassebecken	Westlicher Bereich	Aufbau der regionale Grundwasserfließsysteme Aufsteigende Grundwasserströmungen aus tieferen Grundwasserleitern Existenz durchgehender Störungen Nutzungskonkurrenzen z.B. mit der Geothermie
	Harz		Lage der Zielhorizonte Existenz und Durchlässigkeit durchgehender Störungen Aufstieg Solenwässer

3.1.2 Wirkungspfade

Potenzielle wasserbezogene Wirkungspfade, die aus der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten mittels Fracking resultieren, sind schematisch in Abbildung 3 dargestellt. Es sind technische Wirkungspfade (z.B. Versagen des Bohrlochcasings) und geologische Wirkungspfade (z.B. Störungen) zu betrachten. Damit ein geologischer Wirkungspfad relevant ist, müssen sowohl eine Durchlässigkeit (Permeabilität) als auch eine Potenzialdifferenz (Druckunterschied), die erst ein gerichtetes Strömen ermöglichen, gegeben sein. Beides ist zum einen abhängig von den natürlichen Verhältnissen, zum anderen von Art und Umfang des Eingriffs.

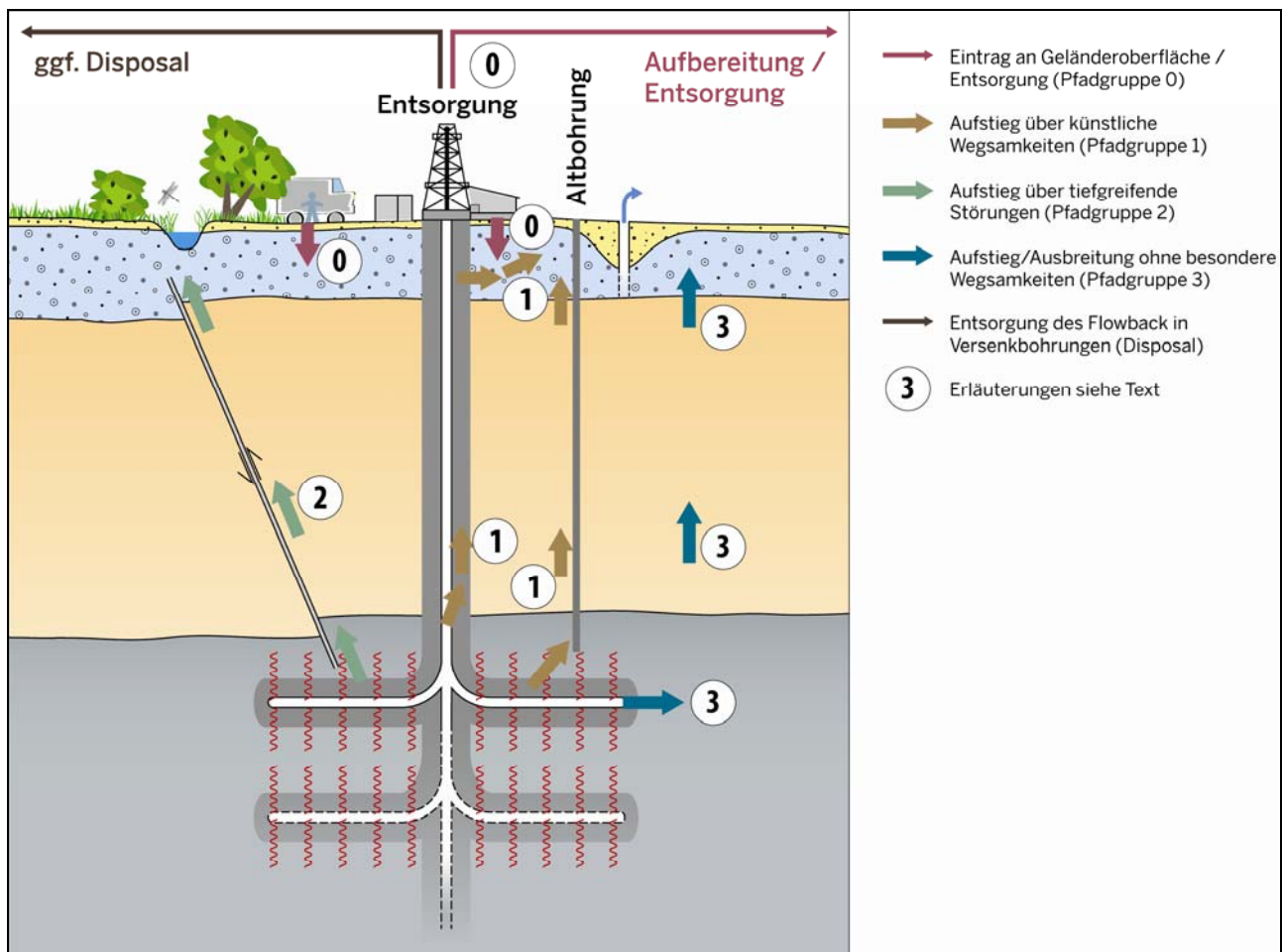


Abb. 3: Schematische Darstellung potenzieller Wirkungspfade (Quelle: ahu AG)

Pfadgruppe 0

Die Pfadgruppe 0 beschreibt (Schad-)Stoffeinträge unmittelbar an der Erdoberfläche insbesondere beim Umgang mit den Frack-Fluiden (Transport, Lagerung etc.) und bei der Entsorgung des Flowback (ohne Disposal, s.u.). Vielfach ist zuvor auch erst ein Versagen der technischen Systeme erforderlich. Die Pfadgruppe 0 ist insbesondere in der Phase des Frackings von Bedeu-

tung, da hier im Hinblick auf Transport, Lagerung und Entsorgung der Umgang mit Frack-Fluiden und Flowback am intensivsten ist. Durch Unfälle, Störfälle oder unsachgemäßen Umgang kann es hier zu Schadstoffeinträgen an der Erdoberfläche kommen.

Pfadgruppe 1

Die Pfadgruppe 1 beschreibt potenzielle (Schad-)Stoffaufstiege und -ausbreitungen entlang von Bohrungen, also künstlichen Wegsamkeiten im Untergrund. Hinsichtlich der Wirkungspfade ist hier zu unterscheiden zwischen Produktionsbohrungen und Altbohrungen, z.B. aus anderweitigen Erkundungen und Nutzungen. Im Hinblick auf Altbohrungen ist die Möglichkeit der Steuerung und Überwachung der Rissausbildung beim Fracking von Bedeutung (siehe Abschn. 3.2.2), da es durch die Risse unmittelbar zu einem hydraulischen Anschluss an Altbohrungen kommen kann.

An der Produktionsbohrung kann es zum einen während des Frack-Vorgangs zu Leckagen und Undichtigkeiten kommen, die zu einem ungewollten Austritt von Frack-Fluiden in den Ringraum bzw. in das anstehende Gebirge führen; zum anderen kann das Versagen von Zementation und/oder Casing in der Langzeitbetrachtung einen potenziellen Wirkungspfad darstellen.

Pfadgruppe 2

Die Pfadgruppe 2 beinhaltet alle Wirkungspfade entlang von geologischen Störungen. Dabei kann die Durchlässigkeit an ein- und derselben Störung abschnittsweise unterschiedlich sein. Während bei tiefgreifenden, durchgehenden Störungen eine Überwachung eher möglich ist, da der Ausbiss im Bereich der Geländeoberfläche zumeist bekannt ist, können Störungen, die nur Teilbereiche des Deckgebirges betreffen, nur schwer überwacht werden. Auch im Hinblick auf die Pfadgruppe 2 ist die Möglichkeit der Steuerung und Überwachung der Rissausbildung beim Fracking von Bedeutung (siehe Abschn. 3.2.2), da es hierdurch unmittelbar zu einem hydraulischen Anschluss an Störungen kommen kann.

Pfadgruppe 3

Die Pfadgruppe 3 beinhaltet flächenhafte Aufstiege von Gasen und Fluiden bzw. deren laterale Ausbreitung durch die geologischen Schichten (z.B. über einen Grundwasserleiter) ohne bevorzugte Wegsamkeiten, wie sie für die Pfadgruppen 1 und 2 beschrieben wurden. Die Wirkungspfade der Pfadgruppe 3 hängen im Wesentlichen von den geologischen/hydrogeologischen Verhältnissen ab.

Die eigentliche Phase des Frackings wird – bei den derzeit diskutierten Tiefen > 1.000 m - als zu kurz angesehen, um unmittelbar zu einer negativen Beeinträchtigung oberflächennaher Grundwasservorkommen über diesen Pfad führen zu können. Während der Gewinnung spielt in erster Linie der unkontrollierte Aufstieg von Gasen über diese Wirkungspfade eine Rolle. Als bedeutsam werden auch diese Wirkungspfade in der Nachbetriebsphase angesehen, wenn entsprechende Durchlässigkeiten und Potenziale vorhanden sind bzw. sich wieder einstellen.

Summation und Kombination unterschiedlicher Wirkungspfade sowie Langzeitwirkungen

Summation und Kombination der o.g. Wirkungspfade spielen in allen betrachteten Betriebsphasen eine Rolle und sind entsprechend zu beachten. Da viele Fließvorgänge im tiefen Untergrund sehr langsam ablaufen, sind – auch im Zusammenhang mit den Summenwirkungen – die Langzeitwirkungen abzuschätzen. Hierzu sind umfangreiche Kenntnisse der geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse des tieferen Untergrundes unerlässlich. Für eine solche Bewertung sind nach unserer Einschätzung derzeit in keinem Geosystem eine ausreichende Datenbasis und entsprechende numerische Prognosemodelle vorhanden.

Entsorgung des Flowback über Disposalbohrungen

Von den Betreibern wird die Möglichkeit der Verpressung derzeit als wichtige Randbedingung für die (wirtschaftliche) Gewinnung unkonventioneller Gas-Vorkommen angesehen. Aus Sicht des Gutachterkonsortiums können auch mit der Entsorgung des Flowback durch Verpressung in den Untergrund Risiken verbunden sein. Aus diesem Grund bedarf es auch für die Verpressung in den Untergrund aus unserer Sicht einer standortspezifischen Risikoanalyse und eines Monitorings.

3.1.3 Risikoanalyse

Mit der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten sind (wie mit jeder technischen Anlage) neben direkten Umweltauswirkungen (Lärm, Flächenverbrauch, stoffliche Emissionen etc.) auch weitere, zeitlich und räumlich versetzte Risiken für Mensch und Umwelt (indirekte Umweltauswirkungen) verbunden (s. Abb. 4). Dazu gehören z.B. der Aufstieg von Gas und die Kontamination des Grundwassers durch aufsteigende Fluide.

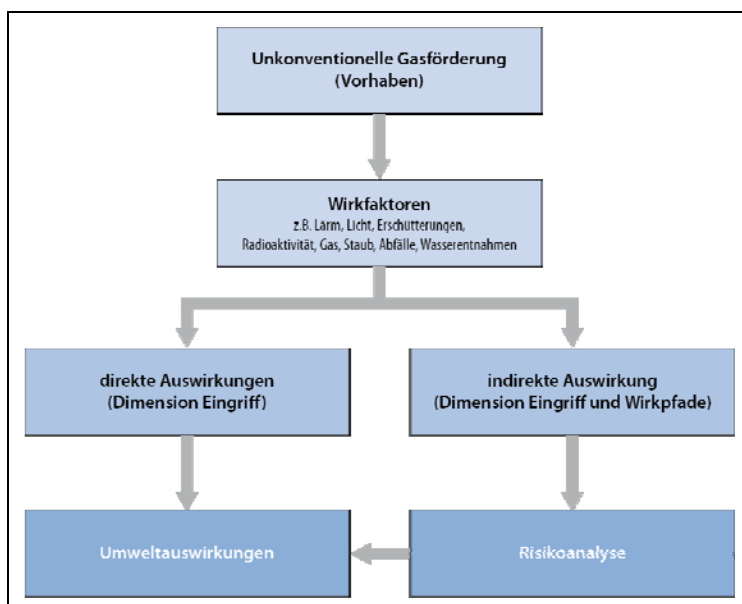


Abb. 4: Bewertung der Umweltauswirkungen über Wirkfaktoren (Quelle: ahu AG et al. 2012)

Die Ermittlung der Risiken ist im vorliegenden Fall der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten – vor allem aufgrund der Datenlage – schwierig. Zum einen liegen wesentliche Grundlageninformationen insbesondere zur Geologie und Hydrogeologie nicht vor; zum anderen gibt es in Deutschland zwar Erfahrungen aus der Tight Gas-Gewinnung, aber keine konkreten Erfahrungen mit der Gewinnung von Schiefergas und Kohleflözgas. Aus diesem Grund wird für die durchzuführenden (standortspezifischen) Risikoanalysen zum jetzigen Zeitpunkt eine Kombination verschiedener Methoden zur Risikoanalyse vorgeschlagen (siehe Abb. 5).

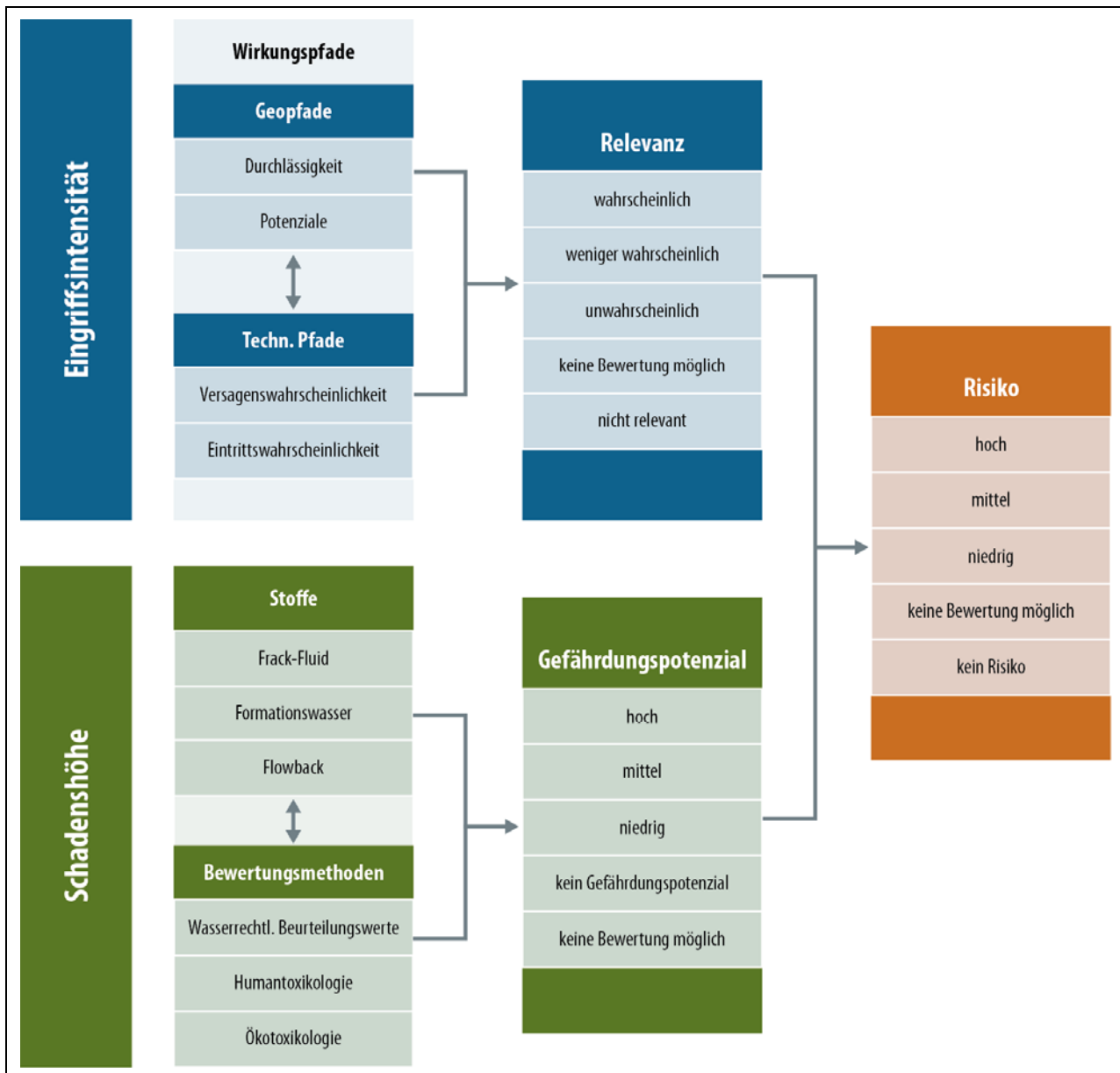


Abb. 5: Aufbau der Risikoanalyse bei der Beurteilung der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten (Quelle: ahu AG)

Wirkungspfade (Eingriffsintensität)

Bei der Frage nach den mit der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten verbundenen Risiken für nutzbare Grundwasservorkommen wird die Eingriffsintensität durch eine Betrachtung der Wirkungspfade (s.o.) ersetzt (siehe Abschn. 3.1.2). Denn nur, wenn ein Wirkungspfad relevant ist, kann aus einem Gefährdungspotenzial auch ein Schaden entstehen.

Für die technischen Wirkungspfade können bei entsprechender Datenlage abgesicherte Eintritts- bzw. Versagenswahrscheinlichkeiten angegeben werden. Die geologischen Wirkungspfade sind abhängig von den betrachteten Geosystemen und werden im Wesentlichen über die beiden Parameter Durchlässigkeit (Permeabilität) und hydraulisches Potenzial (im Folgenden: Potenzial) definiert. Solange entsprechende numerische Quantifizierungen fehlen, können die Wirkungspfade hinsichtlich ihrer Relevanz nur überschlägig und mit großen Unsicherheiten beurteilt werden.

Gefährdungspotenzial

Geeignete Methoden zur Bewertung der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide, der Formationswässer, des Flowback und ggf. auch der Zubereitungen werden in Abschnitt 3.3 beschrieben. Bei den verwendeten komponentenbasierten Methoden werden u.a. human- und ökotoxikologische Wirkkonzentrationen der Einzelstoffe für die Bewertung herangezogen. Da sich die Rezepturen der Frack-Fluide und die Beschaffenheit der Formationswässer und des Flowback nur standortspezifisch bewerten lassen, wird in der folgenden Risikoabschätzung eine generische, d.h. übergreifende, standortunabhängige Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale vorgenommen. Eine begründete Differenzierung zwischen einem niedrigen, mittleren und hohen Gefährdungspotenzial ist nur anhand von Expositionsszenarien für konkrete Schutzgüter, z.B. unter Verwendung von numerischen Modellen, wissenschaftlich fundiert möglich.

Der Flowback sowie die potenziell über die Pfadgruppen 1, 2 und 3 freigesetzten Fluide bestehen zu variablen Mischungsverhältnissen aus Frack-Fluid und Formationswasser. Da die Mischungsanteile standortspezifisch und zeitlich variieren, wird davon ausgegangen, dass das Gefährdungspotenzial dieser Fluide durch das höhere Gefährdungspotenzial der beiden Mischungsendglieder Frack-Fluid und Formationswässer bestimmt wird.

Risikobewertung

Der Betrachtungsort für das Fluid-Wasser-Gemisch mit seinem Gefährdungspotenzial sind die oberflächennahen Grundwasservorkommen. Eine Vermischung mit Formationswasser (z.B. nach einem Aufstieg) wird dabei nicht als Verdünnung und Verringerung des Gefährdungspotenzials gewertet, da auch die Formationswässer in der Regel negative Auswirkungen auf die oberflächennahen Grundwasservorkommen haben. Aus der Kombination der Pfadbetrachtung (Eingriffsintensität) mit dem Gefährdungspotenzial der Fluide (Frack-Fluide und Formationswasser) ergibt sich dann das Risiko, das wie in Abbildung 5 dargestellt dann beispielsweise in einer 5-teiligen Skala abgestuft werden kann.

3.2 Technik

Der gesamte Prozess der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Lagerstätten umfasst unter anderem die folgenden Phasen:

- Erkundung (Exploration),
- Standortwahl und Einrichtung des Bohrplatzes,
- Bohren und Komplettieren,
- Stimulation,
- Gewinnung,
- Bohrplatz-Rückbau / Renaturierung.

Fracking-spezifische Aspekte im Hinblick auf die zum Einsatz kommenden Techniken, die einer näheren Betrachtung bedürfen, sehen wir insbesondere bei den Vorgaben für die Bohrplatzgestaltung (Einzel- oder Cluster-Bohrplätze), in der Modellierung, Steuerung und Überwachung der Rissausbreitung sowie in der Langzeitintegrität der Bohrung (Zementation und Casing).

3.2.1 Bohrplatzgestaltung

Die Standortwahl zur Errichtung von Bohrplätzen ist Teil des bergrechtlichen Genehmigungsverfahrens der Zulassung der Betriebspläne für das Aufsuchen und Gewinnen von Bodenschätzen. Im Unterschied zur Gasförderung aus konventionellen Lagerstätten werden jedoch bedeutend mehr Bohrungen (und damit Bohrplätze) für eine flächendeckende Ausbeutung einer unkonventionellen Lagerstätte benötigt. In der Regel werden mehrere Bohrungen von einem Bohrplatz aus abgeteuft, indem das Bohrgerät innerhalb des Bohrplatzes zum nächsten Bohransatzpunkt verschoben wird (Cluster-Bohrplatz).

Zum Schutz von Oberflächengewässern sowie zum Schutz des Grundwassers vor einem obertägigen Schadstoffeintrag ist der Bohrplatz, und hier insbesondere die Bereiche, in denen wassergefährdende Stoffe gelagert werden, entsprechend abzudichten. Regenwasser ist zu sammeln, zu reinigen und gemäß bestehenden Regelwerken zu entsorgen (WEG 2006).

Hinsichtlich der Bohrtechnik und Bohrplatzgestaltung existiert eine Reihe von Standards und rechtlichen Vorgaben. Hierzu gehören die Tiefbohrverordnungen der Bundesländer (BVOT) sowie technische Leitfäden und Industriestandards (WEG 2006). Inwieweit diese Standards und Regelungen auf die neuen Anforderungen (z.B. Cluster-Bohrplätze, Multilateral-Bohrungen etc.) übertragbar sind bzw. der Ergänzung bedürfen, ist aus unserer Sicht zu prüfen.

3.2.2 Modellierung, Steuerung und Überwachung der Rissausbreitung

Das Fracking-Verfahren wird eingesetzt, um in gering permeablen Lagerstätten die Durchlässigkeit für Fluide (Flüssigkeiten und Gase) durch Erzeugung von Wegsamkeiten (i.d.R. Risse) zu erhöhen. Durch gekoppelte hydraulisch-mechanische Modelle kann die Rissbildung im Vorfeld des Frackings modelliert werden (siehe auch BGR 2012). Voraussetzungen hierfür sind detaillierte Kenntnisse über die geomechanischen Eigenschaften der Zielformation und die Spannungsverhältnisse im Untergrund.

Das Risiko einer „unkontrollierten“ Rissbildung besteht insbesondere darin, dass es zu einem (ungewollten) Anschluss eines Fracks an ein hydraulisch wirksames Element (Altbohrung, Störung, durchlässige Gesteinsschicht) kommt und dadurch bedingt Gas- und Fluid-Aufstiege möglich werden.

Abgesehen von Simulationen der Rissbildung im Vorfeld einer Frack-Maßnahme, welche über die gewählten Parameter und Randbedingungen mit gewissen Unsicherheiten behaftet sind, ist eine genaue Prognose der Rissausbreitung nicht möglich (siehe auch US EPA 2011).

Die Steuerung der Rissausdehnung beim Fracking erfolgt heute in erster Linie über den eingebrachten Druck der Frackflüssigkeit; die Überwachung der Rissausdehnung erfolgt geophysikalisch über Geophone. Es fehlen jedoch verbindliche Vorgaben, mit welcher Genauigkeit die räumliche Lage der erzeugten Fracks prognostiziert und ermittelt werden muss.

Insgesamt sehen die Gutacher noch Entwicklungsbedarf im Hinblick auf Modellierung, Steuerung und Überwachung der Rissausbreitung, da Lage und Dimension der erzeugten Risse für die Relevanz der Wirkungspfade der Pfadgruppen 1 bis 3 und für die Ableitung entsprechender „Sicherheitsabstände“ von entscheidender Bedeutung sein können (siehe auch US EPA 2011).

3.2.3 Langzeitintegrität der Bohrung

Die Zementierung der Verrohrung einer Bohrung ist die entscheidende Barriere gegen die Kontamination grundwasserführender Formationen durch Migration/Eindringen von Kohlenwasserstoffen, Formationswasser und Frack-Fluiden. Zudem schützt der Zement die Verrohrung vor möglicherweise auftretenden korrosiven Formationswässern und trägt erheblich zur Standortsicherheit des Bohrlochs bei.

Bezogen auf den Bohrlochausbau von Bohrungen zur Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten mittels hydraulischer Stimulation gibt es keine allgemeingültigen technischen Vorgaben, z.B. zu Ausmaß und Dichtheit der Zementierung. Die Bemessung des Casings und der Bohrlochzementation geschieht auf Grundlage der bestehenden Regelungen unter Berücksichtigung der aus den geplanten/aufgebrachten Frack-Drücken resultierenden Belastung (WEG 2006). Die Betreiber folgen hier z.T. eigenen Sicherheitsstandards. Eine Vereinheitlichung und verbindliche (bundesweite) Festsetzung der Vorgaben und Standards fehlt bislang.

Belastbare Daten zur Langzeitstabilität von Zementationen, insbesondere bei den thermischen und hydrochemischen Verhältnissen in der Tiefe, in der unkonventionelle Erdgas-Vorkommen in Deutschland vermutet werden, fehlen bislang.

3.3 Frack-Fluide

3.3.1 Überblick

Das beim Fracking eingesetzte hydraulische Medium, das den Druck zur Induzierung der Rissbildung in das Gebirge überträgt, wird als Frack-Fluid bezeichnet. Mit dem Frack-Fluid werden im Allgemeinen Stützmittel (z.B. Quarzsand) in die erzeugten Risse eingebracht, die die Risse gegen den Gebirgsdruck offenhalten und dafür sorgen sollen, dass die geschaffenen Wegsamkeiten auch in der Förderphase erhalten bleiben. Weitere dem Frack-Fluid zugesetzte Additive haben u.a. den Zweck, den Transport des Stützmittels in die Risse zu gewährleisten, Ablagerungen, mikrobiologischen Bewuchs, Bildung von Schwefelwasserstoff und ein Quellen der Tonminerale im Frack-Horizont zu verhindern, Korrosion zu vermeiden und die Fluid-Reibung bei hoher Pumpleistung zu minimieren. Eine Übersicht über die Einsatzzwecke der eingesetzten Additive zeigt Tabelle 3.

Aufbauend auf den umfangreichen Auswertungen zu den in den USA eingesetzten Frack-Additiven (US EPA 2004; US EPA 2011; Waxman et al. 2011; Tyndall Centre 2011; NYSDEC 2011) wurden die in Deutschland in verschiedenen Lagerstättentypen bislang eingesetzten Frack-Fluide und Additive recherchiert und ausgewertet. Es wird eine Methode zur Bewertung der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide für das Grundwasser vorgestellt, insbesondere im Hinblick auf den menschlichen Gebrauch des Grundwassers als Trinkwasser und auf die in der aquatischen Umwelt lebenden Organismen. Exemplarisch werden ausgewählte, in Deutschland eingesetzte Frack-Fluide sowie mögliche Weiterentwicklungen bewertet.

Tab. 3: Einsatzzwecke der in Frack-Fluiden eingesetzten Additive (nach UBA 2011, Tyndall Centre 2011)

Additiv	Einsatzzweck
Stützmittel (Proppant)	Offenhaltung der beim Fracking erzeugten Risse im Gestein
Ablagerungshemmer (Scale Inhibitor)	Verhinderung der Ablagerung von schwer löslichen Ausfällungen, wie Karbonaten und Sulfaten
Biozid (Biocide)	Verhinderung des Bakterienwachstums, Vermeidung von Biofilmen, Verhinderung von Schwefelwasserstoffbildung durch sulfatreduzierende Bakterien
Eisenfällungskontrolle (Iron Control)	Verhinderung von Eisenoxid-Ausfällungen
Gelbildner (Gelling Agent)	Verbesserung des Stützmitteltransports
Hochtemperaturstabilisator (Temperature Stabilizer)	Verhinderung der vorzeitigen Zersetzung des Gels bei hoher Temperatur im Zielhorizont
Kettenbrecher (Breaker)	Verringerung der Viskosität gelhaltiger Frack-Fluide zur Ablagerung des Stützmittels
Korrosionsschutzmittel (Corrosion Inhibitor)	Schutz vor Anlagenkorrosion
Lösungsmittel	Verbesserung der Löslichkeit der Additive
pH-Regulatoren und Puffer (pH Control)	pH-Wert-Einstellung des Frack-Fluids
Quervernetzer (Crosslinker)	Erhöhung der Viskosität bei erhöhter Temperatur zur Verbesserung des Stützmitteltransports
Reibungsminderer (Friction Reducer)	Verringerung der Reibung innerhalb der Frack-Fluide
Säuren (Acids)	Vorbehandlung und Reinigung der perforierten Abschnitte der Bohrung von Zement und Bohrschlamm; Auflösung von säurelöslichen Mineralen
Schäume (Foam)	Unterstützung des Stützmitteltransports
Schwefelwasserstofffänger (H ₂ S Scavenger)	Entfernung von toxischem Schwefelwasserstoff zum Schutz vor Anlagenkorrosion
Tenside/Netzmittel (Surfactants)	Verminderung der Oberflächenspannung der Fluide
Tonstabilisatoren (Clay Stabilizer)	Verminderung der Quellung und Verlagerung von Tonmineralen

3.3.2 In Deutschland eingesetzte Frack-Fluide

Angaben zu den in unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland eingesetzten Frack-Fluiden liegen den Gutachtern aus meist öffentlich zugänglichen Quellen vor, die nur in Einzelfällen durch gezielte Anfragen um nicht öffentlich zugängliche Informationen ergänzt wurden (ExxonMobil 2011; BR Arnsberg 2011). Die vorliegenden Angaben zur Zusammensetzung der eingesetzten Frack-Fluide basieren im Wesentlichen auf Auswertungen der Sicherheitsdatenblätter der Frack-Zubereitungen, die zur Herstellung der Frack-Fluide zum Einsatz kamen. Die Gutachter sehen erhebliche Wissensdefizite bei der Identität der eingesetzten Additive und ihren Konzentrationen im injizierten Frack-Fluid, da die Sicherheitsdatenblätter der Zubereitungen oftmals die einzige Informationsquelle zur Identität und Menge der eingesetzten Additive darstellen. Für die Genehmigungsbehörden ergeben sich hieraus erhebliche Unsicherheiten und Wissenslücken hinsichtlich der tatsächlich eingesetzten Additive und Frachten.

Im Folgenden wird zwischen den Frack-Zubereitungen (den von den Frack-Servicefirmen hergestellten Produkten, die unter Handelsnamen bekannt sind und meist aus einem Gemisch verschiedener Chemikalien bestehen) und den Frack-Fluiden (den in die Bohrung verpressten Fluiden, die meist aus mehreren Frack-Zubereitungen durch Mischung mit Wasser hergestellt werden) unterschieden. Unter Frack-Additiven werden alle Stoffe verstanden, die dem Trägermedium zugemischt und mit dem Fluid in die Bohrung verpresst werden.

Einsatzmengen

Angaben zur Einsatzmenge liegen den Gutachtern für 30 Frack-Fluide vor, die in verschiedenen unkonventionellen (und einer konventionellen) Lagerstätten in Deutschland zwischen 1982 und 2011 eingesetzt wurden, vor allem in Tight Gas-Lagerstätten in Niedersachsen.

Die Einsatzmengen variierten erheblich in Abhängigkeit der verwendeten Frack-Fluide und der Lagerstätteneigenschaften; pro Frack kamen zwischen $< 100 \text{ m}^3$ und über 4.000 m^3 Frack-Fluide zum Einsatz. Bei neueren, seit dem Jahr 2000 eingesetzten Gel-Fluiden wurden pro Frack im Durchschnitt ca. 100 t Stützmittel und ca. 7,3 t Additive (davon meist $< 30 \text{ kg}$ Biozidprodukte) eingesetzt. Insbesondere bei Multi-Frack-Stimulationen und/oder Einsatz von Slickwater-Fluiden ergeben sich damit teilweise große Einsatzmengen: In der Bohrung Damme 3 wurden z.B. bei drei Fracks rund 12.000 m^3 Wasser, 588 t Stützmittel und 20 t Additive (davon 460 kg Biozide) verpresst.

Frack-Zubereitungen

Nach den vorliegenden Informationen wurden mindestens 88 verschiedene Zubereitungen zur Herstellung von Frack-Fluiden in Deutschland verwendet. Da als Datengrundlage nur Angaben zu 21 Frack-Fluiden vorliegen (entspricht ca. 21 % der ca. 300 in Deutschland durchgeführten Fracks), ist jedoch davon auszugehen, dass noch weitere Zubereitungen zum Einsatz kamen.

Von den 88 Zubereitungen liegen den Gutachtern 80 aktuelle oder zum Zeitpunkt der Fracks gültige Sicherheitsdatenblätter der Hersteller bzw. Importeure vor. Die Auswertung der verfügbaren 80 Sicherheitsdatenblätter ergab, dass

- 6 Zubereitungen als giftig,
- 6 als umweltgefährlich,

- 25 als gesundheitsschädlich,
- 14 als reizend,
- 12 als ätzend und
- 27 als nicht gefährlich

gemäß Richtlinien 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG eingestuft sind. Eine Reihe eingesetzter Zubereitungen weist gleichzeitig mehrere Gefährdungsmerkmale auf. Nach den Angaben in den Sicherheitsdatenblättern sind

- 3 Zubereitungen als stark wassergefährdend (WGK 3),
- 12 als wassergefährdend (WGK 2),
- 22 als schwach wassergefährdend (WGK 1) und
- 10 als nicht wassergefährdend (nwg)

eingestuft. In 33 der den Gutachtern vorliegenden Sicherheitsdatenblätter sind keine Angaben zur Wassergefährdungsklasse der Zubereitung aufgeführt.

Frack-Additive

Den Gutachtern liegen Angaben zu eingesetzten Frack-Additiven von 28 Frack-Fluiden vor, die bei ca. 25 % der ca. 300 in Deutschland durchgeführten Fracks zum Einsatz kamen.

Die Auswertung dieser 28 Frack-Fluide ergab, dass insgesamt mindestens 112 Stoffe / Stoffgemische in Deutschland eingesetzt wurden. Für 76 der 112 Stoffe / Stoffgemische waren eindeutige CAS-Nummern² angegeben oder es konnte die CAS-Nummer anhand einer eindeutigen Bezeichnung der Stoffe / Stoffgemische korrigiert bzw. recherchiert werden. Für 36 Stoffe / Stoffgemische konnte keine eindeutige Identifizierung mit einer CAS-Nummer recherchiert werden, weil die Zusammensetzung unbekannt ist oder Bezeichnungen in den Sicherheitsdatenblättern angegeben wurden, die nur chemische Gruppen (z.B. aromatische Ketone, anorganische Salze) benennen.

3.3.3 Gefährdungspotenziale

Bewertungsmethode

Bei einer Freisetzung von Stoffen in die Umwelt gilt als wasserrechtlicher Bewertungsmaßstab, dass eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit des Grundwassers nicht zu besorgen sein darf (§ 48 Abs. 1 WHG). Eine nachteilige Veränderung der Beschaffenheit des oberflächennahen, also nutzbaren und am Naturhaushalt teilnehmenden Grundwassers liegt vor, wenn sich die Wasserbeschaffenheit mehr als nur geringfügig verschlechtert.

² Die CAS-Nummer (engl. Chemical Abstracts Service) ist ein internationaler Bezeichnungsstandard für chemische Stoffe. Jeder bekannte chemische Stoff hat eine eindeutige CAS-Nummer.

Eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit ist zu besorgen, wenn im nutzbaren Grundwasser gesetzliche und untergesetzliche Grenz-, Richt- und Höchstwerte, insbesondere die Geringfügigkeitsschwellenwerte der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA 2004) überschritten werden. Diese Geringfügigkeitsschwellenwerte³ berücksichtigen vorrangig die Grenzwerte der Trinkwasserverordnung (TrinkwV) sowie human- und ökotoxikologisch begründete Wirkschwellen, damit das Grundwasser überall für den menschlichen Gebrauch als Trinkwasser nutzbar und als Lebensraum und Bestandteil des Naturhaushalts intakt bleibt.

Da für einen Großteil der als Frack-Additive eingesetzten Stoffe keine Geringfügigkeitsschwellen oder andere wasserrechtliche Beurteilungswerte vorliegen, wurden für diese Stoffe aufbauend auf LAWA (2004) gesundheitliche Leitwerte⁴ bzw. gesundheitliche Orientierungswerte⁵ und ökotoxikologisch begründete PNEC-Werte⁶ recherchiert bzw. in Anlehnung an publizierte Methoden abgeleitet.

Bei Stoffeinträgen an der Oberfläche (Pfadgruppe 0 in Abb. 6) ist die Stoffkonzentration an der Grundwasseroberfläche (Sickerwasser) zu betrachten. Bei einer möglichen Freisetzung aus dem Frack-Horizont (und entsprechendem Aufstieg über die Pfadgruppen 1 bis 3) ist dagegen in Analogie die Basis des wasserwirtschaftlich nutzbaren Grundwasserleiters als Ort der Beurteilung heranzuziehen (siehe Abb. 6).

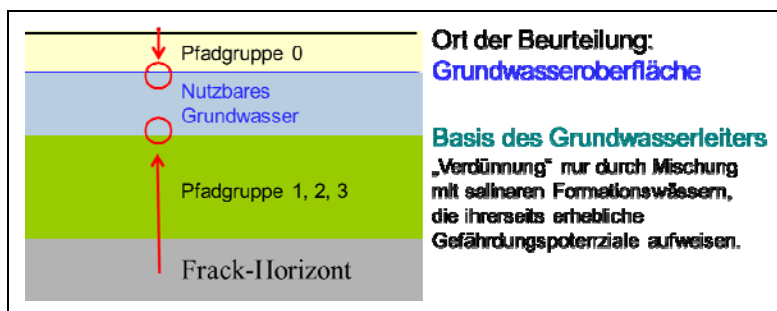


Abb. 6: Ort der Beurteilung (rote Kreise) bei Stoffeinträgen in einen oberflächennahen, wasserwirtschaftlich nutzbaren Grundwasserleiter (blau) über Eintragspfade von der Oberfläche (Pfadgruppe 0) bzw. aus dem Frack-Horizont (Pfadgruppen 1-3) (Quelle: IWW)

³ Die Geringfügigkeitsschwelle (GFS) ist die Stoffkonzentration, bei der trotz der Erhöhung im Grundwasser gegenüber regionalen Hintergrundwerten keine relevanten ökotoxikologischen Wirkungen auftreten können und die Anforderungen der TrinkwV oder entsprechend abgeleiteter Werte eingehalten werden (LAWA 2004).

⁴ Der gesundheitliche Leitwert (LW) ist die lebenslang gesundheitlich duldbare Höchstkonzentration eines Stoffes im Trinkwasser.

⁵ Der gesundheitlicher Orientierungswert (GOW) ist ein Vorsorgewert für humantoxikologisch nicht oder nur teilweise bewertbare Stoffe (UBA 2003).

⁶ Der PNEC-Wert (Predicted No Effect Concentration) ist die höchste Stoffkonzentration, bei der keine Wirkung auf Organismen eines aquatischen Ökosystems zu erwarten ist (EC TGD 2003).

Die Abschätzung dieser Stoffkonzentrationen kann nur standortspezifisch für mögliche Ausstrags- und Expositionsszenarien unter Verwendung geeigneter Modellansätze erfolgen, die alle relevanten hydraulischen und geochemischen Transport-, Mischungs-, Abbau- und Reaktionsprozesse entlang der Fließpfade im Untergrund berücksichtigen. Gegenwärtig stehen derartige Modelle in der geforderten Detailschärfe nicht zur Verfügung. Solange derartige Modelle fehlen, wird die Bewertung der Gefährdungspotenziale anhand der Stoffkonzentrationen im (unverdünnten) Frack-Fluid bzw. Formationswasser vorgenommen. Der Hinweis auf eine mögliche Verringerung der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide durch Verdünnung mit salinarem Grundwasser entlang von Fließpfaden im Untergrund ist aus unserer Sicht nicht zielführend, da das Formationswasser selbst erhebliche Gefährdungspotenziale aufweisen kann und damit eine Mischung mit diesen Wässern nicht notwendigerweise zu einer Verringerung der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide führen würde.

Die Abschätzung der Gefährdungspotenziale erfolgt in einer Einzelstoffbewertung, indem stoffspezifische Risikoquotienten aus Stoffkonzentration und Beurteilungswert (GFS, LW, GOW oder PNEC) berechnet werden:

$$\text{Risikoquotient} = \frac{\text{Stoffkonzentration im Fluid}}{\text{Beurteilungswert}}$$

Während bei einem Risikoquotienten < 1 für den betreffenden Stoff kein Gefährdungspotenzial zu erwarten ist, ist bei einem Risikoquotienten ≥ 1 ein humantoxikologisches bzw. ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial zu besorgen. Im Rahmen dieses Gutachtens wird exemplarisch und nicht wissenschaftlich begründet bei einem Risikoquotienten > 1.000 von einem hohen Gefährdungspotenzial ausgegangen, das jedoch standortspezifisch anhand von Expositionsszenarien, z.B. unter Verwendung numerischer Modelle, zu überprüfen ist.

Da die Rezeptur der Frack-Fluide im Allgemeinen lagerstättenspezifisch zusammengestellt wird, kann die Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale nur exemplarisch für ausgewählte Fluide erfolgen. Im Rahmen des Gutachtens wurden für eine detaillierte Bewertung ein in jüngerer Zeit in einer Tight Gas-Lagerstätte in Niedersachsen eingesetztes Fluid sowie die beiden einzigen bislang in einer Schiefergas- bzw. Kohleflözgas-Lagerstätte eingesetzten Fluide bewertet (Tab. 4). Geplante Weiterentwicklungen wurden berücksichtigt, indem zwei von einem Betreiber genannte, potenziell in Schiefergas- und ggf. auch in Kohleflözgas-Lagerstätten einsetzbare Frack-Fluide (Weiterentwicklung Slickwater und Gel-Fluid), bewertet wurden (Tab. 4).

Tab. 4: In unkonventionellen Lagerstätten eingesetzte bzw. einsetzbare Frack-Fluide, die für die Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale ausgewählt wurden

Tight-Gas		
Söhlingen Z16 Kreis Rotenburg (Wümme), Niedersachsen	9 Fracks in 2008 Endteufe: 6.872 m Dethlinger Sandstein (Oberrotliegendes)	<u>Gel</u> Wasserbedarf: 824 m ³ Stützmittel: 170.100 kg Additive: 38.079 kg
Schiefergas		
Damme 3 Kreis Vechta, Niedersachsen	3 Fracks in 2008 Wealdentonstein 1.045 bis 1.530 m	<u>Slickwater</u> Wasserbedarf: 12.119 m ³ Stützmittel: 588.000 kg Additive: 19.873 kg
Kohleflözgas		
Natarp Kreis Warendorf, Nordrhein-Westfalen	2 Fracks in 1995 Flözführendes Karbon 1.800 bis 1.947 m	<u>Gel</u> Wasserbedarf: 121 m ³ Stickstoff: 81.750 kg Stützmittel: 41.700 kg Additive: 1.230 kg
Zukünftige Weiterentwicklungen		
<u>Slickwater</u> Angaben Exxon Mobil (Stand 04.02.2012)	Planung	<u>Slickwater</u> Wasserbedarf: 1.600 m ³ Stützmittel: unbekannt Additive: 5.600 kg
<u>Gel</u> Angaben Exxon Mobil (Stand 04.02.2012)	Planung	<u>Gel</u> Wasserbedarf: 1.600 m ³ Stützmittel: unbekannt Additive: 6.530 bis 7.080 kg

Ergebnisse

Die Bewertungen der in Tabelle 4 aufgelisteten Fluide kommt zu dem Ergebnis, dass die ausgewählten Frack-Fluide hohe bzw. mittlere bis hohe human- und ökotoxikologische Gefährdungspotenziale aufweisen. Auch für die beiden weiterentwickelten Frack-Fluide ist v.a. aufgrund der hohen Einsatzkonzentration eines Biozids und dessen lückenhafter Bewertungsgrundlage von einem hohen Gefährdungspotenzial auszugehen.

Gegenwärtige Entwicklungsarbeiten u.a. zur Reduktion der Anzahl der eingesetzten Additive, zur Substitution von sehr giftigen, kanzerogenen, mutagenen sowie reproduktionstoxischen Stoffen und zur Reduktion bzw. zum Ersatz von Biozid-Wirkstoffen weisen auf potenzielle Fortschritte in der Entwicklung umweltverträglicher Frack-Fluide hin, deren Realisierbarkeit bzw. Einsatzreife von den Gutachtern jedoch gegenwärtig nicht bewertet werden kann.

Die mögliche Substitution von drei noch im Jahr 2008 eingesetzten bedenklichen Additiven durch Stoffe mit niedrigerem Gefährdungspotenzial ist kritisch zu hinterfragen, weist sie doch darauf hin, dass noch in der jüngeren Vergangenheit Additive eingesetzt wurden, die innerhalb weniger Jahre als verbesserungsfähig bzw. überholt angesehen werden müssen. Da die der Bewertung dieser Additive zugrunde liegende Datenbasis bereits seit Jahren vorliegt, ist zu prü-

fen, ob von Seiten der Servicefirmen, Betreiber und/oder Behörden in der Vergangenheit potenzielle Substitutionsmöglichkeiten besorgniserregender Additive adäquat untersucht und berücksichtigt wurden.

3.3.4 Mögliche Verfahren ohne Einsatz chemischer Additive beim Fracking

Neben der Substitution einzelner Additive werden derzeit Frack-Fluide entwickelt, bei denen gänzlich auf den Einsatz bestimmter Additivgruppen verzichtet werden soll. So wird beispielsweise UV-Licht eingesetzt, um das Wachstum von Mikroorganismen zu hemmen und somit den Einsatz von Bioziden zu verringern.⁷ In einem anderen Forschungsprojekt wird ein Verfahren getestet, bei dem gänzlich auf Chemikalien verzichtet und nur Wasser, Bauxit und Maisstärke verwendet werden sollen.⁸ Die Ausführungen zeigen, dass derzeit verschiedene Verfahren entwickelt bzw. getestet werden, es jedoch noch intensiver Forschungsanstrengungen bedarf, bis ein Fracking ohne den Zusatz chemischer Additive möglich ist. Im Rahmen des Gutachtens können die aktuellen Entwicklungen nur wiedergegeben werden. Den Gutachtern war eine Bewertung der Vorhaben hinsichtlich ihrer praktikablen Anwendung nicht möglich.

Fracking ohne chemische Additive würde das mit diesen Stoffen verbundene Gefährdungspotenzial vermeiden. Das Gefährdungspotenzial durch die Schaffung von Wegsamkeiten und Ausdragspfaden für Formationswässer sowie die Förderung des dann ausschließlich aus Formationswässern bestehenden Flowback blieben davon unbeeinflusst. Die allein vom Formationswasser ausgehende Gefährdung entlang möglicher Wirkungspfade ist standortspezifisch und primär von dessen chemischer Zusammensetzung und Mineralisation abhängig. Somit ergibt sich eine Standortabhängigkeit, und es muss im Einzelfall das Formationswasser untersucht und bewertet werden.

3.4 Flowback

3.4.1 Mengen und Zusammensetzung

Nach Ende der Druckbeaufschlagung auf die erdgasführende Formation wird das eingepresste Frack-Fluid mit dem der Bohrung zuströmenden Erdgas und mit den Formationswässern teilweise zurückgefördert, wobei das Stützmittel größtenteils in den künstlich erzeugten Rissen verbleibt. Das zu Tage geförderte Fluid, das meist über die gesamte Erdgasproduktionsphase gefördert und entsorgt werden muss, wird als Flowback bezeichnet.

Der Flowback besteht in variablen Mischungsanteilen aus verpresstem Frack-Fluid und mitgefördertem Formationswasser, wobei meist zunächst der Mischungsanteil des Frack-Fluids und

⁷ [http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=93&pageid=4184&prodid=PRN%3a%3aKWTFB215&TOPIC=HydraulicFracturing\]](http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=93&pageid=4184&prodid=PRN%3a%3aKWTFB215&TOPIC=HydraulicFracturing)

⁸ http://www.wirtschaftsblatt.at/home/boerse/bwien/omv-will-mega-gasvorrat-im-weinviertel-ab-2020-foerdern-504947/index.do?_vl_pos=r.1.NT

später der des Formationswassers überwiegt. Aufgrund verschiedener hydrogeochemischer Prozesse im Lagerstättenhorizont (Abb. 7) kann der Flowback neben Frack-Additiven und Bestandteilen des Formationswassers eine Reihe weiterer Stoffe enthalten.

Bei den hohen Druck- und Temperaturbedingungen im Zielhorizont ist nicht auszuschließen, dass die eingebrachten Frack-Additive in Gegenwart der salinaren Formationswässer chemischen Transformations- und Abbaureaktionen unterworfen sind. Mikrobiologische Abbaureaktionen sind zu erwarten, sobald die Wirkung der eingebrachten Biozide nachzulassen beginnt. Dabei können stabile Metabolite entstehen, von denen ein human- und ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial ausgehen kann, welches ggf. das der Ausgangsstoffe übersteigen kann.

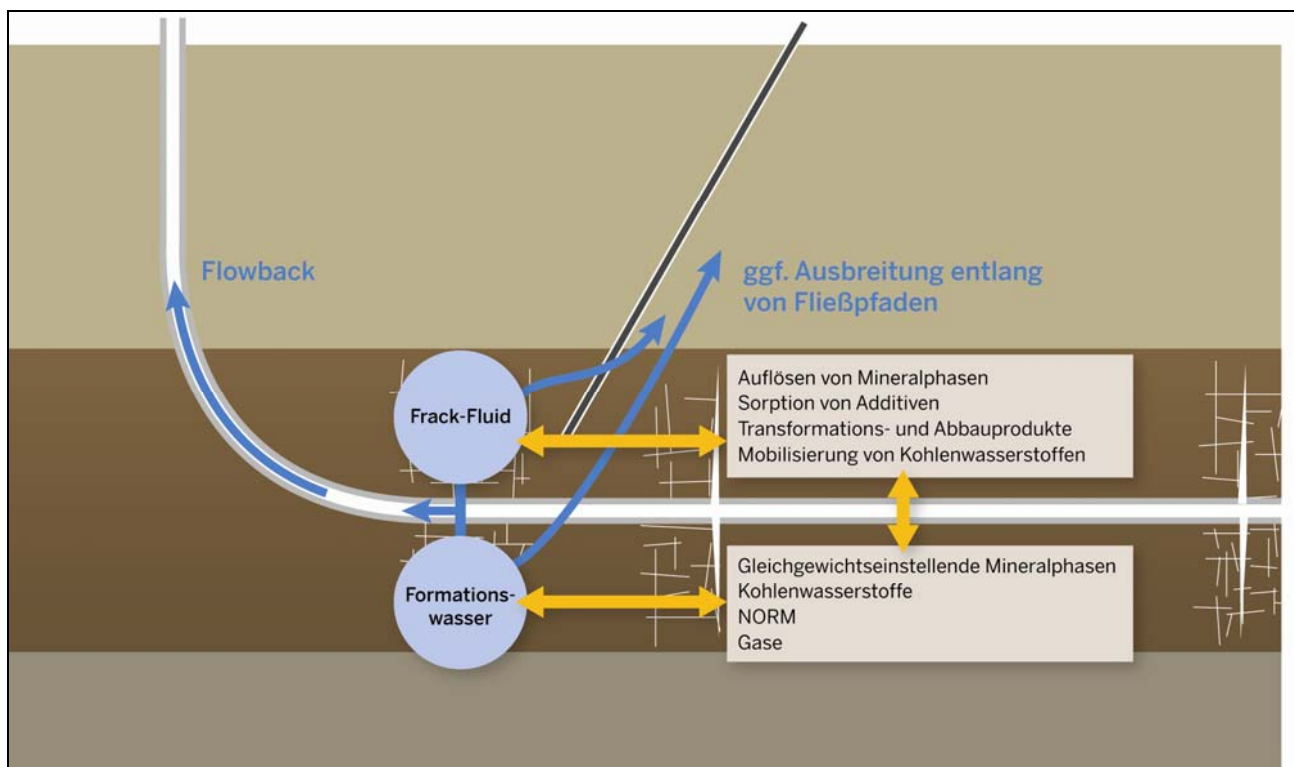


Abb. 7: Schematische Darstellung der Bildung des Flowback als Mischung aus Frack-Fluid und Formationswasser in Verbindung mit hydrogeochemischen Prozessen (Quelle: IWW & ahu AG)

Aufgrund der lagerstättenspezifischen Beschaffenheit der Formationswässer und der variablen Anteile zurückgeführter Frack-Additive muss die Beschaffenheit des Flowback sowohl standort- als auch zeitspezifisch ausgewertet werden. Zur Beschaffenheit der Formationswässer in Tight Gas-, Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten in Deutschland liegen nur vereinzelt Angaben über Haupt-, Neben- und Spurenkomponenten, gelöste Gase, organische Wasserin-

haltsstoffe und NORM⁹ vor; regionale und teufendifferenzierte Angaben zur Formationswasserbeschaffenheit fehlen weitgehend.

Auswertungen von Rosenwinkel et al. (2012) kamen bei Auswertung des Flowback der Bohrung Damme 3 zu dem Schluss, dass nur 8 % des injizierten Frack-Fluids mit dem Flowback wieder zu Tage gefördert wurden. Auch wenn bei längerer Förderdauer ein höherer Rückförderanteil zu erwarten ist, muss davon ausgegangen werden, dass ein substanzieller Anteil der Frack-Additive im Untergrund verbleibt.

Für den Flowback als Gemisch aus Frack-Fluid, Formationswasser und möglichen Reaktionsprodukten fehlen gegenwärtig aussagekräftige Analysen und belastbare Massenbilanzierungen, um die variablen Mischungsanteile aus Frack-Fluid und Formationswasser, den Anteil des zurückgeführten Frack-Fluids und mögliche Reaktionsprodukte zu quantifizieren. Nach dem gegenwärtigen Sachstand wurden bisher keine systematischen Messungen zur Identifizierung von Transformations- und Abbauprodukten im Flowback durchgeführt.

Die im Untergrund verbleibenden Frack-Additive stellen ein Risiko für das oberflächennahe (nutzbare) Grundwasser dar, wenn die Möglichkeit (Eintrittswahrscheinlichkeit) besteht, dass sie über einen oder mehrere der genannten Wirkungspfade in relevanter Konzentration in den Bereich des oberflächennahen (nutzbaren) Grundwassers gelangen können. Ob und in welchem Ausmaß ein Stofftransport in Richtung auf wasserwirtschaftlich genutzte Grundwasservorkommen stattfindet, hängt somit von den standortspezifischen geologischen und hydrogeologischen Verhältnissen und von den Sorptionseigenschaften der Frack-Additive und des Gebirges ab.

3.4.2 Entsorgungswege

Die Zusammensetzung des Flowback ist aufgrund der standortspezifisch zusammengestellten Frack-Additive und der standortspezifischen Beschaffenheit des Formationswassers lagerstätten-spezifisch. Mögliche technische Verfahren zur weitergehenden Aufbereitung des Flowback sind in Rosenwinkel et al. (2012) beschrieben. Rosenwinkel et al. (2012) kommen zu dem Ergebnis, dass derzeit keines dieser weitergehenden Behandlungsverfahren für Flowback als Stand der Technik im Sinne des Wasserhaushaltsgesetzes zu bezeichnen ist. Grundsätzlich stehen zur Entsorgung und Wiederverwertung des Flowback die folgenden Möglichkeiten zur Verfügung:

- Verpressung über Disposalbohrungen,
- Aufbereitung zur Einleitung in Oberflächengewässer,
- Aufbereitung zur Einleitung in die Kanalisation,
- Wiederverwertung für weitere Fracks,
- (Verdüsung / Verdunstung / landwirtschaftliche Bewässerung).

⁹ Naturally Occurring Radioactive Material.

Die Entsorgung der anfallenden Formationswässer und des Flowback über sog. Versenkbohrungen / Disposalbohrungen ist derzeit gängige Praxis in den Gebieten, in denen bereits eine Gewinnung aus konventionellen und unkonventionellen Erdgas-Vorkommen erfolgt. Bei den Versenkbohrungen handelt es sich meist um ausgeförderte Erdöl- oder Erdgas-Lagerstätten sowie andere aufnahmefähige Gesteinshorizonte.

Der Flowback kann ein erhebliches Gefährdungspotenzial aufweisen. Aus Sicht der Gutachter können mit der Entsorgung des Flowback durch Verpressung in den Untergrund Risiken verbunden sein, die nur im Rahmen von standortspezifischen Risikoanalysen fundiert analysiert und bewertet werden können. Hierfür fehlen nach unserer Kenntnis derzeit entsprechend verbindliche Vorgaben.

Eine weitergehende Aufbereitung des Flowback in Industriekläranlagen wird von den Betreibern als möglich, jedoch aus wirtschaftlichen Gründen als nicht machbar erachtet, so dass die Entsorgung in Versenk- bzw. Disposalbohrungen favorisiert wird.

Ob und in welchem Ausmaß eine Wiederverwertung des Flowback technisch möglich ist, kann nur nach vorheriger analytischer Bestimmung der Art und Konzentration der zurückgeführten Additive beurteilt werden.

4 Rechtliche Regelungen und Verwaltungsstrukturen

Der rechtliche Teil des Gutachtens betrifft Fragen des Gewässerschutzes, die mit der Beschaffung, dem Umgang, dem Einbringen und der Entsorgung der eingebrachten und zurückgeflossenen Flüssigkeiten zusammenhängen. Maßgeblich hierfür sind in erster Linie berg- und wasserrechtliche Regelungen sowie Regelungen über die Umweltverträglichkeitsprüfung. Das Gutachten konzentriert sich auf das Einbringen von Stoffen beim eigentlichen Frack-Vorgang und den Umgang mit dem Flowback und dessen Entsorgung. Darüber hinaus werden rechtliche Anforderungen an die Beschaffung, Lagerung und Beförderung der Frack-Fluide berücksichtigt.

Die vorliegende Kurzfassung des Gutachtens enthält eine Zusammenfassung der sich aus rechtlicher Sicht ergebenden Defizite in Bezug auf die geltenden Regelungen und Verwaltungsstrukturen unter Berücksichtigung der naturwissenschaftlich-technischen Randbedingungen und der Risikobewertung.

4.1 Bergrecht

Das Bergrecht enthält mit den Voraussetzungen für die Betriebsplanzulassung und den Tiefbohrverordnungen der Länder zentrale Anforderungen an Fracking-Vorhaben. Zu diesen Anforderungen gehören die Gefahrenvorsorge unter Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Sicherheitstechnik und die Einhaltung spezieller Anforderungen der Tiefbohrverordnungen zur Vermeidung von Schäden.

Das Bergrecht entfaltet aber keine Konzentrationswirkung. Es führt auch nicht zu einer Verdrängung des Wasserrechts. Vielmehr müssen die wasserrechtlichen Anforderungen entweder im Rahmen der Prüfung, ob gemeinschädliche Einwirkungen zu erwarten sind (§ 55 Abs. 1 Nr. 9 BBergG), oder im Rahmen der Prüfung, ob der Betriebsplanzulassung überwiegende öffentliche Interessen entgegenstehen (§ 48 Abs. 2 Satz 2 BBergG), geprüft werden.

Soweit ein wasserrechtliches Erlaubnisverfahren erforderlich ist, müssen wasserrechtliche Aspekte vorrangig im wasserrechtlichen Erlaubnisverfahren geprüft werden. Dies ergibt sich aus der allgemeinen Rechtsprechung zur Abgrenzung paralleler Zulassungsverfahren. In der bergbehördlichen Praxis ist dagegen die Durchführung wasserrechtlicher Erlaubnisverfahren für Tiefbohrungen bisher nicht üblich.

4.2 Wasserrecht

Das geltende Wasserrecht verlangt die Durchführung eines wasserrechtlichen Erlaubnisverfahrens für eine für späteres Fracking vorgesehene Bohrung, für das Fracking selbst und für das Verpressen des Flowback.

Werden beim Fracking oder beim Verpressen des Flowback Stoffe unmittelbar in das Grundwasser eingeleitet, liegt eine erlaubnisbedürftige echte Benutzung vor. Werden die Stoffe in geologische Formationen eingebracht, in denen Grundwasser nicht unmittelbar anzutreffen ist, liegt eine erlaubnisbedürftige unechte Benutzung vor. Das kann sich zum einen daraus ergeben, dass eine mittelbare nachteilige Veränderung von Grundwasser in der näheren oder wei-

teren Umgebung des Bohrlochtiefsten nicht hinreichend sicher ausgeschlossen werden kann; zum anderen ist eine dahingehende richtlinienkonforme Auslegung geboten, da die Wasserrahmenrichtlinie das Einbringen von Stoffen in geologische Formationen nur unter Festlegung geeigneter Bedingungen zulässt (Art. 11 Abs. 3 Buchst. j WRRL). Nach deutschem Wasserrecht sind solche Bedingungen im Rahmen einer wasserrechtlichen Erlaubnis festzulegen.

Für eine für späteres Fracking vorgesehene Bohrung ergibt sich die Erlaubnisbedürftigkeit aus dem mit jeder Bohrung verbundenen Einbringen von Stoffen in das Grundwasser (Bohrer, Bohrspülung, Verrohrung, Zementation) in Verbindung mit dem zusätzlichen, mit dem geplanten Fracking verbundenen Risiko von Stoffeinträgen in das Grundwasser im Fall eines Versagens der Abdichtfunktion von Verrohrung und Zementation. Um den Grundwasserschutz zu gewährleisten, müssen die dafür einzuhaltenden Anforderungen an Verrohrung und Zementation bereits vor dem Bohrlochausbau in einem wasserrechtlichen Verfahren geprüft und festgelegt werden.

Voraussetzung für die Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis ist, dass eine nachteilige Grundwasserveränderung nicht zu besorgen ist (Besorgnisgrundsatz, § 48 WHG). Der Besorgnisgrundsatz gilt nicht nur für echte, sondern auch für unechte Benutzungen.

Eine nachteilige Grundwasserveränderung liegt nicht vor, wenn die aus geltenden Grenzwerten sowie human- und ökotoxikologisch abgeleiteten Geringfügigkeitsschwellen im nutzbaren und am Naturhaushalt teilnehmenden Grundwasser nicht überschritten sind.

Grundwasser ist das unterirdische Wasser in der Sättigungszone, das in unmittelbarer Berührung mit dem Boden oder dem Untergrund steht. Dazu gehört auch tiefes und salz- oder schadstoffhaltiges Grundwasser. Bei tiefem und schadstoffhaltigem Grundwasser muss die Schutzwürdigkeit, also das Vorliegen einer nachteiligen Veränderung, jedoch individuell bestimmt werden. Eine nachteilige Grundwasserveränderung ergibt sich hier nicht bereits aus der Überschreitung der für nutzbares und am Naturhaushalt teilnehmendes Grundwasser entwickelten Geringfügigkeitsschwellen.

Der Besorgnisgrundsatz verlangt, dass keine auch noch so wenig nahe liegende Wahrscheinlichkeit einer Gewässerverunreinigung bestehen darf, diese also nach menschlicher Erfahrung unwahrscheinlich ist. Das Gesetz ist hier überaus streng. Zu berücksichtigen sind alle Umstände des Einzelfalls. Dazu gehören auch Störfälle und unwahrscheinliche Entwicklungen sowie großräumige und Langzeitauswirkungen.

Auch wenn die Erlaubnisvoraussetzungen erfüllt sind, unterliegt die Erteilung der wasserrechtlichen Erlaubnis einem Bewirtschaftungsermessen. Im Rahmen des Bewirtschaftungsermessens können verbleibende Restrisiken für die Sicherstellung der Trinkwasserversorgung und die Reinhaltung des Grundwassers jenseits einer konkreten Besorgnis nachteiliger Grundwasserveränderungen berücksichtigt und mit dem volkswirtschaftlichen Nutzen der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas abgewogen werden.

Diese strengen wasserrechtlichen Anforderungen sind zwar durch die Rechtsprechung bestätigt worden. Das Wasserrecht enthält indes – ähnlich wie das Bergrecht – viele unbestimmte Rechtsbegriffe, die Auslegungsspielräume eröffnen, die von den zuständigen Behörden in verschiedene Richtungen ausgenutzt werden können und ausgenutzt werden. Es spricht einiges dafür, dass dies in der Praxis zu einer erheblichen Vernachlässigung wasserrechtlicher Aspekte

führen kann. Deshalb sollten die vorgenannten Ergebnisse im Sinne einer einheitlichen Auslegung des Wasserrechts und im Sinne der Sicherstellung des gebotenen Grundwasserschutzes in Zusammenhang mit bergbaulichen Vorhaben auf geeigneter Ebene, also entweder durch Änderung von Bundes- oder Landesrecht oder auch nur durch behördeninterne Verwaltungsvorschriften oder Erlasse klargestellt werden.

4.3 Umgang mit Frack-Fluiden und Flowback

Für den übertägigen Umgang mit Stoffen ist zwischen der Beschaffung von und dem Umgang mit Wasser und Additiven und dem daraus hergestellten Frack-Fluid und dem Umgang mit dem Flowback zu unterscheiden.

Für die Beschaffung von Wasser gelten die üblichen wasserrechtlichen Anforderungen an die Entnahme von Grund- oder Oberflächenwasser, sofern das Wasser nicht anderweitig beschafft wird. Für Beschaffung und Umgang mit Additiven sind Anforderungen des Stoffrechts (REACH-Verordnung, Biozidrecht), des Bergrechts (Tiefbohrverordnungen), des Wasserrechts (Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen) und des Arbeitsschutzrechts (Bergverordnungen, Gefahrstoffverordnung) zu beachten. Im Hinblick auf die stoffrechtlichen Anforderungen muss für jeden Stoff und jedes Gemisch geprüft werden, ob ein allgemeines oder spezielles Verwendungsverbot, ein Zulassungsvorbehalt, eine Registrierungspflicht oder eine Pflicht zur Erstellung eines Sicherheitsdatenblatts oder eines verwendungsbezogenen Sicherheitsberichts besteht. Für viele Stoffe gelten Übergangs- und Ausnahmevorschriften (z.B. unterhalb bestimmter Konzentrationswerte).

Der Umgang mit dem Flowback unterliegt Anforderungen des Bergabfallrechts und des Abwasserrechts. Schlämme und Ablagerungen unterfallen zudem als radioaktive Rückstände dem Strahlenschutzrecht, es sei denn, es ist sichergestellt, dass die gesetzlich bestimmten Überwachungsgrenzen eingehalten werden. Flowback ist flüssiger, bergbaulicher Abfall und zugleich Abwasser, da das zurückgeführte Wasser nicht nur (unverändertes) Formationswasser enthält, sondern das durch menschlichen Gebrauch – nämlich durch Zusatz von Additiven, Verpressung, Vermischung mit Formationswasser und Rückförderung – veränderte, eingepresste Wasser.

4.4 Koordinierung und Integration berg- und wasserrechtlicher Zulassungsverfahren

Berg- und Wasserrecht enthalten bislang keine Regelung über die Koordinierung paralleler Verfahren. Wie für das Industrieanlagenzulassungsrecht sollte auch für bergbauliche Vorhaben eine vollständige Koordinierung aller Genehmigungsverfahren geregelt werden, um sicherzustellen, dass rechtzeitig vor Vorhabensbeginn alle relevanten Zulassungsvoraussetzungen geprüft und alle erforderlichen Genehmigungen erteilt worden sind. Dazu sollten auch Mindestanforderungen an die vorzulegenden Antragsunterlagen geregelt werden.

Um eine umfassende wasserrechtliche Prüfung zu gewährleisten, ohne ein zusätzliches Erlaubnisverfahren einzuführen, sollte das Betriebsplanzulassungsverfahren im Wege einer Gesetzesänderung auf Bundesebene als integrierte umweltrechtliche Vorhabenzulassung umgestaltet werden. Dabei sollte die Einhaltung der wasserrechtlichen Anforderungen dadurch sicherge-

stellt werden, dass entweder die Bergbehörde selbst als Umwelt- bzw. Wasserbehörde der Fachaufsicht der obersten Wasserbehörde untersteht oder die Zulassung nur im Einvernehmen mit der Wasserbehörde erteilt werden kann.

4.5 Entwicklung genereller Standards

Wesentliche Defizite für die Durchführung berg- und wasserrechtlicher Zulassungsverfahren für Fracking-Vorhaben sind das Fehlen konkreter materieller Standards insbesondere für die wasserrechtlichen Anforderungen und das Nebeneinander unterschiedlich strenger Anforderungsniveaus im Berg- und Wasserrecht.

Anforderungsniveau des Bergrechts sind die allgemein anerkannten Regeln der Technik. Dagegen gilt im Wasserrecht für das Einleiten von Stoffen in das Grundwasser der Besorgnisgrundsatz ohne jede Relativierung durch Technikklauseln, im Abwasserrecht das höhere Anforderungsniveau des Standes der Technik.

Die praktische Bedeutung der unterschiedlichen Anforderungsniveaus von Berg- und Wasserrecht wird dadurch unterstrichen, dass die bergrechtlichen Anforderungen durch einschlägige technische Regeln konkretisiert werden, während hinsichtlich des Besorgnisgrundsatzes zum Schutz des Grundwassers und der Anforderungen an den Stand der Abwassertechnik bei Bergbauvorhaben keine oder nur sehr allgemeine Konkretisierungen vorliegen. Das erschwert der Berg- und der Wasserbehörde eine sichere Beurteilung der wasserrechtlichen Anforderungen, während die (tendenziell weniger strengen) bergrechtlichen Anforderungen besser handhabbar sind.

Um dieses Defizit zu beheben, sollte auch für das Bergrecht ähnlich wie im Industrieanlagenzulassungsrecht einheitlich der Stand der Technik als Genehmigungsvoraussetzung bestimmt werden.

4.6 Wasserschutzgebiete

Derzeit enthalten Schutzgebietsverordnungen meist Genehmigungsvorbehalte für Bohrungen und bestimmte Arten des Umgangs mit wassergefährdenden Stoffen sowie Verbote für das Einbringen wassergefährdender Stoffe und Abwasser in den Untergrund. Diese Regelungen dürften typischerweise schon jetzt dazu führen, dass Errichtung und Betrieb von Fracking- und Verpressbohrungen in Wasserschutzgebieten grundsätzlich verboten sind und nur im Rahmen einer Befreiung zugelassen werden können.

Für Fracking-Vorhaben innerhalb von Wasserschutzgebieten bestehen Defizite, soweit für die Bohrungen selbst lediglich ein Genehmigungsvorbehalt besteht und das Fracking nur verboten ist, wenn es mit wassergefährdenden Stoffen erfolgt. Derzeit kann nicht generell mit hinreichender Sicherheit festgestellt werden, dass ein Fracking ohne wassergefährdende Stoffe mit wesentlich geringeren Risiken verbunden ist als ein Fracking mit wassergefährdenden Stoffen. Deshalb sollte ein grundsätzliches Verbot des Frackings in Wasserschutzgebieten auch für Fracking-Vorhaben ohne Einsatz wassergefährdender Stoffe gelten.

4.7 Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und Öffentlichkeitsbeteiligung

Nach nationalem Recht besteht derzeit eine UVP-Pflicht nur für betriebsplanpflichtige Vorhaben zur Gewinnung von Erdgas mit einem Fördervolumen von täglich mehr als 500.000 m³. Diese Regelung verstößt aber gegen die Vorgaben der UVP-Richtlinie. Sie verlangt, dass Tiefbohrungen und übertägige Anlagen zur Gewinnung von Erdgas auch unterhalb dieses Schwellenwertes unter Berücksichtigung bestimmter Auswahlkriterien einer UVP unterzogen werden. Nach der Rechtsprechung des EuGH dürfen solche Projekte nicht vollständig von der UVP-Pflicht freigestellt werden. Außerdem müssen die Auswahlkriterien entweder unmittelbar durch die Schwellenwerte oder durch eine (ergänzende) Einzelfallprüfung berücksichtigt werden. Da die UVP-V Bergbau diese Anforderungen nicht erfüllt, gilt die UVP-Richtlinie auf Grund ihres Anwendungsvorrangs schon jetzt unmittelbar. Sie verlangt eine Vorprüfung des Einzelfalls, ob für ein konkretes Projekt am jeweiligen Standort eine UVP durchgeführt werden muss.

Unabhängig davon muss die UVP-Richtlinie durch eine richtlinienkonforme Neuregelung der UVP-Pflicht von Fracking-Vorhaben umgesetzt werden. Nach aktuellem Erkenntnisstand kann die Möglichkeit großräumiger, dauerhafter und irreversibler nachteiliger Auswirkungen solcher Vorhaben auf die Trinkwasserversorgung und den Naturhaushalt nicht von der Hand gewiesen werden. Unter Berücksichtigung des Vorsichts- und Vorsorgeprinzips spricht dies dafür, die Schwelle der UVP-Pflicht vorläufig sehr niedrig festzusetzen, also eine allgemeine UVP-Pflicht für Fracking-Vorhaben einzuführen. Um fortschreitenden Erkenntnissen Rechnung tragen zu können, kann den Ländern die Möglichkeit eingeräumt werden, für bestimmte Vorhaben unter bestimmten geologischen Bedingungen eine UVP-Pflicht nur nach einer Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen.

Gegenstand der UVP-Pflicht sollten grundsätzlich die Errichtung und der Betrieb eines Bohrplatzes sein, an dem gefrackt oder Flowback verpresst wird. Die UVP-Pflicht sollte schon für Errichtung und Betrieb eines Bohrplatzes mit einer Einzelbohrung bestehen (z.B. im Rahmen der Aufsuchung). Sie sollte sich auf alle Bohrungen und Nebeneinrichtungen eines Bohrplatzes erstrecken.

Weiteres zentrales Defizit des geltenden Rechts ist, dass Fracking-Vorhaben bisher ohne jede Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt wurden. Mit der Einführung einer UVP-Pflicht ist zugleich dieses Defizit behoben, weil die Öffentlichkeitsbeteiligung Bestandteil jedes Verfahrens mit Umweltverträglichkeitsprüfung ist.

Eine Besonderheit bergbaulicher Vorhaben im Unterschied zu vielen anderen umweltrelevanten Vorhaben ist es, dass sich die Umweltauswirkungen bergbaulicher Vorhaben vor Vorhabensbeginn nur schwer abschätzen lassen. Mit zunehmendem Erkenntnisfortschritt lassen sich auch die potenziellen Umweltauswirkungen näher abschätzen. Dieser sukzessive Erkenntnisgewinn steht in einem Spannungsverhältnis zum Ziel der UVP, die Auswirkungen auf die Umwelt nach Maßgabe der UVP so früh wie möglich im Rahmen der jeweiligen Zulassungsverfahren zu berücksichtigen.

Wir empfehlen, dem fortschreitenden Erkenntnisgewinn bei Fracking-Vorhaben dadurch Rechnung zu tragen, dass neuartige Möglichkeiten einer laufenden Begleitung solcher Vorhaben durch die Öffentlichkeit geschaffen werden. Ergänzend sollte geregelt werden, dass nicht nur eine Änderung des Vorhabens, die erhebliche Umweltauswirkungen haben kann, sondern auch die nachteilige Änderung wesentlicher Randbedingungen, die für die Bewertung der Umwelt-

auswirkungen des Vorhabens erheblich sind (z.B. neue Erkenntnisse), zu einer erneuten Zulassungs- und UVP-Pflicht nach Vorprüfung des Einzelfalls führen.

Sobald sich abzeichnet, dass Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten großräumig mit einer Vielzahl von Bohrungen bevorstehen und der Untergrund quasi flächendeckend systematisch aufgebrochen werden soll, stößt eine standortbezogene Umweltverträglichkeitsprüfung an ihre Grenzen. Dann ist schon wegen der übertägigen Auswirkungen und der Notwendigkeit der Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen eine Regulierung auf der Ebene der Raumordnung zweckmäßig und ggf. erforderlich. Geeignetes Instrument dafür sind landesweite Raumordnungspläne und Regionalpläne der Länder.

4.8 Zuständigkeiten

Die Bergbehörden sind nach unterschiedlichen Maßgaben des jeweiligen Landesrechts meist nicht nur für bergrechtliche Zulassungen, sondern auch für zentrale wasserrechtliche und sonstige umweltrechtliche Überwachungsaufgaben zuständig. Das ist grundsätzlich zu begrüßen und entspricht dem modernen Umweltschutzrecht, wonach eine „Zaunbehörde“ für alle umweltschutzrelevanten Aufgaben zuständig sein sollte. Damit wird eine Zersplitterung der Zuständigkeiten vermieden.

Problematisch ist allerdings die Zuordnung der Bergbehörden zu den Wirtschaftsressorts. Zu deren Kernaufgaben gehört die Förderung der Wirtschaft. Nur teilweise unterliegen die Bergbehörden – nach Maßgabe des jeweiligen Landesrechts im Rahmen der ihnen übertragenen Aufgaben des Umwelt- und insbesondere des Wasserrechts – der Fachaufsicht der obersten Umweltbehörden (Umweltministerien). Wegen der erheblichen Bedeutung bergbaulicher Vorhaben für die Umwelt und der politischen Verantwortung der Umweltministerien für den Vollzug des Umweltrechts sollte deshalb zumindest sichergestellt werden, dass alle umweltrelevanten Entscheidungen, namentlich die Entscheidungen über wasserrechtliche Erlaubnis und Durchführung einer UVP, aber auch die Durchführung aufsichtlicher Maßnahmen des Umweltrechts vollständig der Fachaufsicht der Umweltministerien unterliegen. Nur diese verfügen über die notwendige umweltfachliche und umweltrechtliche Kompetenz.

Darüber hinaus empfehlen wir, die umwelt- und sicherheitsrechtliche Genehmigung und Überwachung bergbaulicher Vorhaben insgesamt dem Geschäftsbereich der Umweltministerien zuzuordnen. Dies entspräche der Zuordnung dieser Aufgaben bei Industrieanlagen. Dort sind die umweltrechtlichen Überwachungszuständigkeiten schon vor Jahrzehnten mit der Ausgliederung des Immissionsschutzrechts aus dem Gewerberecht von den Wirtschaftsministerien auf die für Umwelt zuständigen Ministerien verlagert worden, um den Vollzug des Umweltrechts sicherzustellen.

Gerade für gesellschaftlich besonders umstrittene Vorhaben wie das Fracking kommt der sorgfältigen und unabhängigen Prüfung und Überwachung der Umweltauswirkungen durch die zuständigen Behörden besondere Bedeutung zu. Wenn das Vertrauen hierauf fehlt, wird sich schon für die eingehende Untersuchung der Umweltauswirkungen in Pilotvorhaben kaum eine ausreichende gesellschaftliche Akzeptanz erreichen lassen.

5 Handlungs- und Verfahrensempfehlungen (übergreifend / speziell)

Im Zusammenwirken mit entsprechenden technischen und geologischen Wirkungspfaden können die stofflichen Gefährdungspotenziale von Vorhaben zur Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen mittels Fracking zu Risiken für die Umwelt werden. Wir haben festgestellt, dass es in den verschiedenen Geosystemen mehrere solcher Wirkungspfade geben kann. Eine belastbare Datenbasis, auf deren Grundlage wir die Besorgnis einer Gefährdung der oberflächennahen Wasservorkommen sicher ausschließen können, haben wir derzeit nicht. Auch die entsprechenden Werkzeuge und Methoden (z.B. numerische Grundwassermodelle) können aufgrund der lückenhaften Datenbasis gegenwärtig nur überschlägige Ergebnisse liefern.

Zu einer fundierten Beurteilung der Risiken und deren technischer Beherrschbarkeit fehlen aus unserer Sicht viele und grundlegende Informationen. Dazu gehören z.B. Kenntnisse des Aufbaus und der Eigenschaften der tiefen Geosysteme (Durchlässigkeiten, Potenzialdifferenzen), die Identität der eingesetzten Frack-Additive und Daten zu deren chemischen und toxikologischen Eigenschaften. Für diese Informations- und Datendefizite gibt es mehrere Ursachen: (a) Informationen und Daten sind nicht (frei) zugänglich, (b) Informationen und Daten sind bisher nicht ausgewertet und/oder (c) es bestehen Wissenslücken, die nur durch weitere Untersuchungen und Forschung zu schließen sind.

Rechtliche Anforderungen an Fracking-Vorhaben in Bezug auf den Grundwasserschutz ergeben sich aus dem Berg- und Wasserrecht. Das Wasserrecht verlangt die Prüfung, ob beim Fracking-Vorgang sowie beim Verpressen des Flowback die Besorgnis nachteiliger Grundwasseränderungen ausgeschlossen werden kann. Dazu ist ein wasserrechtliches Erlaubnisverfahren durchzuführen. Wegen des Anwendungsvorrangs der UVP-Richtlinie vor der UVP V-Bergbau muss bei allen Fracking-Vorhaben schon jetzt eine Vorprüfung des Einzelfalls, ob eine UVP erforderlich ist, durchgeführt werden. Die bisherige Praxis weist hier Vollzugsdefizite auf. Regulatorische Defizite bestehen im Hinblick auf die Umsetzung der Anforderungen der UVP-Richtlinie und im Hinblick auf Unsicherheiten bei der Anwendung des Wasserrechts (Grundwasserbegriff, Erlaubnisbedürftigkeit, Erlaubnisfähigkeit).

Die folgenden Handlungs- und Verfahrensempfehlungen bauen auf den Ergebnissen unserer Untersuchungen auf, die in den vorangegangenen Teilen beschrieben sind.

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Stimulation im Rahmen der Erschließung tiefer geothermischer Reservoirs hier nicht behandelt wurde und dass deshalb unsere Empfehlungen nicht ohne Weiteres auf entsprechende Stimulationsmaßnahmen für die Geothermie angewandt werden können.

5.1 Übergreifende Empfehlungen

Angesichts der beschriebenen Ausgangssituation kommen wir auf Grundlage unserer Auswertungen zu folgenden übergreifenden Empfehlungen:

- (1.1) Eine belastbare Risikoanalyse für Vorhaben zur Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten ist nur möglich, wenn neben lagerstättenkundlichen Informationen zu den Erdgas-Vorkommen insbesondere auch belastbare Informationen zu den Geosystemen (und potenziellen Wirkungspfaden) vorliegen. Wir empfehlen deshalb, die Erkundung der Erdgas-Vorkommen mit der Erkundung der Geosysteme zu verbinden, um die standortspezifischen Informationen in einen größeren, regionalen Rahmen zu stellen. Aus unserer Sicht sollte es eine Selbstverständlichkeit werden, dass sich Bergbehörden und Erdgas-Unternehmen hinsichtlich der erforderlichen Informationen abstimmen. Die Informationen sollten weitgehend öffentlich zugänglich sein, um die Akzeptanz in der Bevölkerung zu verbessern. Aus unserer Sicht sollte von den Behörden und Erdgas-Unternehmen ein klares Bild von den Geosystemen, den Erdgas-Vorkommen und den entsprechenden Erkundungsstrategien (inkl. ihrer potenziellen Auswirkungen) vermittelt werden können.
- (1.2) Wir empfehlen, die vielen bisher nicht ausgewerteten vorliegenden Daten (Kataster Altbohrungen, Kataster Disposalbohrungen etc.) und Erfahrungen auszuwerten und die Ergebnisse zu veröffentlichen. Wir sind allerdings der Auffassung, dass ohne neue Daten die Frage, ob und wo wirtschaftlich gewinnbare unkonventionelle Erdgas-Vorkommen in Deutschland vorhanden sind und durch welche Technologie (mit oder ohne Fracking) sie zu erschließen sind, nicht zu beantworten ist. Wir können uns deshalb eine weitere Erkundung auch durch Tiefbohrungen (ohne Fracken) und gezielte Forschung in dem oben beschriebenen Rahmen vorstellen, um diese Frage beantworten zu können.
- (1.3) Wir empfehlen ein schrittweises weiteres Vorgehen: Ob zu einem späteren Zeitpunkt in Bohrungen gefrackt werden kann, sollte von klar zu erfüllenden Entscheidungskriterien abhängig gemacht werden. Dies betrifft sowohl das Gefährdungspotenzial der Frack-Additive als auch belastbare Aussagen zu den geologischen und technischen Wirkungspfaden. Für uns ist selbstverständlich, dass sowohl die Erkundung als auch die ggf. sich später anschließende Gewinnung nach klaren Genehmigungskriterien erfolgt. Die Erarbeitung eines solchen Genehmigungskatalogs sollte schrittweise erfolgen. Auch hierfür empfehlen wir eine transparente Vorgehensweise, ggf. unter Beteiligung der interessierten Öffentlichkeit.
- (1.4) Aufgrund der derzeit unsicheren Datenlage und der nicht auszuschließenden Umwelt Risiken empfehlen die Gutachter aus wasserwirtschaftlicher Sicht, übertägige und untertägige Aktivitäten zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten für Erkundungs- und Gewinnungsbetriebe, in denen die Frack-Technologie eingesetzt wird, in Wasserschutzgebieten (I bis III), in Wassergewinnungsgebieten der öffentlichen Trinkwasserversorgung (ohne ausgewiesenes Wasserschutzgebiet), in Heilquellenschutzgebieten sowie im Bereich von Mineralwasservorkommen nicht zuzulassen und die genannten Gebiete für diese Zwecke auszuschließen. Bei besserer Datenlage ist ei-

ne Neubewertung dieser Ausschlussempfehlung durchzuführen. In Gebieten mit bekannten – im Hinblick auf potenzielle Umweltauswirkungen – ungünstigen geologisch-hydrogeologischen Verhältnissen (Grundwasserpotenziale und Wegsamkeiten) sollte von einer Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen (mittels Tiefenbohrungen und Fracking) abgesehen werden.

- (1.5) Wir empfehlen, Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten z.B. zur Langzeitsicherheit der Bohrlochintegrität, zur Entwicklung besserer Prognosetechniken der durch Fracking verursachten Rissweiten und -längen und zur Entwicklung von Frack-Fluiden mit geringerem Gefährdungspotenzial verstärkt fortzuführen. Die Anwendung der Forschungsergebnisse im praktischen Einsatz sollte wissenschaftlich begleitet werden.
- (1.6) Für ggf. zukünftige Bohrungen mit Fracken und Disposal-Bohrungen zum Verpressen von Flowback sollten jeweils standortspezifische Risikoanalysen durchgeführt werden. Sie beziehen sich auf die eingesetzten bzw. angetroffenen Fluide (Frack-Additive, Formationswasser bzw. die Reaktionsprodukte und Flowback) und die jeweiligen geologischen (und technischen) Wirkungspfade. Bei der Risikoanalyse sollten standortübergreifende und standortspezifische Ansätze verfolgt werden. Wir empfehlen, den Einsatz human- und ökotoxikologisch bedenklicher Fluide und die Praxis der Flowback-Entsorgung in Disposalbohrungen auch in den bereits langjährig genutzten Tight Gas-Lagerstätten in Deutschland neu zu bewerten.
- (1.7) Für die UVP-Pflicht empfehlen wir eine grundsätzliche bundesrechtliche UVP-Pflicht für Fracking-Vorhaben mit einer Öffnungsklausel für die Länder. Die durch UVP-Recht gebotene Öffentlichkeitsbeteiligung sollte im Hinblick auf Erkenntnisse über potenzielle Umweltauswirkungen, die erst während der Durchführung des Vorhabens gewonnen werden können, um eine vorhabenbegleitende Komponente erweitert werden. Die sorgfältige Prüfung der wasserrechtlichen Anforderungen sollte durch Klarstellung der Anforderungen und Neuregelung einer integrierten Vorhabengenehmigung unter Federführung einer dem Umweltministerium unterstehenden Umweltbehörde bzw. Integration der Bergbehörden in die Umweltverwaltung sichergestellt werden.
- (1.8) Für den weiteren Fortgang der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland, wie immer diese aussehen wird, sind aus unserer Sicht zwei Aspekte von grundlegender Bedeutung: Transparenz der Arbeitsprozesse und der Ergebnisse sowie Vertrauen zwischen allen Beteiligten. Hierzu zählt auch der Aufbau eines öffentlich zugänglichen Katasters, in dem die durchgeführten Frack-Maßnahmen unter Angabe der eingesetzten Fluid-Mengen und Fluid-Zusammensetzung eingesehen werden können. Nach unserer Kenntnis wird derzeit unter Beteiligung des Niedersächsischen Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) und des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) in Niedersachsen eine derartige Datenbank erstellt, die bis zur Fertigstellung des Gutachtens jedoch nicht von den Gutachtern eingesehen werden konnte.

- (1.9) Aus unserer Sicht ist auch eine vergleichende Analyse der bisher in Deutschland durchgeführten Gutachten zu den Risiken der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten sinnvoll, um Übereinstimmungen und Differenzen der einzelnen Gutachten herauszuarbeiten und für letztere mögliche Lösungswege aufzuzeigen. Neben dem vorliegenden Gutachten sind hierbei insbesondere die Gutachten aus dem von ExxonMobil initiierten Informations- und Dialogprozess sowie das Gutachten im Auftrag des Landes Nordrhein-Westfalen (ahu AG et al. 2012) zu betrachten. In diese Auswertungen sind nach Möglichkeit auch (Zwischen-)Ergebnisse der von der US EPA angekündigten Studie (US EPA 2011) mit einzubeziehen, sofern sie schon vorliegen.

5.2 Spezielle Empfehlungen

In den nachfolgenden Abschnitten haben wir spezielle Empfehlungen für den weiteren Umgang mit dem Thema Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland erarbeitet. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der nächsten Phase der beispielhaften Erkundung, insbesondere in den Geosystemen, in denen bislang noch keine bzw. sehr wenige Informationen zu unkonventionellen Erdgas-Vorkommen vorliegen. Unsere Empfehlungen haben zum Ziel,

- die Erkenntnislücken zu schließen (Abschn. 5.2.1 bis 5.2.4),
- hydrogeologisch problematische Bereiche und mögliche Wirkungspfade frühzeitig zu erkennen sowie Maßnahmen zur begleitenden Überwachung vorzuschlagen (Monitoring) (Abschn. 5.2.1),
- den technischen Umgang sicherer zu gestalten (Abschn. 5.2.2),
- das Gefährdungspotenzial der eingesetzten Stoffe zu vermindern bzw. einschätzbar zu machen (Abschn. 5.2.3) und
- den rechtlichen und organisatorischen Umgang angemessen zu gestalten (Abschn. 5.2.4).

5.2.1 Spezielle Empfehlungen zum Bereich Umwelt/Geosystem

Insbesondere in Bezug auf die wasserbezogenen Auswirkungen von Vorhaben der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten auf die Umwelt (Mensch, Pflanzen, Tiere) kommt den Wirkungszusammenhängen zwischen tief reichenden und oberflächennahen Grundwasserfließsystemen eine besondere Bedeutung zu. Um dementsprechend die wasserbezogenen Risiken bewerten und nach Möglichkeit quantifizieren zu können, bedarf es einer detaillierten Kenntnis der jeweiligen hydrogeologischen Systeme.

Die Analysen ausgewählter Geosysteme haben gezeigt, wie unterschiedlich die einzelnen geologischen und hydrogeologischen Rahmenbedingungen an den einzelnen Standorten sein können. Die diesbezüglichen Informationen liegen oft vereinzelt an einer Vielzahl von Stellen vor, müssen zusammengetragen, ausgewertet und übergreifend bewertet werden. Folgende Hauptarbeitsschritte sind dabei durchzuführen:

- (2.1.1) Es sollten konzeptionelle hydrogeologische Modelle erstellt werden, die eine belastbare Risikoanalyse aller potenziellen Wirkungspfade erlauben. Der Bereich der konzeptionellen Modelle sollte so groß gewählt werden, dass Auswirkungen der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen mittels Fracking sowohl für den jeweiligen Standort als auch im Hinblick auf das großräumige Geosystem beurteilt werden können.
- (2.1.2) Für die Bereiche, in denen wasserbezogene Umweltauswirkungen nicht ausgeschlossen werden können (Ergebnis der Risikoanalyse), sind numerische Grundwasserströmungsmodelle zu erstellen/zu verfeinern, mit deren Hilfe die Risiken quantifiziert werden können. Von der Herangehensweise wird dabei i.d.R. zunächst ein Modell auf regionaler Ebene erstellt, das dann die Grundlage für lokale Modelle im Umfeld der Gasförderung darstellt.
- (2.1.3) In der Regel sind für die unter (2.1.1) und (2.1.2) genannten Arbeiten ergänzende Auswertungen und Geländeuntersuchungen erforderlich (Systemerkundung).
- (2.1.4) Die o.g. Modelle müssen auf der Grundlage der im Rahmen eines Monitorings (vorlaufend und baubegleitend) zu erfassenden Daten und Informationen fortlaufend verifiziert und kalibriert werden. Die Konzeption eines effektiven und wirkungsvollen Monitorings setzt eine ausreichende Systemkenntnis voraus (s.o.). Gleichzeitig kann die Systemkenntnis (konzeptionelles oder numerisches Modell) mit Hilfe der beim Monitoring gewonnenen Daten weiter konkretisiert werden.

Eine Steuerung mit Hilfe des Monitorings benötigt aussagekräftige Indikatoren (direkt abgeleitet aus Messwerten und/oder Berechnungen), für die auch ein Bewertungssystem besteht. Letztlich müssen Handlungsoptionen zur Verfügung stehen, die eine ungewünschte Entwicklung stoppen, begrenzen oder umkehren können, damit keine Schädigungen eintreten und Risiken sich nicht erhöhen.

Die aus den vorgenannten Arbeitsschritten resultierenden Modelle bilden eine wesentliche Entscheidungsgrundlage für die zuständigen Behörden in Bezug auf die generelle Genehmigungsfähigkeit der beantragten Vorhaben und die Ausgestaltung der (wasserrechtlichen) Nebenbestimmungen konkreter Vorhaben.

- (2.1.5) Die erforderlichen regionalen und lokalen Modelle müssen von den Bergbauunternehmen im Rahmen von berg- und wasserrechtlichen Genehmigungsverfahren nach Maßgabe der Anforderungen der Berg- und Wasserbehörden erstellt werden. In der derzeitigen frühen Phase des Einsatzes der Fracking-Technologie sollten Berg- und Wasserbehörden aber die Anforderungen an die Modelle zunächst selbst erarbeiten. Dafür bedarf es eines schrittweisen Vorgehens. Erst wenn die vorhandenen Kenntnisse und Vorkehrungen ausreichen, um die Besorgnis einer nachteiligen Grundwasseränderung ausschließen zu können, kann u.E. ein Frack genehmigt werden.

5.2.2 Spezielle Empfehlungen zum Bereich Technik

Die aktuellen Regelwerke, die heute in Deutschland für die Bohrtechnik zur Erschließung konventioneller Erdgas-Ressourcen und ebenfalls für unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten maßgeblich sind, ergeben sich aus den rechtlichen Vorgaben des Bundesberggesetzes (BBergG) und

seiner untergesetzlichen Regelungen wie den Tiefbohrverordnungen (Bergverordnung für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen – BVOT, hier existieren geringfügige Abweichungen je nach Bundesland) sowie aus anderen, in der Genehmigung solcher Betriebe relevanten umweltgesetzlichen Regelungen.

Innerhalb dieses rechtlichen Rahmens gibt es zusätzlich eine Vielzahl an unterschiedlichen Ausführungsbestimmungen, die von Unternehmen zur Erdgasgewinnung eingesetzt werden können.

Die Auswahl der einzusetzenden Erkundungs- und Gewinnungsstrategie ist vom Einzelfall abhängig und ergibt sich aus der eingesetzten Technik, den standortbezogenen geologischen und hydrogeologischen Lagerstätteneigenschaften und nicht zuletzt aus den Erfahrungen des Unternehmens im Erschließen solcher Lagerstätten (unternehmensinterne Standards).

- (2.2.1) Die Handhabung der Ausführungsbestimmungen sollte seitens der Genehmigungsbehörden (im Einzelfall abhängig von den geologischen und technischen Randbedingungen) einheitlich und nachvollziehbar gestaltet werden.
- (2.2.2) Die in der erdgasproduzierenden Branche etablierten internationalen Standards für Bohrungen (API-Standards, WEG-Richtlinien etc.) sind nach Stand der Bohrtechnik technisch hinreichend. Es sollte jedoch darauf hingewirkt werden, die z.T. hohen internen Sicherheitsstandards der Betreiber zu vereinheitlichen und ein verbindliches Sicherheitsniveau vorzugeben. Hierzu ist eine länderübergreifende Koordination zu empfehlen.
- (2.2.3) Es ist im Besonderen auf die Einhaltung der geltenden Richtlinien bei Bohrung und Bohrungsausbau sowie auf eine durchgehende Zementierung aller Rohrtouren zur Erhöhung der Sicherheit zu achten. Ebenfalls gemäß gängiger Praxis ist eine Abnahme der fertigen Bohrung und eine Überprüfung der Druckdichtigkeit hinsichtlich der zu erwartenden Frack-Drücke zu empfehlen.
- (2.2.4) Die bestehenden Vorgaben an die Dichtigkeit der Zementation sind unter Berücksichtigung der spezifischen Anforderungen des Frackings zu prüfen und ggf. zu konkretisieren. Hierzu zählen auch entsprechende Untersuchungen und Überwachungsverfahren zur Überprüfung der Langzeitintegrität der Bohrungen (Casing und Zementation).
- (2.2.5) Im Fall der hydraulischen Stimulation wird eine Überwachung der Rissausbreitung mittels geeigneter Monitoringverfahren empfohlen. Auch hier sind Forschungsarbeiten zur besseren Modellierung und Überwachung der Rissausbreitung notwendig und länderübergreifend entsprechende Standards und Mindestanforderungen abzustimmen.

5.2.3 Spezielle Empfehlungen zum Bereich Stoffe

Die Bewertung ausgewählter, in unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland eingesetzter Frack-Fluide sowie der verfügbaren Angaben zur Beschaffenheit des Flowback lassen erkennen, dass von den verpressten wie auch von den zu entsorgenden Fluiden ein erhebliches Gefährdungspotenzial ausgehen kann. Angesichts der bei der Recherche und Bewertung aufgezeigten Wissenslücken, Unsicherheiten und Datendefizite werden folgende Handlungsempfehlungen als geboten angesehen:

- (2.3.1) Vollständige Offenlegung aller eingesetzten Stoffe bezüglich Stoffidentität und Stoffmengen.
- (2.3.2) Bewertung der human- und ökotoxikologischen Gefährdungspotenziale der eingesetzten Stoffe und Bereitstellung aller hierfür notwendigen physiko-chemischen und toxikologischen Stoffdaten durch den Antragsteller.
Fehlen relevante Stoffdaten, müssen Datendefizite ggf. unter Durchführung geeigneter Laborversuche oder Modellrechnungen behoben werden, die Wirkung von Stoffgemischen ist zu berücksichtigen.
- (2.3.3) Substitution von besorgniserregenden Stoffen (insbesondere sehr giftige, kanzerogene, mutagene sowie reproduktionstoxische Stoffe), Reduktion bzw. Ersatz der Biozidwirkstoffe, Verringerung der Anzahl eingesetzter Additive, Reduktion der Einsatzkonzentrationen.
- (2.3.4) Erfassung und Bewertung der Beschaffenheit der standortspezifischen Formationswässer bzgl. trinkwasserrelevanter Wasserinhaltsstoffe (Salze, Schwermetalle, Naturally Occurring Radioactive Material – NORM, Kohlenwasserstoffe).
- (2.3.5) Erfassung und Bewertung der Beschaffenheit des standortspezifischen Flowback bzgl. trinkwasserrelevanter Wasserinhaltsstoffe (Salze, Schwermetalle, NORM, Kohlenwasserstoffe) und bzgl. der eingesetzten Additive (Primärsubstanzen) sowie von deren Transformationsprodukten (Sekundärsubstanzen); Erfassung und Bewertung des Anteils des zurückgeführten Frack-Fluids.
- (2.3.6) Nachweis über Verhalten und Verbleib der Stoffe im standortspezifischen Untergrund durch Massenbilanzierungen der eingesetzten Additive.
- (2.3.7) Stofftransportmodellierung zur Bewertung einer möglichen Gefährdung des Grundwassers im wasserwirtschaftlich nutzbaren Grundwasserleiter durch möglicherweise aufsteigende Formationswässer und Frack-Fluide.
- (2.3.8) Technische Aufbereitung und ‚umweltgerechte‘ Entsorgung des Flowback inkl. Darstellung der technisch möglichen Aufbereitungsverfahren und der Möglichkeiten einer Wiederverwendung der eingesetzten Stoffe. Im Fall einer Untergrundverpressung standortspezifische Risikobetrachtung und Darstellung der räumlichen und zeitlichen Summenwirkungen auf den Wasserhaushalt.
- (2.3.9) Monitoring und Systemerkundung (siehe hierzu auch Abschn. 5.2.1) inkl. Errichtung von oberflächennahen Grundwassermessstellen zur Erfassung des Referenzzustands bzgl. Additive und Methan und evtl. Bau tiefer Grundwassermessstellen zur Erfassung der Beschaffenheit der Formationswässer und der Potenziale.

5.2.4 Spezielle Empfehlungen zum Bereich Recht/Verwaltung

Die im Hinblick auf die rechtlichen Rahmenbedingungen durchgeführte Defizitanalyse geht von der Arbeitshypothese aus, dass die derzeit festzustellende grundsätzliche Besorgnis nachteiliger Grundwasserveränderungen im Rahmen der erforderlichen Genehmigungsverfahren zumindest für einen erheblichen Teil von Standorten und Vorhaben ausgeräumt werden kann, gegebenenfalls nach näher zu bestimmenden Maßgaben für die technische Umsetzung und

Überwachung der Umweltauswirkungen. Zusammenfassend ergeben sich daraus folgende konkrete Handlungsempfehlungen:

- (2.4.1) Schon nach geltendem Recht muss für Fracking-Vorhaben im Rahmen einer Vorprüfung des Einzelfalls geprüft werden, ob eine UVP durchzuführen ist. Das ergibt sich aus der unmittelbaren Wirkung der EU-UVP-Richtlinie. Die UVP-V Bergbau und die darauf gestützte bisherige Praxis der Bergbehörden, auf eine UVP-Vorprüfung zu verzichten, erfüllen nicht die durch den Europäischen Gerichtshof konkretisierten Anforderungen an die Umsetzung der Richtlinie.
- (2.4.2) Die UVP-Richtlinie muss ordnungsgemäß umgesetzt werden. Dazu sollte eine obligatorische UVP-Pflicht eingeführt werden, von der nur Bagatellfälle nicht erfasst werden. Zugleich sollten die Länder ermächtigt werden, für ihr gesamtes Gebiet oder für Teilgebiete zu bestimmen, dass eine UVP für näher zu bestimmende Vorhaben nur nach Maßgabe des Ergebnisses einer allgemeinen oder standortspezifischen UVP-Vorprüfung erforderlich oder unterhalb näher zu bestimmender Schwellenwerte verzichtbar ist. Die UVP-Pflicht sollte kurzfristig durch Änderung der UVP-V Bergbau, mittelfristig durch eine Änderung des UVPG und Integration der Regelung der UVP-Pflicht bergbaulicher Vorhaben in die Liste der Anlage 1 UVPG geregelt werden.
- (2.4.3) Die Entscheidung über die Durchführung einer UVP sollte die Bergbehörde nach Maßgabe der Bewertung der Umweltbehörden treffen, soweit die Bergbehörde nicht selbst zugleich Umweltbehörde ist und der Fachaufsicht der obersten Umweltbehörde untersteht. Das sollte auf Bundesebene geregelt werden.
- (2.4.4) Selbstständig UVP-pflichtige Vorhaben sollten sowohl Errichtung und Betrieb von für späteres Fracking vorgesehenen Bohrplätzen als auch Errichtung und Betrieb selbstständiger Bohrplätze mit Verpressbohrungen für den Flowback sein. Die UVP-Pflicht sollte schon für Errichtung und Betrieb eines einzelnen Bohrplatzes mit einer Einzelbohrung bestehen. Sie sollte sich auf alle Bohrungen erstrecken, die von demselben Bohrplatz aus errichtet und betrieben werden. Sie sollte sich nach der jeweiligen Vorhabenskonzption des Unternehmens auch auf Errichtung und Betrieb mehrerer, zu einem einheitlichen Vorhaben verbundener Bohrplätze erstrecken können. Verpressbohrungen, die ausschließlich Nebeneinrichtung eines einheitlichen Fracking-Vorhabens sind, sollten als Bestandteil dieses Vorhabens UVP-pflichtig sein.
- (2.4.5) Soweit eine UVP-Pflicht besteht, ergibt sich die Öffentlichkeitsbeteiligung aus den Anforderungen an die UVP. Die Öffentlichkeitsbeteiligung sollte für Fracking-Vorhaben um eine vorhabenbegleitende Öffentlichkeitsbeteiligung ergänzt werden, um sicherzustellen, dass die Öffentlichkeit darüber informiert ist, ob und inwieweit sich die Annahmen im Lauf der weiteren Standorterkundung bestätigen, die bei der vor Errichtung des Bohrplatzes durchzuführenden UVP unterstellt wurden (z.B. Abwesenheit von Störungen), und um sicherzustellen, dass die Öffentlichkeit darauf hinwirken kann, dass die zuständige Behörde neu erkannten Risiken angemessen begegnet. Dafür sollte die Möglichkeit geschaffen werden, Begleitgruppen nach dem Vorbild der Asse-II-Begleitgruppe einzurichten, in der Vertreter der Kommunen und kommunalen Einrichtungen, Vertreter von Umweltverbänden und Bürgerinitiativen beteiligt sind und in einem laufenden Dialogprozess mit dem Bergbauunternehmen und der Bergbehör-

de stehen. Ergänzend sollte geregelt werden, dass neben der Änderung des Vorhabens auch die nachteilige Änderung wesentlicher Randbedingungen, die für die Bewertung der Umweltauswirkungen des Vorhabens erheblich sind (z.B. neue Erkenntnisse), zu einer erneuten Zulassungs- und UVP-Pflicht nach Vorprüfung des Einzelfalls führt.

- (2.4.6) Zum Begriff des Grundwassers, der den Anwendungsbereich des Wasserrechts bestimmt, sollte klargestellt werden, dass Wasser in tiefen geologischen Formationen unabhängig von Tiefe, hydraulischer Verbindung mit oberflächennahem Grundwasser und Qualität Grundwasser im Sinne des WHG ist. Eine solche Klarstellung ist vor allem für den Salzgehalt erforderlich, weil Bergbehörden das Wasserrecht teilweise für unanwendbar halten, sobald der Salzgehalt eine Einstufung als Sole rechtfertigt.
- (2.4.7) Zugleich sollte klargestellt werden, dass eine nachteilige Veränderung des Tiefengrundwassers nur vorliegt, soweit es für menschliche Nutzungen in Frage kommt oder am Naturhaushalt der Biosphäre teilnimmt. Dabei sind für die menschliche Nutzbarkeit nicht nur aktuell wirtschaftlich in Frage kommende Nutzungen, sondern auch solche unter veränderten Randbedingungen zu berücksichtigen. Die Geringfügigkeitsschwellen, die zur Bewertung einer nachteiligen Veränderung des oberflächennahen Grundwassers heranzuziehen sind, können deshalb für die Bewertung von Veränderungen des Tiefengrundwassers nicht in gleicher Weise herangezogen werden.
- (2.4.8) Eine wasserrechtliche Prüfung sollte für Fracking-Bohrungen und Bohrungen zur Verpressung des Flowback jedenfalls hinsichtlich der Verrohrung und Zementation sowie hinsichtlich des Einleitens von Stoffen beim Fracking und beim Verpressen erfolgen.
- (2.4.9) Die wasserrechtliche Prüfung sollte vorzugsweise im Rahmen einer integrierten Vorhabenzulassung mit Konzentrationswirkung für das Wasserrecht unter Federführung einer dem Umweltministerium unterstehenden Umweltbehörde erfolgen. Dazu wäre eine Änderung des Bundesberggesetzes erforderlich.
Solange das geltende Recht nicht entsprechend geändert ist, sollte klargestellt werden, dass die wasserrechtliche Prüfung in einem wasserrechtlichen Erlaubnisverfahren im Einvernehmen mit der Wasserbehörde erfolgen muss.
- (2.4.10) Die Voraussetzungen für die wasserrechtliche Zulassung sollten durch generelle Standards bezüglich erforderlicher Vorerkundungen, bezüglich der Auslegung technischer Komponenten, der Systemkenntnis und bezüglich Überwachung und Monitoring der Auswirkungen auf das Grundwasser konkretisiert werden. Soweit solche Standards derzeit wegen Kenntnislücken nicht auf einer abstrakten Regulierungsebene abgeleitet werden können, sollten sie im Rahmen anstehender einzelner Zulassungsverfahren in einem koordinierten Prozess entwickelt werden.
- (2.4.11) Für Anlagen zur Behandlung und Rohrleitungen zur Beförderung des Flowback sollte ebenfalls eine integrierte Vorhabenzulassung gesetzlich geregelt werden, soweit sie von einer Vorhabenzulassung für den Bohrplatz nicht erfasst werden. Solange eine solche Vorhabenzulassung gesetzlich nicht geregelt ist, sollte sichergestellt werden, dass die abwasserrechtlichen Anforderungen im bergrechtlichen Verfahren geprüft werden, soweit keine eigenständige abwasserrechtliche Genehmigung erfolgt.

- (2.4.12) Innerhalb von Wasser- und Heilquellenschutzgebieten sollten Errichtung und Betrieb von Fracking- oder Verpressbohrungen grundsätzlich verboten werden. Gleichwohl sollte im Einzelfall bei überwiegenden Gründen des Allgemeinwohls eine Befreiung erteilt werden können, wenn ein Verfahren mit Umweltverträglichkeitsprüfung und Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt worden ist. Wenn ein breiter Einsatz der Fracking-Technologie absehbar wird, sollten nach Maßgabe der bis dahin verfügbaren Erkenntnisse durch Änderung der Schutzgebietsverordnungen oder durch Entscheidungen im Einzelfall vorsorglich alle Fracking-Vorhaben und Vorhaben zur Verpressung von Flowback in einem näher zu bestimmenden Umkreis um das Schutzgebiet einem Genehmigungsvorbehalt unterworfen werden.
- (2.4.13) Nach einem Stufenprinzip (step by step) sollten wasserrechtliche Zulassungen für die anstehenden Fracking-Vorhaben zunächst für vergleichsweise schonende Vorhaben in vergleichsweise unempfindlichen Gebieten erteilt und zunächst mit vergleichsweise hohen Anforderungen an Voruntersuchung, technische Auslegung und laufende Überwachung verbunden werden, solange die Besorgnis nachteiliger Grundwasseränderungen bei anderen Vorhaben oder in anderen Gebieten nicht ausgeräumt werden kann. Die Anforderungen an zugelassene Vorhaben sollen primär die Besorgnis nachteiliger Grundwasseränderungen durch das jeweilige Vorhaben ausräumen, aber auch als Grundlage für die Beurteilung künftiger vergleichbarer Vorhaben ausgewertet werden.
- (2.4.14) Nach einem Stufenprinzip (step by step) sollte die wasserrechtliche Zulassung für das konkrete Fracking-Vorhaben durch entsprechende Inhalts- und Nebenbestimmungen so ausgestaltet werden, dass Maßnahmen, für die die Besorgnis nachteiliger Grundwasseränderungen zunächst nicht ausgeräumt werden kann, nur zugelassen werden, wenn die Auswertung der Durchführung und Überwachung noch erlaubnisfähiger, unbedenklicher Maßnahmen (z.B. geringerer Druck, geringere Dauer, geringere Schadstoffkonzentrationen oder -mengen) ergeben hat, dass auch für Maßnahmen mit potenziell größeren Auswirkungen keine Besorgnis besteht.
- (2.4.15) Im Rahmen des wasserrechtlichen Bewirtschaftungsermessens kann die (vorläufige) Versagung einer wasserrechtlichen Erlaubnis gerechtfertigt sein, wenn sich Befürchtungen im Grenzbereich zwischen einer Besorgnis, die zur Versagung der Erlaubnis führen müsste, und dem verbleibenden Restrisiko nach aktuellem Erkenntnisstand nicht ausräumen lassen. In diesem Grenzbereich ermöglicht das Bewirtschaftungsermessen eine Abwägung zwischen dem volkswirtschaftlichen Interesse an der Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen und dem volkswirtschaftlichen Interesse an der Sicherstellung der Trinkwasserversorgung. In diesem Rahmen kann auch berücksichtigt werden, ob und inwieweit die Versorgung mit Erdgas durch Importe gesichert ist; dies jedoch nur, wenn und sofern im konkreten Fall tatsächlich ein Restrisiko für die Trinkwasserversorgung nicht ausgeschlossen werden kann. In diesem Rahmen kann ferner berücksichtigt werden, ob Erkenntnisse aus laufenden (Pilot-)Vorhaben in absehbarer Zukunft eine bessere Bewertungsgrundlage erwarten lassen und eine erneute Entscheidung über die Erteilung einer Erlaubnis bis dahin zurückgestellt werden soll. Sollen Aufsuchungs- und Gewinnungsvorhaben aus anderen als wasserwirtschaftlichen Erwägungen versagt oder zunächst auf wenige Erprobungs- oder Demonstrati-

onsvorhaben beschränkt werden, ist eine Änderung des Bundesberggesetzes zu erwägen (z.B. Einführung eines bergrechtlichen Bewirtschaftungsermessens).

- (2.4.16) Solange keine integrierte Vorhabenzulassung gesetzlich geregelt ist, sollten das wasserrechtliche Erlaubnis- und das bergrechtliche Betriebsplanverfahren ebenso wie parallele Zulassungsverfahren für Industrieanlagen vollständig koordiniert werden. Die Betriebsplanzulassungen für die wasserrechtlich erlaubnisbedürftigen Maßnahmen des Niederbringens und des Ausbaus von Bohrungen sowie des Frackens und des Verpressens von Flowback sollten erst erteilt werden, wenn nach dem Stand des wasserrechtlichen Verfahrens feststeht, dass keine Besorgnis nachteiliger Grundwasseränderungen besteht und die wasserrechtliche Erlaubnis daher erteilt werden kann.
- (2.4.17) Zur wasserrechtlichen Prüfung muss das Vorhaben durch die vorzulegenden Antragsunterlagen detailliert beschrieben werden (konkrete technische Ausgestaltung, vollständige Offenlegung der eingesetzten Stoffe, Darstellung der Betriebsweise und der Grenzen des zulässigen Betriebs). Durch die Erlaubnis muss der Inhalt der erlaubten Maßnahme konkret bestimmt werden. Eine Bezugnahme auf generelle gesetzliche Anforderungen oder generelle Anforderungen technischer Regelwerke ohne genaue Festlegung der konkret erlaubten Maßnahmen genügt nicht.
- (2.4.18) Zur Umsetzung der meisten dieser Handlungsempfehlungen sind gesetzliche oder untergesetzliche Regelungen nicht zwingend erforderlich, aber sinnvoll. Sie können ohne regulatorischen Aufwand im Rahmen des geltenden Rechts durch eine entsprechende Vollzugspraxis der Berg- und Wasserbehörden umgesetzt werden. Wir empfehlen zumindest eine Regelung durch Erlasse der obersten Wasserbehörden (Landesumweltministerien), bestenfalls gemeinsam mit den obersten Bergbehörden (meist Wirtschaftsministerien der Länder, in Baden-Württemberg und Hessen die Umweltministerien). Durch Ergänzung der BVOT um wasserrechtliche Regelungen auf Landesebene oder eine integrierte BVOT auf Bundesebene sollte mittelfristig eine integrierte berg- und wasserrechtliche Regelung der Anforderungen an Fracking-Vorhaben erfolgen.
- (2.4.19) Auf Gesetzesebene empfehlen wir eine Integration der bergrechtlichen Sicherheitsanforderungen in das Umweltrecht nach dem Vorbild der Integration der Industrieanlagenzulassung in das Umweltrecht in den 1970er Jahren zur Gewährleistung eines effektiven und effizienten Umweltschutzes.
- (2.4.20) Für die Zuständigkeiten empfehlen wir, die umwelt- und sicherheitsrechtliche Genehmigung und Überwachung bergbaulicher Vorhaben insgesamt nach dem Vorbild der Integration der Gewerbeaufsicht in die Umweltverwaltung dem Geschäftsbereich der Umweltministerien zuzuordnen, um einen effektiven und effizienten Umweltschutz und eine organisatorische und funktionale Trennung von wirtschaftsfördernden Aufgaben der Wirtschaftsressorts und Vertrauen in die behördliche Überwachung als unentbehrliche Grundlage für die öffentliche Akzeptanz von Fracking-Vorhaben zu gewährleisten. Solange dies nicht der Fall ist, sollten Bergbehörden alle wesentlichen umweltrelevanten Entscheidungen nach Maßgabe der Entscheidung der vorrangig zuständigen Umweltbehörden treffen, soweit sie nicht selbst – wie in Nordrhein-Westfalen – Umweltbehörden sind und als solche der Weisungsbefugnis des Umweltministeriums unterstellt sind.

Quellennachweis

- ahu AG / IWW / Brenk Systemplanung (2012): Gutachten mit Risikostudie zur Exploration von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt, insbesondere die öffentliche Trinkwassergewinnung. – Gutachten im Auftrag des Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes NRW.
- BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland, Hannover.
- BR ARNSBERG (2011): Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Erkundungsmaßnahmen der CONOCO Mineralöl GmbH in den Jahren 1994 – 1997. Abteilung 6 Bergbau und Energie in NRW, Aktenzeichen: 61.01.25-2010-9.
- EC TGD – European Commission Technical Guidance Document (2003): Technical Guidance Document in support of Commission Directive 93/67/EEC on Risk Assessment for new notified substances, Commission Regulation (EC) No 1488/94 on Risk Assessment for existing substances and Directive 98/9/EC of the European Parliament and of the Council concerning the placing of biocidal products on the market, Part II. European Commission Joint Research Centre, Italy
http://ihcp.jrc.ec.europa.eu/our_activities/public-health/risk_assessment_of_Biocides/doc/tgd (02.05.2012).
- EXXONMOBIL – Exxonmobil Central Europe Holding GmbH (2012): Frack-Flüssigkeiten, http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic_fracturing/Frack-fluessigkeiten/index.html (04.01.2012), ergänzt durch persönliche Mitteilungen von Herrn Dr. Kassner, ExxonMobil Production Deutschland GmbH.
- GD NRW – Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen (2011): Unkonventionelle Erdgasvorkommen in Nordrhein-Westfalen. http://www.gd.nrw.de/zip/l_rcbm01.pdf.
- LAWA – Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (2004): Ableitung von Geringfügigkeits-schwellen für das Grundwasser, http://www.lawa.de/documents/GFS-Bericht-DE_a8c.pdf (13.04.2012).
- NYSDEC – New York State Department of Environmental Conservation (2011): Revised Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement. Chapter 5: Natural gas development activities & high-volume hydraulic fracturing, http://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/rdsgeisch50911.pdf (01.03.2012).
- ROSENWINKEL, K.-H. / WEICHHREBE, D. / OLSSON, O. (2012): Gutachten Stand der Technik und fortschrittliche Ansätze in der Entsorgung des Flowback des Instituts für Siedlungswasserwirtschaft und Abfall (ISAH) der Leibniz-Universität Hannover zum Informations- und Dialogprozess über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung, <http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/Gutachten%20zur%20Abwasserentsorgung%20und%20Stoffstrombilanz%20ISAH%20Mai%202012.pdf> (17.05.2012).

- TYNDALL CENTRE (2011): Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts, University of Manchester,
<http://www.tyndall.ac.uk/shalegasreport> (21.05.2012).
- UBA – Umweltbundesamt (2003): Bewertung der Anwesenheit teil- oder nicht bewertbarer Stoffe im Trinkwasser aus gesundheitlicher Sicht. Empfehlung des Umweltbundesamtes nach Anhörung der Trinkwasserkommission des Bundesministeriums für Gesundheit, Bundesgesundheitsbl. Gesundheitsforsch. Gesundheitsschutz 46, S. 249–251.
- UBA – Umweltbundesamt (2011): Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland - Stand Dezember 2011,
http://www.umweltbundesamt.de/chemikalien/publikationen/stellungnahme_fracking.pdf (04.01.2012).
- US EPA – U.S. Environmental Protection Agency (2004): Evaluation of impacts to underground sources of drinking water by hydraulic fracturing of coalbed methane reservoirs, Washington D.C.,
http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/wells_coalbedmethane_study.cfm (04.01.2012).
- US EPA – U.S. Environmental Protection Agency (2011): Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, November 2011,
http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/hf_study_plan_110211_final_508.pdf (04.01.2012).
- WAXMAN, H.A. / MARKEY, E.J. / DEGETTE, D. (2011): Chemicals used in hydraulic fracturing, U.S. House of Representatives Committee on Energy and Commerce Minority Staff,
<http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic%20Fracturing%20Report%204.18.11.pdf> (04.01.2012).
- WEG (2006): Leitfaden Futterrohrberechnung. Technische Regel. s.l.: Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.