

Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland - Entwurf -

Inhalt

1	Übersicht zur unkonventionellen Erdgasgewinnung	2
2	Reserven und Fördermöglichkeiten von unkonventionellen Gasvorkommen	4
3	Klimabilanz gegenüber konventionellen Energiequellen.....	5
4	Fracking in Deutschland.....	6
4.1	Aufsuchung und Probebohrungen	6
4.2	Gewinnung von Schiefergas	8
5	Umweltaspekte - Risiken für Mensch und Umwelt.....	8
5.1	Grund-und Oberflächengewässer	8
5.1.1	Wasserentnahme und Wasserbedarf.....	9
5.1.2	Einsatz chemischer Additive	10
5.1.3	Bohrung und Fracturing Prozess	13
5.1.4	Risiken bei der Entsorgung von Frack- und Lagerstättenwasser.....	14
5.2	Flächenverbrauch.....	15
5.3	Lärm	15
6	Rechtliche Rahmenbedingungen	16
6.1	Umweltrechtliche Vorgaben	16
6.2	Defizite und Anpassungsbedarf der bisherigen behördlichen Praxis	18
7	Forschungsbedarf und offene Fragestellungen.....	19
8	Schlussfolgerungen.....	20

1 Übersicht zur unkonventionellen Erdgasgewinnung

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 konventionellem Erdgas spricht man, wenn dieses bei Gewinnung mit klassischen Techniken frei einer Förderbohrung zuströmt. Dies trifft, in ausreichender Menge, bei unkonventionellem Erdgas 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 (coalbed methane), Gas in dichten Gesteinsformationen, wie z.B. in Schiefergesteinen und Schiefertonen (shale gas) oder in dichten Sand- oder Kalksteinhorizonten (tight gas) sowie Aquifergas und Gashydrat.

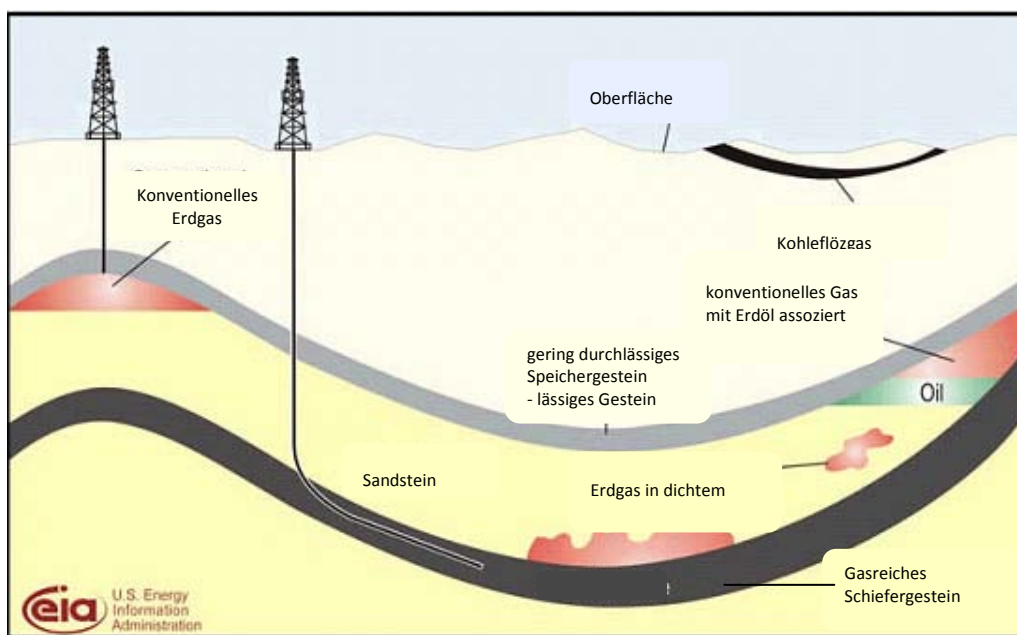


Abbildung 1 Schematische Darstellung von konventioneller Erdgasförderung und unkonventioneller Erdgasförderung in Schiefergestein (shale gas), dichtem Gestein (tight gas) und Kohleflözen (coalbed methane)
(Quelle: U.S. Energy Information Administration)

Bei Erdgas in dichten Gesteinen (tight gas, shale gas) 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 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. Für unkonventionelle Lagerstätten ist der Einsatz des Frack-Verfahrens auf Grund der gestiegenen Rohstoffpreise erst in den letzten Jahren zur Anwendung gekommen. Der gesamte Prozess der Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten besteht in der Aufsuchung und Erkundung der Lagerstätte sowie dessen Gewinnung.

Aufsuchung und Erkundung der Lagerstätte

Die Aufsuchung und Erkundung (Exploration) einer Lagerstätte dient der Feststellung der Eignetheit 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 Probebohrungen werden wie auch bei anderen Bohrungen – insbesondere wenn sie in große Tiefen abgeteuft werden – in der Regel grundwasserführende Schichten durchstoßen. Bereits bei Probebohrungen werden meist Frack-Verfahren eingesetzt, d.h. das Gestein in großen Tiefen aufgebrochen, um gezielt die Lagerstättenparameter zu erforschen und deren Einsatz bei einer eventuellen späteren Gewinnung zu optimieren.

Gewinnung von Erdgas

Die Gewinnung von Schiefergas erfolgt in verschiedenen Prozessstadien. Im Aufsuchungsfeld werden im Abstand von mehreren hundert Metern Bohrungen abgeteuft. Sobald die gasführende Schicht erreicht wird, werden die Bohrungen in diese Gesteinsschicht abgelenkt, um eine große Kontaktfläche zu erzeugen (Abb. 2). Die horizontale Ablenkung von Bohrungen liegt zwischen 600 und 1000 Metern, z.T. können auch mehrere Kilometer horizontal gebohrt werden.

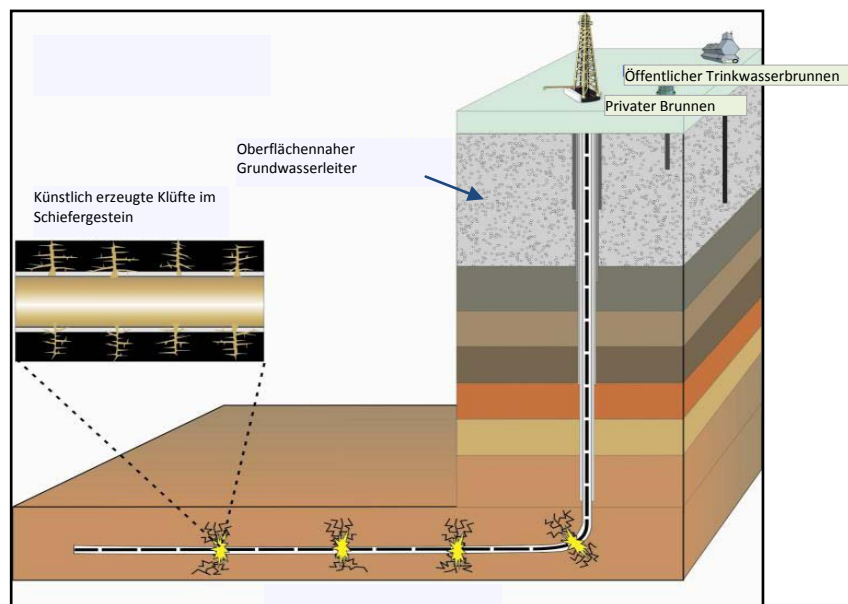


Abbildung 2 Schematische Darstellung einer horizontal abgelenkten Bohrung in einen Schiefergashorizont (Quelle: US EPA Hydraulic Fracturing Research Study, 2010)

Die Tiefe der Bohrung hängt von der Tiefe der gasführenden Schichten ab. Schiefergestein ist in Deutschland in einem Tiefenbereich von 1000 m und tiefer zu finden. Um den Gasfluss hin zum Bohrloch zu stimulieren und damit eine Förderung wirtschaftlich zu ermöglichen, werden sogenannte „Fracks“ gepumpt. Dazu werden in das Mantelrohr der meist horizontal abgelenkten Bohrung Löcher mit einem Durchmesser von 30 – 40 mm geschossen. Durch diese Löcher wird dann unter hohem Druck (bis zu 1000 bar) ein Gemisch aus Wasser, Quarzsand und chemischen Additiven in das umlagernde Gestein des Untergrunds (Gebirge) gepresst. In der Folge

des hohen hydraulischen Drucks werden Klüfte im Gestein aufgebrochen und die gewünschten Wegsamkeiten für einen besseren Gasfluss geschaffen.

Gegen Ende des Frackvorgangs – vor Förderung des Erdgases – wird das eingepresste Frack-Fluid fast vollständig zurückgepumpt, wobei neben dem Quarzsand auch ein Teil der beigetzten Additive in den Rissen verbleiben (siehe Kapitel 5.1.3), um diese offen zu halten. Danach strömen dann das Gas und das in der Lagerstätte vorhandene Lagerstättenwasser dem Bohrloch zu und können gefördert werden.

Es kann notwendig sein, den Frack-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 abgefackelt¹.

Dem gegenüber stehen Förderungen aus unkonventionellen Lagerstätten in den USA in Höhe von rund 90 Mrd. m³ im Jahr 2007². 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 dem Bundesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) hat der Wegfall der USA-Importe zu einer weltweiten Überversorgung mit Erdgas geführt.

Die Erkundung und Erschließung von unkonventionellen Vorkommen befindet sich außerhalb der USA weltweit noch in einem frühen Stadium³. Neben überregionalen Abschätzungen zum Ressourcenpotenzial liegen daher kaum belastbare Angaben zu einzelnen Ländern vor.

In ihrer Energiekurzstudie 2010⁴ 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 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.

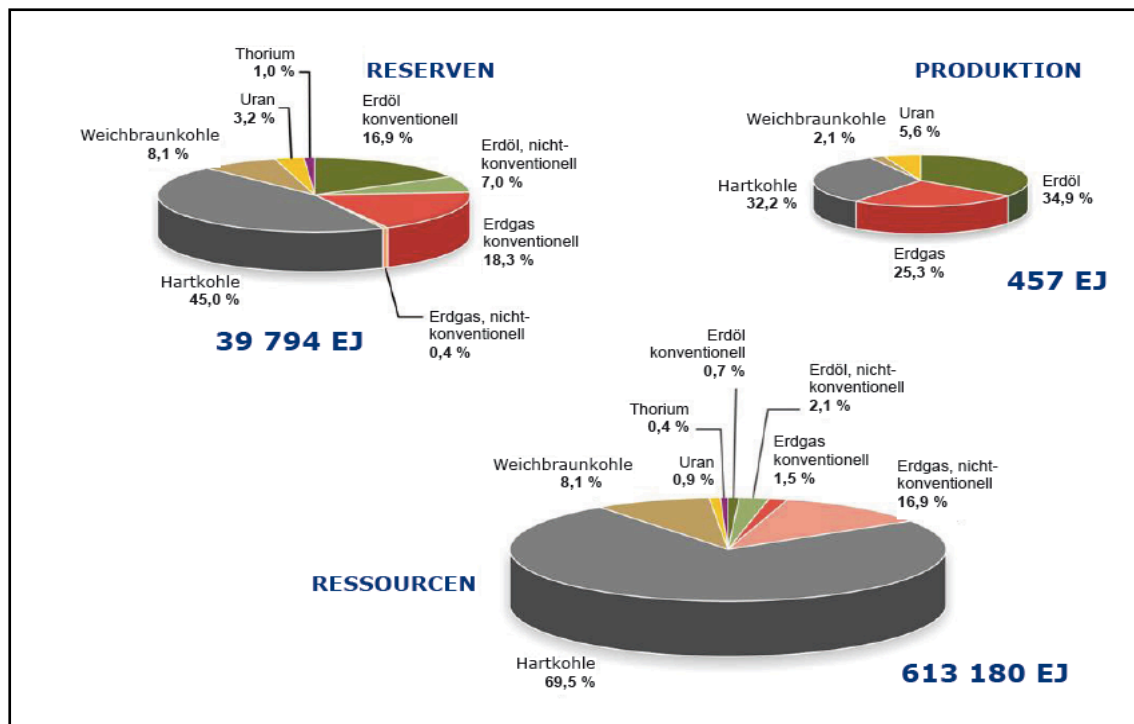


Abbildung 3 Anteile der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe an Förderung, Reserven und Ressourcen weltweit für Ende 2009 im Verhältnis von etwa 1 zu 87 zu 1342 (Quelle: BGR)

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 finden⁵.

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 erschließen⁶. 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 erwartet⁷. Derzeit gibt es auch für Polen nur sehr überschlägige Schätzungen zu den Reserven.

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“) sowie Transportaufwand für Wasser, Abwasser und Gerät. Die Höhe des zusätzlichen Aufwandes variiert stark in Abhängigkeit von der Tiefe 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 Studie⁸ 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., abzuschheidendem CO₂ aus dem Erdgas, abhängig von dessen Beschaffenheit, und unkontrollierten Emissionen von Methan sowie gegebenenfalls CO₂.

Theoretische Betrachtungen von Howarth⁹ (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 reichen aus, 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.

4 Fracking in Deutschland

4.1 Aufsuchung und Probebohrungen

In Deutschland wurden bisher von den Bundesländern Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Thüringen Erlaubnisse zur Aufsuchung von Schiefergas erteilt. Desweiteren wird die Aufsuchung von Vorkommen in Baden-Württemberg, Sachsen-Anhalt und Bayern von Förderfirmen in Betracht gezogen¹⁰.

Niedersachsen

In Niedersachsen wurden folgende 5 Explorationsbohrungen auf Schiefergas (shale gas) abgeteuft¹¹:

- 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)

- Schläge 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.

Tabelle 1 In Nordrhein-Westfalen verliehene Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen zu gewerblichen Zwecken¹².

Name des Feldes	Rechtsinhaber	Fläche [Fläche] =m²
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] = km²	34.088

* Sonstiges aufrechterhaltenes Recht

Thüringen

In Thüringen wurden vom Thüringer Landesbergamt Gera bisher zwei Erlaubnisse zur Aufsuchung (Erkundung) unkonventioneller Lagerstätten erteilt, jedoch keine Erlaubnis für Probebohrungen. In den Bereichen der Aufsuchungsfelder „Steinadler“ und „Seeadler“ der BNK Petroleum Inc. befinden sich mehrere Wasserschutzgebiete mit einer Vielzahl an Wassergewin-

nungsanlagen der öffentlichen Wasserversorgung. Im Feld „Seeadler“ befindet sich zudem die Heilwasserzone der Solegewinnung Bad Sulza. Die geplanten Probebohrungen bis in eine Tiefe von 2500 m werden vom Thüringer Landesbergamt Gera innerhalb der Wasserschutzgebiete als sehr problematisch und in Abhängigkeit vom jeweiligen Standort als nicht genehmigungsfähig eingeschätzt¹³.

Baden Württemberg

Zwei Anträge zur Aufsuchung von Schiefergas wurden gestellt. Die Bewilligungen wurden vom Landesbergamt jedoch nicht erteilt¹⁴.

4.2 Gewinnung von Schiefergas

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. 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. Der Flächenverbrauch bei der Schiefergasgewinnung ist groß. Trotz hoher Sicherheitsstandards und modernster Bohrtechnik können Umweltbeeinträchtigungen während der Bohrungsphase und des Einbringens der wässrigen Flüssigkeit sowie während des Betriebs nicht ausgeschlossen werden. Potentielle Gefahren bestehen insbesondere für Grund- und Trinkwasser, wissenschaftlich fundierte Kenntnisse 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.

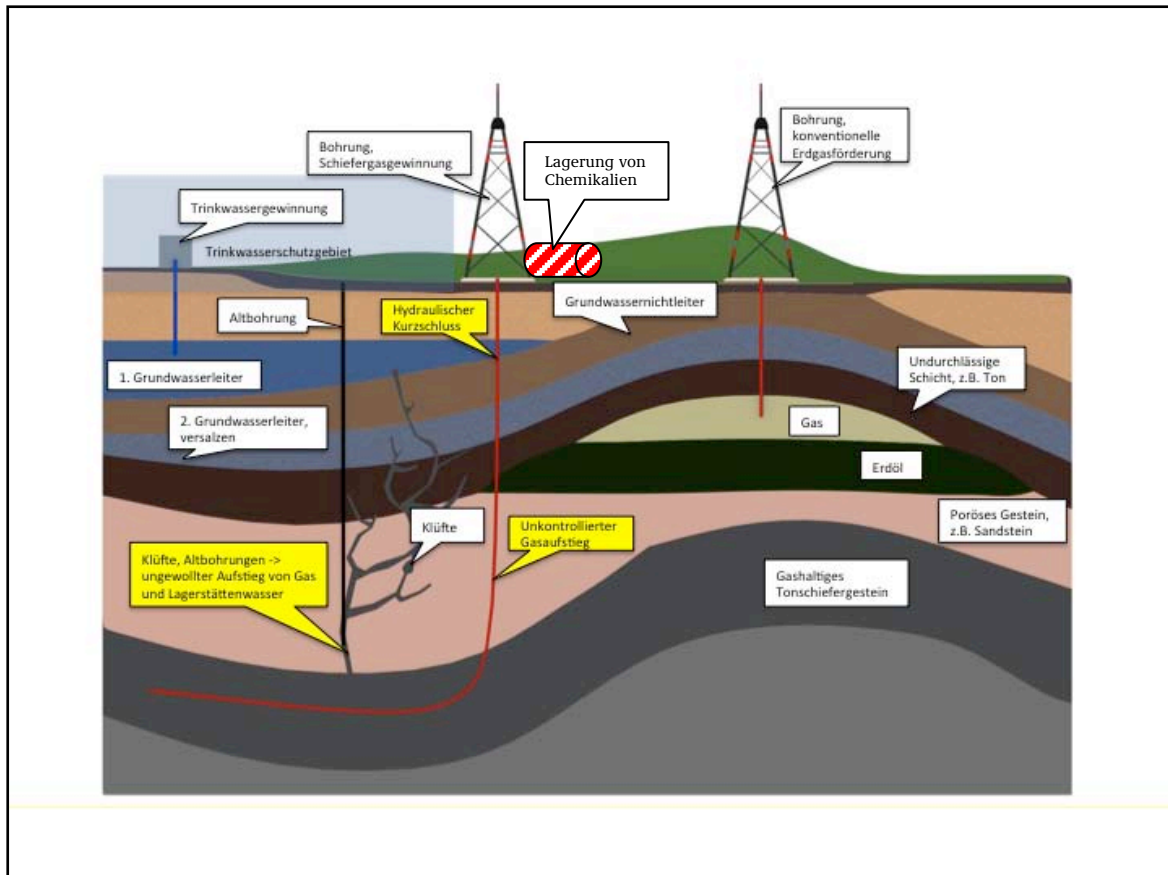


Abbildung 4 Pfade einer möglichen Grundwasserverunreinigung (gelb)
(Quelle: Grafik UBA, 2011)

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 (EPA) geht für die Gewinnung von Schiefergas von einer durchschnittlich erforderlichen Wassermenge von 7.500 bis 15.000 m³ pro Bohrung aus¹⁵. Das Tyndall Center¹⁶ unterscheidet dabei weiter zwischen einzelnen und mehreren Fracks pro Bohrung und zwischen einer und bis zu sechs horizontal abgelenkten Bohrsträngen pro Bohrung:

Für einen Frackvorgang pro Bohrloch 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 ein Bohrloch mit mehreren Frackvorgängen benötigt werden. Rund 54.000 m³ Wasser (bis max. 174.000 m³) sind erforderlich für eine dem Stand der Technik entsprechende Bohrung mit sechs horizontal abgelenkten Bohrsträngen.

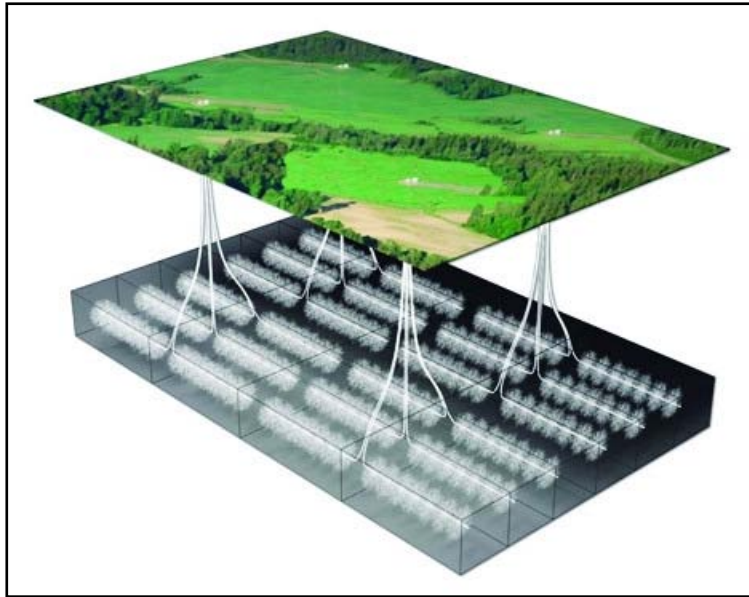


Abbildung 5 An einer Bohrstelle werden bis zu sechs horizontale Bohrstränge abgeleitet, um die gasführende Lagerstätte in jeder Richtung erschließen zu können (Quelle: Tyndall Centre Manchester 2011)

Inwiefern die Entnahme dieser großen Wassermengen Auswirkungen auf den mengenmäßigen Zustand von Grundwasserkörpern hat oder Oberflächengewässer beeinträchtigt, ist für jeden Einzelfall von der zuständigen Wasserbehörde zu beurteilen. Eine Möglichkeit zu einem sparsameren Umgang mit Wasser, wäre laut US-EPA die Reinigung und Wiederverwendung der zurück gepumpten Fracking-Fluide und des Lagerstättenwassers. Mengendefizite beim Grundwasser gibt es in Deutschland nur bei 4 % der insgesamt 1.000 Grundwasserkörper, wobei diese schon heute fast ausschließlich im Zusammenhang mit Bergbauaktivitäten, insbesondere Braunkohletagebau und Salzbergbau auftreten.

5.1.2 Einsatz chemischer Additive

Chemikalienbedarf

Fracking-Fluide bei der Schiefergasgewinnung sind Gemische, die zu 80 - 90 % aus Wasser bestehen und mit Sand und chemischen Additiven versetzt werden. Ihre Aufgabe besteht im Wesentlichen darin, den zur Risserzeugung notwendigen Druck auf das Gestein der Lagerstätte zu übertragen sowie Gebirge und den Sand zu transportieren, der als Stützmittel dazu dient, die erzeugten Risse nach Rücknahme des Drucks offen zu halten.

Die beigemischten Chemikalien sind vielfältig, die US-EPA hat inzwischen eine Liste mit derzeit etwa 600 unterschiedlichen und 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).

Tabelle 2 Frac-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 Bohrung¹⁷. Unter der Annahme eines Anteils von bis zu 2 Prozent und einer Dichte von 1 geht Tyndall für eine Bohrung mit sechs horizontal abgelenkten Bohrsträngen von knapp 1.100 t Chemikalienbedarf aus (worst case bis zu 3.500 t)¹⁸. Im Gutachten von Tyndall wird eine räumliche Dichte von 1,25 bis 3,5 Bohrfeldern pro Quadratkilometer (km²) angenommen¹⁹. Hochgerechnet auf den Chemikalieneinsatz entspräche das 1.375 – 3.850 t chemischer Additive pro km² oder 45 – 130 Lastkraftwagen (30-Tonner).

Die Additive werden in Tankbehältern vor Ort gelagert und zusammen mit dem Stützmittel dem Wasser vor der Injektion beigemischt. Rechtlich fallen diese Einrichtungen unter § 62 Wasserhaushaltsgesetz (WHG), da es sich dabei um Anlagen zur Lagerung und Verwendung von wassergefährdenden Stoffen handelt. Diese Anlagen müssen so beschaffen sein und so betrieben werden, dass keine nachteilige Veränderung der Eigenschaften von Gewässern zu besorgen ist. Zurzeit sind die Anforderungen der jeweiligen Länderverordnungen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen einzuhalten, bundeseinheitliche Regelungen sind in Vorbereitung. Hinsichtlich der Zusammensetzung von Fracking-Fluiden besteht bislang ein Informationsdefizit bei Behörden und Öffentlichkeit, die Förderunternehmen begründen die zurückhaltende Offenlegung der Zusammensetzung der Fracking-Fluide mit Betriebsgeheimnissen. In den USA wurde erst im März 2011 im Parlament des Bundesstaates Texas ein Gesetzentwurf eingebracht, nach dem Bohrfirmen künftig offenlegen müssen, welche chemischen Substanzen sie einsetzen²⁰. In Deutschland gilt für die oberirdischen Anlagen: 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. Zur Rechtslage in Deutschland für die Einleitungserlaubnis der Stoffe siehe Kapitel 6.1.

Stoffeigenschaften der eingesetzten Stoffe

Das Tyndall Centre for Climate Change der University of Manchester unterzog 260 beim Fracking verwendete 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 Gutachten²¹:

- 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.

Insbesondere von Petroleum (CAS-Nr. 64742-47-8) und von Octylphenol Ethoxylat (CAS-Nr. 55965-84-9) können negative Umweltauswirkungen ausgehen. Da uns Angaben zur eingesetzten Konzentration und den genauen Einsatzbedingungen nicht vorliegen, ist eine qualifizierte Bewertung 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-Substanz²², die aus verschiedenen Bestandteilen zusammengesetzt ist. Dabei können die Zusammensetzung und damit auch das Risikoprofil schwanken.

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. 4-tert-octylphenol wirkt zeigt bereits bei Konzentrationen im unteren µg/L Bereich negative Wirkungen auf Fische und Invertebraten (Wirbellose).

Einstufung von Stoffgemischen in Wassergefährdungsklassen (WGK)

Einen Hinweis auf das Wassergefährdungspotential von Stoffen geben die WGK, die direkt für Stoffe und Gemische gelten, mit denen in Anlagen umgegangen wird. Allerdings muss für eine Einstufung in WGK die exakte Zusammensetzung des Gemisches bekannt sein.

Der Anhang 4 Nummer 3 der Verwaltungsvorschrift wassergefährdender Stoffe (VwVwS: <http://www.umweltbundesamt.de/wgs/archiv/vwvws99.pdf>) beschreibt im Detail das Vorgehen („Rechenregel“). Unbekannte Komponenten des Gemisches müssen wie Komponenten der WGK 3 („stark wassergefährdend“) behandelt werden.

Alternativ kann die Ableitung der WGK auf der Grundlage von Prüfdaten am Gemisch ermittelt werden. Dazu wäre ein Basisdatensatz (akute orale oder dermale Toxizität beim Säugetier und Toxizität gegenüber zwei aquatischen Organismen (Fisch, Alge oder Daphnie) für das Gemisch nötig. Diese Methode sollte nur angewendet werden, wenn das Gemisch eine konstante Zusammensetzung besitzt. Auf der Homepage des Umweltbundesamts steht unter <http://www.umweltbundesamt.de/wgs/wgs-down.htm> ein Fließdiagramm zur Ableitung einer WGK für Mischungen als PDF-Datei zum Herunterladen bereit.

Nach den oben erläuterten Regeln ist Ethoxylated octylphenol (CAS-Nr.: 9036-19-5) je nach Ethoxilierungsgrad der WGK 2 („wassergefährdend“) oder WGK 1 („schwach wassergefährdend“) zuzuordnen:

- Octylphenol, ethoxiliert, EO 1 mol: WGK 2 (Kenn-Nr. 5689)
- Octylphenol, ethoxiliert, EO 11 mol: WGK 1 (Kenn-Nr. 5690).

Zu beachten ist, dass durch die WGK eine intrinsische Gefährlichkeitsbewertung zu Stoffen und Gemischen ausgedrückt wird²³. 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, wie fälschlicherweise im MONITOR-Bericht vom 18.11.2010.

5.1.3 Bohrung und Fracturing Prozess

Potentielle Kontaminationspfade entstehen bereits beim Bohren und dem Ausbau der Bohrung. Mittels einer zementierten Hinterfüllung (casing) werden Bohrungen im Bereich Grundwasser führender Schichten abgedichtet. Aufgrund des hohen Drucks beim Fracking besteht die Gefahr, 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 sind dann möglich.

Auch andere, bereits bestehende Bohrungen (nicht vollständig niedergebrachte Bohrungen, alte oder aufgegeben Bohrungen) erhöhen die Gefahr einer Verunreinigung von oberflächennahem Grundwasser, Heilquellen und Thermalwässern durch Fracturing Fluide, Lagerstättenwasser und Erdgas.

Mögliche Beeinflussungen des Grundwassers sind insbesondere gegeben durch

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

Das beim Fracking erzeugte Aufbrechen des Gesteins in der Lagerstätte ist erwünscht. Nicht auszuschließen ist jedoch die Erzeugung weiterführender Klüfte über die Zielformation hinaus sowie die Verbindung mit natürlichen Kluft- und Rissystemen. Hierdurch entstehen unkontrollierte Wege für Gase und eingepresste Flüssigkeiten in die darüber liegenden Grundwasserleiter.

Das Risiko einer Grundwasserverunreinigung aufgrund von Konstruktions- und Betriebsfehlern bis hin zum vollständigen Versagen der Bohrung ist laut Tyndall Studie als erheblich einzuschätzen²⁴. Das bestätigen mehrere in den USA aufgetretene Schadensfälle bei der Förderung unkonventionellen Erdgases. Vielfach wurden aus technischen Gründen Grund- und Oberflächengewässer durch Salzwasser, nicht identifizierte Chemikalien, ausströmendes Gas und Kohlenwasserstoffe wie Benzol und Toluol verunreinigt.

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 Klüfte nicht wieder schließen, die Biozide sollen einen mikrobiologischen Bewuchs in den Klüften und der Bohrung selbst verhindern. Mit der Druckentspannung weichen zwischen 20 Prozent und 80 Prozent der Frackflüssigkeit zurück, die zusammen mit Lagerstättenwasser nach oben geführt werden (Flowback).

Neben den Additiven der Frackflüssigkeit selbst, enthält das zurückweichende und an die Oberfläche gepumpte Gemisch zusätzlich

- Reaktionsprodukte, die sich aus den Additiven während des Frackprozesses gebildet haben können,
- organische Substanzen wie Toluol und Benzol sowie
- 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. Hohe Drücke und Temperaturen der tiefen Lagerstätten führen dazu, dass diese Lagerstättenwässer hochmineralisiert und teilweise radioaktiv sind. Natürlich vorkommende radioaktive Substanzen (normally occurring radioactive substances - N.O.R.M.) können im Lagerstättenwasser (z.B. Radium 226 und Radium 228) und im Erdgas (Radon) auftreten. Die natürliche Radioaktivität unterliegt nicht dem Atomgesetz, bislang liegt der Umgang mit dem Lagerstättenwasser in Bezug auf radioaktive Substanzen in der Eigenverantwortung der Unternehmen. Bei der Ge-

winnung unkonventionellen Erdgases im Barnett Shale (USA County Denton) summierte sich der radioaktive Sondermüll im Zeitraum 2005 – 2007 auf 13 m³. Im Wesentlichen handelte es sich um Radium 226 und Radium 228²⁵.

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. Nach unserem Kenntnisstand wird ein Teil des an die Oberfläche geförderten Frack- und Lagerstättenwassers abgefahren und von den Chemikalien-Herstellern wieder aufbereitet. Der restliche Anteil wird in sogenannte bestehende Disposalbohrungen (vorrangig ehemalige Lagerstätten) eingebracht und in großer Tiefe (bis mehrere 1.000 m) dauerhaft abgelagert.

Kommunale Kläranlagen sind für solche Abwässer (hochmineralisiert, radioaktiv) nicht ausgelegt. Eine fachgerechte Behandlung des „Flowbacks“ aus Schiefergasbohrungen ist nur in geeigneten Industriekläranlagen möglich.

5.2 Flächenverbrauch

Die Erschließung von Bohrfeldern zur Schiefergasgewinnung benötigt Zufahrtswege, Lager-tanks, Abwasserbecken, Regenauffangbecken, Lagerplätze für die Bohrausrüstung, Stellplätze für Sattelschlepper und andere Lastkraftwagen sowie für Büro- und Wohncontainer. An der Stelle des Bohrturms sind stabile Betonfundamente erforderlich. Der Flächenbedarf pro Bohrplatz liegt zwischen 1,5 und 2 Hektar. Bei einer Bohrungsdichte von mehreren Bohrungen je km² ist der Flächenverbrauch für die benötigte Infrastruktur erheblich. Der hohe Flächenverbrauch für die Erschließung der Schiefergasvorkommen ist in dicht besiedelten Regionen, wie dies in Deutschland vielfach der Fall ist, problematisch.

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. Zittel²⁶ geht von mehreren hundert Lastwagenfahrten pro Frackvorgang, für das benötigte Wasser, die Chemikalien und Abwasserabtransport aus. Derartige Anlagen 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.

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 der 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.

6 Rechtliche Rahmenbedingungen

6.1 Umweltrechtliche 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 die abstrakt generellen Maßstäbe beschrieben, 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. Im Einzelnen gelten folgende Vorschriften:

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). Die für die Erteilung der Erlaubnis 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).

Ist mit der Aufsuchung und Förderung von unkonventionellem Erdgas eine Gewässerbenutzung verbunden, so bedarf dies einer wasserrechtlichen Erlaubnis, deren Erteilung im Bewirtschaftungsermessen der Wasserbehörden steht. Die Aufsuchung erfolgt mittels Einleitung diverser Stoffe in oder zumindest durch das Grundwasser. Das Einleiten von Stoffen in das Grundwasser ist eine erlaubnispflichtige Benutzung im Sinne der §§ 8 und 9 Absatz 1 Nummer 4 WHG. Fraglich ist allerdings, ob der Einleitungstatbestand des § 9 Abs. 1 Nr. 4 WHG erfüllt ist, wenn die Fracking-Flüssigkeiten lediglich in Schichten unterhalb des eigentlichen Grundwassers eingeleitet werden. Davon wird man mangels zielgerichteten Verhaltens nicht ausgehen können. Allerdings ist seit der WHG-Novelle 2009 auch das Einbringen von Stoffen erlaubnispflichtig. Wenn also bei der Bohrung die Bohrungsfassung, die zementiert werden muss, durch einen Grundwasserkörper führt, was regelmäßig der Fall sein wird, ist dafür eine Erlaubnis notwendig, da von den eingebrachten Baustoffen ein Risiko für das Grundwasser ausgeht. Nach § 48 Absatz 1 WHG darf diese 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. Leider ist bei der Novelle der Grundwasserverordnung 2010 die u.a. vom Umweltbundesamt vorgeschlagene Konkretisierung dieser Maßstäbe in Form einer Aufnahme von Geringfügigkeitsschwellenwerten für diverse Schadstoffe nicht erfolgt, sodass die Vollzugsbehörden hier im Moment ohne bundeseinheitliche rechtlich verbindliche Werte arbeiten müssen.

Gewässerbenutzungen sind aber auch sonstige Maßnahmen, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen (§ 9 Absatz 2 Nummer 2 WHG). Hier ist die Erlaubnis zu versagen, wenn nicht vermeidbare oder nicht ausgleichbare Gewässerveränderungen zu erwarten sind. Hierunter könnte man die Einleitung der Frackflüssigkeiten in unter dem Grundwasser liegende Gesteinschichten subsumieren, um im Erlaubnisverfahren sicherzustellen, dass diese nicht in das Grundwasser über eventuell vorhandene Wegsamkeiten verdrängt werden. In diesem Kontext sind ggf. besondere Schutzbestimmungen in den Wasserschutzgebietsverordnungen der Länder zu beachten.

Allerdings bestimmt § 82 Absatz 6 Satz 2 WHG, dass bestimmte Einleitungen von der zuständigen Behörde unter Festlegung der entsprechenden Bedingungen zugelassen werden können (Ermessensentscheidung). Dazu zählen unter anderem „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 die in Rede stehenden Stoffeinleitungen unter diesen Ausnahmetatbestand fallen, muss die zuständige Behörde prüfen, insbesondere vor dem Hintergrund der örtlichen Gegebenheiten (z.B. Nähe zu einem Trinkwassergewinnungsgebiet) sorgfältig abwägen und im Falle einer Erlaubnis, umfassend begründen, da es sich um einen Ausnahmetatbestand handelt.

Außerdem sind nach § 49 Absatz 1 Satz 1 WHG Arbeiten, die tief in den Boden eindringen und sich auf das Grundwasser auswirken können, einen Monat im Voraus anzuzeigen. Werden bei diesen Arbeiten Stoffe in das Grundwasser eingebracht, ist eine Erlaubnis nur erforderlich, wenn sich das Einbringen nachteilig auf die Grundwasserbeschaffenheit auswirken kann (§ 49 Absatz 1 Satz 2 WHG). Wird Grundwasser unbeabsichtigt erschlossen, ist dies unverzüglich anzuzeigen (§ 49 Absatz 2 WHG).

Für die Entsorgung des mit an die Oberfläche geförderten Frack- und Lagerstättenwassers ist ebenfalls eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich, da es sich bei der Einleitung von Stoffen in ein Gewässer (Grundwasser oder Oberflächengewässer) ebenfalls um eine Gewässerbenutzung im Sinne des § 9 Absatz 1 Nummer 4 WHG handelt. Für deren (Wieder-)Einleitung in das Grundwasser gelten die oben genannten Maßstäbe (Besorgnisgrundsatz). Bei einer Einleitung in Oberflächengewässer darf 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). Für die sachgerechte Entscheidung über die Erlaubniserteilung benötigt die Wasserbehörde in allen Fallkonstellationen vollständige Angaben über die einzuleitenden Flüssigkeiten. Diese sind von den Antragstellern offen zu legen. Andernfalls kann keine Entscheidung ergehen.

Zuständig für die Erlaubnis und Anzeige sind im Rahmen bergrechtlicher Verfahren die Bergbehörden, deren Entscheidung grundsätzlich im Einvernehmen mit den Wasserbehörden ergeht. § 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“. Damit sind in der Regel die örtlich zuständigen Umweltschutzbehörden, also auch die Wasserbehörden, aber auch die betroffenen Kommunen anzuhören.

Rechtliche Voraussetzungen des Biozideinsatzes

Wenn Biozide zur Verhinderung von Bakterienbewuchs in den Frackvorrichtungen 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. Da uns die in Deutschland beim Fracking eingesetzten Biozide nicht bekannt sind, können wir auch nicht klären, ob sie ordnungsgemäß notifiziert wurden.

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 ($\mu\text{g/l}$).

6.2 Defizite und Anpassungsbedarf der bisherigen behördlichen Praxis

Der Vollzug der unter 6.1 genannten umweltrechtlichen Vorschriften obliegt den von den Ländern bestimmten Vollzugsbehörden. Eine belastbare Bewertung der Gefährdung von Mensch und Umwelt erfordert in jedem Einzelfall eine Vielzahl von Grundlagen- und Einzelinformationen, die bei der zuständigen und den beteiligten Behörden nur eingeschränkt vorliegen oder teilweise nicht mit zumutbarem Aufwand ermittelt werden können. Dies erschwert es den Genehmigungsbehörden eine sachgerechte Beurteilung der Explorationsanträge vorzunehmen. Zusätzlichen Vollzugssachverstand vor Ort zu generieren ist primär eine Aufgabe der Bundesländer. Aus unserer Sicht ist es aber zur Vollzuserleichterung dringend geboten, den Vorhabenträger dazu zu verpflichten, die für die Entscheidung erforderlichen sachdienlichen Informationen beizubringen. Dies sollte zweckmäßigerweise über die Einführung einer Regelung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erfolgen, da sich 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“) Anhaltspunkte für die Notwendigkeit eines solchen Verfahrens ergeben.

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. 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 Exploration von unkonventionellem Erdgas erreicht in der Regel die Schwellenwerte der zwingenden UVP-Pflicht nicht. Solche Projekte fallen in der Regel in den Anwendungsbereich der Nummer 2 d „Tiefbohrungen“ des Anhangs II UVP-RL. 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 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 unkonventionellem Erdgas 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

Wissenschaftlich fundierte Kenntnisse zu den möglichen Umweltauswirkungen einer Schiefergasgewinnung in Deutschland liegen zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht vor. Dies gilt insbesondere für potentielle Auswirkungen auf Grund- und Trinkwasservorkommen. In Abbildung 6 sind hinsichtlich des Umgangs mit Wasser bestehende Fragen für verschiedene Prozessschritte bei der Schiefergasgewinnung noch einmal zusammengefasst.

Notwendig ist eine Bewertung möglicher Umweltauswirkungen durch die Schiefergasgewinnung, insbesondere hinsichtlich des Schutzes von Trinkwassergewinnungsgebieten. Dies muss sowohl für einzelne Bohrungen als auch für das vollständige Gewinnungsfeld erfolgen. Hierfür ist die Entwicklung von Software gestützten Modellen zur Bewertung des Risikos unter Einbeziehung der jeweiligen Randbedingungen (z.B. Geologie des Untergrundes, Hydrochemie der Lagerstätte, Zusammensetzung der Fracfluide und des Flowbacks, usw.) erforderlich.



Abbildung 6 Offene Fragen bei der Schiefergasgewinnung hinsichtlich des Schutzes von Grundwasser (Quelle: 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. Deswegen 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 unkonventionellem Erdgas folgende Mindestanforderungen zu stellen:

- Kein Fracking in sensiblen Gebieten (z.B. Trinkwassergewinnungsgebiete, Heilquellen, Mineralwasservorkommen)
- Obligatorische Umweltverträglichkeitsprüfung (für jede einzelne Bohrung sowie das gesamte Gasgewinnungsfeld)
- Grundsätzlich Beteiligung der zuständigen Wasserbehörden zur Bewertung der Auswirkungen auf Grund- und Oberflächengewässer
- Vollständige Offenlegung der verwendeten Additive und der exakten Zusammensetzung der Fracturing Fluide für jeden einzelnen Frac
- Fachgerechte Aufbereitung und ordnungsgemäße Entsorgung des Flowbacks (zurückgefördertes Frac- und Lagerstättenwasser) und Nachweis über die ordnungsgemäße Entsorgung in einem Kataster
- Erstellung eines Notfallplans und Störfallvorsorge

Um all diese Aspekte im Rahmen eines umfassenden Verfahrens seriös prüfen zu 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.

„Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland“ - Entwurf -

Herausgeber: Umweltbundesamt
Pressestelle
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
E-Mail: pressestelle@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Autor: Bernd Kirschbaum - Fachgebiet II 2.1

Inhaltlicher Stand: März 2011
Veröffentlichung: August 2011

-
- ¹ Zahlen nach Weltbank 2008; zitiert in BGR: Energierohstoffe 2009
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/energierohstoffe_2009.html?nn=1542226
- ² Zittel 2010: Kurzstudie Unkonventionelles Erdgas 2010:
http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2010-05-18_ASPO_Kurzstudie_Unkonv_Erdgas.pdf
- ³ http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Erdgas/erdgas_node.html
- ⁴ 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/DE/Themen/Energie/Produkte/energiekurzstudie_2009.html?nn=1542226
- ⁵ Zittel 2010: Kurzstudie Unkonventionelles Erdgas 2010:
http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2010-05-18_ASPO_Kurzstudie_Unkonv_Erdgas.pdf
- ⁶ DVGW (2011): Information zur Exploration und Förderung unkonventioneller Erdgaslagerstätten; DVGW Entwurf Stand 15.04.2011; unveröffentlicht
- ⁷ Orlen: Shale Gas 2010, http://www.orlenupstream.pl/userfiles/file/orlen-shale-gas_ENG.PDF
- ⁸ Tyndal Center Manchester, 2011 - http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf
- ⁹ Howarth 2010
<http://www.technologyreview.com/blog/energy/files/39646/GHG.emissions.from.Marcellus.Shale.April12010%20draft.pdf>
- ¹⁰ Mündliche Mitteilung VKU, 05.05.2011
- ¹¹ Quelle: E-Mail des Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) vom 31.03.2011 auf Anfrage des UBA vom 30.03.2011
- ¹² 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
- ¹³ Quelle: Stellungnahme der oberen Wasserbehörde (Thüringer Landesverwaltungsamt, Weimar) vom 16.11.2009 an das Thüringer Landesbergamt Gera
- ¹⁴ Quelle: Mündliche Mitteilung bei Besprechung VKU und UBA am 02.05.2011
- ¹⁵ 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
- ¹⁶ Tyndal Center Manchester, 2011 - , http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf
- ¹⁷ s.S. 24 EPA, 2011: Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources; EPA/600/D-11/001 ; Fundstelle Seite 24
- ¹⁸ S.S. 57 Tyndall Centre Manchester (2011) Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts - , http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf
- ¹⁹ VKU geht von 1,5 bis 6 Bohrungen pro km² aus - mündl. Mitteilung VKU, 05.05.2011
- ²⁰ Handelsblatt, 19.04.2011
- ²¹ s.S. 56 ff. Tyndall Centre Manchester (2011) Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts
- ²² 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.
- ²³ Eigenschaften, die eine Chemikalie in ihrer Natur trägt, z.B. leicht explodierend
- ²⁴ s.S. 60 ff. Tyndall Centre Manchester (2011) Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts
- ²⁵ s.S. 25 Zittel, W. (2010) : Kurzstudie „Unkonventionelles Erdgas“
- ²⁶ S. Fn 2, Fundstelle S. 22