

Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland

- Stand Dezember 2011 -

Inhalt

1	Übersicht zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten	1
2	Reserven und Fördermöglichkeiten von unkonventionellen Gasvorkommen	3
3	Klimabilanz gegenüber konventionellen Energiequellen	5
4	Schiefergas in Deutschland	6
4.1	Aufsuchung	6
4.2	Gewinnung	8
5	Umweltaspekte - Risiken für Mensch und Umwelt	8
5.1	Grund -und Oberflächengewässer	8
5.2	Flächenverbrauch	15
5.3	Lärm	15
5.4	Auswirkungen auf die Natur	16
6	Rechtliche Rahmenbedingungen	16
6.1	Bergrechtliche Vorgaben	16
6.2	Gewässerschutzrechtliche Vorgaben	17
6.3	Stoffrechtliche Vorgaben	19
6.4	Defizite und Anpassungsbedarf der bisherigen behördlichen Praxis	20
7	Forschungsbedarf und offene Fragestellungen hinsichtlich der Risiken für den Wasserhaushalt	21
8	Schlussfolgerungen	23

1 Übersicht zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten

Das Bundesberggesetz (BBergG) unterscheidet zwischen Aufsuchung und Gewinnung von Bodenschätzen. Während die Aufsuchung die mittelbar oder unmittelbar auf die Entdeckung oder Feststellung der Ausdehnung von Bodenschätzen gerichtete Tätigkeit ist, ist die Gewinnung das Lösen oder Freisetzen von Bodenschätzen einschließlich der damit zusammenhängenden vorbereitenden, begleitenden und nachfolgenden Tätigkeiten (vgl. § 4 Abs 1 und 2 BBergG).

Grundsätzlich ist Erdgas in den Gesteinsporen gespeichert. Abhängig von der Art des Speichergesteins und der Permeabilität (Durchlässigkeit) lassen sich Erdgasvorkommen in konventionelle und unkonventionelle Vorkommen klassifizieren. Von Erdgas aus konventionellen Lagerstätten spricht man, wenn dieses bei Gewinnung mit klassischen Techniken frei einer Förderbohrung zuströmt. Dies trifft, in ausreichender Menge, bei Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten nicht ohne weitere technische Maßnahmen zu, weil es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorkommt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Zu den unkonventionellen Vorkommen zählen Kohleflözgas (coalbeded methane), Gas in dichten Gesteinsformationen, wie z.B. in Schiefergesteinen und Schiefer-tonen (shale gas) oder in dichten Sand- oder Kalksteinhorizonten (tight gas) sowie Aquifergas und Gashydrat.

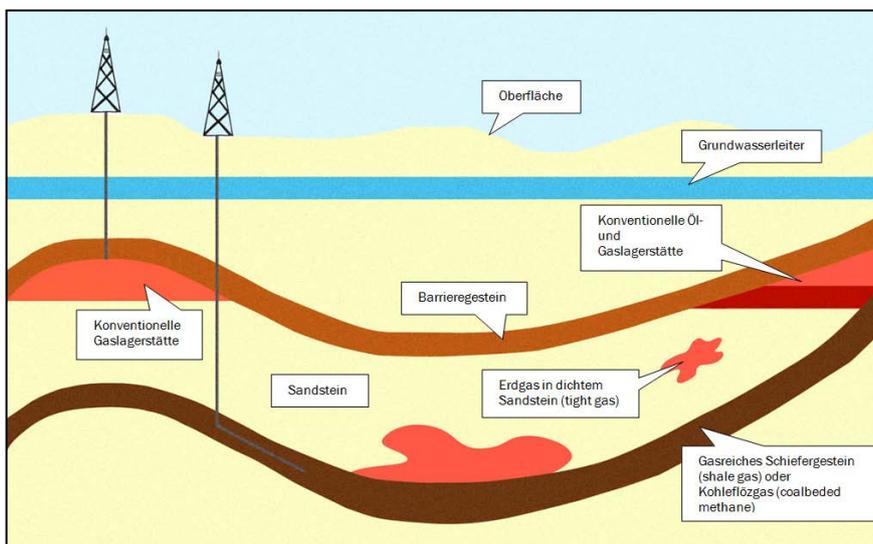


Abbildung 1 Schematische Darstellung von konventionellen und unkonventionellen Erdgaslagerstätten (UBA 2011, nach U.S. Energy Information Administration)

Bei Erdgas in dichten Gesteinen ist die Durchlässigkeit der Speichergesteine sehr gering. Daher müssen für dessen Gewinnung zusätzlich bessere Wegsamkeiten für den Austritt des Gases geschaffen werden. Dazu wird über Bohrungen das Gestein in der Lagerstätte mit hohem hydraulischem Druck aufgebrochen („gefrackt“). Das gezielte Aufbrechen des Gesteins durch hohen Druck erhöht die Produktivität einer Lagerstätte und wird seit den 1950er Jahren angewendet, in Deutschland in „tight gas“-Lagerstätten routinemäßig seit 1968¹. Für Schiefergaslagerstätten ist der Einsatz des Fracking-Verfahrens in den USA während der 1970er Jahre kommerziell zur Anwendung gekommen (Bossier

¹ Mitteilung des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) vom 25.07.2011

Shale), auf Grund neuer Technologien und gestiegener Rohstoffpreise gibt es dort seit 2005 einen regelrechten Boom bei der Gewinnung von Schiefergas mit mehreren tausend Bohrungen jährlich (z.B. Barnett Shale in Texas). In Deutschland wurden erste Fracks im Rahmen von Explorationsbohrungen durchgeführt, eine Gewinnung von Schiefergas erfolgt bislang noch nicht.

Aufsuchung und Erkundung der Lagerstätte

Die Aufsuchung und Erkundung (Exploration) einer Lagerstätte dient der Feststellung der Eignung für eine spätere Gewinnung von Erdgas. Mittels geophysikalischen Verfahren sowie durch Probebohrungen werden Erkenntnisse über die Lagerstättenparameter und letztlich auch über die Förderwürdigkeit ermittelt. Bei Aufsuchungsbohrungen werden wie auch bei anderen Bohrungen – insbesondere wenn sie in große Tiefen abgeteuft werden – in der Regel grundwasserführende Schichten durchstoßen. Bereits bei Aufsuchungsbohrungen können Fracking-Verfahren eingesetzt werden, um gezielt die Lagerstättenparameter zu erforschen und deren Einsatz bei einer eventuellen späteren Gewinnung zu optimieren.

Gewinnung von Schiefergas

Die Gewinnung von Schiefergas erfolgt in verschiedenen Prozessstadien. Im Gewinnungsfeld wurden anfänglich in den USA im Abstand von mehreren 100 m Bohrungen abgeteuft. Mit Entwicklung der Horizontalbohrtechnik werden zunehmend mehrere Bohrungen von einem Sondenplatz aus abgeteuft, wodurch der Flächenverbrauch sinkt. Die Tiefe der Bohrung hängt von der Tiefe der gasführenden Schichten ab. Schiefergaslagerstätten sind in Deutschland in einem Tiefenbereich von 1.000 m und tiefer zu finden. Bei einer Horizontalbohrung werden lange Strecken in der Lagerstätte gebohrt, um eine große Kontaktfläche mittels Fracks zu erzeugen (Abb. 2). Die horizontale Ablenkung von Bohrungen liegt zwischen 600 und 1.000 Metern, z.T. können auch mehrere Kilometer horizontal gebohrt werden.

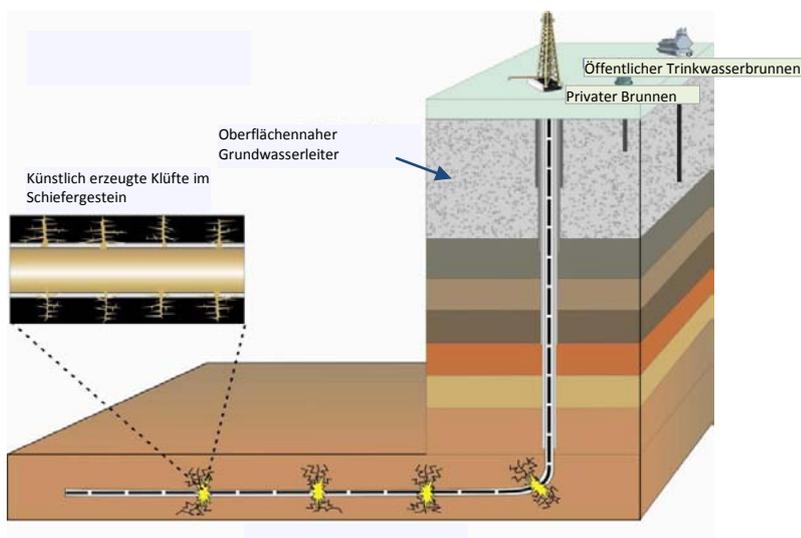


Abbildung 2 Schematische Darstellung einer horizontal abgelenkten Bohrung in einen Schiefergaschizont (US EPA Hydraulic Fracturing Research Study, 2010)

Um den Gasfluss hin zum Bohrloch zu stimulieren und damit eine Förderung wirtschaftlich zu ermöglichen, werden sogenannte „Fracs gepumpt“. Dazu wird das einzementierte Steigrohr im Bereich der Lagerstätte mit Löchern mit einem Durchmesser von 30 bis 40 mm perforiert. Durch diese Löcher wird dann unter hohem Druck (bis zu 1.000 bar im Lagerstättenbereich) ein Gemisch aus Wasser, Quarzsand und chemischen Additiven in das umlagernde Gestein des

Untergrundes (Gebirge) gepresst. In der Folge des hohen hydraulischen Drucks werden Risse im Gestein erzeugt und die gewünschten Wegsamkeiten für einen besseren Gasfluss geschaffen. Die erzielten Rissflächen können eine horizontale Länge von ca. 100 Metern und eine vertikale Ausdehnung von einigen Zehner Metern erreichen.

Am Ende des Frackvorgangs - vor Förderung des Erdgases - wird das eingepresste Frack-Fluid zurückgepumpt. Neben dem Quarzsand, der als Stützmittel die künstlich erzeugten Risse offen hält, verbleibt allerdings auch ein Teil des Fracking-Fluids einschließlich der chemischen Additive in der Lagerstätte (siehe Kapitel 5.1.3). Danach strömen das Gas und das in der Lagerstätte vorhandene Lagerstättenwasser dem Bohrloch zu und können gefördert werden.

Es kann notwendig sein, den Fracking-Vorgang mehrfach zu wiederholen. Der genaue Wasserbedarf hängt von den spezifischen geologischen Bedingungen und der Bohrlochlänge ab und kann mehrere tausend Kubikmeter pro Bohrung betragen (siehe Kapitel 5.1.1).

2 Reserven und Fördermöglichkeiten von unkonventionellen Gasvorkommen

Der Erdgasmarkt ist weltweit nach Kontinenten und Kontinentteilen segmentiert. Es gibt keinen hinreichenden physischen Austausch von Erdgas über Kontinente hinweg zwischen diesen Teilmärkten. Grund ist, dass das Transportnetz mittels Pipelines und zunehmend Flüssiggasverschiffung nicht ausreicht, um Angebots- und Nachfrageüberhänge auf den einzelnen Teilmärkten auszugleichen. Somit ist jeder Teilmarkt (Kontinent) für sich zu betrachten und hat einen eigenen Rahmen hinsichtlich Angebots-/Nachfragestruktur.

Angebotsüberhänge bestehen vor Allem in Erdölförderregionen der ehemaligen Sowjetunion, des Nahen/Mittleren Ostens und in Afrika, in denen Erdgas als Begleitprodukt der Erdölförderung anfällt und nicht über ein adäquates Transportnetz zum Verbraucher gebracht werden kann. So werden weltweit ca. 150 Mrd. m³ Erdgas abgefackelt².

Dem gegenüber stehen Förderungen aus unkonventionellen Lagerstätten in den USA in Höhe von rund 90 Mrd. m³ im Jahr 2007³. Der Ausgleich solcher - aus Umweltsicht kaum nachvollziehbarer - Marktverzerrungen ist eine wirtschaftliche Aufgabe (Schaffen der Transportinfrastruktur); sie sind vornehmlich geostrategisch bedingt (Diversifizierung der Erdgaslieferanten), nicht aber ein technisches Problem.

Die USA sind weltweit einziger Produzent von Schiefergas und mittlerweile der größte Erdgasproduzent der Welt. Sie können ihren Bedarf, unterstützt durch die Nutzbarmachung der heimischen unkonventionellen Gasvorkommen, vollständig aus eigenen Quellen decken. Laut der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) hat der Wegfall der USA-Importe zu einer weltweiten Überversorgung mit Erdgas geführt.

Die Erkundung und Erschließung von Schiefergasvorkommen befindet sich außerhalb der USA weltweit noch in einem frühen Stadium⁴. Neben überregionalen Abschätzungen zum Ressourcenpotenzial liegen daher kaum belastbare Angaben zu einzelnen Ländern vor.

In ihrer Energiekurzstudie 2010⁵ vergleicht die BGR die weltweite Fördermenge 2009 von nicht-erneuerbaren Energierohstoffen mit deren Reserven und Ressourcen (Abb. 3). Als Reserven werden Lagerstätten bezeichnet, deren Abbau

² Zahlen nach Weltbank 2008; zitiert in BGR: Energierohstoffe 2009

http://www.bgr.bund.de/cIn_151/nn_331084/DE/Themen/Energie/Produkte/energierohstoffe_2009.html

³ Zittel 2010: Kurzstudie Unkonventionelles Erdgas 2010: http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2010-05-18_ASPO_Kurzstudie_Unkonv_Erdgas.pdf

⁴ http://www.bgr.bund.de/cIn_169/nn_322848/DE/Themen/Energie/Erdgas/erdgas_node.html?_nnn=true

⁵ BGR (2010): Energiekurzstudie 2010 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Datenstand 2009; Weiterführende Informationen des BGR unter http://www.bgr.bund.de/nn_322882/DE/Themen/Energie/energie_node.html?_nnn=true

zum gegenwärtigen Zeitpunkt wirtschaftlich ist. Ressourcen umfassen alle Vorräte, deren Lage, Gehalt, Qualität und Menge bekannt sind oder geschätzt werden kann. Unkonventionelles Erdgas trägt mit 16,9 % einen wesentlichen Anteil zu den Ressourcen bei. Durch optimierte Fördertechnik und steigende Nachfrage können aus Ressourcen schnell Reserven werden.

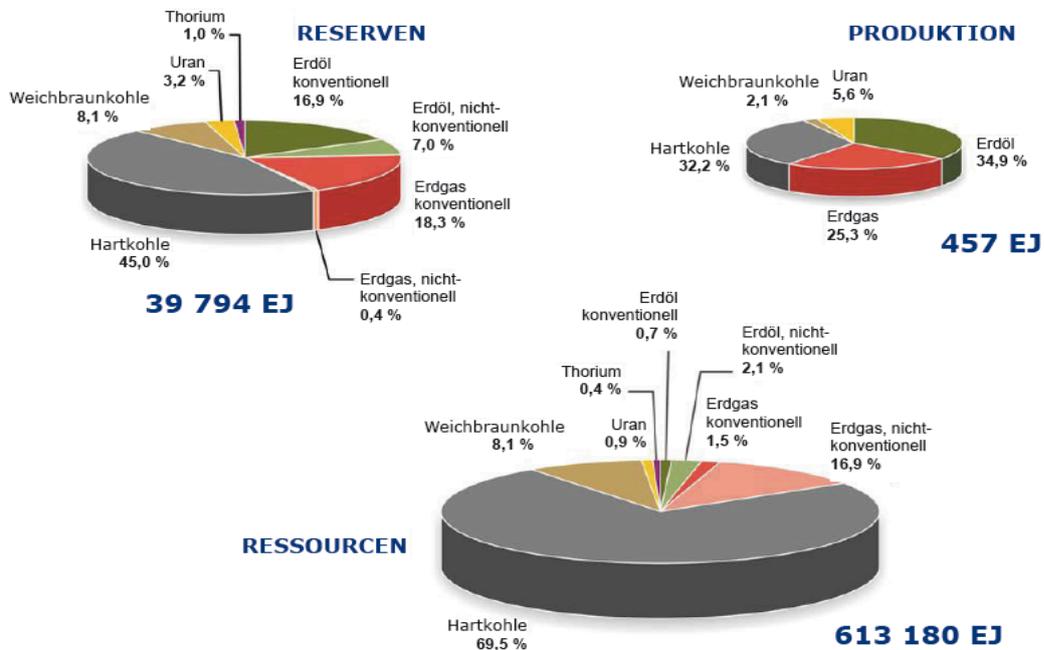


Abbildung 3 Anteile der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe an Förderung, Reserven und Ressourcen weltweit für Ende 2009 im Verhältnis von etwa 1 zu 87 zu 1342 (BGR, 2010)

Auch in Europa gibt es Vorkommen von unkonventionellem Erdgas. Diese sind jedoch deutlich geringer als in anderen Regionen. Shale-Gasvorkommen finden sich insbesondere in Großbritannien, Deutschland und Polen, Tight-Gasvorkommen vor allem in Deutschland, der Tschechischen Republik, Slowakei und Ungarn. Kohleflözgasvorkommen sind vor allem in Deutschland und Polen zu finden⁶.

Wie in den USA wird auch in der Bundesrepublik Deutschland die Exploration und Förderung unkonventioneller Erdgaslagerstätten mit der Zielsetzung betrieben, die derzeit auf 150 Mrd. m³ geschätzten Vorkommen zu erschließen⁷. Für Deutschland sind die Angaben zum unkonventionellen Erdgaspotenzial derzeit nicht verlässlich. Die Bundesregierung hat daher die Deutsche Rohstoffagentur in der BGR beauftragt, mit dem Projekt Niko (Erdöl und Erdgas aus Tonsteinen – Potenziale für Deutschland) das heimische Potenzial von Erdgas (und Erdöl) aus Tonsteinen (Schiefergas) zu erfassen. Erst mit Abschluss des Projektes Mitte 2015 wird dazu eine abschließende Bewertung vorliegen.

In Polen werden Ergebnisse übergreifender Studien und eine Auswertung der bislang erteilten Explorationslizenzen bis Mitte des Jahrzehnts erwartet⁸. Derzeit gibt es auch für Polen nur sehr überschlägige Schätzungen zu den Reserven.

⁶ Zittel 2010: Kurzstudie Unkonventionelles Erdgas 2010: http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2010-05-18_ASPO_Kurzstudie_Unkonv_Erdgas.pdf

⁷ DVGW (7/2011): Information zur Exploration und Förderung unkonventioneller Erdgaslagerstätten, DVGW

⁸ Orlen: Shale Gas 2010, http://www.orlenupstream.pl/userfiles/file/orlen-shale-gas_ENG.PDF

3 Klimabilanz gegenüber konventionellen Energiequellen

Treibhausgas(THG)-Mehremissionen gegenüber konventionellem Erdgas bei der Exploration von Schiefergas resultieren aus einer erhöhten Anzahl von Bohrungen, aufwendigeren Bohrungen, dem hydraulischen Aufbrechen des Gebirges („Hydro-Fracking“), Transportaufwand für Wasser, Abwasser und Gerät sowie unkontrollierten Emissionen von Methan und CO₂. Die Höhe des zusätzlichen Aufwandes variiert stark in Abhängigkeit von der Teufe der Lagerstätte, der Gesteinsbeschaffenheit und dem Aufwand für das Fracken. In jedem Fall ist es aber ein einmaliger Aufwand, der dann in Relation zur Menge des geförderten Gases steht.

Das Tyndall Center for Climate Change der University of Manchester beziffert in einer 2011 erschienen Studie⁹ die Kohlendioxid(CO₂)-Emissionen für eine Bohrung inklusive Fracken auf 348 bis 438 Tonnen (t) CO₂ und abhängig von der Förderleistung der Bohrung, auf 0,14 bis 1,63 t CO₂ pro Terajoule (TJ), entsprechend 0,5 bis 6 Gramm (g) CO₂ pro Kilowattstunde (KWh). Dies entspricht rund 0,2 bis 3 Prozent der bei der Verbrennung des Erdgases entstehenden THG-Emissionen.

Diese sind gegen den Mehraufwand zum Transport von Erdgas insbesondere aus weit entfernten Lagerstätten (zum Beispiel Nordafrika, Sibirien) zu stellen. Nach GEMIS 4.5 liegt dieser bei bis zu 60 g CO₂/KWh bei Import von russischem Erdgas.

Hierin nicht enthalten – und von Tyndall nicht beziffert – sind die Emissionen in der Nachexplorationsphase, also während der Förderung, die sich zusammensetzen aus fortgesetztem Frackaufwand, Pumpen o.ä., abzuscheidendem CO₂ aus dem Erdgas, abhängig von dessen Beschaffenheit, und unkontrollierten Emissionen von Methan sowie gegebenenfalls CO₂.

Theoretische Betrachtungen von Howarth¹⁰ (2010) weisen darauf hin, dass bereits bei einer Leckage von 1,5 Prozent Methan (bezogen auf die Fördermenge Erdgas) 14,8 Gramm Kohlenstoff pro Megajoule (C/MJ), entsprechend 195 g CO₂eq/KWh, freiwerden. Diese würden ausreichen, Erdgas klimaschädlicher als Erdöl zu machen und, abhängig von den THG-Emissionen der Kohleförderung, bereits in die Nähe von Steinkohle rücken zu lassen.

Die bislang publizierten Zahlen bewegen sich auf dem Erkenntnisniveau von Schätzungen oder theoretischen Überlegungen. Messdaten fehlen, so dass die Autoren meist selbst zur Vorsicht beim Umgang mit von ihnen genannten Zahlen mahnen.

⁹ Tyndal Center Manchester, 2011 - http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf

¹⁰ Howarth 2010 <http://www.technologyreview.com/blog/energy/files/39646/GHG.emissions.from.Marcellus.Shale.April12010%20draft.pdf>

4 Schiefergas in Deutschland

4.1 Aufsuchung

In Deutschland wurden bisher von den Bundesländern Baden-Württemberg, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt und Thüringen Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen aus Schiefergaslagerstätten erteilt.

Baden Württemberg

Zwei Anträge zur Aufsuchung von Schiefergas wurden gestellt. Die Aufsuchungserlaubnis wurde vom zuständigen Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau (LGRB) für das Feld „Konstanz“ bis 30.04.2012 und für das Feld „Biberach“ bis 31.5.2012 befristet erteilt¹¹.

Niedersachsen

In Niedersachsen wurden folgende 5 Explorationsbohrungen auf Schiefergas (shale gas) abgeteuft¹²:

- Damme 2, fehl; Ablenkung Damme 2a, noch kein Ergebnis
- Damme 3, hydraulischer Frack durchgeführt, Fördertest durchgeführt, noch kein Ergebnis
- Lünne 1, Ziel erreicht (Bohrung diente der Gewinnung von Probenmaterial in potenziellen Shale Gas-Horizonten); Ablenkung Lünne 1a, noch kein Ergebnis
- Niedernwöhren 1, Ziel erreicht (Bohrung diente ausschließlich der Gewinnung von Probenmaterial in potenziellen Shale Gas-Horizonten)
- Schlahe 1, Ziel erreicht (Bohrung diente ausschließlich der Gewinnung von Probenmaterial in potenziellen Shale Gas-Horizonten)

Nordrhein-Westfalen

Bisher hat die zuständige Bergbehörde 19 Erlaubnisse zu gewerblichen Zwecken erteilt, die auf die Aufsuchung von Erdgas in unkonventionellen Lagerstätten gerichtet sind. Zudem ist die RWTH Aachen seit 2006 Inhaberin einer Erlaubnis zur Aufsuchung zu wissenschaftlichen Zwecken. Diese Erlaubnisse berechtigen dazu, die vermutete Lagerstätte zu erkunden, nicht jedoch zu einer Gasgewinnung. In Tabelle 1 sind die in Nordrhein-Westfalen verliehenen Erlaubnisse zusammengefasst.

¹¹ Quelle: E-Mail des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft (Baden-Württemberg) vom 09.08.2011 an das Umweltbundesamt

¹² Quelle: E-Mail des Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) vom 31.03.2011 auf Anfrage des UBA vom 30.03.2011

Tabelle 1 In Nordrhein-Westfalen verliehene Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen zu gewerblichen Zwecken¹³.

Name des Feldes	Rechtsinhaber	Fläche [Fläche] =m ²
Adler	BNK Petroleum, Inc. (Vancouver, Kanada)	991.126.800
Ananke	A-TEC Anlagentechnik GmbH	10.494.200
Dasbeck	Stadtwerke Hamm, Dr. R. Gaschnitz, PVG mbH	8.464.000
Falke	BNK Petroleum, Inc. (Vancouver, Kanada)	1.055.196.300
Hamm-Ost	Dr. R. Gaschnitz, PVG mbH	53.985.800
Hamm-Süd	Stadtwerke Hamm, Dr. R. Gaschnitz aix.o.therm GeoEnergien, PVG mbH	85.439.800
Hellweg	Stadtwerke Hamm, Dr. R. Gaschnitz aix.o.therm GeoEnergien, PVG mbH	83.893.500
Herbern-Gas	Mingas-Power gmbH	105.592.400
HERFORD	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	796.708.500
IBBENBÜREN	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	394.854.300
Ibbenbüren-Gas	RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH	85.298.500
Kallisto	A-TEC Anlagentechnik GmbH	8.893.600
MINDEN	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	1.193.374.800
Münsterland-West *	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	572.403.000
Nordrhein-Westfalen Nord	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	6.616.732.700
Rheinland	Wintershall Holding GmbH	1.402.679.400
Ruhr	Wintershall Holding GmbH	2.492.855.300
Saxon 1 West	Queensland Gas Company Ltd. (Brisbane, Australien)	1.509.995.600
Saxon 2	Queensland Gas Company Ltd. (Brisbane, Australien)	390.911.900
	Summe [Summe] = km²	17.859
	Fläche Nordrhein-Westfalen [Fläche] = km ²	34.088

* Sonstiges aufrechterhaltenes Recht

Sachsen-Anhalt

In Sachsen-Anhalt wurde der Firma BNK Petroleum Inc. die Aufsuchungserlaubnis für das Aufsuchungsfeld „Harz-Börde“ erteilt¹⁴.

Thüringen

In Thüringen wurden vom Thüringer Landesbergamt Gera der Firma BNK Petroleum Inc. bisher zwei Erlaubnisse zur Aufsuchung unkonventioneller Lagerstätten erteilt. In den beiden Aufsuchungsfeldern „Steinadler“ und „Seeadler“ befinden sich, wie auch teilweise in anderen Bundesländern, mehrere Wasserschutzgebiete mit einer Vielzahl an Wassergewinnungsanlagen der öffentlichen Wasserversorgung. Im Feld „Seeadler“ befindet sich zudem die Heilwasserzone der Solegewinnung Bad Sulza. Probebohrungen bis in eine erforderliche Tiefe von 2.500 m werden von der oberen

¹³ Quelle: Bericht des Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Bauen, Wohnen und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen vom 23. Dezember 2010 über die Aktivitäten zur Aufsuchung von Erdgas für die 5. Sitzung des Ausschusses für Wirtschaft, Mittelstand und Energie am 12. Januar 2011

¹⁴ Quelle: Internetseite von BNK Petroleum Inc. vom 4.11.2011, http://www.bnkpetroleum.com/index.php?option=com_content&view=article&id=87&Itemid=138,

Wasserbehörde des Thüringer Landesverwaltungsamtes innerhalb der Wasserschutzgebiete als sehr problematisch und in Abhängigkeit vom jeweiligen Standort als nicht genehmigungsfähig eingeschätzt¹⁵.

4.2 Gewinnung

Bewilligungen oder Bergwerkseigentum, die zur Gewinnung von Schiefergas berechtigen, wurden in Deutschland bisher nicht erteilt.

5 Umweltaspekte - Risiken für Mensch und Umwelt

Die Aufsuchung und Förderung von unkonventionellen Gasvorkommen durch Fracking wird derzeit hinsichtlich der Risiken für Mensch und Umwelt in der Öffentlichkeit und den Medien kontrovers diskutiert. Umweltbeeinträchtigungen sind in allen Phasen dieser Fördertechnologie denkbar, wobei sie sich vielfach nicht von den Risiken anderer Bohrtätigkeiten unterscheiden. Dennoch ist bei der Beurteilung der Umweltauswirkungen der Gasschieferexploration und -gewinnung das gesamte Risikopotenzial zu betrachten, aber auch zu berücksichtigen, in welchen Bereichen bereits hinreichende Erkenntnisse und rechtliche Anforderungen zur umweltgerechten Durchführung der Tätigkeit vorliegen. Bereits bei der Vorbereitungsphase kommt es durch die Errichtung der notwendigen Infrastruktur zu Lärm- und Luftemissionen, die in Regionen mit hoher Besiedlungsdichte erhebliche Störungen verursachen können. So ist z.B. der Flächenverbrauch bei der Schiefergasgewinnung in den USA sehr groß. Für den eigentlichen Bohrvorgang bestehen in Deutschland hohe Sicherheits- und Qualitätsanforderungen. Diese sowie modernste Bohrtechnik sollen sicherstellen, dass Umweltbeeinträchtigungen während der Bohrphase ausgeschlossen werden. Zusätzliche Risiken, insbesondere für Grund- und Trinkwasser, ergeben sich durch den Einsatz von Chemikalien beim Fracking sowie durch deren anschließende Entsorgung. Wissenschaftlich fundierte Erkenntnisse zu den Auswirkungen auf diese Schutzgüter liegen allerdings kaum vor.

5.1 Grund -und Oberflächengewässer

Besorgnisse und Unsicherheiten über die Umwelterheblichkeit des Eingriffs bestehen hier besonders wegen des hohen Wasserbedarfs sowie wegen des Einsatzes von Chemikalien als Additive beim Fracking. Risiken für das Grundwasser bestehen durch die Lagerung wassergefährdender Chemikalien, durch die Bohrung selbst, durch die Erzeugung von Wegsamkeiten im Untergrund (Gebirge) und - letztendlich ebenso für Böden und Oberflächengewässer - bei der Entsorgung der Fracking-Fluide und des zu Tage geförderten Lagerstättenwassers.

¹⁵ Quelle: Stellungnahme der oberen Wasserbehörde (Thüringer Landesverwaltungsamt, Weimar) vom 16.11.2009 an das Thüringer Landesbergamt Gera

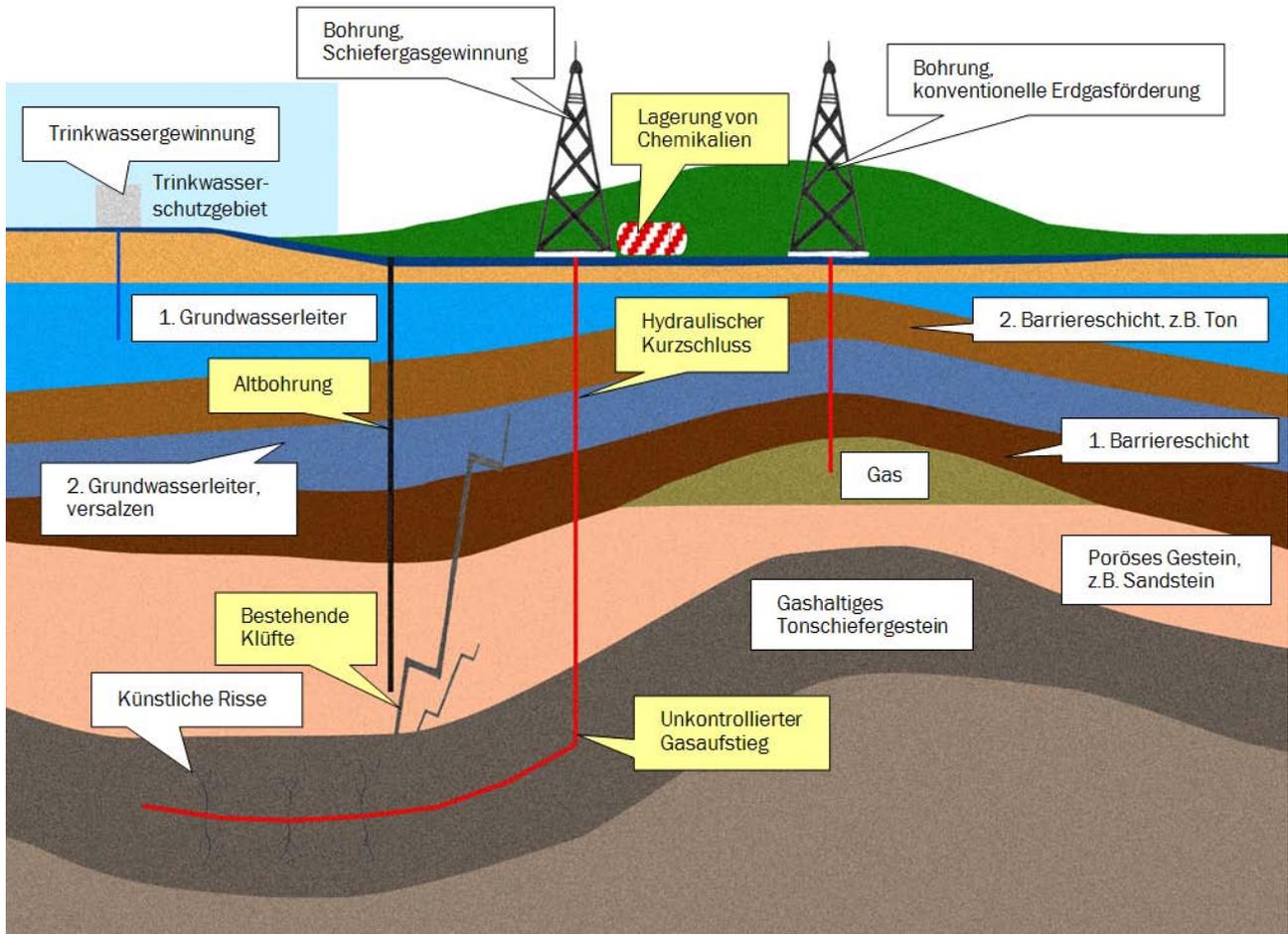


Abbildung 4 Schematische Darstellung der potentiellen Risiken für das Grundwasser (gelb)¹⁶ (UBA, 2011)

5.1.1 Wasserentnahme und Wasserbedarf

In der Fachliteratur und veröffentlichten Pressemitteilungen wird für das Fracking stets ein hoher Bedarf an Wasser genannt. Die United States Environmental Protection Agency (US-EPA) geht für die Gewinnung von Schiefergas von einer durchschnittlich erforderlichen Wassermenge von 7.500 bis 15.000 m³ pro Bohrung aus¹⁷. Das Tyndall Center¹⁸ unterscheidet dabei weiter zwischen einzelnen und mehreren Fracks pro Bohrung und zwischen einer und bis zu sechs horizontal abgelenkten Förderstrecken pro Bohrplatz bzw. Sondenfeld.

Für einen Frackvorgang werden zwischen 1.100 bis 2.200 m³ Wasser benötigt (zum Vergleich: ein typisches Hallenschwimmbecken mit 25 m Länge, 10 m Breite und 4 m Tiefe hat ein Volumen von 1.000 m³). Es kann notwendig sein, dass der Frackvorgang mehrfach wiederholt wird. In diesem Fall können laut Tyndall rund 9.000 m³ Wasser (max. bis 29.000 m³) für eine Bohrung mit mehreren Frackvorgängen benötigt werden. Rund 54.000 m³ Wasser (bis max.

¹⁶ Hinweis: Einige der gelb bezeichneten Risiken sind nicht spezifisch für die Exploration und Gewinnung von Schiefergas, sondern sind auch bei anderen Tätigkeiten zu berücksichtigen.

¹⁷ EPA, 2011: Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources; EPA/600/D-11/001 ; Fundstelle auf Seite 19 des Berichts

¹⁸ Tyndal Center Manchester, 2011, http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf

174.000 m³) können laut Tyndall für ein Sondenfeld mit bis zu sechs horizontal abgelenkten Förderstrecken erforderlich sein.

Inwiefern die Entnahme dieser großen Wassermengen Auswirkungen auf den mengenmäßigen Zustand von Grundwasserkörpern hat, ist für jeden Einzelfall von der zuständigen Wasserbehörde zu beurteilen, die die Entnahme zu genehmigen hat. Eine Möglichkeit zu einem sparsameren Umgang mit Wasser, wäre laut US-EPA die Reinigung und Wiederverwendung der zurück gepumpten Fracking-Fluide und des Lagerstättenwassers.

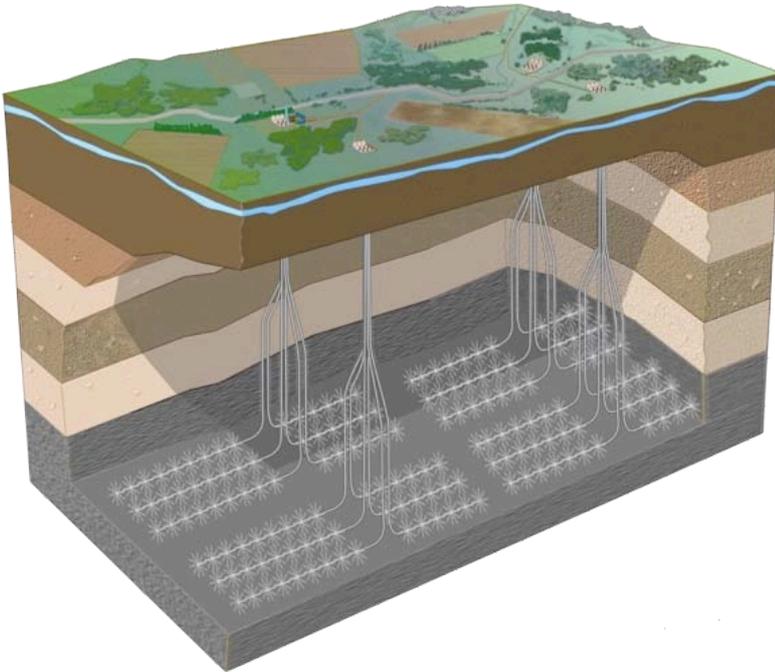


Abbildung 5 Von jedem Sondenplatz aus können mehrere Bohrungen mit unterschiedlicher horizontaler Ablenkung niedergebracht werden um die gasführende Lagerstätte bestmöglich zu erschließen (BNK Petroleum Inc., 2011)

5.1.2 Einsatz chemischer Additive

Chemikalienbedarf

Fracking-Fluide bei der Schiefergasgewinnung sind Gemische, die zu 80 - 90 % aus Wasser bestehen und mit Quarzsand und chemischen Additiven versetzt werden. Der Quarzsand dient dazu, die erzeugten künstlichen Risse nach Rücknahme des Drucks offen zu halten.

Die beigemischten Chemikalien und deren Aufgaben sind vielfältig. Die Chemikalien sollen zum Beispiel den Transport des Stützmittels (Sand) in die erzeugten Risse gewährleisten sowie Ablagerungen und mikrobiologischen Bewuchs verhindern. Die amerikanische Umweltbehörde US-EPA hat eine Liste mit bislang etwa 600 unterschiedlichen und in den USA eingesetzten Chemikalien veröffentlicht. Deren Konzentration in Fracking-Fluiden für die Schiefergasgewinnung liegt in einem Bereich zwischen 0,5 bis 2 Volumenprozent. Die Zusammensetzung variiert in Abhängigkeit der chemischen Eigenschaften des jeweiligen Additivs, der Charakteristik der Lagerstätte und natürlich der gewünschten

Wirkung beim Fracking Prozess (siehe Tabelle 2). In Deutschland sind bislang deutlich weniger unterschiedliche Chemikalien eingesetzt worden¹⁹.

Tabelle 2 Frack-Additive und deren Aufgaben

Additiv	Aufgabe
Biozide	Verhinderung von Bakterienwachstum an organischen Bestandteilen
Brecher (Säuren, Oxidationsmittel, Enzyme)	Verringerung der Viskosität des Frac Fluids und Rückholung der Fluide
Gele	Erhöhung der Viskosität zum besseren Sandtransport
Korrosionsschutzmittel	bei Zugabe von Säuren zum Schutz der Anlage
Reibungsminderer	Verringerung der Reibung innerhalb der Fluide
Säuren	Reinigung der perforierten Abschnitte der Bohrung von Zement und Bohrschlamm vor dem Frac
Schäume	Transport und Ablagerung des Sandes
Scale Inhibitor	Verhinderung der Ablagerung von Karbonaten und Sulfaten

Die US-EPA nennt einen Bedarf an chemischen Additiven von rund 55 Tonnen (t) bis 230 t, ausgehend von einem Wasserbedarf von 11.500 m³ pro Bohrung²⁰. Unter der Annahme eines Anteils von bis zu 2 Prozent und einer Dichte von 1 geht Tyndall für einen Sondenplatz mit sechs horizontal abgelenkten Bohrungen von durchschnittlich 1.100 t Chemikalienbedarf aus. Zur Verdeutlichung, das entspricht der Transportmenge von rund 37 Lastkraftwagen (30-Tonner).

Lagerung der Chemikalien

Die Additive werden in den Tankbehältern vor Ort gelagert und zusammen mit dem Stützmittel dem Wasser vor der Injektion beigemischt. Als Anlagen, die mit wassergefährdenden Stoffen umgehen, müssen die Behälter gemäß § 62 Absatz 1 WHG den Besorgnisgrundsatz beachten, d.h. die Tankbehälter müssen so beschaffen sein und betrieben werden, dass keine nachteilige Veränderung der Eigenschaften von Gewässern zu besorgen ist. Soweit die Tanks jedoch länger als ein halbes Jahr an einem Ort zu einem bestimmten betrieblichen Zweck genutzt werden, sind sie außerdem als Anlage im Sinne der Länderverordnungen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAWS) zu qualifizieren und müssen zusätzlich die Anforderungen der jeweiligen Länderverordnungen einhalten. Eine bundeseinheitliche Regelung mit entsprechendem Inhalt ist in Vorbereitung. Die gestellten Anforderungen richten sich nach der Gefährlichkeit des verwendeten Stoffes, dem Lagervolumen und dem Ort der Lagerung. Sollte der Anlagenbetreiber keine Angaben zu den eingesetzten Stoffen machen, wird automatisch die strengste „Wassergefährdungsklasse 3“ angenommen und das strengste Sicherheitsniveau für die Anlage gefordert.

Zusammensetzung von Fracking-Fluiden

Hinsichtlich der Zusammensetzung von Fracking-Fluiden wird in der Öffentlichkeit vielfach ein Informationsdefizit beklagt, bei den zuständigen deutschen Behörden müssen diese Informationen jedoch vorliegen. In den USA begründen

¹⁹ Vgl. z.B. die von Exxon Mobile veröffentlichte Liste unter [www. http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic_fracturing/frac-fluessigkeiten/index.html](http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic_fracturing/frac-fluessigkeiten/index.html)

²⁰ EPA, 2011: Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources; EPA/600/D-11/001 ; Fundstelle S. 24

die Förderunternehmen die zurückhaltende Offenlegung der Zusammensetzung der Fracking-Fluide mit Betriebsgeheimnissen. Dort wurde erst im März 2011 im Parlament des Bundesstaates Texas ein Gesetzentwurf eingebracht, nach dem Bohrfirmen künftig offenlegen müssen, welche chemischen Substanzen sie einsetzen²¹. In Deutschland hat die Firma ExxonMobil die Zusammensetzung der verwendeten Frack-Fluide bei den durchgeführten Fracks im Rahmen von Explorationsbohrungen im Internet veröffentlicht²².

Stoffeigenschaften der eingesetzten Stoffe

Das Tyndall Centre for Climate Change der University of Manchester unterzog 260 der in den USA beim Fracking verwendeten Substanzen einer Analyse. Das im Januar veröffentlichte Gutachten legt nahe, dass 58 der 260 Substanzen eine oder mehrere Eigenschaften haben, die Anlass zur Besorgnis geben. Im Folgenden ein Überblick aus dem Gutachten²³:

- 17 Substanzen sind klassifiziert als toxisch für aquatische Organismen,
- 38 Substanzen als toxisch für die menschliche Gesundheit,
- 8 Substanzen als karzinogen,
- 6 Substanzen als vermutlich karzinogen,
- 7 Substanzen als mutagen und
- 5 Substanzen haben Effekte auf die Reproduktivität.

Für eine Bewertung des Risikos, welches von den verwendeten Fracking-Fluiden ausgeht, sind allerdings neben den Eigenschaften der verwendeten Additive weitere Parameter von wesentlicher Bedeutung, zum Beispiel:

- Menge und Konzentration der Additive,
- Verbleib in der Umwelt,
- Aufnahmepfade für Mensch und Umwelt.

Beispielhaft seien hier die auch in Deutschland eingesetzten Chemikalien wie Petroleum (CAS-Nr. 64742-47-8) und Octylphenol Ethoxylat (CAS-Nr. 9036-19-5) erwähnt, von denen negative Umweltauswirkungen ausgehen können. Da dem Umweltbundesamt Angaben zur eingesetzten Konzentration und den genauen Einsatzbedingungen nicht vorliegen, ist eine qualifizierte Bewertung jenseits der intrinsischen Eigenschaften der Stoffe nicht möglich.

Petroleum

Bei der mit Wasserstoff behandelten Erdölfraktion (Petroleum distillate hydrotreated light mit der CAS-Nr. 64742-47-8) „Petroleum“ handelt es sich um eine sogenannte UVCB-Substanz²⁴, die aus verschiedenen Bestandteilen zusammengesetzt ist. Dabei können die Zusammensetzung und damit auch das Risikoprofil schwanken.

²¹ Handelsblatt, 19.04.2011

²² s. Fn 19

²³ s. S. 56 ff. Tyndall Centre Manchester (2011) Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts

²⁴ Eine UVCB-Substanz (Substances of Unknown or Variable composition, Complex reaction products or Biological materials) ist ein Stoff mit unbekannter und/oder variabler Zusammensetzung, kann aus komplexen Reaktionsprodukten oder aus biologischen Materialien bestehen.

Octylphenol Ethoxylate

Octylphenol Ethoxylate können auf verschiedenen Grundkörpern (z.B. 4-tert-octylphenol) basieren und unterscheiden sich in ihrem Ethoxylierungsgrad. Beim Fracking werden Octylphenol-Ethoxylate mit unterschiedlichen Ethoxylierungsgraden eingesetzt. 4-tert-octylphenol-ethoxylat wird je nach Hersteller als augenschädigend oder augenreizend, hautsensibilisierend und als akut toxisch (Kategorie 3-4) eingestuft. Die Gewässereinstufung liegt zwischen aquatisch chronisch 1 (H 410; LC50 < 1 mg/L, nicht schnell abbaubar und/oder potentiell bioakkumulierend) und aquatisch chronisch 3 (H 412; LC50 ≤ 100 mg/L). Der Stoff ist nicht schnell abbaubar und/oder potentiell bioakkumulierend. In Kläranlagen und in der Umwelt werden Octylphenol-Ethoxylate in Octylphenole umgewandelt, welche aufgrund ihrer hormonellen Wirkung in der Umwelt in der Regulierungsdiskussion stehen. Als erster EU-Mitgliedstaat hat Deutschland mit Octylphenol einen hormonell wirkenden Stoff als besonders besorgniserregend identifiziert und seine Bewertung offiziell bei der Europäischen Chemikalienagentur (ECHA) eingereicht. Wissenschaftliche Studien zeigen, dass Octylphenol das Hormonsystem in Fischen beeinträchtigt und dadurch die Entwicklung und Fortpflanzung schädigt.

Einstufung von Stoffgemischen in Wassergefährdungsklassen (WGK)

Die WGK sind eine Maßzahl für den Anlagenschutz und die Anlagensicherheit (s.o.). Sie dienen nicht der Bewertung der Gefährlichkeit von Aktivitäten bei denen Stoffgemische gezielt in das Erdreich eingebracht werden. Dennoch geben sie einen Hinweis auf die Gefährlichkeit des Stoffes, da durch die WGK die intrinsischen Eigenschaften von Stoffen und Gemischen abgebildet werden²⁵. Wenn die beim Fracking eingesetzten Chemikalien absichtlich, also beim bestimmungsgemäßen Gebrauch in die Umwelt eingebracht werden, so kann die WGK nur in Verbindung mit einer zusätzlichen Risikobewertung für eine „Umweltbewertung“ herangezogen werden, um die Aktivität „Fracking“ zu bewerten. Diese Unterscheidung Gefährlichkeits-/Risikobewertung ist relevant. Es besteht die Gefahr, die WGK-Einstufungen zu den Chemikalien zur ausschließlichen Beurteilungsgrundlage heranzuziehen.

5.1.3 Bohrung und Fracturing Prozess

Potentielle Kontaminationspfade entstehen bereits beim Bohren und dem Ausbau der Bohrung. In Deutschland werden Bohrungen in den zur Trinkwassergewinnung geeigneten Grundwasserleitern zusätzlich zu einer zementierten Hinterfüllung durch ein gerammtes Standrohr (casing) abgedichtet. Aufgrund des hohen Drucks beim Fracking besteht das Risiko, dass die Hinterfüllung diesem Druck nicht standhält. Sowohl eine Verbindung unterschiedlicher Grundwasserleiter als auch ein Eindringen des mit Chemikalien vermischten Frack-Wassers, von hochmineralisiertem Lagerstättenwasser und letztendlich von Erdgas in das Grundwasser wären dadurch möglich.

Auch andere, bereits bestehende Bohrungen (nicht vollständig niedergebrachte Bohrungen, alte oder aufgegebene Bohrungen) erhöhen das Risiko einer Verunreinigung von oberflächennahem Grundwasser, Heilquellen und Thermalwässern durch Fracturing Fluide, Lagerstättenwasser und Erdgas. Deshalb wird in den Genehmigungsverfahren regelmäßig die Nähe von Altbohrungen sowie von bestehenden anderen Bohrungen zur geplanten Aufsuchungs- oder Gewinnungsbohrung überprüft.

Mögliche Risiken für das Grundwasser bestehen insbesondere durch

- eine Verbindung verschiedener Grundwasserleiter (hydraulischer Kurzschluss) mit üblicherweise unterschiedlichem Chemismus,
- die beim Fracking-Prozess eingesetzten Chemikalien sowie
- das in einen Grundwasserleiter entweichende Erdgas.

²⁵ Eigenschaften, die eine Chemikalie in ihrer Natur trägt, z.B. leicht explodierend

Das beim Fracking erzeugte Aufbrechen des Gesteins in der Lagerstätte ist erwünscht. Geplant und genehmigt ist nur die Erzeugung künstlicher Risse innerhalb der Lagerstätte. Üblicherweise beträgt deren horizontale Ausdehnung einige hundert Meter, vertikal deutlich weniger. Die Erzeugung weiterführender Risse über die Zielformation hinaus und eine mögliche Verbindung mit natürlichen Kluftsystemen ist bislang wissenschaftlich kaum untersucht. Aufgrund des hohen Gebirgsdrucks und der Rücknahme des beim Fracking erzeugten Drucks ist eine Verbindung mit natürlichen Kluft- und Rissystemen und den künstlich erzeugten Rissen unwahrscheinlich, sofern die tatsächliche Rissbildung in der Lagerstätte dem geplanten Frack-Verlauf entspricht. Neben der Berücksichtigung bestehender Kluftsysteme und Wegsamkeiten ist ein Monitoring der Rissbildung während des Frack-Vorgangs erforderlich um eine Grundwasserbeeinträchtigung zu vermeiden.

Konstruktions- und Betriebsfehlern, bis hin zum vollständigen Versagen der Bohrung, sind laut Tyndall die häufigste Ursache von Grundwasserverunreinigungen bei der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten²⁶. Das bestätigen mehrere in den USA aufgetretene Schadensfälle in diesem Zusammenhang. Vielfach wurden aus technischen Gründen Grund- und Oberflächengewässer durch Salzwasser, nicht identifizierte Chemikalien, ausströmendes Gas und Kohlenwasserstoffe wie Benzol und Toluol verunreinigt²⁷. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass die gesetzlichen Vorgaben und die Genehmigungspraxis für die Gasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten in den USA deutlich hinter den in Deutschland bestehenden Anforderungen zurückbleiben.

5.1.4 Risiken bei der Entsorgung von Frack- und Lagerstättenwasser

Nach dem Frackvorgang wird der hydraulische Druck auf die erdgasführenden Gesteinsschichten zurück genommen. Das Stützmittel sorgt dafür, dass sich die künstlich erzeugten Risse nicht wieder schließen, die Biozide sollen einen mikrobiologischen Bewuchs in den Rissen und der Bohrung selbst verhindern. Mit der Druckentspannung weichen zwischen 20 Prozent und 80 Prozent der Frackflüssigkeit zurück, die zusammen mit Lagerstättenwasser zu Tage gefördert werden (Flowback).

Neben den Additiven der Frackflüssigkeit selbst, kann das zurückweichende und an die Oberfläche geförderte Gemisch zusätzliche Stoffe enthalten:

- Reaktionsprodukte, die sich aus den Additiven während des Frackprozesses gebildet haben können;
- organische Substanzen aus der Lagerstätte wie Toluol und Benzol;
- mobilisierte Lösungsprodukte aus der Lagerstätte (Lagerstättenwasser).

Lagerstättenwasser ist in der jeweiligen Formation frei zirkulierendes Wasser und Porenhaftwasser, das über geologische Zeiten hinweg keinen Kontakt mit der Atmosphäre hatte. Bei Schiefergaslagerstätten handelt es sich vorwiegend um Porenhaftwasser. Hohe Drücke und Temperaturen der tiefen Lagerstätten führen dazu, dass diese Lagerstättenwässer hochmineralisiert und möglicherweise radioaktiv sind. Das Lagerstättenwasser ist daher als wassergefährdender Stoff zu betrachten und dementsprechend zu behandeln. Natürlich vorkommende radioaktive Substanzen (normally occurring radioactive substances - N.O.R.M.) können im Lagerstättenwasser (z.B. Radium 226 und

²⁶ s.S. 60 ff. Tyndall Centre Manchester (2011) Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts

²⁷ Osborn et al. (2011): Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing, PNAS Early Edition, <http://www.pnas.org/content/108/20/8172>

Radium 228) und im Erdgas (Radon) auftreten. Die natürliche Radioaktivität wird in den §§ 98 folgende der Strahlenschutzverordnung (StrlSchV) geregelt. Die radioaktiven Rückstände der Erdöl- und Erdgasindustrie in Form von Schlämmen und Ablagerungen sind in Deutschland entsprechend der Vorgaben der StrlSchV behördlich zu überwachen.

Aufgrund des aus wasserwirtschaftlicher Sicht problematischen Flowbacks, insbesondere im Hinblick auf dessen Toxizität und Radioaktivität, ist zu prüfen, in wie weit die Entsorgung umweltverträglich durchgeführt werden kann. Gegenwärtige Praxis ist, das an die Oberfläche geförderte Frack- und Lagerstättenwasser nach einer Zwischenbehandlung in sogenannten Versenkbohrungen/Disposalbohrungen (vorrangig ehemalige Lagerstätten) oder anderen unterirdischen Gesteinsformationen in großer Tiefe (bis mehrere 1.000 m) zu verpressen. Ein besonderes Augenmerk sollte deshalb auf die Eignung dieser Gesteinsformationen für die Lagerung des mit Additiven versetzten Lagerstättenwassers gelegt werden. Außerdem ist zu prüfen, ob und welche Stoffe vor der Lagerung wiedergewonnen werden können. Eine Entsorgung des Lagerstättenwassers über den Abwasserpfad in Oberflächengewässer wird in Deutschland nicht praktiziert, wäre aber nur unter erheblichen Reinigungsaufwendungen in Industriekläranlagen überhaupt denkbar. Kommunale Kläranlagen sind für diese hochmineralisierten Abwässer nicht ausgelegt.

5.2 Flächenverbrauch

Die Erschließung von Bohrfeldern zur Schiefergasgewinnung benötigt Zufahrtswege, Lagertanks, Abwasserbecken, Regenauffangbecken, Lagerplätze für die Bohrausrüstung, Stellplätze für Lastkraftwagen sowie für Büro- und Wohncontainer. An der Stelle des Bohrturms sind stabile Betonfundamente erforderlich. Auch wenn der Flächenverbrauch in Teilen auf die eigentliche Bohrphase begrenzt ist und im Einzelnen für Deutschland noch nicht zu beziffern ist, muss er für jede einzelne Erschließung von Schiefergasvorkommen insbesondere in dicht besiedelten Regionen, wie dies in Deutschland vielfach der Fall ist, kritisch geprüft werden.

5.3 Lärm

Die Lärmemissionen durch Bau und Betrieb von Anlagen zur Schiefergasnutzung können erheblich sein (siehe Tyndall Report). Ob sie auch zu erheblichen Immissionen führen, kann nicht allgemein beurteilt werden, sondern hängt im konkreten Einzelfall von der räumlichen Nähe zu Siedlungen ab. Zittel²⁸ geht von mehreren hundert Lastwagenfahrten pro Frackvorgang, für das benötigte Wasser, die Chemikalien und Abwasserabtransport aus. Inwieweit die Verhältnisse aus den USA übertragbar sind, ist unklar. Für Deutschland ist davon auszugehen, dass die Zufuhr von Wasser und die Abfuhr von Lagerstättenwasser über Rohrleitungen erfolgt oder eine Wasserentnahme aus eigenen Brunnen stattfindet, was die durch den LKW-Transport hervorgerufenen Lärmemissionen erheblich reduziert.

Anlagen zur Gewinnung von Kohlenwasserstoffen werden nach Bundesberggesetz genehmigt (s. Kap. 6). Pflichten der Betreiber zur Verhinderung schädlicher Umwelteinwirkungen (§ 22 Abs. 1 Satz 1 BImSchG) sind über § 48 Abs. 2 BBergG zu berücksichtigen.

Bei der Errichtung derartiger Anlagen sind die Kriterien und Immissionsrichtwerte der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Schutz gegen Baulärm (Geräuschimmissionen) heranzuziehen. Die Verwaltungsvorschrift berücksichtigt die unterschiedliche Störwirkung von Baulärm mit einem gestuften Konzept von Immissionsrichtwerten, welchem die unterschiedliche Nutzung (bspw. Wohngebiete, Dorfgebiete) und die Tageszeit (Tag- bzw. Nachtzeitraum) zugrunde liegen.

²⁸ S. Fn 2, Fundstelle S. 22

Für den Betrieb der Anlagen sind die Anforderungen und Immissionsrichtwerte der TA Lärm zu berücksichtigen. Die TA Lärm weist ein vergleichbares Stufenkonzept von Immissionsrichtwerten auf. Darüber hinaus berücksichtigt diese Vorschrift bei der Beurteilung die unterschiedlichen Geräuschcharakteristiken (bspw. impulshaltige Geräusche, tieffrequente Geräusche) und den anlagenbezogenen Fahrzeugverkehr auf dem Betriebsgelände. Weiterhin sind Kriterien für die Berücksichtigung des anlagenbezogenen Fahrzeugverkehrs auf öffentlichen Verkehrsflächen enthalten.

Bei Errichtung und Betrieb derartiger Anlagen in der Nähe bebauter Gebiete sind diese Aspekte zu prüfen und zu beachten. Bei Einhaltung der Kriterien und Immissionsrichtwerte der TA Lärm und der AVV Baulärm, ist nicht mit schädlichen Umwelteinwirkungen durch Geräusche im Sinne des BImSchG zu rechnen.

5.4 Auswirkungen auf die Natur

Die mit dem Aufsuchen und der Gewinnung von unkonventionellem Erdgas verbundenen Gefahren, wie potenzielle Verunreinigung von Grund-, Trink- und Oberflächenwasser, die Auswirkungen der genutzten Chemikalien sowie der Wasser- und Flächenverbrauch können sich grundsätzlich auch in negativer Weise auf die Natur, Landschaft und biologische Vielfalt auswirken. Einige Auswirkungen, wie der direkte Flächenverlust von Biotopen oder die Veränderung des regionalen Wasserhaushalts, können – wie für andere Projekte üblich – bewertet werden. Da eine Vielzahl von Wirkungen und Wirkketten jedoch auch zu indirekten Auswirkungen mit mittelfristigem Zeithorizont führen, sind diese teilweise schwer zu prognostizieren. Es liegen dafür noch keine ausreichend wissenschaftlich fundierten Erkenntnisse vor. Dennoch verlangen die naturschutzfachlichen Anforderungen und die Instrumente des Bundesnaturschutzgesetzes (BNatSchG) eine hinreichend sichere Auswirkungsprognose um erhebliche (nachteilige) Beeinträchtigungen mit der erforderlichen Sicherheit ausschließen zu können. Dies umfasst insbesondere die wichtigsten Wirkungspfade auf die Natur (Tiere und Pflanzen) sowohl für die einzelnen Bohrungen als auch für das vollständige Gewinnungsfeld.

Prinzipiell sollte wegen der möglichen Gefahren für die Natur und aufgrund ihrer besonderen Sensibilität von einer Förderung unkonventionellen Erdgases auf Flächen mit hohem Naturschutzwert und naturschutzfachlicher Bedeutung abgesehen werden. Hierzu gehören z.B. Biotope, Natura2000-Gebiete, Naturschutzgebiete, Nationalparke, Nationale Naturmonumente, Biosphärenreservate, Landschaftsschutzgebiete, Naturparke, Naturdenkmäler sowie geschützte Landschaftsbestandteile im Sinne des BNatSchG. Eine Nutzung für die Förderung von unkonventionellem Erdgas sollte ausnahmsweise nur dann zulässig sein, wenn die Erdgasförderung den Naturschutzzwecken nicht zuwiderläuft.

Hinsichtlich eines spezifischen Forschungsbedarfes wird es für erforderlich gehalten neben den naturschutzrechtlichen Rahmenbedingungen (BNatSchG, USchadG, UVPG) die Schnittstellen zum Fachrecht und zum Raumordnungsrecht herzustellen. Angesichts des hohen Flächenbedarfs der Technologie und der möglichen Reichweite direkter oder indirekter Auswirkungen auf Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt sind einschlägige Wirkfaktor-Beeinträchtigungsketten zu ermitteln und hinsichtlich ihrer Natur- und Landschaftsschutzrelevanz zu bewerten. Dabei sind Naturschutzstandards für die Erkundung möglicher Gebiete sowie die Förderung zu entwickeln.

6 Rechtliche Rahmenbedingungen

6.1 Bergrechtliche Vorgaben

Das Bundesberggesetz (BBergG) unterscheidet zwischen Aufsuchung und Gewinnung von Bodenschätzen. Während die Aufsuchung die mittelbar oder unmittelbar auf die Entdeckung oder Feststellung der Ausdehnung von Bodenschätzen gerichtete Tätigkeit ist, ist die Gewinnung das Lösen oder Freisetzen von Bodenschätzen einschließlich der damit zusammenhängenden vorbereitenden, begleitenden und nachfolgenden Tätigkeiten (vgl. § 4 Abs 1 und 2 BBergG).

Für die Aufsuchung bergfreier Bodenschätze (wie z.B. Kohlenwasserstoffe nebst den bei ihrer Gewinnung anfallenden Gasen – vgl. § 3 Absatz 3 Bundesberggesetz (BBergG)) ist eine Erlaubnis nach § 7 BBergG erforderlich (§ 6 BBergG).

Für die spätere Gewinnung der Bodenschätze ist eine Bewilligung gem. § 8 BBergG erforderlich. Die für die Erteilung der Erlaubnis und der Bewilligung zuständigen Bergbehörden bestimmen sich nach Landesrecht. Die Erlaubnis ist zu versagen, wenn „überwiegende öffentliche Interessen die Aufsuchung im gesamten zuzuteilenden Feld ausschließen“ (§ 11 Nummer 10 BBergG); dazu zählen auch die Umweltbelange. Für die Bewilligung gilt entsprechendes (§ 12 Abs. 1 BBergG). § 15 BBergG bestimmt, dass „die zuständige Behörde vor der Entscheidung über den Antrag den Behörden Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben hat, zu deren Aufgaben die Wahrnehmung öffentlicher Interessen im Sinne des § 11 Nummer 10 BBergG gehört.

Wesentlich für die Genehmigung von bergbaulichen Aktivitäten und somit auch für die Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten bzw. Frackarbeiten ist das bergrechtliche Betriebsplanverfahren gem. §§ 51 ff. BBergG. § 54 BBergG regelt das Zulassungsverfahren. Nach Absatz 2 sind vor der Zulassung des Betriebsplans andere Behörden oder Gemeinden vor der Zulassung des Betriebsplans durch die zuständige Bergbehörde zu beteiligen, sofern deren Aufgabenbereich berührt ist.

Gemäß § 55 Abs. 1 BBergG besteht ein Anspruch auf die Zulassung wenn diverse in § 55 abschließend aufgelistete Voraussetzungen erfüllt sind. Darin sind bis auf die in Nr. 6 geforderte ordnungsgemäße Verwendung und Beseitigung von Abfällen keine weiteren umweltrechtlichen Anforderungen ausdrücklich normiert. Die in Nr. 9 genannten „gemeinschaftlichen Einwirkungen der Aufsuchung oder Gewinnung sind nicht mit „öffentlichen Belangen“ gleichzusetzen, sondern betreffen existentielle Belange der örtlichen Gemeinschaft, also eine deutlich erhöhte Gefahrensituation. Umweltbelange sind allerdings gemäß § 48 Abs. 2 BBergG zu berücksichtigen. Danach kann die zuständige Behörde eine Aufsuchung oder Gewinnung beschränken oder untersagen, soweit ihr überwiegende öffentliche Interessen entgegen stehen. Darunter sind alle im Umweltrecht normierten Anforderungen zu verstehen, so auch die des WHG.

6.2 Gewässerschutzrechtliche Vorgaben

Die Belange des Gewässerschutzes werden umfassend im Wasserhaushaltsgesetz (WHG) des Bundes und dem dazu gehörigen untergesetzlichen Regelwerk (z.B. Grundwasserverordnung) geregelt. Im WHG sind zunächst die wasserrechtlichen Zulassungsverfahren geregelt, außerdem sind die abstrakt generellen Maßstäbe festgelegt, die Gewässernutzer einhalten müssen. Im untergesetzlichen Regelwerk werden diese Maßstäbe konkretisiert.

Grundsätzlich sollte mit den existierenden materiellen Regelungen des WHG auch die umweltgerechte Exploration und Förderung unkonventionellen Erdgases sichergestellt werden können. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass auch die jeweils kompetenten Vollzugsbehörden überhaupt am Verfahren beteiligt werden und auch personell und fachlich derart ausgestattet sind, dass sie die Gewässerschutzbelange effektiv wahrnehmen können.

6.2.1 Wasserrechtlicher Benutzungstatbestand im Hinblick auf das Grundwasser

Ein wasserrechtliches Zulassungsverfahren setzt nach der Systematik des WHG immer eine Benutzung eines Gewässers oder gleichgestellte Tätigkeiten im Sinne von § 9 WHG voraus. Dies können in Zusammenhang mit dem Fracking vor allem das Einbringen und Einleiten von Stoffen in Gewässer (§ 9 Abs. 1 Nr. 4 WHG), oder, wenn solche zielgerichteten Tätigkeiten nicht vorliegen, Maßnahmen sein, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen (§ 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG). Diese Maßnahmen bedürfen einer wasserrechtlichen Erlaubnis nach § 8 WHG.

Beim Fracking kommen hier verschiedene Tatbestände in Betracht:

Fraglich ist, ob bereits das reine Niederbringen einer Bohrung ein Benutzungstatbestand ist, wenn mit dieser Bohrung nicht das Ziel einer Einbringung von Stoffen in das Grundwasser verbunden ist. Sofern ein Grundwasserleiter nur zu Aufsuchungszwecken durchteuft wird und die Verrohrung des Bohrlochs selbst keine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit bewirken kann, dürfte noch kein Benutzungstatbestand vorliegen (z. B. wenn durch Stahl-

rohrummantelungen der Zementierung sichergestellt wird, dass der Zement nicht in Kontakt mit den trinkwasserführenden Schichten gerät). Allerdings könnten bereits bei Einbringen einer Bohrspülung Stoffe eingebracht werden, die sich nachteilig auf die Grundwasserbeschaffenheit auswirken.

Das Einpressen von sog. Fracking-Fluiden, bestehend aus Wasser, Quarzsand und chemischen Additiven, unter hohem Druck in das Bohrloch kann ein Benutzungstatbestand sein, auch wenn keine Benutzung des Gewässers gezielt erfolgt. Hier könnte eine Maßnahme i. S. d. § 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG vorliegen, die geeignet ist, in erheblichem Ausmaß nachteilige Veränderungen der Grundwasserbeschaffenheit herbeizuführen. Problematisch könnte der Nachweis einer solchen Veränderung sein, wenn die Stoffe nur in das ohnehin nicht für Trinkwasserzwecke nutzbare, hochmineralisierte Tiefengrundwasser gelangen. Gemäß § 3 Nr. 3 ist unter Grundwasser das unterirdische Wasser in der Sättigungszone, das in unmittelbarer Berührung mit dem Boden oder dem Untergrund steht, zu verstehen. Das WHG trifft also keine ausdrücklich Unterscheidung nach Schutzwürdigkeit, Tiefe oder Brauchbarkeit des Schutzgutes Grundwasser.

Verengt man den Grundwasserbegriff auf das zu Trinkwasserzwecken nutzbare Grundwasser könnte man eine Einleitung von Stoffen im Zuge des Fracking-Vorgangs verneinen, wenn die Stoffe nur in das ohnehin nicht für Trinkwasserzwecke nutzbare, hochmineralisierte Tiefengrundwasser gelangen. Legt man allerdings einen weiten Grundwasserbegriff zugrunde, ist auch salines Grundwasser und Porenhaftwasser vor Einleitungen zu schützen. Gerade zu dieser Fragestellung besteht auch in Hinblick auf andere unterirdische Aktivitäten (wie z.B. CO₂-Verbringung) noch Klärungs- und Entscheidungsbedarf. Allerdings dürfte zumindest dann eine Gewässerbenutzung immer zu bejahen sein, wenn eine Verunreinigung des oberflächennahen Grundwassers durch aufsteigendes Tiefengrundwassers nicht auszuschließen ist.

Jegliche Erdarbeiten, die so tief in den Boden eindringen, dass davon nachteilige Auswirkungen auf das Grundwasser ausgehen können, sind nach § 49 WHG allerdings nicht per se erlaubnispflichtig, sondern nur einen Monat im Voraus anzeigepflichtig. Wenn bei der Niederbringung von Erkundungsbohrungen unter Verwendung von Fracking-Fluiden allerdings nachteilige Auswirkungen auf das Grundwasser nicht ausgeschlossen werden können, so ist hier entgegen der Vermutung in § 49 WHG eine wasserrechtliche Erlaubnis notwendig.

Zuständig für die Erlaubnis und Anzeige sind im Rahmen bergrechtlicher Betriebsplanverfahren die Bergbehörden, deren Entscheidung grundsätzlich im Einvernehmen mit den Wasserbehörden ergeht (§ 19 Abs. 2 und 3 WHG).

6.2.2 Materielle Anforderungen im Hinblick auf die Grundwasserbenutzung

Nach § 48 Absatz 1 WHG darf die wasserrechtliche Erlaubnis nur erteilt werden, wenn eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit nicht zu besorgen ist. Für den Grundwasserschutz gelten also strenge gesetzliche Maßstäbe, die die Vollzugsbehörde als öffentliche Interessen zu beachten hat. Die u.a. vom Umweltbundesamt vorgeschlagene Konkretisierung dieser Maßstäbe in Form einer Aufnahme von Geringfügigkeitsschwellenwerten für diverse Schadstoffe steht noch aus, sodass die Vollzugsbehörden hier im Moment insoweit ohne bundeseinheitliche rechtlich verbindliche Werte arbeiten müssen.

Entsprechend § 13 der Grundwasserverordnung vom 9. November 2010 sind zur Erreichung der Bewirtschaftungsziele für Grundwasser (47 WHG) Maßnahmen in das Maßnahmenprogramm (§ 82 WHG) aufzunehmen, die den Eintrag bestimmter gefährlicher Stoffe verhindern und den Eintrag sonstiger Schadstoffe begrenzen. Das heißt, dass Maßnahmen oder Handlungen, bei denen Einträge von besonders gefährlichen Stoffen zu erwarten sind, grundsätzlich nicht zugelassen werden dürfen. Davon darf nur abgewichen werden, wenn die Schadstoffe in so geringer Menge und Konzentration eingetragen werden, dass eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit ausgeschlossen ist. Einträge sonstiger Schadstoffe dürfen nur zugelassen werden, wenn eine nachteilige Veränderung des Grundwassers nicht zu besorgen ist und kein signifikanter und anhaltend steigender Trend von Schadstoffkonzentrationen im Grundwasser zu erwarten ist. Zu den gefährlichen Schadstoffen zählen beispielsweise alle krebserregenden Stoffe, organohalogene Substanzen oder persistente Kohlenwasserstoffe. Zu den sonstigen Schadstoffen zählen zum Beispiel Zink, Kupfer, Mineralöle oder Ammonium.

Im Zulassungsverfahren sind schließlich die von den Ländern in den Wasserschutzgebietsverordnungen und Heilquellenschutzgebieten aufgrund von §§ 51, 52 und 53 WHG sowie Landesrecht getroffenen Regelungen zu beachten. Ein besonderes Augenmerk sollte im Zulassungsverfahren diesbezüglich auf bestehende Klüfte und mögliche Wegsamkeiten (wie z.B. Altbohrungen) gelegt werden, um zu verhindern, dass Frackflüssigkeiten und/oder Lagerstättenwasser in Trinkwasser führende Schichten gelangen kann. In diesem Kontext ist die besondere Schutzbedürftigkeit von Trinkwasserschutzgebieten, Heilquellen und Mineralwasservorkommen zu beachten. In diesen Gebieten sollten deshalb unserer Ansicht nach grundsätzlich keine Bohraktivitäten unter Einsatz von wassergefährdenden Stoffen stattfinden.

Zudem bestimmt der in Zusammenhang mit der wasserwirtschaftlichen Planung stehende § 82 Absatz 6 Satz 2 WHG, dass im Rahmen der §§ 47 und 48 WHG bestimmte Einleitungen von der zuständigen Behörde unter Festlegung der entsprechenden Bedingungen zugelassen werden können (Ermessensentscheidung). Dazu gehört „die Einleitung von Wasser, das Stoffe enthält, die bei der Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen oder bei Bergbauarbeiten anfallen“ (vgl. Artikel 11 Absatz 3 lit. j EG-Wasserrahmenrichtlinie 2000/60/EG, auf den § 82 Abs. 6 Satz 1 WHG Bezug nimmt). Ob diese Regelung hier anwendbar ist und die zugesetzten und gemeinsam mit dem Lagerstättenwasser zu entsorgenden Fracking-Chemikalien unter diesen Ausnahmetatbestand fallen, ist fraglich. Der eng auszulegende WRRL-Ausnahmetatbestand wurde geschaffen, um die Rückverpressung von geogenem Lagerstätten- und Kondensationswasser (flow-back) zu ermöglichen. Deshalb ist durchaus zweifelhaft, ob davon auch die zusätzlich eingesetzten Fracking-Chemikalien erfasst werden.

6.2.3 Entsorgung des Flowbacks in Oberflächengewässer

Eine wasserrechtliche Erlaubnis ist auch für die Entsorgung des Flowbacks, also die Flüssigkeit die nach dem Fracking-Vorgang wieder an die Oberfläche gelangt, über das Oberflächenwasser nach § 9 Abs. 1 Nr. 4 WHG erforderlich. Bisher sind Einleitungen von Lagerstättenwasser in Oberflächengewässer in Deutschland nicht vorgesehen. Bei einer Einleitung in Oberflächengewässer dürfte eine Erlaubnis nur erteilt werden, wenn die Menge und Schädlichkeit des Abwassers so gering gehalten wird, wie dies bei Einhaltung der jeweils in Betracht kommenden Verfahren nach dem Stand der Technik möglich ist (§ 57 Absatz 1 Nummer 1 WHG) und die Einleitung mit den Anforderungen an die Gewässereigenschaften und sonstigen rechtlichen Anforderungen vereinbar ist (§ 57 Absatz 1 Nummer 2 WHG). Dazu müsste eine entsprechende Reinigung in Industriekläranlagen erfolgen. Für die sachgerechte Entscheidung über die Erlaubniserteilung benötigt die Wasserbehörde in allen Fallkonstellationen vollständige Angaben über die einzuleitenden Flüssigkeiten. Diese sind von den Antragsstellern offen zu legen. Andernfalls kann keine Entscheidung ergehen.

6.3 Stoffrechtliche Vorgaben

Chemikaliengesetz und REACH-Verordnung

Chemikalien, die bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten verwendet werden unterliegen den Vorgaben der europäischen REACH-Verordnung. Dazu gehört eine Registrierungspflicht für Stoffe. Grundsätzlich dürfen als gefährlich eingestufte Stoffe nur für die in der Registrierung erfassten Verwendungen eingesetzt werden. Zwar gibt es Ausnahmen z.B. für Stoffe, die den Übergangsregelungen unterliegen (und erst 2013 oder 2018 registriert werden müssen), aber bei Anwendung im Großmaßstab (über 1.000 Tonnen pro Jahr und Registrierungspflichtigem) ist eine Registrierung erforderlich.

Nach Auskunft der Europäischen Chemikalienagentur ist in den bisher vorliegenden Registrierungen für keinen Stoff die Verwendung als Additiv bei der Aufsuchung oder Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten angegeben. Insofern ist bei dieser Verwendung im Einzelfall zu prüfen, ob die Vorgaben der REACH Verordnung erfüllt sind.

Ergänzend sind die Regelungen in den REACH-Anhängen, insbesondere die Beschränkungen nach Anhang XVII und die Zulassungspflichten nach Anhang XIV, zu beachten.

Rechtliche Voraussetzungen des Biozideinsatzes

Wenn Biozide zur Verhinderung von Bakterienbewuchs in den Fracking-Vorrichtungen eingesetzt werden, fallen diese unter die Regelungen der Biozidrichtlinie 98/08/EG und unter das deutsche Biozidgesetz. Danach sind Biozidprodukte zulassungspflichtig. Voraussetzung für die nationale Zulassung eines Biozidproduktes ist, dass der biozide Wirkstoff in einem EU-weiten Verfahren geprüft und in den Anhang I der Biozid-Richtlinie aufgenommen wurde.

Die zur Verhinderung des Bakterienbewuchses eingesetzten Biozide fallen in die Produktart (PT) 12 als Schleimbekämpfungsmittel, wie sie unter anderem auch auf Bohrinseln angewendet werden. Für alle eingesetzten Stoffe ist somit zu prüfen, ob sie in PT 12 notifiziert wurden und damit bis zur Entscheidung über die Aufnahme des Wirkstoffes in den Anhang I weiterhin verwendet werden dürfen.

Die von der bundesdeutschen Grundwasserverordnung (in Umsetzung der EG-Grundwasserrichtlinie 2006/118/EG) im Grundwasserkörper nicht zu überschreitende Qualitätsnorm für den guten chemischen Grundwasserzustand liegt für Biozide bei 0,1 Mikrogramm pro Liter ($\mu\text{g/l}$).

6.4 Defizite und Anpassungsbedarf der bisherigen behördlichen Praxis

Klärungsbedürftig auf der Gesetzesebene sind der Umfang des Grundwasserbegriffs des Wasserhaushaltsgesetzes und die Reichweite des Ausnahmetatbestands der Wasserrahmenrichtlinie für die Wiedereinleitung von Stoffen in das Grundwasser (s.o. 6.2).

Der Vollzug der unter 6.1 und 6.2 genannten bergbaulichen und umweltrechtlichen Vorschriften obliegt den von den Ländern bestimmten Vollzugsbehörden. Eine belastbare Bewertung der Risiken für Mensch und Umwelt erfordert in jedem Einzelfall eine Vielzahl von Grundlagen- und Einzelinformationen. Dies erfordert – insbesondere bei den zu beteiligenden Umweltbehörden – eine umfassende Kenntnis der hydrogeologischen Gegebenheiten. Die dafür erforderlichen personellen und finanziellen Ressourcen zu Verfügung zu stellen ist primär eine Aufgabe der Bundesländer. Aus unserer Sicht ist es aber zur Vorbereitung einer sachgerechten Entscheidung dringend geboten, den Vorhabenträger dazu zu verpflichten, alle für die Entscheidung erforderlichen sachdienlichen Informationen beizubringen und die Umweltauswirkungen seiner Tätigkeit umfassend zu dokumentieren. Bisher werden zwar die für die Erlaubnis erforderlichen Unterlagen bereits im Betriebsplanverfahren nach BBergG schon vorgelegt, eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) ist hingegen für die Aufsuchung von Bodenschätzen nicht vorgeschrieben. Die Einführung einer derartigen Regelung wäre jedoch sinnvoll, um über eine Öffentlichkeitsbeteiligung die Akzeptanz für die Entscheidung zu erhöhen. Auch aus der Richtlinie über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten (RL 85/337/EWG, geändert durch die Richtlinien 97/11/EG, 2003/35/EG und 2009/31/EG, im Folgenden „UVP-RL“) ergeben sich Anhaltspunkte für die Notwendigkeit eines solchen Verfahrens. Eine empirische Erhebung über die bisherige tatsächliche Beteiligung von zuständigen Wasserbehörden und betroffenen Landkreisen und Kommunen liegt zwar nicht vor, dennoch gibt es immer wieder Beschwerden von Betroffenen, dass sie nicht (rechtzeitig) oder unvollständig informiert worden seien. Auch diesbezüglich könnte mit einer UVP-Pflicht Abhilfe geschaffen werden.

Die UVP-RL wurde 1985 eingeführt, um sicherzustellen, dass bei der Durchführung von privaten und öffentlichen Projekten, die erhebliche Umweltauswirkungen haben können, der Schutz der Umweltgüter gewährleistet wird. Das danach erforderliche Verfahren umfasst unter anderem die Ermittlung und Bewertung sämtlicher Umweltfolgen eines bestimmten Projekts, die Darstellung der Folgen in einer transparenten Dokumentation, die Beteiligung der für Gesundheits- und Umweltbelange zuständigen Behörden und der Öffentlichkeit sowie die Berücksichtigung der Ergebnisse bei der Entscheidung über das Projekt. Dieses Verfahren stellt sicher, dass sämtliche Umweltfolgen sachgerecht ermittelt und mit der Öffentlichkeit diskutiert werden. Sämtliche erforderlichen Untersuchungen und Gutachten sind vom Vorhabenträger beizubringen. Die UVP steigert damit die Qualität der Entscheidung, fördert die Akzeptanz der Öffentlichkeit und entlastet die Behörden im Vergleich zu den Verfahren nach WHG deutlich.

Artikel 4 Absatz 1 in Verbindung mit Anhang I Nummer 14 UVP-RL sieht für die Gewinnung von Erdgas oder Erdöl eine zwingende Umweltverträglichkeitsprüfung vor, wenn das Fördervolumen mehr als 500.000 m³ Erdgas/Tag bzw. 500 t Erdöl/Tag beträgt. Die unbedingte UVP-Pflicht für größere Vorhaben zur Erdgas- und Erdölgewinnung gemäß Anhang I UVP-RL hat Deutschland in § 1 Nummer 2 Buchstabe a der UVP-V Bergbau umgesetzt.

Für bergbauliche Projekte unterhalb dieser Schwellenwerte sieht die UVP-RL in Artikel 4 Absatz 2 in Verbindung mit Anhang II vor, dass die Mitgliedstaaten durch eine Einzelfallprüfung oder durch die Festlegung von Schwellenwerten oder Kriterien bestimmen, ob eine UVP durchzuführen ist. Die Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten erreicht in der Regel die Schwellenwerte der zwingenden UVP-Pflicht nicht und bei der Exploration findet ohnehin keine Förderung statt. Solche Projekte fallen dann in den Anwendungsbereich der Nummer 2 d „Tiefbohrungen“ des Anhangs II UVP-RL. Für Vorhaben mit einer Gewinnung von Erdgas oder Erdöl in geringerem Umfang nach Anhang II ist eine Regelung in Deutschland bisher nicht erfolgt.

Auf Grund der erheblichen Umweltfolgen, die die Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland verursachen kann, ist davon auszugehen, dass eine UVP - oder eine Pflicht zur Vorprüfung im Einzelfall - europarechtlich geboten ist. Da infolge des derzeitigen Erkenntnisstandes eine UVP oder Vorprüfung fachlich erforderlich ist, würde es sich um eine 1:1-Umsetzung der UVP-RL handeln. Zur Einführung der UVP bereits für Explorationsvorhaben von unkonventionellem Erdgas gemäß Anhang II UVP-RL wäre eine Änderung der „Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben“ (UVP-V Bergbau) notwendig. Federführend zuständig ist das Bundeswirtschaftsministerium, das die UVP-V Bergbau im Einvernehmen mit dem BMU erlässt (§ 57c Satz 1 Nummer 1 BBergGG).

7 Forschungsbedarf und offene Fragestellungen hinsichtlich der Risiken für den Wasserhaushalt

Wissenschaftlich fundierte Kenntnisse zu den möglichen Auswirkungen einer Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten auf Umwelt und Natur liegen für Deutschland zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht in ausreichendem Maße vor um die Risiken abschließend bewerten zu können. Dies gilt insbesondere für potentielle Auswirkungen auf Grund- und Trinkwasservorkommen.

Das Umweltbundesamt lässt daher die Auswirkungen auf Mensch, Umwelt und Natur bei der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten während des gesamten Explorations- und Fördervorgangs (von Vorbereitung der Bohrung bis zur Entsorgung der Reststoffe) untersuchen. Zielstellung ist das Schließen bestehender Kenntnislücken in Verbindung mit einer naturwissenschaftlichen, technischen sowie rechtlichen Bewertung der Risiken.

Neben einer Übersicht über eingesetzte Stoffe, deren Prüfung auf Rechtmäßigkeit der Verwendung und einer Bewertung der eingesetzten Chemikalien sowie deren Eigenschaften wird eine fachliche Bewertung bezüglich unterschiedlicher Grundwasservorkommen und deren Empfindlichkeit vorgenommen. Ebenso steht das Aufzeigen von technischen Alternativen sowie die Erarbeitung von Handlungs- und Verfahrensempfehlungen im Focus der Untersuchungen. In Abbildung 6 sind hinsichtlich des Umgangs mit Wasser bestehende Fragen für verschiedene Prozessschritte bei der Schiefergasgewinnung zusammengefasst.

Neben den genannten naturwissenschaftlichen und technischen Fragestellungen erscheint eine Untersuchung und Bewertung der rechtlichen Regelungen und Verwaltungsstrukturen in Deutschland im Bund und in den Ländern bei der Genehmigung einer Gewinnung von Kohlenwasserstoffen mittels Fracking-Verfahren sinnvoll. Unter Berücksichtigung der vorgenommenen Bewertung der Umweltrisiken des Fracking soll untersucht werden, ob die rechtlichen Regelungen und Verwaltungsstrukturen in Deutschland zur Bewältigung dieser Risiken ausreichen. Dabei liegt der Schwerpunkt auf den Schnittstellen zwischen Bergrecht und Wasserrecht. Die Ergebnisse sollen bis Mitte 2012 vorliegen.



Abbildung 6 Offene Fragen bei der Schiefergasgewinnung hinsichtlich der Risiken für den Wasserhaushalt (UBA 2011)

8 Schlussfolgerungen

In den USA findet die Gewinnung unkonventioneller Gasvorkommen seit einigen Jahren bereits statt. Verschiedene Berichte weisen auf erhebliche Beeinträchtigungen der Grundwasservorkommen hin, die amerikanische Umweltbehörde (Environmental Protection Agency – EPA) hat hierzu Untersuchungen aufgenommen. Eine direkte Übertragung der amerikanischen auf deutsche Gegebenheiten ist aufgrund unterschiedlicher gesetzlicher Regelungen, ungleicher geografischer (z.B. Besiedlungsdichte) und geologischer Verhältnisse nur bedingt möglich. Dessen ungeachtet sollten die in den USA erlangten Erkenntnisse bei der Schiefergasgewinnung in eine kritische Überprüfung der Explorationsverfahren in Deutschland fließen.

Zum Schutz von Mensch und Umwelt, insbesondere zum Schutz des Grundwassers sind an jede Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten folgende Mindestanforderungen zu stellen²⁹:

- Kein Fracking zur Gewinnung von Erdgas in sensiblen Gebieten (z.B. Trinkwassergewinnungsgebiete, Heilquellen, Mineralwasservorkommen)
- Obligatorische Umweltverträglichkeitsprüfung (für jeden einzelnen Frack sowie das gesamte Gasgewinnungsfeld)
- Grundsätzlich Beteiligung der zuständigen Wasserbehörden zur Bewertung der Auswirkungen auf das Grundwasser
- Vollständige Offenlegung der verwendeten Additive und der exakten Zusammensetzung der Fracturing Fluide für jeden einzelnen Frac
- Registrierung der Fracking-Chemikalien für diese Verwendung gemäß REACH-Verordnung
- Überwachung der Frack-Flüssigkeiten und des Flowbacks (zurückgefördertes Frack- und Lagerstättenwasser) sowie Nachweis über die ordnungsgemäße Entsorgung in einem Kataster
- Erstellung eines Notfallplans und Störfallvorsorge
- Gefährdungsanalyse und begleitendes Monitoring durch die Förderunternehmen

Um all diese Aspekte im Rahmen eines umfassenden Verfahrens seriös prüfen und eine breite Behörden- und Bürgerbeteiligung sicherstellen zu können, ist als erster Schritt eine Änderung/Anpassung der „UVP-Verordnung Bergbau“ aus Sicht des Umweltschutzes dringend erforderlich, was zur Folge hätte, dass für künftige Gasschieferexplorationen ein Planfeststellungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt werden müsste.

²⁹ Einige der genannten Mindestanforderungen sind in Deutschland bereits Genehmigungspraxis