

GENERALDIREKTION INTERNE POLITIKBEREICHE

FACHABTEILUNG **A**  
WIRTSCHAFTS- UND WISSENSCHAFTSPOLITIK

Wirtschaft und Währung

Beschäftigung und soziale Angelegenheiten

**Umweltfragen, Volksgesundheit  
und Lebensmittelsicherheit**

Industrie, Forschung und Energie

Binnenmarkt und Verbraucherschutz



**Auswirkungen der Gewinnung  
von Schiefergas und Schieferöl  
auf die Umwelt und die  
menschliche Gesundheit**

ENVI





GENERALDIREKTION INTERNE POLITIKBEREICHE  
**FACHABTEILUNG A: WIRTSCHAFTS- UND  
WISSENSCHAFTSPOLITIK**

# **Auswirkungen der Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit**

## **STUDIE**

### **Inhalt**

In dieser Studie werden die möglichen Auswirkungen des „Hydraulic Fracturing“ („Hydrofracking“, „hydraulische Behandlung“, „Frac-Behandlung“) auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit untersucht. Die quantitativen Daten und die Angaben zu den qualitativen Auswirkungen stammen aus den USA, da die Schiefergas-Gewinnung in Europa noch in den Kinderschuhen steckt. In den USA kann man hingegen auf eine über 40-jährige Erfahrung zurückblicken, dort wurden bereits über 50 000 Bohrungen durchgeführt. Zudem werden die Treibhausgasemissionen mittels einer kritischen Prüfung der vorliegenden Literatur sowie anhand eigener Berechnungen bewertet. Die europäischen Rechtsvorschriften werden im Hinblick auf das Verfahren der hydraulischen Behandlung überprüft, und es werden Empfehlungen zu weiteren Arbeiten formuliert. Die potenziellen Gasvorkommen und die künftige Verfügbarkeit von Schiefergas werden im Lichte der derzeitigen herkömmlichen Gasversorgung und ihrer voraussichtlichen Entwicklung erörtert.

Dieses Dokument wurde vom Ausschuss für Umweltfragen, Volksgesundheit und Lebensmittelsicherheit des Europäischen Parlaments in Auftrag gegeben.

## **VERFASSER**

Stefan LECHTENBÖHMER, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH  
Matthias ALTMANN, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH  
Sofia CAPITO, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH  
Zsolt MATRA, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH  
Werner WEINDRORF, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH  
Werner ZITTEL, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

## **VERANTWORTLICHER VERWALTUNGSRAT**

Lorenzo VICARIO  
Fachabteilung Wirtschafts- und Wissenschaftspolitik  
Europäisches Parlament  
B-1047 Brüssel  
E-Mail: [Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu](mailto:Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu)

## **SPRACHFASSUNGEN**

Original: EN

## **ÜBER DEN VERFASSER**

Kontakt zur Fachabteilung oder Bestellung des Newsletters:  
[Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu](mailto:Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu)

---

Redaktionsschluss: Juni 2011.  
Brüssel, © Europäisches Parlament, 2011.

Dieses Dokument ist im Internet abrufbar unter:  
<http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/studies.do?language=DE>

---

## **HAFTUNGSAUSSCHLUSS**

Die hier vertretenen Auffassungen geben die Meinung der Verfasser wieder und entsprechen nicht unbedingt dem offiziellen Standpunkt des Europäischen Parlaments.

Nachdruck und Übersetzung - außer zu kommerziellen Zwecken - mit Quellenangabe gestattet, sofern der Herausgeber vorab unterrichtet und ihm ein Exemplar übermittelt wird.

## **INHALT**

<b>LISTE DER ABKÜRZUNGEN</b>	<b>5</b>
<b>VERZEICHNIS DER TABELLEN</b>	<b>8</b>
<b>VERZEICHNIS DER ABBILDUNGEN</b>	<b>8</b>
<b>ZUSAMMENFASSUNG</b>	<b>10</b>
<b>1. EINLEITUNG</b>	<b>14</b>
<b>1.1. Schiefergas (Shale Gas)</b>	<b>14</b>
1.1.1. Was ist Schiefergas?	14
1.1.2. Jüngste Entwicklungen im Bereich der unkonventionellen Gasförderung	16
<b>1.2. Schieferöl</b>	<b>18</b>
1.2.1. Was ist Shale Oil und Tight Oil?	18
1.2.2. Jüngste Entwicklungen im Bereich der Tight-Oil-Förderung	18
<b>2. AUSWIRKUNGEN AUF DIE UMWELT</b>	<b>19</b>
<b>2.1. Das Hydrofracking und seine potenziellen Auswirkungen auf die Umwelt</b>	<b>19</b>
<b>2.2. Auswirkungen auf die Landschaft</b>	<b>21</b>
<b>2.3. Emission von Luftschadstoffen und Bodenverschmutzung</b>	<b>23</b>
2.3.1. Luftschadstoffe aus regulären Anlagen	24
2.3.2. Schadstoffe im Ergebnis von Ausblasungen oder Unfällen an Bohrstandorten	26
<b>2.4. Oberflächen- und Grundwasser</b>	<b>26</b>
2.4.1. Wasserverbrauch	26
2.4.2. Wasserverunreinigung	28
2.4.3. Abwasserentsorgung	30
<b>2.5. Erdbeben</b>	<b>31</b>
<b>2.6. Chemikalien, Radioaktivität und Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit</b>	<b>31</b>
2.6.1. Radioaktive Stoffe	31
2.6.2. Eingesetzte Chemikalien	32
2.6.3. Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit	35
<b>2.7. Möglicher langfristiger ökologischer Nutzen</b>	<b>36</b>
<b>2.8. Risikodiskussion in der öffentlichen Debatte</b>	<b>37</b>
<b>2.9. Ressourcenverbrauch</b>	<b>38</b>
<b>3. TREIBHAUSGASBILANZ</b>	<b>40</b>
<b>3.1. Schiefergas (Shale Gas) und Gas in dichtem Gestein (Tight Gas)</b>	<b>40</b>
3.1.1. Erfahrungen in Nordamerika	40
3.1.2. Übertragbarkeit auf europäische Bedingungen	44
3.1.3. Offene Fragen	47

<b>3.2. Tight Oil</b>	<b>47</b>
3.2.1.    Erfahrungen in Europa	47
<b>4.    EU-RECHTSRAHMEN</b>	<b>49</b>
<b>4.1. Richtlinien für die mineralgewinnende Industrie</b>	<b>49</b>
<b>4.2. Nichtspezifische Richtlinien (Schwerpunkt: Umwelt und menschliche Gesundheit)</b>	<b>51</b>
4.2.1.    Von EU-Richtlinien erfasste allgemeine Risiken des Bergbaus	51
4.2.2.    Von EU-Richtlinien erfasste spezifische Risiken der Gewinnung von Schiefergas und Tight Oil	54
<b>4.3. Lücken und offene Fragen</b>	<b>60</b>
<b>5.    VERFÜGBARKEIT UND BEDEUTUNG FÜR DIE KOHLENSTOFFARME WIRTSCHAFT</b>	<b>64</b>
<b>5.1. Einleitung</b>	<b>64</b>
<b>5.2. Größe und Lage von Schiefergas- und Schieferöllagerstätten im Vergleich zu konventionellen Lagerstätten</b>	<b>65</b>
5.2.1.    Schiefergas (Shale Gas)	65
5.2.2.    Schieferöl und Öl aus dichtem Gestein (Tight Oil)	69
<b>5.3. Analyse des Stands der Förderung von Schiefergas in den Vereinigten Staaten von Amerika</b>	<b>71</b>
5.3.1.    Förderrate im ersten Monat	71
5.3.2.    Typische Förderprofile	72
5.3.3.    Geschätzte Gesamtausbeute (EUR) pro Bohrung	72
5.3.4.    Einige Beispiele aus den USA	73
5.3.5.    Schlüsselparameter wichtiger europäischer Schiefergasvorkommen	75
5.3.6.    Hypothetische Felderschließung	76
<b>5.4. Bedeutung der Schiefergasgewinnung beim Übergang zur kohlenstoffarmen Wirtschaft und für die langfristige Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	<b>77</b>
5.4.1.    Konventionelle Gasförderung in Europa	77
5.4.2.    Mögliche Bedeutung der unkonventionellen Gasförderung für die europäische Gasversorgung	77
5.4.3.    Bedeutung der Schiefergasförderung für die langfristige Senkung der CO <sub>2</sub> -Emissionen	78
<b>6.    SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN</b>	<b>80</b>
<b>LITERATURHINWEISE</b>	<b>84</b>
<b>ANHANG: UMRECHNUNGSFAKTOREN</b>	<b>92</b>

## LISTE DER ABKÜRZUNGEN

- ac-ft** Acre-foot (1 Acre foot = 1215 m<sup>2</sup>)
- ADR** Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR-Übereinkommen)
- AGS** Arkansas Geological Survey
- AKP** Staaten in Afrika, im karibischen Raum und im Pazifischen Ozean
- bbf** Barrel (159 Liter)
- bcm** Milliarden m<sup>3</sup>
- BREF** BVT-Merkblatt
- BVT** Beste verfügbare Techniken
- CBM** Grubengas
- CO** Kohlenmonoxid
- CO<sub>2</sub>** Kohlendioxid
- D** Darcy (Maß für die Durchlässigkeit)
- EU** Europäische Union
- EUR** Geschätzte Gesamtmenge an Öl, die den Lagerstätten entnommen werden kann
- Gb** Gigabarrel (109 bbl)
- GIP** In Gasschiefer enthaltenes Gesamtgasvolumen (gas in place)
- IEA** Internationale Energieagentur
- IVU** Integrierte Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzung
- km** Kilometer
- kt** Kilotonne
- LCA** Lebenszyklusanalyse

<b>m</b>	Meter
<b>m<sup>3</sup></b>	Kubikmeter
<b>MJ</b>	Megajoule
<b>MMscf</b>	Millionen Kubikfuß (Million standard cubic feet)
<b>Mt</b>	Millionen Tonnen
<b>MW</b>	Abfälle aus dem Bergbau
<b>NEEI</b>	Nichtenergetische mineralgewinnende Industrien
<b>NMVO</b>	Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan
<b>NORM</b>	Natürliche Radionuklide (oftmals abgekürzt als N.O.R.M.) (normally occurring radioactive substances)
<b>NO<sub>x</sub></b>	Stickoxide
<b>OGP</b>	Internationaler Verband der Öl- und Gasproduzenten
<b>PA DEP</b>	Pennsylvania Department of Environmental Protection
<b>PLTA</b>	Pennsylvania Land Trust Association
<b>PM</b>	Schwebestaub
<b>ppb</b>	Teile je 1 Milliarde (Parts per billion)
<b>ppm</b>	Teile je 1 Million (Parts per million)
<b>Scf</b>	Kubikfuß, 1000 Scf = 28,3 m <sup>3</sup>
<b>SO<sub>2</sub></b>	Schwefeldioxid
<b>SPE</b>	Society of Petroleum Engineers
<b>TCEQ</b>	Texas Commission on Environmental Quality
<b>THG</b>	Treibhausgase
<b>Tm<sup>3</sup></b>	Terakubikmeter (10 <sup>12</sup> m <sup>3</sup> )
<b>TOC</b>	Organisch gebundener Gesamtkohlenstoff

- UK** Vereinigtes Königreich
- UNECE** Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa
- US-EIA** Energieinformationsbehörde der USA
- USGS** Geologischer Dienst der USA
- UVP** Umweltverträglichkeitsprüfung
- VOC** Flüchtige organische Verbindungen
- WEO** World Energy Outlook

## VERZEICHNIS DER TABELLEN

Tabelle 1: Typische spezifische Emissionen von Luftschadstoffen bei stationären Dieselaggregaten, die zum Bohren, Hydrofracking und für die Bohrlochkomplettierung eingesetzt werden .....	25
Tabelle 2: Wasserbedarf verschiedener Bohrlöcher für die Schiefergasproduktion (m <sup>3</sup> ) ....	27
Tabelle 3: Ausgewählte Substanzen, die in Niedersachsen als chemische Additive den Hydrofracking-Flüssigkeiten zugesetzt werden .....	35
Tabelle 4: Geschätzte Materialmengen und Lkw-Bewegungen für Aktivitäten in Verbindung mit Erdgaserschließungen [NYCDEP 2009].....	38
Tabelle 5: Methanemissionen der zurückströmenden Flüssigkeiten an vier Bohrlöchern für die unkonventionelle Erdgasförderung .....	42
Tabelle 6: Emissionen bei der Erkundung, Förderung und Verarbeitung von Schiefergas bezogen auf den unteren Heizwert (LHV) des erzeugten Gases.....	43
Tabelle 7: Bei der Stromerzeugung in Gas- und Dampfturbinen-Anlagen (GuD) aus unterschiedlichen Erdgasquellen entstehende THG im Vergleich zur Stromerzeugung auf Kohlebasis in g CO <sub>2</sub> -Äquivalent je kWh Strom.....	46
Tabelle 8: Alle speziell für die mineralgewinnenden Zweige erarbeiteten Richtlinien der EU .....	50
Tabelle 9: Die wichtigsten Rechtsvorschriften mit Auswirkung auf die mineralgewinnenden Industrien .....	52
Tabelle 10: Relevante EU-Richtlinien im Bereich Wasser.....	55
Tabelle 11: Relevante EU-Richtlinien zum Schutz der Umwelt .....	56
Tabelle 12: Relevante EU-Richtlinien zur Sicherheit am Arbeitsplatz.....	57
Tabelle 13: Relevante Richtlinie zum Strahlenschutz.....	58
Tabelle 14: Relevante EU-Richtlinien im Bereich Abfall.....	59
Tabelle 15: Relevante EU-Richtlinien über Chemikalien und Chemieunfälle.....	60
Tabelle 16: Bewertung der konventionellen Gasförderung und der konventionellen Gasreserven im Vergleich zu Schiefergasressourcen (Gesamtgasvolumen sowie technisch entnehmbare Schiefergasressourcen); GIP = gas in place; Mrd. m <sup>3</sup> (die ursprünglichen Werte werden von Kubikfuß in m <sup>3</sup> umgerechnet, wobei 1000 Kubikfuß 28,3 m <sup>3</sup> entsprechen).....	66
Tabelle 17: Abschätzung großer Schiefergasvorkommen in den USA (die Angaben sind von Kubikfuß in Kubikmeter umgerechnet, wobei 1000 Kubikfuß 28,3 m <sup>3</sup> entsprechen und 1 m 3 feet entspricht) .....	68
Tabelle 18 Abschätzung der Schieferölressourcen in Europa (in Mio. t) .....	69
Tabelle 19: Bewertung von Schlüsselparametern wichtiger europäischer gashaltiger Schiefer (die Angaben sind in SI-Einheiten umgerechnet und gerundet) .....	75

## VERZEICHNIS DER ABBILDUNGEN

Abbildung 1: Potenzielle Emissionen an Luftschadstoffen, in Wasser und Boden gelangende Schadstoffe sowie natürliche Radionuklide (NORM) .....	21
Abbildung 2: Bohrungen nach Tight Gas in Sandstein .....	22
Abbildung 3: Zusammensetzung der Hydrofracking-Flüssigkeit (6405 m <sup>3</sup> ), die bei der Tight-Gas-Bohrfläche Goldenstedt Z23 in Niedersachsen zum Einsatz kommt .....	34
Abbildung 4: CH <sub>4</sub> -Emissionen bei der Erkundung, Förderung und Verarbeitung von Schiefergas.....	41
Abbildung 5: Treibhausgasemissionen bei der Gewinnung, Verteilung und Verbrennung von Schiefergas und Tight Gas im Vergleich zu konventionell gewonnenem Erdgas und Kohle .....	45

Abbildung 6: Struktur der mineralgewinnenden Industrie .....	51
Abbildung 7: Die wichtigsten EU-Richtlinien für Abfälle aus der Mineralgewinnung .....	53
Abbildung 8: Weltweite Schieferölförderung; die ursprünglichen Einheiten werden umgerechnet, wobei 1 Tonne Ölschiefer 100 l Schieferöl entspricht .....	71
Abbildung 9: Gasförderung aus dem Fayetteville Shale in Arkansas .....	74
Abbildung 10 Typische Schiefer-Erschließung durch Einbringung neuer Bohrungen bei einer konstanten Erschließungsrate von einer Bohrstelle pro Monat.....	76

## ZUSAMMENFASSUNG

### EMPFEHLUNGEN

- Es gibt keine umfassende Richtlinie, die ein europäisches Bergbaugesetz darstellen würde. Eine öffentlich zugängliche, umfassende und eingehende Analyse des europäischen Rechtsrahmens für die Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl liegt nicht vor und sollte deshalb erstellt werden.
- Der gegenwärtige Rechtsrahmen der EU für das Hydrofracking, das bei der Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl eine zentrale Rolle spielt, weist einige Lücken auf. Vor allem liegt für die Umweltverträglichkeitsprüfung des Hydrofrackings bei der Kohlenwasserstoff-Gewinnung der Schwellenwert weit über dem Wert jeglicher potenzieller industrieller Tätigkeiten in diesem Bereich und sollte erheblich gesenkt werden.
- Der Anwendungsbereich der Wasserrahmenrichtlinie sollte unter besonderer Berücksichtigung des Hydrofrackings und dessen möglichen Auswirkungen auf Oberflächengewässer neu bewertet werden.
- Im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse (LCA) könnte eine eingehende Kosten-Nutzen-Analyse ein Instrument zur Bewertung des Gesamtnutzens für die Gesellschaft und die Bürger darstellen. Es sollte ein harmonisierter Ansatz entwickelt werden, der in der gesamten EU-27 anzuwenden ist, und auf dessen Grundlage die zuständigen Behörden ihre LCA-Bewertungen durchführen und in der Öffentlichkeit erörtern können.
- Es sollte bewertet werden, ob der Einsatz toxischer Chemikalien für die Einspritzung gänzlich verboten werden sollte. Zumindest sollten alle eingesetzten Chemikalien veröffentlicht, die Zahl der zulässigen Chemikalien beschränkt und deren Verwendung überwacht werden. Auf europäischer Ebene sollten Statistiken über die eingespritzten Mengen und die Zahl der Projekte geführt werden.
- Die regionalen Behörden sollten in ihrer Handlungskompetenz gestärkt werden, damit sie Entscheidungen über die Genehmigung von Hydrofracking-Projekten treffen können. Eine öffentliche Beteiligung und LCA-Bewertungen sollten bei der Entscheidungsfindung verpflichtend vorgeschrieben sein.
- Wird eine Projektgenehmigung erteilt, so sollte die Überwachung der Oberflächenwasserströme und der Emissionen in die Luft vorgeschrieben werden.
- Auf europäischer Ebene sollten Statistiken über Unfälle und Beschwerden geführt und analysiert werden. Im Falle der Projektgenehmigung sollte eine unabhängige Behörde diesbezügliche Beschwerden sammeln und prüfen.
- Aufgrund der Komplexität der möglichen Folgen und Gefahren des Hydrofrackings für die Umwelt und die menschliche Gesundheit sollte die Ausarbeitung einer neuen Richtlinie auf europäischer Ebene zur umfassenden Regelung aller diesbezüglichen Fragen in Erwägung gezogen werden.

## **Umweltauswirkungen**

Eine unvermeidliche Folge der Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl ist aufgrund der Bohrfläche, der Park- und Manövriertplätze für Lastwagen, der Ausrüstung und der Gasverarbeitungs- und -transporteinrichtungen sowie der Zufahrtswege eine hochgradige Flächennutzung. Mögliche erhebliche Auswirkungen sind Schadstoffemissionen in die Luft sowie die Grundwasserverschmutzung aufgrund unkontrollierter Gas- oder Flüssigkeitsströme infolge von Ausblasungen oder Lecks, auslaufender Hydrofracking-Flüssigkeit und unkontrollierter Abwassereinleitungen. Hydrofracking-Flüssigkeiten enthalten gefährliche Stoffe, und der Rückfluss enthält zudem Schwermetalle und radioaktives Material aus der Lagerstätte. Die Erfahrungen in den USA haben gezeigt, dass viele Unfälle passieren, die für die Umwelt und die menschliche Gesundheit schädlich sein können. Die festgestellten Verstöße gegen gesetzliche Anforderungen belaufen sich auf etwa 1-2 % aller Bohrgenehmigungen. Viele dieser Unfälle werden durch unsachgemäße Handhabung oder undichte Behälter verursacht. Zudem soll es in der Nähe von Gasbohrungen zu Grundwasserverschmutzung durch Methan kommen, was in Extremfällen zur Explosion von Wohngebäuden führen kann, sowie durch Kaliumchlorid, was zur Versalzung des Trinkwassers führt. Diese Auswirkungen summieren sich, da Schieferformationen mit einer hohen Bohrungsdichte von bis zu sechs Bohrflächen pro Quadratkilometer erschlossen werden.

## **Treibhausgasemissionen**

Beim Hydrofracking entstehende flüchtige Methanemissionen können enorme Auswirkungen auf die Treibhausgasbilanz haben. Vorliegenden Bewertungen zufolge liegt bei der Erschließung und Förderung von nicht-konventionellem Erdgas die Spannweite zwischen 18 und 23 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro MJ. Die Emissionen aufgrund des Eindringens von Methan in Grundwasserleiter wurden noch nicht bewertet. Die projektspezifischen Emissionen können jedoch um einen Faktor von bis zu 10 variieren, je nach der Methanproduktion der Bohrung.

In Abhängigkeit von verschiedenen Faktoren sind die Treibhausgasemissionen von Schiefergas im Verhältnis zu seinem Energiegehalt so gering wie jene von konventionellem Erdgas, das über weite Strecken transportiert wird, oder so hoch wie jene von Steinkohle während ihres gesamten Lebenszyklus vom Abbau bis zur Verbrennung.

## **EU-Rechtsrahmen**

Zweck eines Bergbaugesetzes ist es, einen allgemeinen Rechtsrahmen für Bergbautätigkeiten zu schaffen. Dadurch sollen ein florierender Industriesektor und eine sichere Energieversorgung gefördert und ein ausreichender Gesundheitsschutz sowie Sicherheit und Umweltschutz gewährleistet werden. Auf der Ebene der EU besteht kein umfassender Rechtsrahmen für den Bergbau.

Es liegen jedoch vier Richtlinien für den Bergbau vor. Zudem sind zahlreiche Richtlinien und Verordnungen erlassen worden, die zwar nicht speziell den Bergbau betreffen, sich jedoch auf die mineralgewinnende Industrie auswirken. Was Rechtsvorschriften für die Umwelt und die menschliche Gesundheit angeht, so wurden die 36 wichtigsten Richtlinien aus folgenden Gesetzgebungsbereichen ausgemacht: Wasser, Umweltschutz, Sicherheit am Arbeitsplatz, Strahlenschutz, Abfall, chemische Stoffe und damit zusammenhängende Unfälle.

Aufgrund der Vielfalt von Rechtsvorschriften für spezielle Bereiche sind die spezifischen Risiken des Hydrofrackings allerdings nicht ausreichend abgedeckt.

Zu neun wichtigen Punkten fehlen bislang Regelungen: 1. Keine Bergbau-Rahmenrichtlinie, 2. unzulänglicher Schwellenwert in der UVP-Richtlinie für die Gewinnung von Erdgas, 3. nicht verbindlich vorgeschriebene Erklärung gefährlicher Stoffe, 4. keine Genehmigung von chemischen Stoffen erforderlich, die im Boden verbleiben, 5. Nichtvorliegen eines Merkblatts über beste verfügbare Techniken (BVT-Merkblatt) für das Hydrofracking, 6. unzulängliche Definition der Anforderungen an die Abwasserbehandlung sowie vermutlich eine nicht ausreichende Leistungsfähigkeit der Abwasserbehandlungseinrichtungen, sollten Einspritzungen und Untertagedeponien verboten werden, 7. unzureichende Beteiligung der Öffentlichkeit an der Entscheidungsfindung auf regionaler Ebene, 8. unzulängliche Wirksamkeit der Wasser-Rahmenrichtlinie und 9. nicht verbindliche LCA.

### Verfügbarkeit von Schiefergasressourcen und deren Rolle für eine Wirtschaft mit geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen

Das Potenzial der Verfügbarkeit von unkonventionellem Gas ist im Zusammenhang mit der Gewinnung von konventionellem Gas zu sehen:

- Die europäische Erdgasförderung geht seit mehreren Jahren stark zurück und wird voraussichtlich bis 2035 um weitere 30 % sinken;
- die Nachfrage in Europa wird voraussichtlich bis 2035 weiter zunehmen;
- die Einfuhren von Erdgas werden unvermeidlich steigen, wenn sich diese Trends verwirklichen;
- die erforderlichen zusätzlichen Einfuhren in der Größenordnung von mindestens 100 Mrd. m<sup>3</sup> jährlich sind keineswegs gewährleistet.

Die Ressourcen an nicht-konventionellem Gas in Europa sind zu klein, um diese Trends erheblich beeinflussen zu können. Dies gilt umso mehr, als die typischen Produktionsprofile nur die Gewinnung eines bestimmten Anteils dieser Ressourcen ermöglichen. Zudem sind die Treibhausgasemissionen von nicht-konventionellem Gas wesentlich höher als die von konventionellem Gas. Die Umweltauflagen werden die Projektkosten in die Höhe treiben und die Umsetzung der Projekte verzögern. Dies wird die potenziellen Auswirkungen noch weiter einschränken.

Wenn überhaupt, hätten Investitionen in Schiefergasprojekte wahrscheinlich nur kurzfristige Auswirkungen auf die Gasversorgung, was zudem kontraproduktive Folgen insofern haben könnte, als der Eindruck einer gesicherten Gasversorgung entstünde, während in Wirklichkeit das Signal an die Verbraucher sein sollte, die Erdgasabhängigkeit durch Einsparungen, Energieeffizienzmaßnahmen und Alternativen zu verringern.

### Schlussfolgerungen

Zu einem Zeitpunkt, zu dem Nachhaltigkeit der Schlüssel für künftige Vorhaben ist, ist infrage zu stellen, ob die Einspritzung toxischer Chemikalien in den Boden zulässig sein soll oder verboten werden sollte, da dieses Verfahren jegliche künftige Nutzung der kontaminierten Schicht (beispielsweise für geothermische Zwecke) einschränken bzw. ausschließen würde und die langfristigen Auswirkungen nicht untersucht wurden. In einem Schiefergas-Fördergebiet werden 0,1 bis 0,5 Liter Chemikalien pro Quadratmeter eingespritzt.

Dies gilt umso mehr, als die potenziellen Nutzeffekte von Schiefergas zu gering sind, um die Situation in Bezug auf die Erdgasversorgung in Europa erheblich beeinflussen zu können.

Die derzeitigen Privilegien der Öl- und Gaserschließung und -gewinnung sollten im Hinblick darauf neu bewertet werden, dass die Umweltrisiken und die Umweltbelastung nicht durch einen entsprechenden potenziellen Nutzen aufgewogen werden, da die spezifische Gasförderung sehr gering ausfällt.

## 1. EINLEITUNG

Die vorliegende Studie<sup>1</sup> vermittelt einen Überblick über die Förderung unkonventioneller Kohlenwasserstoffe und deren potenzielle Auswirkungen auf die Umwelt. Der Schwerpunkt liegt auf künftigen Aktivitäten in der Europäischen Union. Die in dieser Studie vorgenommenen Bewertungen konzentrieren sich auf Schiefergas (Shale Gas), wobei auch kurz auf Schieferöl (Shale Oil) und in dichtem Gestein eingeschlossenes Öl (Tight Oil) einzugehen sein wird.

Das erste Kapitel gibt einen kurzen Überblick über die Merkmale der Produktionstechnologien, insbesondere das Verfahren der hydraulischen Rissbildung (Hydrofracking). Es schließt sich eine kurze Einschätzung der in den USA gesammelten Erfahrungen an, da dies das einzige Land ist, in dem das Fracking seit Jahrzehnten in immer größerem Maßstab eingesetzt wird.

Im zweiten Kapitel steht die Evaluierung der Treibhausgasemissionen in Verbindung mit dem Erdgas im Mittelpunkt, das durch Hydrofracking gewonnen wird. Vorliegende Erkenntnisse werden einer erneuten Überprüfung unterzogen und durch eine eigene Analyse ergänzt.

Das dritte Kapitel befasst sich mit dem für Hydrofracking-Verfahren geltenden Rechtsrahmen auf EU-Ebene. Nach Überprüfung des für den Bergbau geltenden Rechtsrahmens wird der Schwerpunkt auf Richtlinien zum Schutz der Umwelt und der menschlichen Gesundheit liegen. Dabei werden die legislativen Defizite in Bezug auf die potenziellen Auswirkungen von Hydrofracking-Verfahren auf die Umwelt umrissen und diskutiert.

Im vierten Kapitel werden die Ressourcen bewertet und die möglichen Auswirkungen der Schiefergasförderung auf die europäische Gasversorgung erörtert. Dazu werden bei der Schiefergasproduktion in den USA gesammelte Erfahrungen analysiert und mithilfe gemeinsamer Merkmale der Produktionsprofile eine typische Erschließung in diesem Bereich skizziert. Im Hinblick auf die Erdgasförderung und -nachfrage in Europa wird die wahrscheinliche Rolle von Schiefergas vor dem Hintergrund der derzeitigen Produktion und Versorgung diskutiert und auf die kommenden Jahrzehnte extrapoliert.

Das letzte Kapitel enthält Schlussfolgerungen und gibt Empfehlungen für den Umgang mit den spezifischen Risiken der hydraulischen Rissbildung.

### 1.1. Schiefergas (Shale Gas)

#### 1.1.1. Was ist Schiefergas?

Geologische Kohlenwasserstoffformationen werden unter speziellen Bedingungen aus organischen Verbindungen in Meeressedimenten gebildet. Konventionelle Gas- und Ölvorkommen sind das Ergebnis der thermochemischen Aufspaltung organischer Stoffe im Sedimentgestein, dem so genannten Muttergestein.

---

<sup>1</sup> Wir möchten uns bei Dr. Jürgen Glückert (Heinemann & Partner Rechtsanwälte, Essen, Germany) und Herrn Teßmer (Rechtsanwälte Philipp-Gerlach + Teßmer, Frankfurt, Deutschland) für die kritische Lektüre und hilfreichen Hinweise zu Kapitel 4 (EU-Rechtsrahmen) bedanken.

Ferner bedanken wir uns für die fruchtbaren Diskussionen mit Prof. Blendinger, Jean Laherrere und Jean-Marie Bourdaire sowie deren wertvolle Hinweise.

Je tiefer diese Formationen unter die sie überlagernden Gesteinsschichten absinken, umso mehr erhitzen sie sich, und zwar um durchschnittlich 30 °C je km, wobei sie die organischen Stoffe ab einer Temperatur von etwa 60 °C zu Öl und später zu Gas zersetzen. Der Grad der Zersetzung richtet sich nach Tiefe, Temperatur und Expositionszeit. Je höher die Temperatur und je länger die Expositionsdauer, umso stärker werden die komplexen organischen Moleküle aufgespalten, sodass sie sich schließlich in ihren einfachsten Bestandteil, Methan, zersetzen, der aus einem Kohlenstoffatom und vier Wasserstoffatomen besteht.

Je nach geologischer Formation migrierten die entstehenden flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffe vom Muttergestein zumeist nach oben in poröse und durchlässige Schichten, die als oberen Abschluss eine undurchlässige Gesteinsschicht, eine so genannte Barriere, aufweisen müssen, um eine Ansammlung von Kohlenwasserstoffen zu ermöglichen. Diese Kohlenwasserstoffansammlungen bilden die konventionellen Öl- und Gasfelder. Der relativ hohe Ölgehalt, die Tatsache, dass diese Lagerstätten nur wenige Kilometer unter der Oberfläche liegen, und ihre leichte Zugänglichkeit von Land aus sorgen für eine einfache Förderung mittels Anlegen von Bohrlöchern.

Einige Kohlenwasserstoffansammlungen befinden sich in Speichergestein, das eine sehr niedrige Porosität und Durchlässigkeit aufweist. Diese Erscheinungen werden als „Tight Oil“ oder „Tight Gas“ bezeichnet. Die Durchlässigkeit ist hier im Allgemeinen zeh- bis einhundertmal geringer als bei konventionellen Vorkommen.

Kohlenwasserstoffe können auch in großen Mengen in Gesteinen eingelagert sein, bei denen es sich grundsätzlich nicht um Speichergestein handelt, sondern um Schiefer und andere feinkörnige Gesteine, in denen kleine Risse und extrem kleine Poren das für die Speicherung erforderliche Volumen bieten. Derartige Gesteine verfügen über eine äußerst geringe Durchlässigkeit. Die entsprechenden Vorkommen werden als Schiefergas (Shale Gas) oder Schieferöl (Shale Oil) bezeichnet. Im Schieferöl sind keine voll entwickelten Kohlenwasserstoffe enthalten, sondern lediglich die als Kerogen bezeichnete Vorstufe, die sich in chemischen Anlagen in synthetisches Rohöl verwandeln lässt.

Bei einer dritten Gruppe unkonventioneller Gase handelt es sich um Kohlegasvorkommen (Coal Bed Methane), das in den Poren von Kohleflözen gespeichert ist.

Je nach den Merkmalen einer Lagerstätte setzt sich das Gas aus unterschiedlichen Bestandteilen mit unterschiedlichen Anteilen zusammen, zu denen Methan, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff, radioaktives Radon u. a. zählen.

Allen unkonventionellen Lagerstätten ist gemein, dass der Gas- oder Ölgehalt je Gesteinsvolumen im Vergleich zu konventionellen Feldern klein ist, dass sie über eine enorm große Fläche von Zehntausenden von Kilometern verstreut sind und dass sie eine sehr geringe Durchlässigkeit aufweisen. Daher sind für die Förderung derartiger Öl- oder Gasvorkommen besondere Verfahren notwendig. Hinzu kommt, dass die Fördermengen je Bohrloch aufgrund des geringen Kohlenwasserstoffgehalts des Muttergesteins wesentlich kleiner sind als bei konventionellen Öl- oder Gasfeldern, was eine größere Herausforderung in Bezug auf ihre Wirtschaftlichkeit darstellt. Nicht das Gas ist unkonventionell, sondern die Fördermethoden. Für diese Methoden sind ausgefeilte Technologien, große Mengen an Wasser sowie die Injektion von Zusätzen erforderlich, die möglicherweise umweltschädlich sind.

Konventionelle und unkonventionelle Gas- oder Öllagerstätten können nicht eindeutig voneinander abgegrenzt werden. Vielmehr ist der Übergang von der konventionellen Gas- oder Ölproduktion von Feldern mit einem hohen spezifischen Gasgehalt, hoher Porosität und Durchlässigkeit zu Tight-Gas-Feldern mit schlechteren Leistungsparametern und zur Shale-Gas-Förderung aus Lagerstätten mit einem geringen Gasgehalt, geringer Porosität und sehr geringer Durchlässigkeit fließend. Vor allem die Unterscheidung zwischen konventioneller und Tight-Gas-Produktion ist mitunter nicht eindeutig möglich, da in der Vergangenheit in den offiziellen Statistiken nicht immer klar zwischen diesen beiden Verfahren unterschieden wurde. Die unvermeidlichen Nebenwirkungen in Bezug auf den Wasserbedarf, Umweltrisiken usw. nehmen entlang dieser Kette von Fördermethoden ebenfalls zu. So sind beispielsweise für das Hydrofracking in dichten Gesteinsformationen mehrere Hunderttausend Liter Wasser je Hydrofracking-Prozess erforderlich, dem Stützmittel und Chemikalien zugesetzt werden, während für das Hydrofracking-Verfahren in Schieferformationen mehrere Millionen Liter Wasser je Bohrloch verbraucht werden. [ExxonMobil 2010]

### 1.1.2. Jüngste Entwicklungen im Bereich der unkonventionellen Gasförderung

#### *Erfahrungen in Nordamerika*

Da die konventionellen Gasaufschlussgebiete in den USA ihr Fördermaximum erreicht haben, sehen sich die Förderunternehmen mehr und mehr gezwungen, in weniger produktiven Formationen nach Gas zu bohren. Zunächst wurden in der Nähe von konventionellen Formationen, bei denen Gas aus etwas weniger durchlässigem Gestein gefördert wurde, Bohrflächen eingerichtet. Im Zuge dieses schrittweisen Übergangs nahm die Anzahl der Bohrlöcher zu, während das spezifische Produktionsvolumen zurückging. Man begann, immer dichtere Formationen zu erkunden. Dieser Abschnitt setzte in den 1970er Jahren ein. Die Bohrlöcher für die Gasförderung in den dichten Gesteinsformationen wurden statistisch nicht getrennt von der konventionellen Förderung erfasst, da kein klares Kriterium für ihre Unterscheidung existierte.

Seit Beginn der Debatte über den Klimawandel ist die Senkung der Methanemissionen eines der angestrebten Ziele. Obwohl die USA theoretisch über riesige Kohlegasvorkommen (Coal Bed Methan (CBM)) verfügen, stieg ihr Anteil in den letzten beiden Jahrzehnten bis 2010 dort nur langsam auf 10 %. Aufgrund der inhomogenen Entwicklung in verschiedenen Kohleregimes entdeckten einige US-Bundesstaaten diese Energiequelle rascher als andere. In den 1990er Jahren war New Mexico der größte Produzent von Kohlegas. Der Förderhöhepunkt wurde dort jedoch 1997 überschritten, und New Mexico wurde von Colorado – das den Förderhöhepunkt 2004 erreichte – und Wyoming, den derzeit größten CBM-Produzenten, abgelöst.

Die problematischsten gashaltigen Prospekte werden zuletzt erschlossen. Dabei handelt es sich um Schiefergaslagerstätten, die fast vollkommen undurchlässig oder zumindest weniger durchlässig als andere gashaltige Strukturen sind. Ihre Erschließung wurde durch technologische Fortschritte bei der horizontalen Ablenkung der Bohrung und dem Hydrofracking-Verfahren mit chemischen Zusätzen ausgelöst, doch spielte möglicherweise die Freistellung der Hydrofracking-Verfahren einsetzenden Kohlenwasserstoffindustrie vom Gesetz über den Trinkwasserschutz (Safe Drinking Water Act [SDWA 1974]) durch das Energiegesetz von 2005 (Energy Policy Act [EPA 2005]) eine noch viel wichtigere Rolle. In Abschnitt 322 des Energy Policy Act von 2005 wird das Hydrofracking von wichtigen EPA-Regelungen ausgenommen.

Die ersten Aktivitäten waren bereits vor Jahrzehnten zu verzeichnen, als in den 1970er Jahren das Bossier Shale und in den 1990er Jahren das Antrim Shale erschlossen wurden. Doch der schnelle Zugang zu Shale-Gas-Aufschlussgebieten setzte 2005 mit der Erschließung des Barnett-Schiefer-Gebiets in Texas ein. Innerhalb von fünf Jahren wurden dort fast 15 000 Bohrlöcher gebohrt. Ein Nebeneffekt dieser wirtschaftlichen Erfolgsgeschichte ist die Entwicklung der ausgewählten Kleinunternehmen wie Chesapeake, XTO oder anderer, die die Bohrungen ausführten. Sie haben sich im Zuge dieses Booms zu Multimilliarden-Unternehmen entwickelt, die die Aufmerksamkeit von Großunternehmen wie ExxonMobil oder BHP Billiton auf sich ziehen. XTO wurde 2009 für mehr als 40 Milliarden USD an ExxonMobil verkauft, Chesapeake verkaufte 2011 seine Vermögenswerte in Fayetteville für fünf Milliarden USD.

Während dieser Zeit traten die Umweltauswirkungen für die Bürger und Regionalpolitiker immer deutlicher zutage. Im Mittelpunkt der Diskussionen stand das Marcellus Shale, da sich dieses Aufschlussgebiet über weite Teile des Bundesstaates New York erstreckt. Es wird befürchtet, dass seine Erschließung Gebiete beeinträchtigt, die wegen ihrer Bedeutung für die Wasserversorgung der Stadt New York unter Schutz stehen. Gegenwärtig führt die Umweltschutzbehörde der USA eine Studie zu den Risiken in Verbindung mit der hydraulischen Rissbildung, der Technologie der Wahl für die Erschließung unkonventioneller Gasfelder, durch. Die Ergebnisse der Studie werden wahrscheinlich im Verlaufe des Jahres 2012 veröffentlicht [EPA 2009].

#### *Entwicklung in Europa*

Im Vergleich zu den USA setzten diese Entwicklungen in Europa mit mehreren Jahrzehnten Verspätung ein. In Deutschland werden seit etwa 15 Jahren Formationen mit in dichtem Gestein gelagertem Gas (Tight Gas) erschlossen, wenngleich in sehr geringem Umfang. Das gesamte europäische Fördervolumen im Bereich unkonventionelles Gas beläuft sich auf mehrere Hundert Millionen m<sup>3</sup> im Jahr, während es in den USA mehrere Hundert Milliarden m<sup>3</sup> pro Jahr beträgt [Kern 2010]. Doch seit Ende 2009 werden die Aktivitäten intensiviert. Die meisten Erkundungsgenehmigungen werden in Polen [WEO 2011, S. 58] erteilt, doch ähnliche Aktivitäten sind auch in Österreich (Wiener Becken), Frankreich (Pariser Becken und südöstliches Becken), Deutschland und den Niederlanden (Nordsee – deutsches Becken), Schweden (skandinavische Region) und im Vereinigten Königreich (nördliches und südliches Ölsystem) angelaufen. So gewährte das Bergamt des Bundeslandes Nordrhein-Westfalen Aufsuchungserlaubnisse für ein Gebiet von 17 000 km<sup>2</sup>, was der Hälfte des Bundeslandes entspricht.

Ausgelöst von Informationen aus den USA, entwickelte sich rasch Widerstand gegen diese Vorhaben. So beschloss die französische Nationalversammlung ein Moratorium für derartige Bohraktivitäten und verbot Hydrofracking-Verfahren. Der Gesetzesentwurf wurde von der Nationalversammlung im Mai verabschiedet, scheiterte jedoch im Senat. Der französische Industrieminister unterbreitete daher einen anderen Gesetzesentwurf, demzufolge Hydrofracking-Verfahren ausschließlich zu wissenschaftlichen Zwecken und unter strenger Aufsicht durch einen Ausschuss zulässig wären, dem Politiker, Regierungsvertreter, NRO und Bürger der Region angehören würden [Patel 2011]. Das abgeänderte Gesetz wurde im Juni vom Senat verabschiedet.

Im Bundesland Nordrhein-Westfalen äußerten sich betroffene Bürger, Kommunalpolitiker fast aller Parteien und Vertreter von Wasserversorgungsunternehmen sowie von Mineralwasserunternehmen besorgt und lehnten Hydrofracking-Verfahren ab. Das nordrhein-westfälische Parlament sprach sich ebenfalls für ein Moratorium aus, solange keine besseren Erkenntnisse vorliegen. In einem ersten Schritt wurde der Gewässerschutz dem Bergbau angepasst, um sicherzustellen, dass Genehmigungen erst dann erteilt werden, wenn die Zustimmung der entsprechenden Wasserbehörden vorliegt.

Das Diskussionsverfahren ist noch nicht abgeschlossen. Ferner leitete ExxonMobil, das am stärksten beteiligte Unternehmen, einen offenen Dialog ein, um die Bedenken der Bürger zu erörtern und mögliche Auswirkungen zu bewerten.

## 1.2. Schieferöl

### 1.2.1. Was ist Shale Oil und Tight Oil?

So wie Schiefergas besteht auch Schieferöl aus Kohlenwasserstoffen, die in den Poren des Muttergesteins eingeschlossen sind. Das Öl selbst kommt als Vorstufe vor, die als Kerogen bezeichnet wird. Das Kerogen muss bis auf 450 °C erhitzt werden, damit es sich in Öl verwandeln kann. Folglich lässt sich die Produktion von Schieferöl mit dem konventionellen Schieferabbau vergleichen, dem sich eine Wärmebehandlung anschließt. Seine Verwendung lässt sich über 100 Jahre zurückverfolgen. Heute ist Estland das einzige Land, in dem Schieferöl einen großen Anteil an der Energiebilanz hat (~50%).

Sehr häufig tritt Kerogen vermischt mit voll entwickeltem Öl in Strukturen mit geringer Durchlässigkeit zwischen dem Muttergestein auf. Dieses Öl wird als Tight Oil bezeichnet, obwohl keine klare Trennlinie gezogen werden kann und der Übergang aufgrund unterschiedlicher Entwicklungsstadien fließend ist. In reinem Zustand handelt es sich bei Tight Oil um reifes Öl, das in Schichten von undurchlässigem Gestein mit geringer Porosität eingeschlossen ist. Daher erfordert die Förderung von Tight Oil im Allgemeinen Hydrofracking-Verfahren.

### 1.2.2. Jüngste Entwicklungen im Bereich der Tight-Oil-Förderung

#### *USA*

Die unkonventionelle Ölproduktion aus Ölschiefer wurde in Nordamerika um das Jahr 2000 herum mit der Erschließung des Bakken Shale aufgenommen, das sich in North Dakota und Montana befindet und über eine Fläche von mehr als 500 000 km<sup>2</sup> erstreckt [Nordquist 1953]. Die Bakken-Formation enthält eine Kombination aus Schiefer mit hohem Kerogengehalt und dazwischen liegenden Schichten, die Tight Oil führen.

#### *Frankreich/Europa*

Neben der Schieferölproduktion in Estland geriet auch das Pariser Becken erneut in den Blickpunkt der Öffentlichkeit, als Toreador, ein kleines Unternehmen, Erkundungsgenehmigungen einholte und ankündigte, dass es die Tight-Oil-Lagerstätten in diesem Becken mittels zahlreicher Bohrlöcher und der hydraulischen Rissbildung erschließen werde. Da sich dieses Becken über ein gewaltiges Gebiet, einschließlich Paris und einer Weinanbauregion unweit der Champagne erstreckt, erhob sich Widerstand, obwohl in diesen Gebiet bereits seit über 50 Jahren konventionelle Ölförderung betrieben wird. [Leteurtrous 2011].

## 2. AUSWIRKUNGEN AUF DIE UMWELT

### SCHLÜSELERKENNTNISSE

- Eine unvermeidliche Folge dieser Fördermethode ist aufgrund der Bohrfläche, der Park- und Manövriertplätze für Lastwagen, der Ausrüstung und der Gasverarbeitungs- und -transporteinrichtungen sowie der Zufahrtswege eine hochgradige Flächennutzung.
- Mögliche erhebliche Auswirkungen sind Schadstoffemissionen in die Luft sowie die Grundwasserverschmutzung aufgrund unkontrollierter Gas- oder Flüssigkeitsströme infolge von Ausblasungen oder Lecks, auslaufender Hydrofracking-Flüssigkeit sowie unkontrollierter Abwassereinleitungen.
- Hydrofracking-Flüssigkeiten enthalten gefährliche Stoffe, und der Rückfluss enthält zudem Schwermetalle und radioaktives Material aus der Lagerstätte.
- Die Erfahrungen in den USA haben gezeigt, dass viele Unfälle passieren, die für die Umwelt und die menschliche Gesundheit schädlich sein können. Die festgestellten Verstöße gegen gesetzliche Anforderungen belaufen sich auf etwa 1-2 % aller Bohrgenehmigungen. Viele dieser Unfälle werden durch unsachgemäße Handhabung oder undichte Behälter verursacht.
- Zudem soll es in der Nähe von Gasbohrungen zu Grundwasserverschmutzung durch Methan kommen, was in Extremfällen zur Explosion von Wohngebäuden führen kann, sowie durch Kaliumchlorid, was zur Versalzung des Trinkwassers führt.
- Diese Auswirkungen summieren sich, da Schieferformationen mit einer hohen Bohrungsdichte (von bis zu sechs Bohrstellen pro Quadratkilometer erschlossen werden).

### 2.1. Das Hydrofracking und seine potenziellen Auswirkungen auf die Umwelt

Ein gemeinsames Merkmal dichter kohlenwasserstoffführender Schichten ist ihre geringe Durchlässigkeit. Aus diesem Grund weisen die Produktionsverfahren für die Förderung von Shale Gas, Tight Gas und sogar Coal Bed Methane große Ähnlichkeiten auf. In quantitativer Hinsicht bestehen jedoch Unterschiede. Da es sich bei Shale-Gas-Formationen um die bei weitem undurchdringlichsten Gebilde handelt, ist der Aufwand zum Aufschließen der Poren am größten. Das hat auch die größten Risiken für die Umwelt bei der Erschließung dieser Formationen zur Folge. Der Übergang von durchdringlichen konventionellen gasführenden Formationen über dichte gasführende Gesteinsformationen (Tight Gas) bis zu fast undurchdringlichen Gasschieferformationen ist jedoch fließend.

Gemein ist allen, dass der Kontakt zwischen den Bohrlöchern und den Poren künstlich vergrößert werden muss. Das geschieht mithilfe der so genannten hydraulischen Rissbildung, die manchmal als „Stimulation“ oder kurz „Fracing“ oder „Fracking“ bezeichnet wird.

Abbildung 1 zeigt eine typische Bohrfläche im Querschnitt. Mittels Bohranlage wird eine vertikale Bohrung in die gasführende Schicht niedergebracht. Je nach Dicke dieser Schicht werden lediglich vertikale Bohrungen niedergebracht oder die Bohrungen werden horizontal abgelenkt, um einen größtmöglichen Kontakt mit der gasführenden Schicht herzustellen.

Innerhalb der Schicht werden mittels Explosion, durch die die Rohrstränge perforiert werden, kleine Risse erzeugt. In diese Risse wird unter hohem Druck Wasser eingepresst, um sie zu erweitern. Die Zahl der künstlichen Risse, ihre Länge und Ausrichtung innerhalb

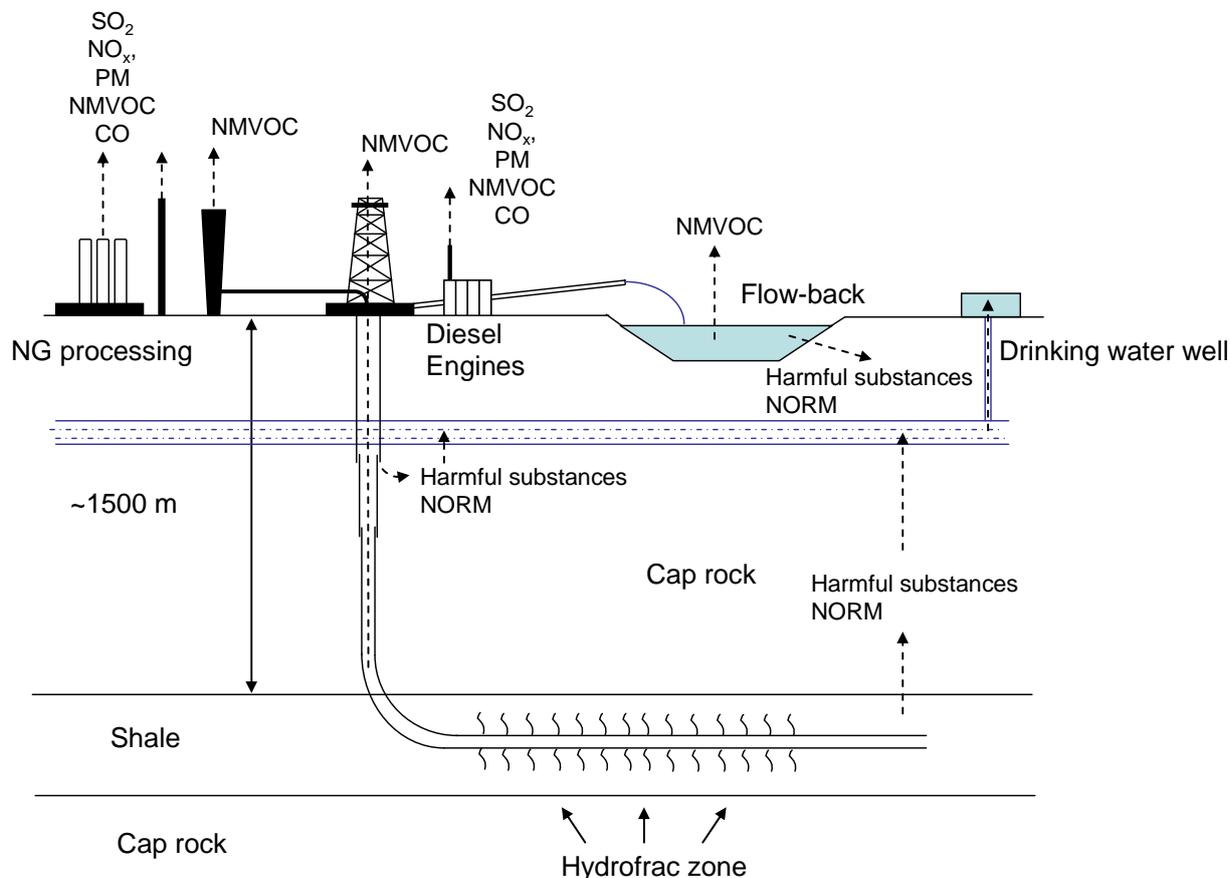
der Schicht (horizontal oder vertikal) richten sich nach den Merkmalen der Formation. Diese Merkmale wirken sich auf die Länge der Risse, den Abstand zwischen den Bohrstellen (vertikale Bohrungen können in geringeren Abständen voneinander niedergebracht werden als horizontale) und den Wasserverbrauch aus.

Das mit Überdruck eingepresste Wasser öffnet die Risse und ermöglicht den Zugang zu möglichst vielen Poren. Sobald der Druck reduziert wird, strömt das mit Schwermetallen oder radioaktiven Stoffen aus der Gesteinsformation angereicherte Wasser einschließlich des Gases an die Oberfläche. Dem Wasser werden Stützmittel, gewöhnlich Sand, beigemischt. Sie sorgen dafür, dass sich die Öffnungen nicht wieder schließen und dass weiteres Gas entweichen kann. Der Mischung werden außerdem Chemikalien zugesetzt, um durch Gelbildung eine homogene Verteilung des Stützmittels zu erreichen, die Reibung zu verringern, die Gelstruktur am Ende des Hydrofracking-Prozesses aufzubrechen und das Zurückströmen der Flüssigkeit zu ermöglichen.

Abbildung 1 kann zur Ermittlung möglicher Auswirkungen auf die Umwelt herangezogen werden. Dabei handelt es sich um Folgendes:

- Flächenverbrauch, da auf den Bohrflächen Platz für technische Ausrüstungen, die Lagerung von Flüssigkeiten sowie Zufahrtstraßen für deren Anlieferung gebraucht wird.
- Luftverschmutzung und Lärmbelästigung, da die Maschinen mit Verbrennungsmotoren betrieben werden; es kann zur Verdunstung von Schadstoffen aus den Flüssigkeiten (auch Abwässern) kommen; der starke Lkw-Verkehr ist u. U. mit der Emission von flüchtigen organischen Verbindungen, anderen Luftschadstoffen und Lärm verbunden.
- Das Wasser ist möglicherweise mit Chemikalien vom Hydrofracking-Prozess verschmutzt, aber auch mit Abwasser aus der Lagerstätte, das Schwermetalle (wie Arsen oder Quecksilber) oder radioaktive Teilchen enthält. Zu Beeinträchtigungen des Grund- und Oberflächenwassers kann es aufgrund von Lkw-Unfällen, undichten Stellen in Sammelleitungen, Abwasserteichen, Kompressoren usw. kommen, auch Schadstoffaustritte bei Unfällen (z. B. Ausblasung mit einer aus Fracking-Flüssigkeit oder Abwasser bestehenden Fontäne), Schäden an der Einzementierung und der Verrohrung oder unkontrollierte unterirdische Ströme durch künstliche oder natürliche Risse in den Formationen können Beeinträchtigungen hervorrufen.
- Erdbeben, die durch Hydrofracking oder das Einpressen von Abwasser ausgelöst werden.
- Aktivierung radioaktiver Teilchen im Gestein.
- Auch muss im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse der enorm hohe Verbrauch an natürlichen und technischen Ressourcen im Verhältnis zu der förderbaren Gas- oder Ölmenge bewertet werden.
- Auswirkungen auf die biologische Vielfalt sind möglich, wenngleich bislang keine einschlägigen Informationen vorliegen.

**Abbildung 1: Potenzielle Emissionen an Luftschadstoffen, in Wasser und Boden gelangende Schadstoffe sowie natürliche Radionuklide (NORM)**



Quelle: eigene Quelle auf der Grundlage von [SUMI 2008]

## 2.2. Auswirkungen auf die Landschaft

### Erfahrungen in Nordamerika

Die Erschließung von Gasschieferformationen erfordert Bohrflächen mit entsprechenden Möglichkeiten für die Aufstellung technischer Ausrüstungen, den Verkehr von Lkw mit Kompressoren, die Lagerung von Chemikalien, Stützmitteln und Wasser sowie mit Platz für Abwasserbehälter, sofern das Wasser nicht aus Brunnen vor Ort bereitgestellt und das Abwasser in entsprechenden Auffangbecken gesammelt wird.

Eine typische Bohrfläche in Pennsylvania mit mehreren Bohrlöchern erstreckt sich während der Bohr- und Hydrofracking-Phase über eine Fläche von 16 200-20 250 m<sup>2</sup>. Nach teilweiser Sanierung ist die Bohrfläche während der Produktion im Durchschnitt zwischen 4050 und 12 150 m<sup>2</sup> groß. [SGEIS 2009]

Befände sich auf einer solchen Fläche (~10 000 m<sup>2</sup>) eine Solarstromanlage, so könnten pro Jahr etwa 400 000 kWh Strom erzeugt werden<sup>2</sup>, was ca. 70 000 m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr entspricht, wenn daraus mit einem Wirkungsgrad von 58 % Strom erzeugt würde.

<sup>2</sup> Sonneneinstrahlung: 1000 kWh pro m<sup>2</sup> und Jahr; Wirkungsgrad Photovoltaikmodule: 15 %; Performance Ratio: 80 %; Modulfläche: 33 % der Bodenfläche.

Die Gasfördermengen im Barnett-Schiefer-Gebiet (Texas, USA) betragen im ersten Jahr im Durchschnitt 11 Mio. m<sup>3</sup> je Bohrloch, aber nur noch etwa 80 000 m<sup>3</sup> im neunten Jahr und ca. 40 000 m<sup>3</sup> im zehnten [Quicksilver 2005]. Im Gegensatz zur Förderung fossiler Energieträger erzeugen Solarstromanlagen über 20 Jahre lang Elektrizität. Danach können alte Solaranlagen durch neue ersetzt werden, ohne dass dafür zusätzliche Fläche erforderlich ist.

Die Erschließung von Shale- oder Tight-Gas-Formationen erfordert die Einrichtung etlicher Bohrflächen auf kleinem Raum. In den USA hängt der Abstand zwischen den einzelnen Bohrflächen von der Gesetzgebung des jeweiligen Bundesstaates ab. Auf konventionellen Feldern ist typischerweise eine Bohrung je 2,6 km<sup>2</sup> angeordnet. Im Barnett-Schiefer-Gebiet wurde der Abstand zunächst auf 1,5 Bohrungen pro km<sup>2</sup> verringert. Später wurden Zwischenbohrungen genehmigt, sodass sich deren Zahl auf etwa sechs pro km<sup>2</sup> erhöhte. Das scheint in den meisten Schieferformationen bei intensiver Erschließung gängige Praxis zu sein. [Sumi 2008; SGEIS 2009]

Bis Ende 2010 waren im Barnett-Schiefer-Gebiet, das sich über eine Fläche von 13 000 km<sup>2</sup> erstreckt, fast 15 000 Bohrungen niedergebracht worden [RRC 2011; ALL-consulting 2008]. Das ergibt eine durchschnittliche Dichte von 1,15 Bohrungen pro km<sup>2</sup>.

Abbildung 2 zeigt Bohrungen für die Förderung von Tight Gas in den USA. Bei der Tight-Gas-Produktion handelt es sich bei den Bohrungen um Oberflächenbohrflächen mit bis zu sechs Bohrungen je Bohrfläche. Die Abstände sind kleiner als beim Barnett-Schiefer-Gebiet, da die meisten Bohrungen zur Förderung von Tight Gas vertikal niedergebracht werden.

#### **Abbildung 2: Bohrungen nach Tight Gas in Sandstein**



**Quelle:** Foto der Firma EcoFlight, mit freundlicher Genehmigung von SkyTruth - [www.skytruth.org](http://www.skytruth.org)

Die Bohrflächen sind durch Straßen für den Lkw-Verkehr miteinander verbunden, was den Flächenverbrauch weiter erhöht. Weitere Flächen werden in den USA für Abwasserteiche benötigt, in denen das zurückströmende Abwasser vor der Entsorgung bzw. dem Abtransport per Lkw oder Rohrleitung gesammelt wird. Diese Flächen sind in den oben skizzierten Bohrflächengrößen noch nicht enthalten. Mit ihrer Berücksichtigung könnte sich der Flächenbedarf von Gasförderanlagen durchaus verdoppeln.

Nach der Förderung muss das Gas zum Verteilungsnetz transportiert werden. Da die Produktionsleistung der meisten Bohrflächen niedrig ist und rasch abnimmt, wird das Gas häufig an der Bohrfläche gespeichert und in bestimmten Abständen mit Lkw abtransportiert. Ist die Bohrlochdichte hoch genug, werden Sammelnetze mit Kompressorstationen angelegt. Die Wahl der Lagerungs- oder Transportmethode richtet sich ebenso nach den speziellen Parametern des jeweiligen Projekts und den geltenden Rechtsvorschriften wie die Entscheidung darüber, ob die Leitungen ober- oder unterirdisch verlegt werden.

#### *Übertragbarkeit auf europäische Bedingungen und offene Fragen*

Die Genehmigung von Bohrflächen wird von den Bergbehörden auf der Grundlage der geltenden Gesetze und Regelungen ausgestellt (siehe Kapitel 4). Darin wird gegebenenfalls der Mindestabstand zwischen Bohrlöchern geregelt. Hier könnten die USA als Vorbild dienen, d. h. die Erschließung könnte mit größeren Abständen beginnen, die dann mit sinkender Förderrate verringert werden. Wie in Kapitel 5 erörtert wird, lässt sich der typische Umfang einer Gasressource je Flächeneinheit in den meisten europäischen Schieferformationen vielleicht mit dem im Barnett-Schiefer oder in der Fayetteville-Schieferformation vergleichen.

Niedergebrachte Bohrungen müssen an ein Sammelnetz angeschlossen werden. Ob diese Leitungen ober- oder unterirdisch angelegt werden, richtet sich nach den entsprechenden Regelungen und wirtschaftlichen Überlegungen. Hier sollten vorhandene Regelungen angepasst und gegebenenfalls vereinheitlicht werden.

### **2.3. Emission von Luftschadstoffen und Bodenverschmutzung**

Die Emissionen stammen potenziell aus folgenden Quellen:

- Emissionen von Lkw und Bohrausrüstungen (Lärm, Schwebestaub, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NMVOC und CO);
- Emissionen aus der Erdgasverarbeitung und dem Erdgastransport (Lärm, Schwebestaub, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NMVOC und CO);
- Verdunstung von Chemikalien aus Abwasserteichen;
- Emissionen aufgrund eines unkontrollierten Gasaustritts und von Ausblasungen (Dispersion von Bohr- oder Hydrofracking-Flüssigkeiten in Verbindung mit Schwebestaub aus der Lagerstätte).

Der Betrieb von Bohrausrüstungen verbraucht große Mengen an Kraftstoff, bei deren Verbrennung CO<sub>2</sub> entsteht. Zudem kann während der Förderung, Verarbeitung und des Transports Methan, ein Treibhausgas, entweichen. Diese Emissionen werden in Kapitel 4 behandelt, in dem es um Treibhausgasemissionen geht.

### 2.3.1. Luftschadstoffe aus regulären Anlagen

#### *Erfahrungen in Nordamerika*

Aufgrund zahlreicher Beschwerden über die Erkrankung von Personen und auch über Todesfälle bei Tieren im Umkreis der texanischen Kleinstadt Dish sah sich der Bürgermeister der Stadt gezwungen, einen unabhängigen Berater zu beauftragen, zu den Auswirkungen der Gasförderung eine Studie über die Luftqualität in der Stadt und in deren Umgebung durchzuführen [Michaels 2010 und darin enthaltene Verweise]. Obwohl auch in Verbindung mit anderen Standorten über derartige Beschwerden berichtet wird, liegen für Dish die meisten Angaben vor. Da in dieser Region keine anderen industriellen Tätigkeiten ausgeübt werden, wird davon ausgegangen, dass die Erdgasförderung im Umfeld der Stadt die einzige Quelle für diese Auswirkungen ist.

Die im August 2009 durchgeführte Studie bestätigte „das Auftreten hoher Konzentrationen an karzinogenen und neurotoxischen Verbindungen in der Umgebungsluft und/oder in Wohnhäusern“. Weiter heißt es: „...Bei vielen dieser in der Laboranalyse überprüften Verbindungen handelte es sich um Metabolite bekannter menschlicher Karzinogene, die die von der TECQ [Texas Commission on Environmental Quality] vorgesehenen effektiven Grenzwerte sowohl für die Kurz- als auch die Langzeitexposition überschritten. Besonders Besorgnis erregend sind die Verbindungen, die von der TECQ als potenziell mit katastrophalen Auswirkungen verbunden eingestuft werden.“ [Wolf 2009]

Laut dieser Studie sind auch zahlreiche Beschwerden über den von den Kompressoren verursachten ständigen Lärm und die Vibrationen sowie Geruchsbelästigungen eingegangen. Besonders bedenklich seien Berichte über schwere Erkrankungen junger Pferde, von denen 2007/2008 sogar einige verendet seien, ohne dass man die Ursache dafür feststellen konnte. [Wolf 2009]

Auch im Großraum Dallas-Fort Worth hat die Erdgasförderung im Barnett-Schiefer-Gebiet laut [Michaels 2010] drastische Auswirkungen auf die Luftqualität. Im Jahr 2009 wurde eine umfassende Studie über Emissionen der Erdgasproduktion in der Umgebung des Barnett-Schiefer-Gebiets sowie Möglichkeiten für kostengünstige Abhilfemaßnahmen („Emissions from Natural Gas Production in the Barnett-Schiefer-Gebiet Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements“) veröffentlicht. [Armendariz 2009]

Der Analyse zufolge weisen fünf der untersuchten 21 Verwaltungsbezirke, auf die sich die Erdgas- und Erdölaktivitäten zu beinahe 90 % konzentrieren, drastisch erhöhte Emissionswerte auf. So erreichte der Anteil der von diesen fünf Verwaltungsbezirken ausgehenden smogbildenden Verbindungen Berechnungen zufolge im Sommer 2009 bis zu 165 t pro Tag, während der Emissionswert sämtlicher Öl- und Gasquellen (einschließlich Transport) in diesen 21 Verwaltungsbezirken im selben Zeitraum höchstens 191 t pro Tag betrug. [Armendariz 2009] Folglich täuschen die Durchschnittswerte des Bundesstaates darüber hinweg, dass die Schadstoffemissionen in den fünf aktivsten Verwaltungsbezirken weit über dem Durchschnitt liegen und die Luftqualität erheblich beeinträchtigen.

Die texanische Kommission für Umweltqualität (Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ)) hat ein Überwachungsprogramm aufgelegt, mit dem teilweise bestätigt wird, dass an den Bohrausrüstungen und den Lagertanks außerordentlich große Mengen an Kohlenwasserstoffdämpfen freigesetzt werden und einige Standorte beträchtliche Benzolkonzentrationen aufweisen [Michaels 2009]. Im Januar 2010 veröffentlichte die TCEQ ein internes Memorandum über ihr Überwachungsprogramm.

Hier einige der wichtigsten Erkenntnisse [TCEQ 2010]:

- Bei einer an einem Bohrlochkopf der Erdgasanlage von Devon Energy entnommenen verzögerungsfreien Kanisterprobe wurde eine Benzolkonzentration von 15 000 ppb festgestellt, wobei 35 Chemikalien Werte aufwiesen, die über den jeweiligen kurzfristigen Vergleichswerten lagen. Diese Luftprobe in unmittelbarer Nähe zum Bohrlochkopf – ca. 1,5 m von der Quelle – wurde als Referenzprobe verwendet.
- Zusätzlich zu der Benzolkonzentration in der am Bohrlochkopf genommenen Probe wurden an einem der 64 Kontrollstandorte Benzolkonzentrationen festgestellt, die über dem kurzfristigen gesundheitsbezogenen Vergleichswert von 180 ppb lagen.
- Die Toxikologieabteilung äußerte sich besorgt über Gebiete, in denen die Benzolwerte über dem langfristigen gesundheitsbezogenen Vergleichswert von 1,4 ppb lagen. An 21 Standorten seien Benzolkonzentrationen festgestellt worden, die über dem langfristigen gesundheitsbezogenen Vergleichswert lagen.

#### *Übertragbarkeit auf europäische Bedingungen*

Die in Texas festgestellten Emissionen aromatischer Verbindungen wie Benzol und Xylol stammen vor allem aus der Erdgaskompression und –verarbeitung, bei denen die schwereren Bestandteile an die Atmosphäre abgegeben werden. In der EU gelten gesetzliche Grenzwerte für die Emission derartiger Substanzen.

Für die Bohr- und Förderprozesse werden wahrscheinlich dieselbe Art von Maschinen (wie beispielsweise Dieselaggregate) eingesetzt, die folglich auch dieselben Schadstoffe abgeben. Tabelle 1 vermittelt einen Überblick über die Emission von Luftschadstoffen durch stationäre Dieselaggregate, die zum Bohren, Hydrofracking und für die Bohrlochkomplettierung eingesetzt werden. Grundlage bilden die Emissionsangaben für Dieselaggregate von [GEMIS 2010], der Dieselbedarf und die für das Barnett-Schiefer-Gebiet in [Horwarth et al 2011] angenommene Erdgasausbeute.

**Tabelle 1: Typische spezifische Emissionen von Luftschadstoffen bei stationären Dieselaggregaten, die zum Bohren, Hydrofracking und für die Bohrlochkomplettierung eingesetzt werden**

	Emissionen pro Einheit der mechanischen Motorleistung [g/kWh <sub>mech</sub> ]	Emissionen pro Einheit Kraftstoffverbrauch [g/kWh <sub>diesel</sub> ]	Emissionen pro Erdgasdurchsatz der Bohrung [g/kWh <sub>EG</sub> ]
SO <sub>2</sub>	0,767	0,253	0,004
NO <sub>x</sub>	10,568	3,487	0,059
PM	0,881	0,291	0,005
CO	2,290	0,756	0,013
NM VOC	0,033	0,011	0,000

Es wird empfohlen, neben den Emissionsfaktoren auch die Gesamtauswirkungen zu begrenzen, da sich die Emissionen aus Mehrfachbohrflächen summieren, wenn eine Schieferformationen erschlossen wird, bei der pro km<sup>2</sup> eine Bohrung oder sogar mehrere Bohrungen niedergebracht werden. Die Emissionen während der Erschließung sind ebenso zu beschränken und zu überwachen wie die Emissionen bei Verarbeitung und Transport des Gases zu einem späteren Zeitpunkt, wenn die Vielzahl der Sammelleitungen bedacht werden muss.

Diese Aspekte sollten bei der Diskussion der entsprechenden Richtlinien berücksichtigt werden, wie beim Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Abänderung der Richtlinie 97/68/EG über die Emission von gasförmigen Schadstoffen und luftverunreinigenden Partikeln aus Verbrennungsmotoren für mobile Maschinen und Geräte.

### 2.3.2. Schadstoffe im Ergebnis von Ausblasungen oder Unfällen an Bohrstandorten

#### *Erfahrungen in Nordamerika*

In den USA kam es in der Vergangenheit zu mehreren schweren Ausblasungen. Die meisten von ihnen sind dokumentiert in [Michaels 2010]. Hier Auszüge aus der Liste von Havarien:

- Am 3. Juni 2010 explodierte ein Bohrloch Im Verwaltungsbezirk Clearfield (Pennsylvania), über den Zeitraum von 16 Stunden wurden mindestens 132 000 l Abwasser und Erdgas in die Luft geschleudert.
- Im Juni 2010 wurden bei einer Explosion an einem Gasbohrloch in Verwaltungsbezirk Marshall (West Virginia) sieben Arbeiter verletzt und mussten im Krankenhaus behandelt werden.
- Am 1. April 2010 fingen an einer Bohrfläche von Atlas Resources ein Tank und eine offene Grube, in denen Hydrofracking-Flüssigkeit gelagert wird, Feuer. Der Brandherd, dessen Flammen mindestens 33 m hoch schlugen, hatte eine Breite von 15 m.

In allen vorstehend erwähnten Fällen wurde gegen die entsprechenden Unternehmen eine Geldstrafe verhängt. Es stellte sich heraus, dass diese Unfälle zumeist auf unsachgemäße Handhabung durch unqualifiziertes Personal oder durch falsches Verhalten zurückzuführen waren. Zudem bestehen offenbar ganz erhebliche Unterschiede zwischen den einzelnen Unternehmen. In den nachfolgenden Unterkapiteln wird auf weitere Unfälle eingegangen.

#### *Übertragbarkeit auf europäische Bedingungen*

Zur Minimierung des Risikos dieser unkontrollierten Austritts solcher Stoffe in Europa wird empfohlen, strenge Vorschriften zu erlassen und deren Einhaltung streng zu überwachen. Vor allem wird empfohlen, Angaben zu Unfällen auf europäischer Ebene statistisch zu erfassen, die Unfallursachen zu analysieren und entsprechende Schlussfolgerungen zu ziehen. Im Falle von Unternehmen mit in dieser Hinsicht besonders negativer Bilanz sollte erwogen werden, sie künftig von der Vergabe von Erkundungs- und Produktionsrechten auszuschließen. Das Europäische Parlament befasst sich derzeit mit solchen Fällen im Bereich von Offshore-Erdöl- und -Erdgasaktivitäten. Der Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie wird im Juli 2011 über einen Initiativbericht zu dieser Problematik abstimmen.

## 2.4. Oberflächen- und Grundwasser

### 2.4.1. Wasserverbrauch

Bei der konventionellen Niederbringung eines Bohrlochs werden für den Bohrkopf sowie zur Beseitigung der Spülung große Wassermengen als Kühl- und Schmiermittel benötigt. Bei der Frac-Behandlung wird zur Stimulierung des Bohrlochs etwa die zehnfache Wassermenge verbraucht. Dabei wird Wasser unter Überdruck injiziert, damit sich Risse im Gestein bilden.

Im Auftrag des Texas Water Development Board wurde eine umfassende Studie über den Wasserbedarf bei der Erschließung des Barnett-Schiefer-Gebiets durchgeführt [Harden 2007]. Im Rahmen dieser Studie wurde die vorhandene Literatur zum spezifischen Wasserverbrauch ausgewertet: Ältere unzementierte horizontale Bohrlöcher mit nur einem Hydrofracking-Abschnitt verbrauchen etwa 15 Millionen l Wasser. Bei neueren zementierten horizontalen Bohrungen erfolgt die Rissbildung in mehreren Abschnitten an mehreren Perforationsclustern gleichzeitig. Der Abstand zwischen zwei Hydrofracking-Abschnitten derselben horizontalen Bohrung beträgt gewöhnlich 130-200 m. Im Allgemeinen verfügt eine Horizontalbohrung über drei Hydrofracking-Abschnitte, aber das ist nicht vorgeschrieben. Die statistische Analyse von etwa 400 Bohrlöchern ergab einen durchschnittlichen Wasserverbrauch von 25-30 m<sup>3</sup>/m bei Wasserfrac-Verfahren [Grieser 2006] und etwa 42 m<sup>3</sup>/m bei Slickwater-Frac-Verfahren, die in letzter Zeit verstärkt eingesetzt werden, wobei der Abstand der Länge des horizontalen Teils der Bohrung entspricht. [Schein 2004]

Diese Studie von 2007 enthält auch Szenarien für den Wasserverbrauch für die Erkundung des Barnett-Schiefer-Gebiets für 2010 und 2025. Für 2010 wird der Wasserbedarf auf 12-24 Mio. m<sup>3</sup> geschätzt, der je nach Fortsetzung der Erkundungsaktivitäten für 2020 auf 6-24 Mio. m<sup>3</sup> geschätzt wurde.

In Tabelle 2 sind Angaben für neuere Bohrlöcher aufgenommen. Grob hochgerechnet erscheinen 15 000 m<sup>3</sup> pro Bohrloch beim Barnett-Schiefer-Gebiet realistisch. Ausgehend von diesen Zahlen beliefe sich der Wasserbedarf der 1146 im Jahr 2010 neu erschlossenen Bohrlöcher (siehe Kapitel 4) im selben Jahr auf etwa 17 Milliarden l. Das befindet sich im Einklang mit der oben angeführten Prognose für das Jahr 2010. Dieser Verbrauch muss mit dem Wasserverbrauch aller anderen Verbraucher verglichen werden, der etwa 50 Milliarden l betrug [Harden 2007]. Für diesen Vergleich wurde der Wasserverbrauch in den Verwaltungsbezirken herangezogen, in denen die Bohraktivitäten hauptsächlich stattfanden (Denton, Hood, Johnson, Parker, Tarrant und Wise).

**Tabelle 2: Wasserbedarf verschiedener Bohrlöcher für die Schiefergasproduktion (m<sup>3</sup>)**

Standort/Region	Gesamt (je Bohrloch)	Nur Hydrofracking	Quelle
Barnett-Schiefer-Gebiet	17000		Chesapeake Energy 2011
Barnett-Schiefer-Gebiet	14000		Chesapeake Energy 2011
Barnett-Schiefer-Gebiet	Keine Angaben	4500 -13250	Duncan 2010
Barnett-Schiefer-Gebiet	22500		Burnett 2009
Horn River Basin (Kanada)	40000		PTAC 2011
Marcellus Shale	15000		Arthur et al. 2010
Marcellus Shale	1500 – 45000	1135 – 34000	NYCDEP 2009
Utica shale, Québec	13000	12000	Questerre Energy 2010

Für die Gewinnung von Schiefergas angelegte Bohrlöcher müssen im Verlaufe ihrer Nutzung gegebenenfalls mehrfach einer Rissbildung unterzogen werden. Bei jedem weiteren

Fracking-Prozess ist u. U. mehr Wasser als zuvor notwendig [Sumi 2008]. In einigen Fällen werden die Bohrlöcher bis zu zehnmals durch Hydrofracking aufgebrochen [Ineson 2010].

#### 2.4.2. Wasserverunreinigung

##### *Erfahrungen in Nordamerika*

Die Wasserverschmutzung kann folgende Ursachen haben:

- Unkontrolliertes Austreten der Spülflüssigkeit, des Rückflusses und der Lake, Austritt von Stoffen aus Überlauf- oder Lagertanks, die zu einer Verunreinigung und Versalzung des Wassers führen.
- Undichtigkeiten oder Unfälle bei oberirdischen Aktivitäten, wie undichte Leitungen oder Auffangbecken für Flüssigkeiten oder Abwässer, unprofessionelle Handhabung oder alte Ausrüstungen.
- Undichte Stelle in der Zementierung der Bohrlöcher.
- Undichte Stellen in geologischen Strukturen, und zwar entweder natürliche oder künstliche Risse oder Gänge.

Die Mehrzahl der Beschwerden über das Hydrofracking-Verfahren betrifft die potenzielle Grundwasserbelastung. Neben konkreten Unfällen und Havarien geht es in erster Linie um die Belastung durch Hydrofracking-Flüssigkeit oder durch aus tieferen Schichten austretendes Methan.

Im Jahr 2008 wurde für den Verwaltungsbezirk Garfield in Colorado eine eingehende Studie durchgeführt. Die Colorado Oil and Gas Conservation Commission führt über alle gemeldeten Havarien bei Öl- und Gasaktivitäten Buch. Zwischen Januar 2003 und März 2008 wurden insgesamt 1549 Fälle gemeldet, bei denen entsprechende Substanzen unkontrolliert ausgetreten sind. [COGCC 2007; Verweis in Witter 2008] Bei 20 % der Fälle kam es zu einer Verunreinigung des Wassers. Erwähnenswert ist, dass die Zahl derartiger Fälle zunahm. Wurden im Jahr 2003 im Verwaltungsbezirk Garfield fünf Fälle gemeldet, waren es 2007 bereits 55.

Bei einer sich anschließenden Studie zur Grundwasserbelastung wurde festgestellt, dass der Methangehalt in den Grundwasserproben der zurückliegenden sieben Jahre kontinuierlich zugenommen und sich diese Tendenz parallel zum Anwachsen der Zahl von Gasbohrlöchern im Mamm Creek Field vollzogen hat. Die vor Aufnahme der Bohrarbeiten ermittelten Methanwerte haben einen natürlichen Hintergrundgehalt im Grundwasser von weniger als 1 ppm ergeben, außer in Fällen von auf Teiche und den Grund von fließenden Gewässern begrenztes biogenes Methan. ... Anhand der Isotopendaten der Methanproben habe man festgestellt, dass die meisten Proben mit erhöhtem Methangehalt thermogenen Ursprungs sind. Der Anstieg der Methankonzentration sei mit einer Zunahme von Grundwasserfassungen mit erhöhtem Chloridgehalt einhergegangen, die mit der wachsenden Anzahl von Gasbohrlöchern in Verbindung stehe. [Thyne 2008] Offensichtlich besteht ein enger räumlicher und zeitlicher Zusammenhang: Der Methangehalt ist in Gebieten mit einer hohen Dichte von Bohrlöchern größer, und der Methangehalt hat im Zeitverlauf parallel zur steigenden Zahl von Bohrlöchern zugenommen.

In einer jüngeren Studie von [Osborne 2011] werden derartige Erkenntnisse für Grundwasserleiter über den Schieferformationen des Marcellus Shale und des Utica Shale im Nordosten von Pennsylvania und im Norden des Bundesstaates New York bestätigt. In aktiven Gasfördergebieten beliefen sich die durchschnittlichen Methankonzentrationen in Trinkwasserfassungen auf 19,2 mg/l bei Höchstwerten von 64 mg/l, die eine potenzielle Explosionsgefahr darstellen.

Die Hintergrundkonzentration in benachbarten Regionen ohne Gasförderung, die eine ähnliche geologische Struktur aufwiesen, betrug 1,1 mg/l. [Osborn 2011]

Insgesamt wurden über 1000 Beschwerden über die Verschmutzung des Trinkwassers dokumentiert. Einem Bericht zufolge, dem Unterlagen des Pennsylvania Department of Environmental Protection zugrunde liegen sollen, sei im Marcellus-Schiefer über einen Zeitraum von zweieinhalb Jahren in 1614 Fällen gegen bundesstaatliches Recht im Bereich der Öl- und Gasgesetzgebung verstoßen worden [PLTA 2010], wobei in zwei Dritteln der Fälle „höchstwahrscheinlich Umweltschäden verursacht wurden“. Einige davon werden in [Michaels 2010] aufgeführt.

Beim extremsten der dokumentierten Unfälle handelt es sich um die Explosion eines Wohngebäudes, die durch Bohrarbeiten und das anschließende Eindringen von Methan in das Wassersystem des Hauses verursacht wurde [ODNR 2008]. Das Department of Natural Resources verweist in seinem Bericht auf drei Faktoren, die die Explosion des Hauses herbeigeführt haben: (i) Mängel in der Zementierung der Förderverrohrung, (ii) die Entscheidung, das Hydrofracking auszulösen, ohne etwas gegen die Zementierungsmängel zu unternehmen, und vor allem (iii) der Zeitraum von 31 Tagen nach dem Fracking, in dem der ringförmige Zwischenraum zwischen der Oberfläche und der Förderverrohrung „größtenteils abgeschlossen“ war (zitiert nach [Michaels 2010]).

In den meisten Fällen konnte eine Verschmutzung des Wassers mit Methan oder Chlorid festgestellt werden, während das Eindringen von Benzol oder sonstigen Hydrofracking-Flüssigkeiten nur selten nachgewiesen werden kann. Bei einer Untersuchung von Trinkwasserbrunnen in Wyoming durch die amerikanische Umweltschutzbehörde EPA 2009 wurden jedoch Chemikalien festgestellt, die beim Hydrofracking häufig zum Einsatz kommen: „Region VIII veröffentlichte kürzlich die Ergebnisse der Trinkwasser-Stichprobennahme in Pavillion, WY, die von den Anwohnern beantragt worden war und bei der bei elf von 39 der untersuchten Brunnen Bohrschadstoffe festgestellt worden waren - einschließlich der Substanz 2-Butoxyethanol (2-BE), eines bekannten Bestandteils von Hydrofracking-Flüssigkeiten, in drei der untersuchten Brunnen - sowie Methan, organische Verbindungen im Dieselmotorenbereich und Kohlenwasserstoffe, die als Adamantane bezeichnet werden.“ [EPA 2009]

In vielen Fällen wurden bereits Geldstrafen wegen Verletzung bundesstaatlicher Rechtsvorschriften gegen Unternehmen verhängt. So erhielt Cabot Oil & Gas ein Schreiben vom Umweltamt Pennsylvania, in dem es u. a. hieß: „Cabot ist dafür verantwortlich, dass Gas aus tieferen Formationen in frisches Grundwasser eindringen konnte.“ [Lobbins 2009]

Auf der Grundlage von historischen Daten des Bundesstaates New York wird von einer Unfallrate von 1 bis 2 % ausgegangen. [Bishop 2010] Das klingt plausibel. Doch die vorstehend erwähnten über 1600 Gesetzesverstöße allein im pennsylvanischen Teil des Marcellus Shale deuten auf eine wesentlich höhere Rate hin, wenn man die etwa 2300 Bohrlöcher zugrunde legt, die bis Ende 2010 hier angelegt wurden.

#### *Übertragbarkeit auf europäische Bedingungen*

Die Mehrzahl der Unfälle und Grundwasserverunreinigungen ist offenbar auf den unsachgemäßen Umgang zurückzuführen, der vermieden werden könnte. Zwar existieren entsprechende Vorschriften in den USA, aber die Arbeiten werden wegen fehlender Mittel der öffentlichen Behörden oder aus anderen Gründen nur unzureichend kontrolliert und überwacht. Daher ist nicht die mangelnde Regulierung das grundlegende Problem, sondern deren Durchsetzung durch eine angemessene Überwachung. Es muss sichergestellt werden, dass bewährte Verfahren nicht nur zur Verfügung stehen, sondern auch flächendeckend angewendet werden.

Dennoch besteht stets ein gewisses Risiko, dass unbekannte Gänge (z. B. alte aufgelassene, aber nicht registrierte Bohrlöcher mit unsachgemäßer Zementierung, unvorhersehbare Risiken aufgrund von Erdbeben usw.) ein Eindringen von Methan oder Chemikalien in das Grundwasser ermöglichen.

### 2.4.3. Abwasserentsorgung

Die Hydrofracking-Flüssigkeiten werden unter hohem Druck in die geologischen Formationen eingepresst. Lässt der Druck nach, fließt eine aus Hydrofracking-Flüssigkeit, Methan, chemischen Verbindungen und zusätzlichem Wasser aus der Lagerstätte bestehende Mischung an die Oberfläche zurück. Dieses Wasser muss aufgefangen und ordnungsgemäß entsorgt werden. Branchenkreisen zufolge strömen zwischen 20 % und 50 % des für das Hydrofracking-Verfahren genutzten Wassers als Rückfluss (Flowback) an die Oberfläche zurück. Ein Teil dieses Wassers wird recycelt und für das Fracking künftiger Bohrlöcher genutzt. [Questerre Energy 2010] Anderen Quellen zufolge werden zwischen 9 % und 35 % wieder zurückgespült. [Sumi 2008]

#### *Erfahrungen in Nordamerika*

Die ordnungsgemäße Entsorgung von Abwasser ist in Nordamerika offenbar besonders problematisch. Das Hauptproblem sind die enormen Mengen an Abwasser und die unzureichende Konfiguration der Abwasseranlagen. Zwar wäre ein Recycling möglich, doch würde das die Projektkosten erhöhen. Es wird über zahlreiche Probleme im Zusammenhang mit einer unsachgemäßen Entsorgung berichtet. Zum Beispiel:

- Im August 2010 wurde gegen das Unternehmen Talisman Energy in Pennsylvania eine Geldstrafe wegen eines Unfalls verhängt, bei dem 2009 ca. 16 m<sup>3</sup> nach dem Fracking zurückströmende Flüssigkeit in ein Feuchtgebiet und einen Nebenfluss des Webier Creek gelangt waren, der in den für die Fischerei auf Kaltwasserfische genutzten Tioga River mündet. [Talisman 2011]
- Im Januar 2010 wurde gegen Atlas Resources eine Geldstrafe verhängt, weil das Unternehmen an 13 Bohrstandorten im Südwesten von Pennsylvania gegen Umweltvorschriften verstoßen hatte. Atlas Resources hatte es versäumt, ordnungsgemäße Erosion- und Sedimentationskontrollen durchzuführen, sodass es zum Austritt von Abwasser kam. Zudem leitete das Unternehmen Dieselkraftstoff und Hydrofracking-Flüssigkeiten in den Boden ein. Das Unternehmen Atlas Resources verfügt über mehr als 250 Genehmigungen für Bohrlöcher auf dem Marcellus Shale. [PA DEP 2010]
- Gegen das Unternehmen Range Resources wurde wegen des Austritts von ca. 40 m<sup>3</sup> verdünnter Hydrofracking-Flüssigkeit am 6. Oktober 2009 eine Geldstrafe verhängt. Ursache des Austritts war eine defekte Verbindungsstelle an einer Transportleitung. Die Flüssigkeit geriet in einen Nebenfluss des Brush Run in Hopewell Township in Pennsylvania. [PA DEP 2009]
- Im August 2010 wurde Atlas Resources in Pennsylvania mit einer Geldstrafe belegt, weil das Unternehmen das Überlaufen einer für Hydrofracking-Flüssigkeit bestimmten Abwassergrube nicht verhindert hatte, das im Verwaltungsbezirk Washington zur Verseuchung eines von ausgezeichnete Wasserqualität gekennzeichneten Wassereinzugsgebiets führte. [Pickels 2010]

- An einer Bohrfläche mit drei Gasbohrlöchern in Troy im Bundesstaat Pennsylvania leitete das Unternehmen Fortune Energy illegal zurückströmende Flüssigkeit in einen Entwässerungsgraben und durch ein bewachsenes Gebiet, sodass diese Abwässer schließlich einen Nebenfluss des Sugar Creek erreichten (zitiert nach [Michaels 2010]).
- In einem im Juni 2010 veröffentlichten Bericht kam das Umweltamt von West Virginia zu dem Schluss, dass das Unternehmen Tapo Energy im August 2009 eine unbekannte Menge von in Verbindung mit Bohraktivitäten anfallendem „Material auf Mineralölbasis“ in einen Nebenfluss des Buckeye Creek im Verwaltungsbezirk Doddridge eingeleitet hatte. Dadurch wurde ein etwa 5 km langer Abschnitt des Flusses verseucht (zitiert nach [Michaels 2010]).

#### *Übertragbarkeit auf europäische Bedingungen*

Auch die Wasserverschmutzungen sind auf unsachgemäßes Vorgehen zurückzuführen. Daher kommt es darauf an, dass in dieser Angelegenheit sehr streng vorgegangen wird. Hinzu kommt, dass es in Europa - z. B. in Deutschland - bereits zu Unfällen bei der hydraulischen Rissbildung gekommen ist. So trat 2007 im Gasfeld „Söhlingen“ aus undichten Leitungen Abwasser aus. Dabei kam es zu einer Verseuchung des Grundwassers mit Benzol und Quecksilber. Obwohl das Landesamt für Bergbau des Bundeslandes Niedersachsen ordnungsgemäß informiert wurde, erfuhr die Öffentlichkeit erst 2011 von dem Unfall, als das Unternehmen begann, den landwirtschaftlich genutzten Boden auszutauschen, auf dem die Flüssigkeiten eingesickert waren. [NDR 2011; Kummetz 2011]

## **2.5. Erdbeben**

Bekanntlich kann das Hydrofracking kleine Erdbeben der Stärken 1 – 3 auf der Richterskala auslösen. [Aduschkina 2000] So hat sich die Häufigkeit kleiner Erdbeben in Arkansas in den letzten Jahren verzehnfacht. [AGS 2011] Man befürchtet, dass sie auf die massive Zunahme der Bohraktivitäten im Fayetteville-Schiefergebiet zurückzuführen sind. Auch in der Region um Fort Worth kam es seit Dezember 2008 zu mindestens 18 kleineren Erdbeben. Die Stadt Cleburne allein verzeichnete von Juni bis Juli 2009 sieben Erdbeben in einem Gebiet, in dem in den 140 Jahren zuvor kein einziges Erdbeben registriert worden war. [Michaels 2010]

Im April 2011 ereignete sich in der britischen Stadt Blackpool ein kleines Erdbeben (1,5 auf der Richterskala), dem im Juni 2011 ein größeres folgte (2,5 auf der Richterskala). Das Unternehmen Cuadrilla Resources, das im Erdbebengebiet Hydrofracking-Maßnahmen durchführte, stoppte diese Aktivitäten und gab eine entsprechende Untersuchung in Auftrag. Es kündigte an, dass es den Betrieb einstellen werde, falls zwischen den Erdbeben und den Bohraktivitäten des Unternehmens ein Zusammenhang festgestellt werde. [Nonnenmacher 2011]

## **2.6. Chemikalien, Radioaktivität und Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit**

### **2.6.1. Radioaktive Stoffe**

Natürlich vorkommende Radionuklide (so genannte N.O.R.M.) sind Bestandteil aller geologischen Formationen, wengleich ihr im ppm- bis ppb-Bereich liegender Anteil sehr gering ist. Die meisten Schwarzschieferorkommen in den USA haben einen Urangehalt von 0,0016-0,002 %. [Swanson 1960]

Durch Hydrofracking-Verfahren werden diese natürlich vorkommenden und im Gestein gebundenen radioaktiven Stoffe wie Uran, Thorium und Radium mit dem Rückfluss an die Oberfläche befördert. Gelegentlich werden radioaktive Partikel für besondere Zwecke (z. B. als Tracer) zusammen mit der Hydrofracking-Flüssigkeit eingepresst. Natürlich vorkommende Radionuklide können auch durch Risse im Gestein in den Boden und in Oberflächengewässer gelangen. Gewöhnlich sammeln sich diese Partikel in Leitungen, Tanks und Gruben an.

Die Menge der radioaktiven Substanzen ist von Schieferformation zu Schieferformation unterschiedlich. Das Marcellus Shale beispielsweise enthält mehr radioaktive Partikel als andere geologische Formationen. Bei der Gasverarbeitung können N.O.R.M. als Radongas im geförderten Gas vorkommen. Radon zerfällt zu  $^{210}\text{Pb}$  (ein Bleiisotop), danach zu  $^{210}\text{Bi}$  (ein Bismutisotop),  $^{210}\text{Po}$  (ein Poloniumisotop) und bildet schließlich stabiles  $^{206}\text{Pb}$  (Blei).

Radonzerfallselemente bilden einen dünnen Film auf den Innenflächen von Zuläufen, Behandlungsvorrichtungen, Pumpen und Ventilen vor allem im Bereich der Propylen-, Ethan- und Propanverarbeitung. Da sich die radioaktiven Stoffe auf den Ausrüstungen der Öl- und Gasfelder konzentrieren, ist das Risiko der N.O.R.M.-Exposition für die Beschäftigten am größten, die die Ölfeldverrohrung zerschneiden und erweitern, Feststoffe aus Tanks und Gruben entfernen und die Verarbeitungsausrüstung warten. [Sumi 2008]

#### *Erfahrungen in Nordamerika*

Im Verwaltungsbezirk Onondaga (New York) wurde in den Kellerräumen von 210 Wohnhäusern die Raumluft auf ihren Radongehalt gemessen. In sämtlichen Häusern, die sich über dem Marcellus Shale befinden, wies die Raumluft  $^{222}\text{Rn}$ -Werte von über  $148 \text{ Bq/m}^3$  auf, die durchschnittliche Konzentration in diesen Häusern betrug  $326 \text{ Bq/m}^3$  und damit mehr als das Doppelte des Wertes von  $148 \text{ Bq/m}^3$ , bei dem nach Ansicht der amerikanischen Umweltagentur EPA Handlungsbedarf besteht (d. h. die Konzentration, bei der Hausbesitzern empfohlen wird, sich um eine Senkung der Radonkonzentration zu bemühen). Die durchschnittliche Radonkonzentration der Raumluft in den USA beträgt  $48 \text{ Bq/m}^3$ . [Sumi 2008] Ein Anstieg um  $100 \text{ Bq}$  pro  $\text{m}^3$  Luft hat eine Zunahme der Lungenkrebsrate um 10 % zur Folge. [Zeeb et al 2009]

Beim Schiefergasabbau geförderte Gesteine auf dem Marcellus Shale sind hochradioaktiv (das 25fache der Hintergrundstrahlung an der Oberfläche). Teile des Abraums wurden über das Erdreich verteilt. Messungen im Jahr 1999 ergaben eine Konzentration von Cäsium 137 (ein radioaktives Cäsiumisotop) von  $74 \text{ Bq}$  je kg Erdreich. [NYDEC 2010] Cäsium 137 wird zur Analyse von geologischen Formationen bei der Schiefergaserkundung eingesetzt.

#### *Übertragbarkeit auf europäische Bedingungen*

Natürliche Radionuklide (N.O.R.M.) kommen auch in Europa vor. Daher können auch die gleichen Probleme in Bezug auf diese Substanzen in Europa auftreten. Die Menge der N.O.R.M. ist jedoch von Standort zu Standort verschieden. Deshalb muss diese Problematik individuell für jeden Schiefergas- und Tight-Gas-Standort beurteilt werden.

Vor der Erteilung von Fördergenehmigungen muss daher die Zusammensetzung einer Kernprobe eines potenziellen Abbaugebiets offengelegt werden.

#### **2.6.2. Eingesetzte Chemikalien**

Die Hydrofracking-Flüssigkeit besteht zu etwa 98 % aus Wasser und Sand sowie zu 2 % aus chemischen Zusätzen. Die chemischen Zusätze enthalten toxische, allergene, mutagene und karzinogene Substanzen.

---

<sup>3</sup> Umgerechnet von Picocurie pro Liter in  $\text{Bq pro m}^3$ ,  $1 \text{ Ci} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ Bq}$ .

### *Erfahrungen in Nordamerika*

Die Zusammensetzung ist häufig Betriebsgeheimnis, sodass die Öffentlichkeit nicht umfassend über die Zusätze informiert wird. [Wood et al 2009] Die Analyse einer 260 Substanzen umfassenden Liste des Bundesstaates New York führt zu folgenden Ergebnissen:

- 58 der 260 Substanzen haben eine oder mehrere Eigenschaften, die Anlass zur Sorge geben.
- 6 sind in Liste 1 der Listen 1-4 der prioritären Stoffe enthalten, die die Europäische Kommission für Substanzen veröffentlicht hat, die wegen ihrer möglichen Auswirkungen auf Mensch und Umwelt besonderer Aufmerksamkeit bedürfen: Akrylamid, Benzol, Ethylbenzol, Isopropylbenzol (Cumol), Naphthalin, Tetranatriummethylen-diamintetraacetat.
- Eine Substanz (Bis(1-methylethyl)naphthalin) wird derzeit auf ihre persistenten, bioakkumulierbaren und toxischen (PBT) Eigenschaften untersucht.
- 2 Substanzen (Naphthalin und Benzol) sind in der ersten Liste von 33 prioritären Stoffen enthalten, die gemäß Anhang X der Wasserrahmenrichtlinie (WRR) 2000/60/EG – jetzt Anhang II zur Richtlinie über prioritäre Stoffe (Richtlinie 2008/105/EG) – erstellt wurde.
- 17 werden als giftig für Wasserorganismen (akut und/oder chronisch) eingestuft.
- 38 werden als akute Toxine (menschliche Gesundheit) eingestuft, wie 2-Butoxyethanol.
- 8 Stoffe werden als bekannte Karzinogene eingestuft, wie Benzol (GHS-Einstufung: Carc. 1A) und Acrylamid, Ethylenoxid und mehrere aromatische Substanzen enthaltende Lösungsmittel auf Erdölbasis (GHS<sup>4</sup>-Einstufung: Carc. 1B).
- 6 stehen in Verdacht, Krebs zu erzeugen (Carc. 2), wie Hydroxylaminhydrochlorid.
- 7 werden als mutagen (Muta. 1B) eingestuft, wie Benzol und Ethylenoxid.
- 5 werden als die Fruchtbarkeit beeinträchtigend eingestuft (Repr. 1B, Repr. 2).

2-Butoxyethanol (das auch die Bezeichnung Ethylenglycolmonobutylether trägt) wird häufig als chemischer Zusatz eingesetzt. [Bode 2011], [Wood et al 2011] Es wirkt bei relativ geringer Exposition toxisch. Die Halbwertszeit von 2-Butoxyethanol in natürlichen Oberflächengewässern beträgt zwischen sieben und 28 Tagen. Bei einer derart langsamen aeroben Bioabbaubarkeit können Menschen, wild lebende und Haustiere durch Verschlucken, Einatmen, Haut- oder Augenkontakt mit 2-Butoxyethanol in flüssigem oder gasförmigem Zustand in direkten Kontakt kommen, wenn das eingeschlossene Wasser an die Oberfläche gelangt. Die aerobe Bioabbaubarkeit erfordert Sauerstoff. Das bedeutet, dass sich der Abbau umso länger verzögert, je tiefer das 2-Butoxyethanol in unterirdische Formationen eingepresst wurde. [Colborn 2007]

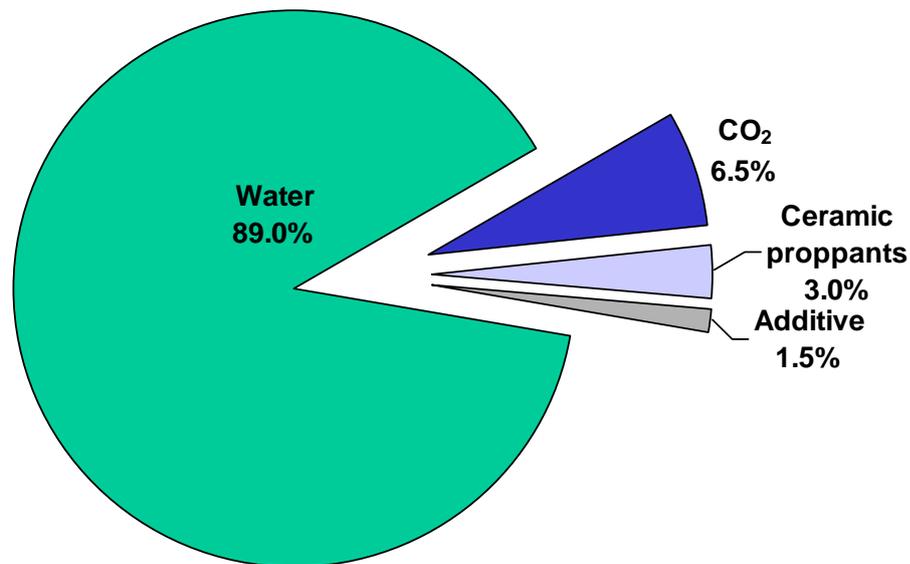
### *Übertragbarkeit auf europäische Bedingungen*

Abbildung 3 vermittelt einen Überblick über die Zusammensetzung der Hydrofracking-Flüssigkeit (6405 m<sup>3</sup>), die bei der Tight-Gas-Bohrfläche Goldenstedt Z23 in Niedersachsen zum Einsatz kommt.

---

<sup>4</sup> Global Harmonisiertes System zur Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien.

**Abbildung 3: Zusammensetzung der Hydrofracking-Flüssigkeit (6405 m<sup>3</sup>), die bei der Tight-Gas-Bohrfläche Goldenstedt Z23 in Niedersachsen zum Einsatz kommt**



Die Hydrofracking-Flüssigkeiten enthalten zu 0,25 % toxische Substanzen, von denen 1,02 % für die menschliche Gesundheit schädlich oder giftig sind (0,77 % werden als schädlich ‚Xn‘ und 0,25 % als akut giftig ‚T‘ eingestuft), und von denen 0,19 % für die Umwelt schädlich sind. Am niedersächsischen Bohrloch Goldenstedt Z23 wurden insgesamt ca. 65 m<sup>3</sup> (das entspricht mehr als zwei Tankwagen mit einem Bruttogewicht von 40 t und einer Nettotonnzlast von 26 t) an Substanzen eingesetzt, die für die menschliche Gesundheit schädlich sind. Etwa 16 t davon gelten als akut giftige Stoffe.

Oftmals ist die genaue Zusammensetzung der chemischen Zusätze geheim und wird deshalb nicht veröffentlicht. Bei einer der Substanzen handelt es sich um Tetramethylammoniumchlorid, das schon in kleinen Mengen das Trinkwasser vergiftet. Laut [Bode 2011] kamen beim Hydrofracking in Niedersachsen Stoffe wie 2-Butoxyethanol, 5-Chlor-2-methyl-4-isothiazolin-3-on sowie 2-Methyl-3(2H)-isothiazolon als chemische Zusätze zum Einsatz.

**Tabelle 3: Ausgewählte Substanzen, die in Niedersachsen als chemische Additive den Hydrofracking-Flüssigkeiten zugesetzt werden**

CAS-Nummer	Stoff	Formel	Gesundh. Auswirkung en	GHS-Einstufung
111-76-2	2-Butoxyethanol	$C_6H_{14}O_2$	toxisch	GHS07
26172-55-4	5-Chlor-2-methyl-4-isothiazolin-3-on	$C_4H_4ClNOS$	toxisch	GHS05 GHS08 GHS09
2682-20-4	2-Methyl-3(2H)-isothiazolon	$C_4H_5NOS$	toxisch	GHS05 GHS08 GHS09
9016-45-9	Nonylphenoethoxylat	$C_mH_{2m+1}-C_6H_4OH(CH_2CH_2O)_n$	toxisch	GHS05 GHS07 GHS09
75-57-0	Tetramethylammonium chlorid	$C_4H_{12}ClN$	toxisch	GHS06 GHS07

**Quelle:** GHS: Global Harmonisiertes System (GHS)

Ferner können sich Hydrofracking-Verfahren auf die Mobilität von unter der Oberfläche natürlich vorkommenden toxischen Substanzen wie Quecksilber, Blei und Arsen auswirken. Diese Substanzen können in unterirdische Trinkwasserquellen gelangen, wenn die Risse über die anvisierte Formation hinausreichen oder wenn der zementierte Ring, der die Bohrung umgibt, unter dem hohen Druck während der hydraulischen Rissbildung bricht. Durch komplexe biogeochemische Reaktionen mit den chemischen Zusätzen in der Hydrofracking-Flüssigkeit können andere toxische Stoffe entstehen. [EPA 2011]

Die natürlich vorkommenden toxischen Substanzen sind auch im Rückfluss anzutreffen. Es liegen noch keine ausreichenden Erkenntnisse über die Wirksamkeit der derzeitigen Behandlungsverfahren vor, mit denen bestimmte Bestandteile des Rückflusses und des mitgeführten Wassers angemessen entfernt werden können. [EPA 2011]

### 2.6.3. Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit

Potenzielle gesundheitliche Auswirkungen werden vor allem durch die Wirkung der jeweiligen Emissionen in die Luft oder in das Wasser hervorgerufen. Insbesondere handelt es sich dabei um Kopfschmerzen und die Langzeitwirkungen von flüchtigen organischen Verbindungen. Die Verschmutzung des Grundwassers kann sich dann als gefährlich erweisen, wenn die Bewohner mit dem belasteten Wasser in Kontakt kommen. Werden beispielsweise Kleinkinder häufig mit belastetem Wasser gewaschen, so kann das allergene und gesundheitliche Auswirkungen haben. Auch Flüssigkeiten in Abwassergruben und bei Ausblasungen sind im Falle eines Kontaktes mit der Haut bedenklich.

### *Erfahrungen in Nordamerika*

Über potenzielle Wirkungen hinausgehende tatsächliche gesundheitliche Auswirkungen und deren direkter Zusammenhang mit Hydrofracking-Verfahren werden kaum dokumentiert. Im Allgemeinen werden an erster Stelle Kopfschmerzen genannt.

Wie bereits in Kapitel 2.3 erwähnt wurde, liegen Berichte über die Erkrankung und das Verenden junger Pferde im Umkreis der Gemeinde Dish im Bundesstaat Texas vor. [Wolf 2009]

Nachfolgend werden zwei extreme Beispiele angeführt, da sie recht gut dokumentiert sind, obwohl ein Zusammenhang zu Gasbohraktivitäten nicht nachgewiesen werden kann. Das erste Beispiel wurde einer schriftlichen Aussage vor dem House Committee on Oversight and Government Reform der USA entnommen:

„Eine Frau [Laura Amos] aus Silt, Verwaltungsbezirk Garfield, Colorado, teilte mir mit, dass sie an einem sehr seltenen Nebennierentumor litt, der zusammen mit der Nebenniere operativ entfernt werden müsse. Die Substanz 2-BE [2-Butoxyethanol] kann u. a. zur Entstehung von Nebennierentumoren führen. Die Frau wohnte nach eigener Aussage weniger als 300 m von einer Bohrfläche entfernt, an der sehr häufig Hydrofracking-Verfahren eingesetzt wurden. Während eines Fracking-Prozesses sei ihr häuslicher Brunnen schlagartig übergelaufen. Sie beschrieb ferner gesundheitliche Probleme ihrer Nachbarn“. [Colborn 2007]

und:

„Mitte August [2008] nahm die Debatte in Colorado an Intensität zu, als bekannt wurde, dass Cathy Behr, eine Krankenschwester in der Notaufnahme des Krankenhauses von Durango, Colorado, fast starb, nachdem sie einen sogenannten Wildcatter (Ölsucher) behandelt hatte, der an einer Erdgasförderstelle von BP Hydrofracking-Flüssigkeit abbekommen hatte. Behr entkleidete den Mann und verstaute dessen Kleidung in Kunststofftüten .... Wenige Tage später befand sich Behr in einem kritischen Zustand, und ihr drohte multiples Organversagen.“ [Lustgarten 2008]

## **2.7. Möglicher langfristiger ökologischer Nutzen**

Mit Ausnahme einer möglichen Reduzierung der Treibhausgasemissionen hat die Schiefergasförderung keinen offensichtlichen potenziellen Nutzen für die Umwelt. Zu einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen kann es dann kommen, wenn die die Umwelt stärker belastenden fossilen Ressourcen, vor allem Kohle und Öl, von Schiefergas abgelöst werden und die Schiefergasförderung entlang der gesamten Brennstoffkette tatsächlich weniger Treibhausgasemissionen als Kohle und Öl erzeugt. Die Ergebnisse von Kapitel 3 zeigen, dass das möglicherweise nicht der Fall ist. Aus den Ergebnissen von Kapitel 5 geht hervor, dass Schiefergas nur einen kleinen bzw. marginalen Beitrag zur europäischen Energieversorgung leisten kann.

Die in den vorstehenden Abschnitten beschriebenen Auswirkungen verdeutlichen, dass die Schiefergasförderung mit einer Reihe schwerwiegender Risiken für die Umwelt verbunden ist. Folglich kann nicht festgestellt werden, dass im Vergleich zur konventionellen Öl- und Gasförderung ein geringeres Risiko einschließlich des Risikos massiver Verschmutzungen nach Unfällen wie bei der Katastrophe im Golf von Mexiko besteht. Dabei muss hervorgehoben werden, dass sich Risikoarten, Risikowahrscheinlichkeiten und potenzielle Auswirkungen in quantitativer und qualitativer Hinsicht von der konventionellen Förderung unterscheiden. Eine detaillierte Einschätzung würde den Rahmen der vorliegenden Analyse sprengen.

## 2.8. Risikodiskussion in der öffentlichen Debatte

Im Rahmen der öffentlichen Debatte über das Hydrofracking werden immer wieder Argumente vorgebracht, mit denen die vorstehend beschriebenen Umweltauswirkungen abgeschwächt werden sollen. Dazu zählen folgende Argumente:

- *Erwiesene Unfälle und Verstöße sind auf mangelhafte Verfahrensweisen der Unternehmen zurückzuführen, bei denen es sich vorwiegend um kleine Unternehmen handelt, die in Europa nicht tätig sind.* Dieses politische Argument unterstreicht gegebenenfalls die Bedeutung der unabhängigen Überwachung potenzieller Risiken und Auswirkungen von Hydrofracking-Verfahren.
- *Die Grundwasserbelastung mit Methan ist auf die natürliche Methankonzentration aufgrund der Zersetzung von biogenem Methan unter der Erdoberfläche zurückzuführen.* Anhand der wissenschaftlichen Analyse der Isotopenzusammensetzung und der statistischen Analysen von Korrelationen zwischen steigender Methankonzentration und einer Zunahme von Hydrofracking-Prozessen kann [eindeutig](#) nachgewiesen werden, dass die Methanbelastung des Grundwassers von fossilem Methan aus geologischen Formationen stammt.
- *Es besteht kein eindeutiger Hinweis auf einen Zusammenhang zwischen der Grundwasserbelastung und Hydrofracking-Prozessen.* Es ist natürlich sehr schwierig, einen direkten Zusammenhang zwischen bestimmten Verschmutzungen und einzelnen Aktivitäten nachzuweisen. Dennoch ist auf Fälle zu verweisen, in denen dieser Nachweis gelungen ist, außerdem liegen vielfach Indizien für einen solchen Zusammenhang vor ...
- *Werden hochmoderne Technik und qualifiziertes Personal eingesetzt, können und werden die aus den USA bekannten Unfälle und Probleme in Europa vermieden werden.* Eines der Hauptziele der vorliegenden Analyse besteht darin, die potenziellen Auswirkungen und Risiken zu bewerten, damit Europa sie vermeiden kann. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die erforderlichen Auflagen mit bestimmten Kosten verbunden sein und die Erschließung verlangsamen werden. Dadurch könnte die Schiefergasförderung wirtschaftlich unattraktiv werden und sich ihr Beitrag zur Energieversorgung auf ein marginales Niveau verringern.
- *Die verbleibenden (geringen) Risiken müssen gegen den wirtschaftlichen Nutzen der Erschließung einheimischer Erdgasfelder abgewogen werden.* Die Wirtschaftlichkeit der Schiefergasförderung ist nicht Bestandteil der vorliegenden Analyse. Dennoch sei darauf hingewiesen, dass Hydrofracking-Aktivitäten wesentlich kostenaufwändiger als die konventionelle Förderung sind. Ein Nachweis über die wirtschaftliche Attraktivität der Erschließung der europäischen Schiefergasvorkommen steht noch aus. Voraussetzung für die Erteilung einer Fördergenehmigung sollte eine Kosten-Nutzen-Analyse für jedes Bohrloch unter Berücksichtigung sämtlicher Aspekte der Ökobilanz sein.

## 2.9. Ressourcenverbrauch

### Erfahrungen in Nordamerika

In Tabelle 4 sind die Materialmengen und Lkw-Bewegungen für Aktivitäten in Verbindung mit Erdgaserschließungen zusammengefasst.

**Tabelle 4: Geschätzte Materialmengen und Lkw-Bewegungen für Aktivitäten in Verbindung mit Erdgaserschließungen [NYCDEP 2009]**

Tätigkeit	Material/Abfall	Mengen <sup>(1)</sup>	Erforderliche Lkw-Fahrten
Einzelbohrfläche mit einer Bohrlochlänge von insgesamt 1500 bis 4000 m mit einer Tiefe von 900 bis 2100 m und einer horizontalen Ablenkung von 600 bis 1800 m mit einer Förderverrohrung von 6 Zoll bei einem Bohrlochdurchmesser von 8 Zoll. Die Horizontalbohrung ist verrohrt, aber nicht zementiert.			
Standortzufahrt und Bau der Bohrfläche	Räumungs- und Erdarbeiten	0,8 bis 2,0 ha großer Standort erforderlich plus Zufahrtstraßen	20 bis 40
Einrichtung der Bohranlage	Ausrüstung		40
Bohrchemikalien	Verschiedene Chemikalien		
Bohrwasser	Wasser	Ca. 40 bis 400 m <sup>3</sup>	5 bis 50
Verrohrung	Rohrleitung	2100 bis 4600 m (60 bis 130 t) Verrohrung	25 bis 50
	Zement (Auskleidung)	14 bis 28 m <sup>3</sup>	5 bis 10
Bohrgut	Gestein/Erdreich/Formationsabraum	71 bis 156 m <sup>3</sup>	Je nach Verbleib des Bohrguts
Bohrabwasser	Abfall Bohrfeld	Ca. 40 bis 400 m <sup>3</sup>	5 bis 50
Einrichtung der Stimulierung	Ausrüstung		40
Perforation der Verrohrung	Sprengmittel	Einfache Ladung ~25 g, keine Schätzwerte zur Anzahl der Ladungen je Länge Horizontalbohrung	
Hydrofracking-Flüssigkeit - Wasser	Wasser	11,355 bis 34,065 m <sup>3</sup>	350 bis 1000
Hydrofracking-Flüssigkeit - Chemikalien	Verschiedene Chemikalien	Bei einem Anteil von 1 bis 2 % am Volumen der Hydrofracking-Flüssigkeit wären das 114 bis 681 m <sup>3</sup>	5 bis 20
Hydrofracking-Flüssigkeit - Abwasser	Hydrofracking-Abwasser	11,355 bis 34,065 m <sup>3</sup>	350 bis 1000
Komplettierung der Bohrfläche	Ausrüstung		10
Gasförderung	Mitgefördertes Wasser	Durchschnittlich 57 m <sup>3</sup> pro Jahr und Bohrloch	2 bis 3
Geschätzte Lkw-Fahrten je Bohrloch insgesamt			800 bis über 2000

(1) Amerikanische Maßeinheiten wurden in metrische Maßeinheiten umgerechnet.

### *Übertragbarkeit auf europäische Bedingungen*

Die bislang vorliegenden Informationen lassen vermuten, dass der Ressourcenverbrauch, der Energiebedarf (und die damit verbundenen THG-Emissionen – siehe Kapitel 3) bei der Erschließung von Schiefergasfeldern höher sind als bei der Erschließung konventioneller Erdgasfelder. Die Bandbreite hinsichtlich der Erdgasausbeute ist groß und kann um einen Faktor von mehr als zehn variieren. Damit schwanken auch der spezifische Ressourcen- und Energieverbrauch und die damit verbundenen THG-Emissionen je m<sup>3</sup> geförderttes Erdgas um einen Faktor von mehr als zehn. Um konkrete und zuverlässige Informationen zu erhalten, muss folglich jede Schiefergaslagerstätte individuell bewertet werden.

### 3. TREIBHAUSGASBILANZ

#### SCHLÜSSELERKENNTNISSE

- Entweichende Methanemissionen können sich verheerend auf die Treibhausgasbilanz auswirken.
- Vorliegenden Bewertungen zufolge liegt bei der Erschließung und Förderung von nicht-konventionellem Erdgas die Spannbreite zwischen 18 und 23 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro MJ.
- Die potenziellen Emissionen aufgrund des Eindringens von Methan in Grundwasserleiter wurden noch nicht bewertet.
- Die projektspezifischen Emissionen können jedoch um einen Faktor bis zu 10 variieren, je nach der Methangesamtproduktion der Bohrung.
- In Abhängigkeit von verschiedenen Faktoren sind die Treibhausgasemissionen von Schiefergas in Bezug zu seinem Energiegehalt so gering wie jene von konventionellem Erdgas, das über weite Strecken transportiert wird, oder so hoch wie jene von Steinkohle während ihres gesamten Lebenszyklus vom Abbau bis zur Verbrennung.

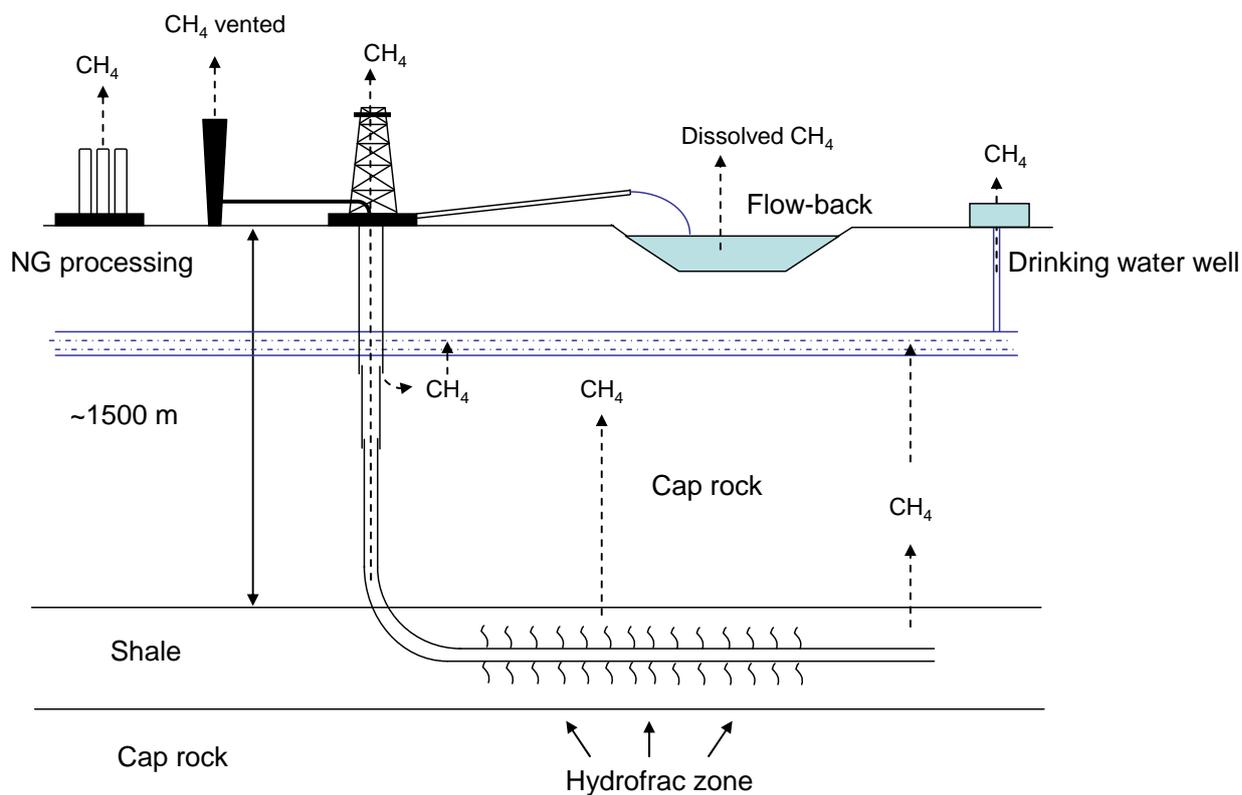
#### 3.1. Schiefergas (Shale Gas) und Gas in dichtem Gestein (Tight Gas)

##### 3.1.1. Erfahrungen in Nordamerika

CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen bei Verbrennungsprozessen in Gasturbinen, Dieselmotoren und Heizkesseln, die für die Erkundung, Förderung und Verarbeitung von Schiefergas erforderlich sind. In Abhängigkeit vom CO<sub>2</sub>-Gehalt des gefördertten Erdgases kann es bei der Verarbeitung des Erdgases auch zu von Verbrennungsprozessen unabhängigen CO<sub>2</sub>-Emissionen kommen. Der CO<sub>2</sub>-Gehalt des gefördertten Gases kann bis zu 30 % [Goodman et al 2008] betragen, was spezifische Emissionen von etwa 24 g CO<sub>2</sub> je MJ geförderttes Gas zur Folge hätte.

Des Weiteren wird Methan freigesetzt, dessen Potenzial für die globale Erwärmung sich auf ein CO<sub>2</sub>-Äquivalent von 25 g je g CH<sub>4</sub> beläuft (gemäß IPCC für einen Zeithorizont von 100 Jahren). Während der Erkundungs- und Erschließungsphase kommt es beim Bohren (Entlüftung aus oberflächennahen Schichten), beim Zurückströmen der an der hydraulischen Rissbildung beteiligten Flüssigkeiten und beim Aufbohren der Pfropfen nach dem Hydrofracking zu Methanemissionen. In der Förderungs- und Verarbeitungsphase entweicht Methan aus Ventilen und Kompressoren, bei der Flüssigkeitsentlastung (Entlastung von separierten flüssigen Kohlenwasserstoffen) und bei der Verarbeitung des Erdgases zu Methanemissionen. Zudem kann Methan aus beschädigten Bohrlöchern entweichen. Für die USA besagen Schätzungen, dass etwa 15 bis 25 % der Bohrlöcher undicht sind.

**Abbildung 4: CH<sub>4</sub>-Emissionen bei der Erkundung, Förderung und Verarbeitung von Schiefergas**



**Quelle:** eigene Quelle auf der Grundlage von [SUMI 2008]

Die Erkundung und Erschließung (Anfangsbohren und Komplettierung) von Schiefergasvorkommen, die auch die Rückströmpphase umfassen, tragen in hohem Maße zu den Gesamtmethanemissionen bei. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die Methanemissionen der Rückströmpphase an vier Bohrlöchern für die unkonventionelle Gasförderung.

**Tabelle 5: Methanemissionen der zurückströmenden Flüssigkeiten an vier Bohrlöchern für die unkonventionelle Erdgasförderung**

Becken	Emissionen während der Rückströmphase [103 m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> ]	Fördermenge über die Lebensdauer des Bohrlochs [106 m <sup>3</sup> ]	Rückfluss-emissionen als Anteil an der Lebensdauer-fördermenge	Rückfluss-emissionen in g CO <sub>2</sub> -Äqu./MJ (1)
Haynesville (Louisiana, Schiefer)	6800	210 (75)	3,2%	20,1
Barnet (Texas, Schiefer)	370	35	1,1%	6,6
Piceance (Colorado, Tight Sand)	710	55	1,3%	7,9
Uinta (Utah, Tight Sand)	255	40	0,6%	3,8

(1) 25 g CO<sub>2</sub>-Äquivalente je g CH<sub>4</sub> auf der Grundlage eines Zeithorizonts von 100 Jahren gemäß IPCC

**Quelle:** [Cook et al 2010], [Howarth et al 2011]

Die Methanemissionen aus Rückströmflüssigkeiten belaufen sich bei den vier Bohrlöchern in Tabelle 5 auf durchschnittlich etwa 1,6 % der geförderten Erdgasmenge. Darüber hinaus wird beim Aufbohren, das nach dem Hydrofracking stattfindet, eine Methanmenge freigesetzt, die etwa 0,3 % der geförderten Erdgasmenge entspricht, sodass sich die Methanemissionen während der Erkundung und Erschließung auf insgesamt 1,9 % belaufen. Das Methan kann zur Reduzierung der Emissionen teilweise aufgefangen und abgefackelt werden. Im Allgemeinen lassen sich etwa 50 % des entweichenden Methans auffangen und abfackeln. Ferner wird für die Umrechnung der volumenbezogenen Methanverluste in energiebezogene Methanverluste ein Methangehalt des geförderten Gases von 78,8 % angenommen [Howarth et al 2011].

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass die spezifischen THG-Emissionen aus der Verbrennung bei den Bohrarbeiten stark von der förderbaren Erdgasmenge abhängen. Die Menge des beim Bohren durch Verbrennung entstehenden CO<sub>2</sub> richtet sich nach der Bohrtiefe. Mit abnehmender Erdgasausbeute pro Bohrloch steigen die THG-Emissionen je MJ gefördertes Erdgas. Für das Haynesville Shale in Louisiana ist die Fördermenge über die Lebensdauer eines Bohrlochs nach [Howarth et al 2011] überraschend hoch (210 Millionen m<sup>3</sup> anstelle der 35 bis 55 Millionen m<sup>3</sup>, die für die anderen Schiefergas- und Tight-Gas-Lagerstätten angegeben wurden). [Cook et al 2010] zufolge beläuft sich die Fördermenge über die Lebensdauer eines Bohrlochs beim Haynesville Shale in Louisiana im Mittel auf etwa 75 Millionen m<sup>3</sup> anstelle der in [Howarth et al 2011] angegebenen 210 Millionen m<sup>3</sup>. Wenn die 75 Millionen m<sup>3</sup> realistisch sind und von konstanten Methanemissionen aus dem Rückfluss ausgegangen werden kann, dann beliefen sich die spezifischen Methanemissionen auf 9,0 % anstelle der in Tabelle 5 angegebenen 3,2 %. Die THG-Emissionen aus dem Rückfluss am Haynesville Shale in Louisiana würden sich von etwa 20 g/MJ auf etwa 57 g/MJ gefördertes Erdgas erhöhen.

Tabelle 6 vermittelt einen Überblick über in den USA vorgenommene Bewertungen der bei der Erkundung, Förderung und Verarbeitung von Schiefergas und Tight Gas anfallenden THG-Emissionen<sup>5</sup>. Die Methanemissionen aus dem Rückfluss (die bei den Methanemissionen der „Komplettierung“ berücksichtigt werden) wurden anhand der Durchschnittswerte für die Bohrlöcher in Tabelle 5 ermittelt.

**Tabelle 6: Emissionen bei der Erkundung, Förderung und Verarbeitung von Schiefergas bezogen auf den unteren Heizwert (LHV) des erzeugten Gases**

	CO <sub>2</sub> [g/MJ]	CH <sub>4</sub> [g/MJ]	N <sub>2</sub> O [g/MJ]	g CO <sub>2</sub> -Äqu./MJ (1)
Baufeldfreimachung:				
Räumung	0,018	-	-	0,018
Rodung	0,018	<0,01	<0,01	0,018
Ressourcen- verbrauch	0,550	<0,01	-	0,550
Erkundung und Erschließung:				
Verbrennung beim Bohren (Bohren und Hydrofracking)	0,660 (0,878)	<0,01	<0,01	0,827 (1,045)
Verbrennung beim Bohren (mobil)	0,293 (0,493)	<0,01	<0,01	0,460 (0,660)
Komplettierung (50 % Abfackeln, 50 % Entlüftung)	0,733 (1,145)	0,254 (0,417)	-	7,077 (11,578)
Gasproduktion:				
Verbrennung	2,089	-	-	2,089
Lakentank	-	<0,01	-	
Versch. flüchtige Bestandteile	-	0,147	-	3,673
Verarbeitung:				
Verbrennung	1,905	<0,01	-	2,239
Flüchtige Bestandteile	0,330	0,027	-	0,998
Gesamt	6,60 (7,43)	0,454 (0,618)	0,00	17,9 (22,9)

(1) 25 g CO<sub>2</sub>-Äquivalente je g CH<sub>4</sub> auf der Grundlage eines Zeithorizonts von 100 Jahren gemäß IPCC.

Angaben in den Klammern: berechnet für eine niedrigere Ausbeute in Haynesville gemäß Cook et al. 2010. Quelle: [Cook et al 2010], [Howarth et al 2011]

<sup>5</sup> Umgerechnet von den in der Quellenliteratur für CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> verwendeten g C in g CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub>.

Werden für das Hayensville Shale in Louisiana die in [Cook et al 2010] angegebenen Werte eingesetzt und die Methanemissionen aus dem Rückfluss als konstant angenommen, so würden sich die Gesamt-THG-Emissionen für die Schiefergaserkundung, -förderung und -verarbeitung bei den vier Bohrlöchern für die unkonventionelle Erdgasproduktion von 17,9 g/MJ auf 22,9 g/MJ erhöhen.

Methan kann zudem in Grundwasserressourcen entweichen. Einige Grundwasserleiter über den Schieferformationen des Marcellus Shale und des Utica Shale im Nordosten von Pennsylvania und im Norden des Bundesstaates New York enthalten Hinweise auf eine Methanbelastung des Trinkwassers, die von Fracking-Aktivitäten herrühren könnte [Osborn et al 2011]. Dieses Methan kann bei der Nutzung des Wassers zudem in die Atmosphäre entweichen und damit zusätzliche THG-Emissionen verursachen. Weder diese Emissionen noch die Methanemissionen bei der Entlüftung während der Bohrtätigkeit sind in Tabelle 6 enthalten.

In Ohio gelangte über Wasserbrunnen Erdgas in Wohnhäuser. In der Bainbridge Township im Verwaltungsbezirk Geauga explodierte daraufhin ein Haus. Zwei Bewohner, die sich zum Zeitpunkt der Explosion im Haus aufhielten, wurden nicht verletzt, aber es entstanden erhebliche Schäden am Haus. [ODNR 2008] Daraus lässt sich schlussfolgern, dass auf diese Weise beträchtliche Mengen an Methan in das Grundwasser und schließlich in die Atmosphäre gelangen können.

Ist der CO<sub>2</sub>-Gehalt des geförderten Erdgases höher als in Tabelle 6 angenommen, steigen auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Erdgasverarbeitung (bis zu 23,5 g/MJ anstelle von 0,33 g/MJ bei einem CO<sub>2</sub>-Gehalt von 30 %). Da der Methangehalt bei 70 % anstelle der in [Howarth et al 2011] genannten 78,8 % läge, würden alle anderen Werte steigen und etwa 43,3 g/MJ anstelle von 17,9 g/MJ erreichen.

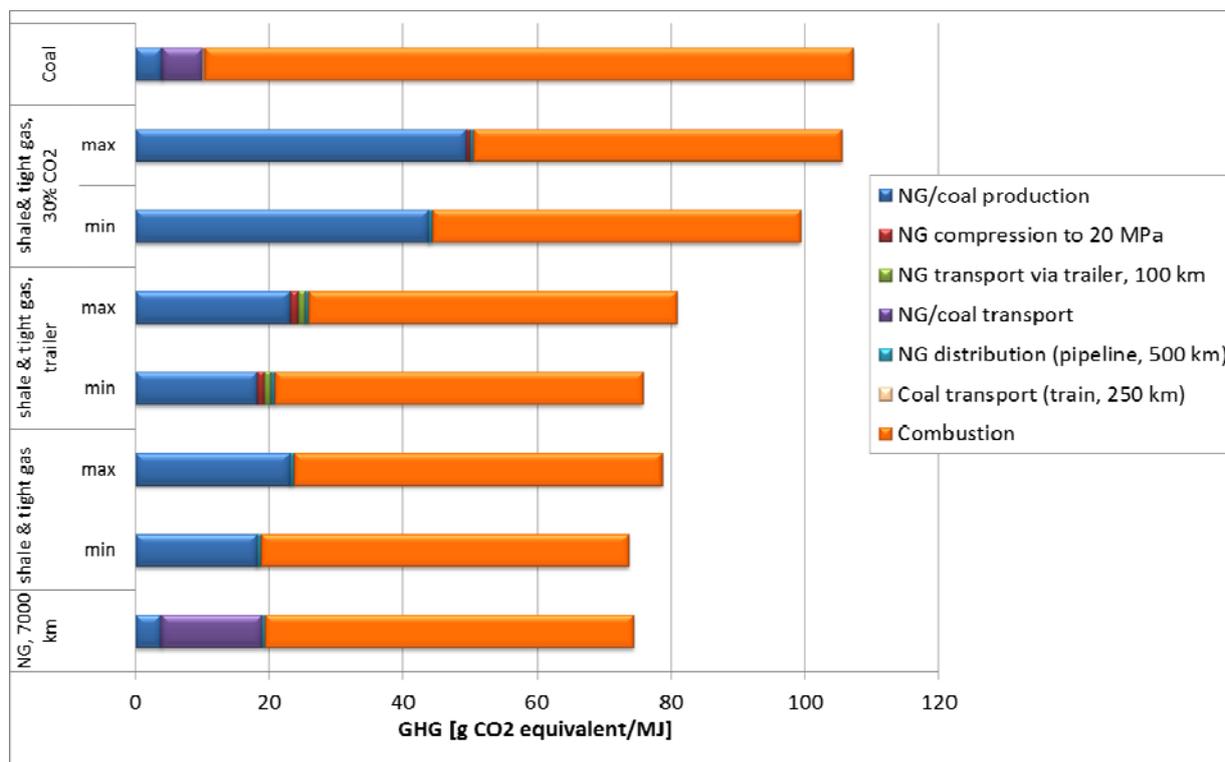
Ein weiterer Aspekt, der zu berücksichtigen ist, betrifft den Transport des Erdgases von der Bohrfläche zum Erdgasnetz. Bei einer geringen Erdgasausbeute je Bohrloch wird das Gas in komprimierter Form in speziellen CNG-Anhängern transportiert.

### 3.1.2. Übertragbarkeit auf europäische Bedingungen

In der EU werden einige wenige Projekte der unkonventionellen Erdgasgewinnung betrieben. Hydrofracking kommt nicht nur bei der Förderung von Schiefergas zum Einsatz, sondern auch bei Kohlegasvorkommen (Coal Bed Methane) sowie bei in dichtem Gestein gelagertem Gas (Tight Gas). So plant ExxonMobil die Gewinnung von Kohlegas in Nordrhein-Westfalen.

Die vorstehend geschätzten Treibhausgasemissionen, die bei der Erschließung, Förderung, Verteilung und Verbrennung von Schiefergas und Tight Gas entstehen, werden in Abbildung 5 dargestellt. In Abhängigkeit von den zugrunde gelegten Werten weisen Schiefergas und Tight Gas im unteren Bereich ähnliche Gesamt-THG-Emissionen auf wie konventionell gewonnenes Erdgas, das über weite Strecken transportiert wird, während sie im oberen Bereich den THG-Emissionen von Steinkohle ähneln.

**Abbildung 5: Treibhausgasemissionen bei der Gewinnung, Verteilung und Verbrennung von Schiefergas und Tight Gas im Vergleich zu konventionell gewonnenem Erdgas und Kohle**



Quelle: eigene Quelle

Unter der Voraussetzung, dass dieselben THG-Emissionen für die Schiefergasproduktion wie in den USA zugrunde gelegt werden, ein Entweichen von Methan in das Grundwasser vermieden wird und das Schiefergas in einem Gasturbine-Kombikraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 57,5 % verbrannt wird, würden sich die Gesamt-THG-Emissionen aus der Erdgasversorgung und -nutzung auf 460 g je kWh Stromerzeugung belaufen (Schiefergasproduktion: 113,5 g/kWh Strom; EG-Verteilung: 3,6 g/kWh Strom; Verbrennung: 344,3 g/kWh Strom). Beträgt der CO<sub>2</sub>-Gehalt des gefördert Gases 30 % und sind die spezifischen Methanemissionen aus dem Rückfluss aufgrund geringerer Erträge höher, so würden die Gesamt-THG-Emissionen auf 660 g je kWh ansteigen. Zum Vergleich: Die Stromerzeugung aus Erdgas, das per Pipeline über weite Strecken (7000 km) transportiert wird, hat Emissionen von 470 g pro kWh Strom zur Folge. Australische Kohle, die in einem modernen kohlebefeueren Dampfkraftwerk (ST) mit einem Wirkungsgrad von 46 % in Strom verwandelt wird, erzeugt ca. 850 g je kWh Strom.

**Tabelle 7:** Bei der Stromerzeugung in Gas- und Dampfturbinen-Anlagen (GuD) aus unterschiedlichen Erdgasquellen entstehende THG im Vergleich zur Stromerzeugung auf Kohlebasis in g CO<sub>2</sub>-Äquivalent je kWh Strom

	GuD (Schiefergas und Tight Gas)		GuD (Schiefergas und Tight Gas, Anhänger)		GuD (Schiefergas und Tight Gas, 30 % CO <sub>2</sub> )		GuD (EG, 7000 km)	Kohlebefeuertes Dampfkraftwerk
EG-/Kohlegewinnung	113,5	144,6 <sup>(1)</sup>	113,5	144,6 <sup>(1)</sup>	274,1	309,1 <sup>(1)</sup>	24,1	31,1
EG-Verdichtung auf 20 MPa	-	-	7,2	7,7	-	3,6	-	-
EG-Transport per Lkw, 100 km	-	-	6,2	6,2	-	-	-	-
EG-/Kohletransport	-	-	-	-	-	-	94,0	47,7
EG-Verteilung (Pipeline, 500 km)	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	-
Kohletransport (Eisenbahn, 250 km)	-	-	-	-	-	-	-	2,3
Verbrennung	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	772,8
<b>Gesamt</b>	<b>461</b>	<b>493</b>	<b>475</b>	<b>506</b>	<b>622</b>	<b>661</b>	<b>466</b>	<b>854</b>

<sup>(1)</sup> Der höhere Wert repräsentiert höhere spezifische Methanemissionen aufgrund einer niedrigeren Erdgasausbeute als in [Howarth et al 2011] angegeben

Die Schiefergasversorgung und –nutzung in den USA ist gemäß [Howarth et al 2011] und [Osborn et al 2011] deshalb mit enorm hohen THG-Emissionen (fast so hoch wie bei Kohle) verbunden, weil bei Transport, Lagerung und Verteilung von Erdgas in den USA extrem hohe Methanemissionen entstehen (1,4 bis 3,6 %, wodurch 7,0 bis 18,0 g CO<sub>2</sub>-Äquivalente je MJ zu dem 17,9 g/MJ aus Tabelle 6 hinzukommen), was vor allem auf mangelhafte Ausrüstungen in den USA zurückzuführen ist. Andererseits kann es bei Berücksichtigung des in das Grundwasser eindringenden Methans und der bei der Entlüftung während des Bohrens entstehenden Methanemissionen zu wesentlich höheren THG-Emissionen als vorstehend beschrieben kommen.

Bei der konventionellen Erdgasgewinnung sind die Methanverluste in der EU aufgrund besserer Ausrüstungen (Dichtigkeit von Pipelines, Ventilen usw.) im Allgemeinen niedriger als in den USA. Hinsichtlich der für die unkonventionelle Gasgewinnung spezifischen Prozesse ist nicht bekannt, ob oder in welchem Maße die THG-Emissionen in der EU niedriger sind als in den USA. Der Fracking-Prozess birgt die Gefahr, dass Methan in Trinkwasser und damit in die Atmosphäre gelangt (wie es in den USA geschehen ist).

Fachgutachten zufolge ist die Überwachung der Zementauskleidung des Bohrlochs in Deutschland vorgeschrieben, wodurch sich die Gefahr von Methanverlusten und einer Grundwasserbelastung mit toxischen Substanzen verringert. Ferner sind für die Projekte in Nordrhein-Westfalen geschlossene Systeme anstelle der offenen Teiche für den Rückfluss geplant. Folglich könnte sich die in Tabelle 6 genannte Variante „50 % Abfackeln, 50 % Entlüftung“ [Horwarth et al 2011] für THG-Emissionen in Europa als realistisch erweisen.

### 3.1.3. Offene Fragen

Es muss angemerkt werden, dass aufgrund des Mangels an zuverlässigen Daten ein erhebliches Maß an Unsicherheit besteht, was Emissionsdaten für die Gewinnung von Schiefergas und Tight Gas betrifft. Jedes Bohrloch ist anders, wobei die besten Bohrlöcher (von denen die meisten Daten stammen) als erste erschlossen werden. Folglich kann davon ausgegangen werden, dass in den veröffentlichten Daten eine Überschätzung der Menge des förderbaren Methans eines Bohrlochs vorliegt.

Die Bewertung der Methanmenge, die nach dem Hydrofracking in das Wasser und anschließend in die Atmosphäre gelangt, stellt nach wie vor eine ungeklärte Frage dar.

## 3.2. Tight Oil

Zwischen der konventionellen Ölgewinnung und der Gewinnung von Tight Oil kann nicht immer eine klare Trennlinie gezogen werden; der Übergang zwischen beiden Formen der Ölgewinnung ist fließend. So gibt es konventionelle Rohölfelder, bei denen versucht wird, die Fördermenge mittels Hydrofracking zu erhöhen. Da bei der Gewinnung von Tight Oil Hydrofracking-Verfahren eingesetzt werden, können in gleicher Weise wie bei Schiefergas und Tight Gas Methanemissionen beim Zurückströmen der Fracking-Flüssigkeit auftreten. Öffentlich zugängliche Informationen über die Methanemissionen bei der Gewinnung von Tight Oil liegen nicht vor.

### 3.2.1. Erfahrungen in Europa

Die Gewinnung von Tight Oil darf nicht mit der Schieferölgewinnung verwechselt werden. In Estland wird seit 1921 Ölschiefer abgebaut (sowohl im Tagebau als auch unter Tage). Das Schieferöl wird in einem als Retortenschwelen bezeichneten Verfahren gewonnen, bei dem es sich um einen Pyrolyseverfahren zur Gewinnung von Schieferöl und Schiefergas handelt. Im Gegensatz dazu erfolgt die Förderung von Tight Oil mithilfe von Bohrungen und des Hydrofracking-Verfahrens.

Im Pariser Becken wurden aus 2000 Bohrlöchern fünf Millionen Barrel Öl gefördert, was 2500 Barrel Öl je Bohrloch entspricht. [Anderson 2011] Dabei handelte es sich um eine konventionelle Ölförderung ohne Hydrofracking. Ausgehend vom unteren Heizwert (LHV) des geförderten Rohöls verfügen 2500 Barrel Öl je Bohrloch, verteilt auf dessen gesamte Lebensdauer, über annähernd denselben Energiegehalt wie 0,5 Millionen Nm<sup>3</sup> Erdgas.

Legt man das Pariser Becken als typisch für die Förderung von Tight Oil zugrunde, dann ist die Energiemenge, die je Bohrloch gefördert werden könnte, wesentlich geringer als die bei Schiefergas (0,4 Millionen Nm<sup>3</sup> anstelle von 35 Millionen Nm<sup>3</sup> pro Bohrloch im Falle des Barnett Shale in Texas). Sofern es sich dabei um für Tight Oil typische Bohrlöcher handelt, wären die beim Bohren und Hydrofracking entstehenden Gesamt-THG-Emissionen höher als bei der konventionellen Ölgewinnung und auch höher als bei der Gewinnung von Schiefergas und Tight Gas.

## 4. EU-RECHTSRAHMEN

### SCHLÜSSELERKENNTNISSE

- Es gibt keine EU-(Rahmen-)Richtlinie für die Regelung von Bergbauaktivitäten.
- Eine öffentlich zugängliche, umfassende und eingehende Analyse des europäischen Rechtsrahmens für die Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl liegt nicht vor.
- Der gegenwärtige Rechtsrahmen der EU für das Hydrofracking weist einige Lücken auf. Vor allem liegt für die Umweltverträglichkeitsprüfung des Hydrofrackings bei der Gewinnung von Erdgas und Tight Oil der Schwellenwert weit über dem Wert jeglicher potenzieller industrieller Tätigkeiten in diesem Bereich und sollte erheblich gesenkt werden. Gleichzeitig sollte der Anwendungsbereich der Wasser-Rahmenrichtlinie neu bewertet werden.
- Eine umfassende und eingehende Analyse der Anforderungen für die Erklärung gefährlicher Stoffe, die beim Hydrofracking zum Einsatz kommen, sollte durchgeführt werden.
- Im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse (LCA) könnte eine eingehende Kosten-Nutzen-Analyse ein Instrument zur Bewertung des Gesamtnutzens für jeden einzelnen Mitgliedstaat und dessen Bürger darstellen.

Ziel dieses Kapitels ist es, einen Überblick über den geltenden ordnungspolitischen Rahmen der EU zu folgenden Aspekten zu vermitteln:

- die Gewinnung von Schiefergas sowie in dichtem Gestein eingeschlossenen Gas- und Ölvorkommen (Tight Gas und Tight Oil)
- Existenz von Maßnahmen für einen angemessenen Schutz vor den spezifischen potenziellen Risiken, die von diesen Aktivitäten für die Umwelt und die menschliche Gesundheit ausgehen.

In Kapitel 4.1 werden die vier europäischen Richtlinien vorgestellt, die speziell Bergbauaktivitäten zum Gegenstand haben. Kapitel 4.2 gibt zunächst einen Überblick über weitere zehn Richtlinien, die in der Fachliteratur als für den Bergbau relevant erwähnt werden. Im zweiten Teil dieses Kapitels (Kapitel 4.2.2) geht es um annähernd 40 Richtlinien, die einen Bezug zu spezifischen Risiken im Zusammenhang mit Schiefergas und Tight Oil aufweisen. Abschließend werden neun erhebliche Lücken in der derzeitigen EU-Gesetzgebung aufgezeigt. Sie betreffen spezifische potenzielle Risiken, die das Hydrofracking für die Umwelt, das Wasser und die menschliche Gesundheit birgt. Einige basieren auf den Erfahrungen, die man in den USA gemacht hat, andere werden aktuell in den Mitgliedstaaten der EU diskutiert.

### 4.1. Richtlinien für die mineralgewinnende Industrie

Zweck eines Bergbaugesetzes ist es, einen allgemeinen Rechtsrahmen für Bergbautätigkeiten zu schaffen. Dadurch sollen ein florierender Industriesektor und eine sichere Energieversorgung gefördert und ein ausreichender Gesundheitsschutz sowie Sicherheit und Umweltschutz gewährleistet werden.

Auf der Ebene der EU besteht kein umfassender Rechtsrahmen für den Bergbau. [Safak 2006] Derzeit liegt die Bergbaugesetzgebung größtenteils in den Händen der Mitgliedstaaten, doch ist sie in den meisten Ländern veraltet und entspricht nicht den Anforderungen der heutigen Zeit. [Tiess 2011] Bei der für Unternehmen und Industrie zuständigen Generaldirektion der Europäischen Kommission gibt es ein Referat mit der Bezeichnung „Metalle, Mineralien, Rohstoffe“, das auf seiner Webseite darauf verweist, dass lediglich drei Richtlinien speziell für die mineralgewinnende Industrie angenommen wurden [EK 2010 MMR]. In Tabelle 8 werden diese drei Richtlinien durch eine vierte Richtlinie ergänzt [nach Kullmann 2006].

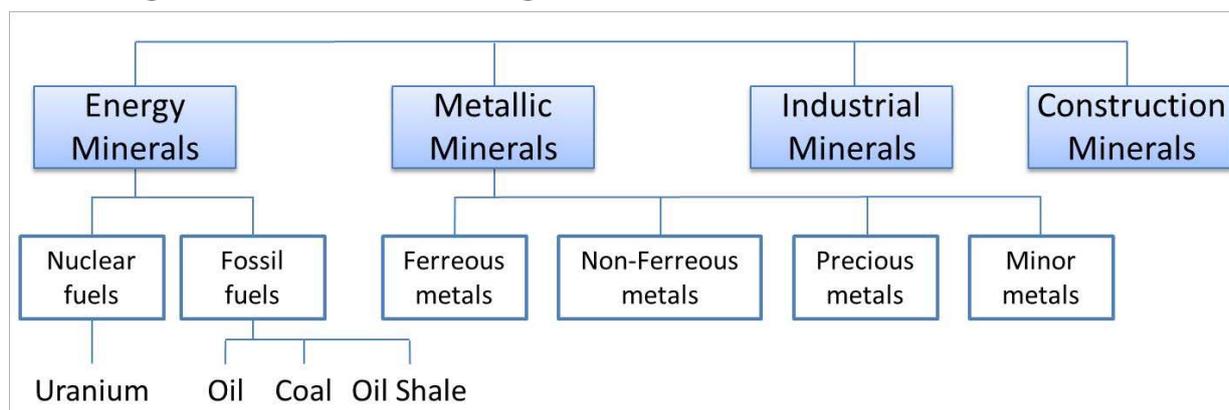
**Tabelle 8: Alle speziell für die mineralgewinnenden Zweige erarbeiteten Richtlinien der EU**

Richtlinie	Richtlinien für den Bereich Bergbau
2006/21/EG	Richtlinie über die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie <b>Bergbauabfallrichtlinie</b>
1992/104/EWG	Richtlinie über Mindestvorschriften zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Arbeitnehmer in übermäßigen oder unterirdischen mineralgewinnenden Betrieben (Zwölfte Einzelrichtlinie im Sinne des Artikels 16 Absatz 1 der Richtlinie 89/391/EWG)
1992/91/EWG	Richtlinie über Mindestvorschriften zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Arbeitnehmer in den Betrieben, in denen durch Bohrungen Mineralien gewonnen werden (Elfte Einzelrichtlinie im Sinne des Artikels 16 Absatz 1 der Richtlinie 89/391/EWG)
1994/22/EG	Richtlinie über die Erteilung und Nutzung von Genehmigungen zur Prospektion, Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen

**Quelle:** [EK 2010, Kullmann 2006]

Ein Nebenprodukt des Hydrofracking-Verfahrens sind große mit Karzinogenen, Bioziden, radioaktivem Radon und anderen gefährlichen Chemikalien verschmutzte Wassermengen (siehe Kapitel 2.6). Die Grundlage für den sicheren Umgang mit dieser in immer größeren Mengen anfallenden Mischung ist die Bergbauabfallrichtlinie. So wie bei anderen Bohraktivitäten größeren Ausmaßes kommen auch beim Hydrofracking schwere Maschinen zum Einsatz, für die Bedienpersonal erforderlich ist. Die für die Sicherheit und den Gesundheitsschutz von Arbeitnehmern speziell im Bergbau geltenden Rechtsvorschriften sind in zwei weiteren Richtlinien verankert (siehe Tabelle 8). Die vierte bergbauspezifische Richtlinie regelt die Souveränität der Mitgliedstaaten bei der Erteilung von Genehmigungen für die Exploration von Kohlenwasserstoffen.

Neben diesen Richtlinien existieren weitere Rechtsvorschriften, die insbesondere das Wettbewerbsumfeld regeln, z. B. die Öffnung der einheimischen Märkte der neuen Mitgliedstaaten. Ein Beispiel dafür ist die Erklärung zur Umstrukturierung des Ölschiefermarktes in Estland: 12003T/AFI/DCL/08. Da sich diese Studie auf den Rechtsrahmen bezüglich der potenziellen Risiken für die Umwelt und die menschliche Gesundheit erstreckt, wird auf die Regelung der Märkte an dieser Stelle nicht näher eingegangen.

**Abbildung 6: Struktur der mineralgewinnenden Industrie**

Quelle: [Papoulias 2006]

Aus der Perspektive des Gesetzgebers umfasst die mineralgewinnende Industrie, wie in Abbildung 6 dargestellt, zwei Kategorien:

- Die nichtenergetischen mineralgewinnenden Industriezweige (NEEI), die metallische Mineralien sowie Industrie- und Baumineralien ausbeuten, und
- Industriezweige, die energetische Mineralien (einschließlich Schiefergas und Tight Oil) ausbeuten.

Häufig geht es bei den Rechtsvorschriften und der Arbeit der Europäischen Kommission explizit um NEEI und damit nicht um die Gewinnung von Erdgas [EK NEEI].

#### 4.2. Nichtspezifische Richtlinien (Schwerpunkt: Umwelt und menschliche Gesundheit)

Es sind zahlreiche Richtlinien und Verordnungen erlassen worden, die zwar nicht speziell den Bergbau betreffen, sich jedoch auf die mineralgewinnende Industrie auswirken. Im Mittelpunkt dieses Abschnitts stehen Rechtsakte, die die Umwelt und die menschliche Gesundheit betreffen. In Abschnitt 4.2.1 wird im Ergebnis des Studiums der einschlägigen Literatur auf die sieben bis zwölf wichtigsten Richtlinien sowie eine umfassende und gut gegliederte Datenbank mit Hunderten von Rechtsakten der EU verwiesen. Bislang verfügt der Rechtsrahmen der EU über keine Literaturquelle, die dem Umfang dieser Studie entspricht; die Übersicht in Abschnitt 4.2.2 ist das Ergebnis intensiver Forschungsarbeit für die Zwecke der vorliegenden Studie. Es wurden ca. 40 Richtlinien ermittelt, die für Sicherheitsaspekte im Zusammenhang mit dem Hydrofracking von Belang sind.

##### 4.2.1. Von EU-Richtlinien erfasste allgemeine Risiken des Bergbaus

Wie in Kapitel 4.1 dargelegt, bestehen lediglich vier Richtlinien, die auf die speziellen Anforderungen der mineralgewinnenden Industrie zugeschnitten sind. In den Bereichen Umwelt und Gesundheit sowie Sicherheit gelten jedoch weitere Rechtsvorschriften, die sich auch auf Fragen des Bergbaus erstrecken [Safak 2006]. Tabelle 9 vermittelt einen ersten Eindruck von der Vielzahl der unterschiedlichen Rechtsvorschriften aus ganz unterschiedlichen Bereichen.

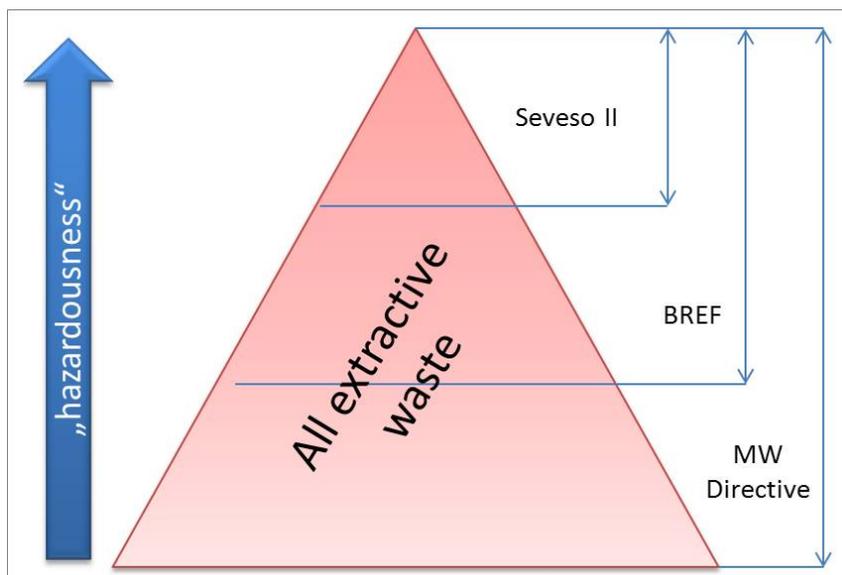
**Tabelle 9: Die wichtigsten Rechtsvorschriften mit Auswirkung auf die mineralgewinnenden Industrien**

Die wichtigsten Rechtsvorschriften mit Auswirkung auf die mineralgewinnenden Industrien	
Bergbauabfallrichtlinie	Natura 2000
Luftqualität	Grundwasserrichtlinie
BVT-Merkblatt	Habitat-Richtlinie und Vogelschutzrichtlinie
Seveso II	Strategie zur Luftreinhaltung
UVP-Richtlinie	Wasserrahmenrichtlinie
REACH	Umwelthaftung

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass es sich bei den bergbauspezifischen Richtlinien nicht notwendigerweise um die strengsten Richtlinien handelt. Aufgrund schwerer Havarien in der Vergangenheit sind vor allem für den Bereich der gefährlichen Chemikalien weitaus strengere Rechtsvorschriften verabschiedet worden. Abbildung 7 zeigt, dass die Bergbauabfallrichtlinie einen wesentlich umfassenderen Geltungsbereich aufweist als beispielsweise die Seveso-II-Richtlinie<sup>6</sup> [Papoulias 2006].

<sup>6</sup> Die Seveso-II-Richtlinie wird derzeit überprüft.

**Abbildung 7: Die wichtigsten EU-Richtlinien für Abfälle aus der Mineralgewinnung**



Quelle: [Papoulias 2006]

In der jüngsten Literatur wird folgende Anzahl von Rechtsakten als für den Bergbau relevant aufgeführt:

- 7 Rechtsakte [EK 2010 Grantham und Schuetz 2010]
- 9 Rechtsakte [Weber 2006]
- Bis zu 18 Rechtsakte [Hejny 2006]
- 12 Rechtsakte [Kullmann 2006].

Das andere Extrem bildet eine nach Themen geordnete faszinierende und allumfassende Sammlung sämtlicher EU-Rechtsvorschriften für den Bereich Umwelt [UWS GmbH]. Allein für den Bereich Abfall werden 36 Richtlinien, Verordnungen, Empfehlungen u. ä. aufgeführt. Insgesamt umfasst diese Sammlung vielleicht Hunderte von Dokumenten mit Relevanz für den Bereich Umwelt.

Zur Bewertung des aktuellen EU-Rechtsrahmens in Bezug auf das Hydrofracking kann man sich nicht allein auf die zwölf genannten Richtlinien stützen, während die Sammlung von Hunderten von Regelungen einen zu enzyklopädischen Charakter aufweisen würde. Einige der Listen wurden jedoch ganz gezielt so zusammengestellt, dass sie einen Überblick über den für die Gewinnung von Schiefergas geltenden EU-Rechtsrahmen vermitteln. So werden von [Schuetz 2010] die folgenden sieben Richtlinien aufgeführt:

1. Wasserrahmenrichtlinie
2. Grundwasserrichtlinie
3. REACH
4. Natura2000
5. UVP
6. Abfallrahmenrichtlinie
7. Lärmrichtlinie

#### 4.2.2. Von EU-Richtlinien erfasste spezifische Risiken der Gewinnung von Schiefergas und Tight Oil

Ein Teil der möglichen Gefahren im Zusammenhang mit der Gewinnung von Schiefergas, Tight Gas und Tight Oil ist grundsätzlich identisch mit Gefahren, wie sie bei den konventionellen Energiequellen auftreten. Daher werden viele der Risiken von den geltenden Rechtsvorschriften in ausreichendem Maße abgedeckt. Dennoch birgt die unkonventionelle Gasgewinnung unkonventionelle Risiken.

Diese Risiken werden nicht ausreichend berücksichtigt und sind möglicherweise auf folgende Aspekte zurückzuführen:

- den Einsatz großer Mengen an Chemikalien beim Hydrofracking,
- die Art der Chemikalien, einschließlich toxischer, karzinogener und mutagener Stoffe sowie umweltschädlicher Substanzen, die den Hydrofracking-Flüssigkeiten zugesetzt werden (z. B. Biozide),
- die Menge an zurückströmendem Wasser, das mit radioaktiven Substanzen wie Radon und Uran sowie weiteren unterirdisch vorkommenden Stoffen (wie Schwermetallen) belastet ist,
- große Anzahl von Bohrstandorten,
- die Infrastruktur wie das Netz von Sammelleitungen,
- den Einsatz großer Wassermengen für die Hydrofracking-Flüssigkeit und
- potenziell hohe Methanemissionen bei der Bohrlochkomplettierung.

Weitere Einzelheiten zu den spezifischen Risiken sind Kapitel 2 zu entnehmen. Die folgende Zusammenstellung der 36 wichtigsten EU-Richtlinien kann als einzigartige Grundlage für weitergehende Untersuchungen dienen.

Die Richtlinien sind innerhalb der einzelnen Tabellen nach ihrer Bedeutung sortiert. Nicht alle diese Richtlinien sind aufgrund möglicher Verzögerungen bei der (ordnungsgemäßen) Umsetzung in einzelstaatliches Recht bereits in Kraft. Anhand erster Untersuchungen zu den in den USA beim Hydrofracking eingesetzten Chemikalien lassen sich Aussagen zur diesbezüglichen Angemessenheit der EU-Rechtsvorschriften treffen [Waxman 2011].

Die Hauptsorge in Bezug auf das Hydrofracking betrifft im Allgemeinen mögliche Auswirkungen auf die Wasserqualität. Die wichtigsten Punkte (siehe Kapitel 2.4.2) sind:

- Regulärer Fracking-Prozess: im Boden verbleibende Chemikalien könnten in Grundwasserleiter gelangen.
- Unfälle beim Hydrofracking: Risse in der installierten Ausrüstung sorgen für einen direkten Zugang zum Grund- und Oberflächenwasser.
- Je nach Anzahl der Bohrlöcher werden riesige Mengen an Frischwasser verbraucht (siehe Tabelle 2).

In Tabelle 10 werden die sechs wichtigsten Richtlinien aufgeführt, die Wasser betreffen und die für Hydrofracking-Aktivitäten von Belang sind oder sein sollten. Sie sollten zum Zweck einer eingehenderen Analyse evaluiert werden.

**Tabelle 10: Relevante EU-Richtlinien im Bereich Wasser**

	Richtlinie	Titel
1.	2000/60/EG	Richtlinie zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik (Wasserrahmenrichtlinie)
2.	1980/68/EWG	Richtlinie über den Schutz des Grundwassers gegen Verschmutzung durch bestimmte gefährliche Stoffe (aufgehoben durch die Richtlinie 2000/60/EG mit Wirkung vom 22. Dezember 2013)
3.	2006/118/EG	Richtlinie zum Schutz des Grundwassers vor Verschmutzung und Verschlechterung
4.	1986/280/EWG	Richtlinie des Rates betreffend Grenzwerte und Qualitätsziele für die Ableitung bestimmter gefährlicher Stoffe im Sinne der Liste 1 im Anhang der Richtlinie 76/464/EWG
5.	2006/11/EG	Richtlinie betreffend die Verschmutzung infolge der Ableitung bestimmter gefährlicher Stoffe in die Gewässer der Gemeinschaft (kodifizierte Fassung)
6.	1998/83/EG	Richtlinie über die Qualität von Wasser für den menschlichen Gebrauch.

Das Risiko der Wasserverschmutzung ist untrennbar verbunden mit dem Risiko einer verschmutzten Umwelt. Diese Risiken bilden eine Untergruppe des Bereichs der Umweltrisiken, die sich grob wie folgt unterteilen lassen:

- Bodenemissionen
  - Verschmutzung des Trink- und Grundwassers
  - Bodenverschmutzung
- Luftemissionen
  - Abgase
  - Lärm
  - Chemikalien
- Unfälle außerhalb der Betriebsstätten
  - Beim Transport auf der Straße
  - Bei der Abfalldeponierung

Im Mittelpunkt dieser Liste stehen die Einflüsse auf die Umwelt unter regulären Betriebsbedingungen. In all diesen Bereichen besteht natürlich immer die Gefahr von Unfällen. In Tabelle 11 werden die neun wichtigsten Richtlinien aufgeführt, die die Umwelteinflüsse unter regulären Bedingungen und bei Unfällen regeln.

**Tabelle 11: Relevante EU-Richtlinien zum Schutz der Umwelt**

	Richtlinie	Titel
7.	2010/75/EU	Richtlinie über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) <b>IVU-Richtlinie</b>
8.	2008/1/EG	Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (kodifizierte Fassung)
-	Entscheidung 2000/479/EG	Entscheidung über den Aufbau eines Europäischen Schadstoffemissionsregisters (EPER) gemäß Artikel 15 der Richtlinie 96/61/EG des Rates über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IPPC) Anhang A1: Verzeichnis der bei Überschreitung des Schwellenwertes zu meldenden Schadstoffe
9.	1985/337/EWG	Richtlinie über die Umweltverträglichkeitsprüfung <b>UVP-Richtlinie</b>
10.	2003/35/EG	Richtlinie über die Beteiligung der Öffentlichkeit bei der Ausarbeitung bestimmter umweltbezogener Pläne und Programme und zur Änderung der Richtlinien 85/337/EWG und 96/61/EG des Rates in Bezug auf die Öffentlichkeitsbeteiligung und den Zugang zu Gerichten
11.	2001/42/EG	Richtlinie über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme <b>Strategische Umweltprüfung (SEA)</b>
12.	2004/35/EG	Richtlinie über Umwelthaftung betreffend die Vermeidung von Umweltschäden und die Sanierung der Umwelt
13.	1992/43/EWG	Richtlinie zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen <b>Natura 2000</b>
14.	1979/409/EWG	Richtlinie über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten
15.	1996/62/EG	Richtlinie über die Beurteilung und die Kontrolle der Luftqualität

Beim Hydrofracking kommen stets schwere Maschinen (siehe Kapitel 2.3) und gefährliche Chemikalien zum Einsatz. Die Bürger müssen ebenso geschützt werden wie die Arbeitskräfte, die täglich mit diesen Stoffen und Maschinen in Berührung kommen. Dem Thema Sicherheit am Arbeitsplatz sind zahlreiche EU-Richtlinien gewidmet. Tabelle 12 enthält neun Richtlinien, die dem Schutz der Arbeitnehmer dienen, und zwar unter besonderer Berücksichtigung des Bergbaus und des Einsatzes gefährlicher Chemikalien.

**Tabelle 12: Relevante EU-Richtlinien zur Sicherheit am Arbeitsplatz**

	Richtlinie	Titel
16.	1989/391/EWG	Richtlinie über die Durchführung von Maßnahmen zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Arbeitnehmer bei der Arbeit
17.	1992/91/EWG	Richtlinie über Mindestvorschriften zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Arbeitnehmer in den Betrieben, in denen durch Bohrungen Mineralien gewonnen werden
18.	1992/104/EWG	Richtlinie über Mindestvorschriften zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Arbeitnehmer in übertägigen oder untertägigen mineralgewinnenden Betrieben
19.	2004/37/EG	Richtlinie über den Schutz der Arbeitnehmer gegen Gefährdung durch Karzinogene oder Mutagene bei der Arbeit (kodifizierte Fassung)
20.	1991/322/EWG	Richtlinie zur Festsetzung von Richtgrenzwerten zur Durchführung der Richtlinie 80/1107/EWG des Rates über den Schutz der Arbeitnehmer vor der Gefährdung durch chemische, physikalische und biologische Arbeitsstoffe bei der Arbeit
21.	1993/67/EWG	Richtlinie zur Festlegung von Grundsätzen für die Bewertung der Risiken für Mensch und Umwelt von gemäß der Richtlinie 67/548/EWG des Rates notifizierten Stoffen
22.	1996/94/EG	Richtlinie zur Festlegung einer zweiten Liste von Richtgrenzwerten in Anwendung der Richtlinie 80/1107/EWG des Rates zum Schutz der Arbeitnehmer vor der Gefährdung durch chemische, physikalische und biologische Arbeitsstoffe bei der Arbeit
23.	1980/1107/EWG	Richtlinie des Rates vom 27. November 1980 zum Schutz der Arbeitnehmer vor der Gefährdung durch chemische, physikalische und biologische Arbeitsstoffe bei der Arbeit
24.	2003/10/EG	Richtlinie über Mindestvorschriften zum Schutz von Sicherheit und Gesundheit der Arbeitnehmer vor der Gefährdung durch physikalische Einwirkungen (Lärm)

Die meisten Gesteinsformationen enthalten natürliche Radionuklide („Naturally Occurring Radioactive Materials“ (N.O.R.M.)).

In den meisten Fällen enthält Erdgas radioaktives Radon, das ein Zerfallsprodukt von Uran ist. Der Internationale Verband der Öl- und Gasproduzenten (OGP) beschreibt diese negative Nebenwirkung der Gewinnung von Erdgas wie folgt:

*„Radon ist ein radioaktives Gas, das in unterschiedlichen Anteilen im Erdgas von Öl- und Gasformationen vorkommt. In Abwesenheit von Erdgas wird Radon im (leichten) Kohlenwasserstoff und in der wässrigen Phase gelöst. Bei Förderung zusammen mit Öl und Gas folgt Radon gewöhnlich dem Gasstrom. [...] Bei der Entsorgung von NORM-Abfall sind die für die Entsorgung von radioaktivem Abfall geltenden Bestimmungen einzuhalten.“*  
[OGP 2008]

Radon kommt nicht nur in Erdgas vor, sondern es ist auch in den riesigen Mengen des nach dem Hydrofracking zurückströmenden Wassers enthalten. Eine Euratom-Richtlinie ist speziell den Sicherheitsnormen im Zusammenhang mit N.O.R.M. gewidmet:

**Tabelle 13: Relevante Richtlinie zum Strahlenschutz**

	Richtlinie	Titel
25.	1996/29/Euratom	Richtlinie zur Festlegung der grundlegenden Sicherheitsnormen für den Schutz der Gesundheit der Arbeitskräfte und der Bevölkerung gegen die Gefahren durch ionisierende Strahlungen. Richtlinie über natürlich vorkommende radioaktive Materialien ( <b>N.O.R.M.</b> - naturally occurring radioactive materials)

Wie in Abschnitt 4.1 bereits erwähnt, liegt eine Richtlinie vor, die speziell für die Abfälle der mineralgewinnenden Industrie erarbeitet wurde. Mehrere weitere Richtlinien und vor allem mehrere Entscheidungen zur Festlegung von Grenzwerten sind in diesem Zusammenhang ebenfalls von Bedeutung (für Einzelheiten zu Abfallfragen siehe Kapitel 2). Diese vier Richtlinien und vier Entscheidungen sind in Tabelle 14 aufgeführt. Weitere Rechtsvorschriften zu Bergbauabfällen, darunter auch zu Aspekten der finanziellen Sicherheitsleistung, sind auf der speziell Bergbauabfällen gewidmeten Website der Europäischen Kommission zu finden. [EK 2011 MW]

**Tabelle 14: Relevante EU-Richtlinien im Bereich Abfall**

	Richtlinie	Titel
26.	2006/21/EG	Richtlinie über die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie und zur Änderung der Richtlinie 2004/35/EG <b>Bergbauabfallrichtlinie</b>
-	Entscheidung 2009/359/EG der Kommission	Entscheidung zur Ergänzung der Begriffsbestimmung von „Inertabfälle“ gemäß Artikel 22 Absatz 1 Buchstabe f der Richtlinie 2006/21/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie.
27.	2006/12/EG	Richtlinie über Abfälle <b>Abfallrahmenrichtlinie</b>
28.	1999/31/EG	Richtlinie über Abfalldeponien
-	Entscheidung 2000/532/EG der Kommission	Entscheidung über ein Verzeichnis (gefährlicher) Abfälle gemäß verschiedener Richtlinien (zur Ersetzung der Entscheidung 94/3/EG)
-	Entscheidung 2009/360/EG der Kommission	Entscheidung zur Ergänzung der technischen Anforderungen für die Charakterisierung der Abfälle gemäß der Richtlinie 2006/21/EG über die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie
-	Entscheidung 2009/337/EG der Kommission	Entscheidung über die Festlegung der Kriterien für die Einstufung von Abfallentsorgungseinrichtungen gemäß Anhang III der Richtlinie 2006/21/EG über die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie
29.	Beschluss 1600/2002/EG	Beschluss über das sechste Umweltaktionsprogramm der Gemeinschaft (Artikel Ziffer 2 Buchstabe b: „...Entwicklung weiterer Maßnahmen als Beitrag zur Vorbeugung gegen die größten Unfallgefahren, die insbesondere von Pipelines, Bergbautätigkeiten und dem Seetransport gefährlicher Stoffe ausgehen, sowie Entwicklung von Maßnahmen im Zusammenhang mit Bergbauabfällen...“)

Im April 2011 erschien eine erste umfassende Studie über die beim Hydrofracking eingesetzten Chemikalien in den USA. Darin werden u. a. Aussagen zur Menge und Qualität der verwendeten Chemikalien getroffen:

*„Zwischen 2005 und 2009 setzten die 14 Öl- und Gasfirmen mehr als 2500 Hydrofracking-Produkte ein, die 750 Chemikalien und andere Bestandteile enthielten. Insgesamt verbrauchten diese Unternehmen zwischen 2005 und 2009 780 Millionen Gallonen Hydrofracking-Produkte – das am Bohrstandort zugegebene Wasser nicht mitgerechnet.“*  
[Waxman 2011]

Unter diesen 750 Chemikalien waren mehrere gefährliche Luftschadstoffe und menschliche Karzinogene, die in großen Mengen zum Einsatz kamen. In Tabelle 15 werden die acht wichtigsten europäischen Richtlinien aufgeführt, die den Einsatz von Chemikalien betreffen, einschließlich der Rechtsvorschriften zur Vermeidung von Unfällen.

**Tabelle 15: Relevante EU-Richtlinien über Chemikalien und Chemieunfälle**

	Richtlinie	Titel
30.	Verordnung 1907/2006	Verordnung zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (REACH), zur Schaffung einer Europäischen Agentur für chemische Stoffe
-	ECE/TRANS/215 <sup>7</sup>	Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa (ECE): Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße. <b>ADR</b> -Übereinkommen gilt ab dem 1. Januar 2011.
31.	1996/82/EG	Richtlinie über die Beherrschung der Gefahren bei schweren Unfällen mit gefährlichen Stoffen <b>Seveso-II-Richtlinie</b>
32.	2003/105/EG	Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 96/82/EG des Rates (Seveso-II-Richtlinie) zur Beherrschung der Gefahren bei schweren Unfällen mit gefährlichen Stoffen (diese Richtlinie wird derzeit überprüft) [Die wichtigste Erweiterung des Anwendungsbereichs dieser Richtlinie betrifft die Einbeziehung der Risiken, die von der Lagerung und Aufbereitung im Bergbau, von pyrotechnischen und explosionsgefährlichen Stoffen und von der Lagerung von Ammoniumnitrat und von Düngemitteln auf Ammoniumnitrat-Basis ausgehen.]
33.	1991/689/EWG	Richtlinie über gefährliche Abfälle
34.	1967/548/EWG	Richtlinie zur Angleichung der Rechts- und Verwaltungsvorschriften für die Einstufung, Verpackung und Kennzeichnung gefährlicher Stoffe
35.	1999/45/EG	Richtlinie zur Angleichung der Rechts- und Verwaltungsvorschriften für die Einstufung, Verpackung und Kennzeichnung gefährlicher Zubereitungen
36.	1998/8/EG	Richtlinie über das Inverkehrbringen von Biozid-Produkten.

#### 4.3. Lücken und offene Fragen

Die Vielzahl der rechtlichen Aspekte, die bei Bergbauprojekten zu berücksichtigen sind, deutet bereits darauf hin, dass die aktuelle Gesetzgebung den spezifischen Anforderungen der mineralgewinnenden Industrie nicht notwendigerweise entspricht. So werfen gerade die Erkundung und Ausbeutung von Schiefergas und Tight Oil neue Probleme auf.

<sup>7</sup> Sämtliche Mitgliedstaaten der Europäischen Union sind auch Mitglied der UNECE (Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa). Das ADR-Übereinkommen wird deshalb hier aufgeführt, weil es in diesem Zusammenhang von großer Bedeutung ist.

## Lücke 1 – Investitionssicherheit für die mineralgewinnende Industrie

Derzeit stellt der Mangel an einschlägigen Rechtsvorschriften die mineralgewinnende Industrie vor Probleme, wie Tomasz Chmal, Partner bei White & Case, auf der Konferenz „Shale Gas Eastern Europe 2011“ in Warschau feststellte:

*„Polen ist traditionell ein Gasland, aber das Geologie- und Bergbaugesetz enthält keinerlei Verweis auf Hydrofracking oder horizontale Bohrungen. Das derzeit diskutierte neue Gesetz sieht ebenfalls keine einschlägigen Regelungen vor.“* [NGE 2011]

Wie bereits zu Beginn von Kapitel 4.1 festgestellt wurde, basieren die einzelstaatlichen Gesetze häufig auf historischen Erfordernissen, doch einen europäischen Rechtsrahmen für diesen Bereich gibt es nicht. Das stellt, wie das Zitat zeigt, ein Problem dar. Im Rahmen weiterer Untersuchungen sollten daher die Notwendigkeit und der mögliche Geltungsbereich einer Bergbaurahmenrichtlinie ermittelt werden.

## Lücke 2 – Schutz der Umwelt und der menschlichen Gesundheit

In Richtlinie 97/11/EG zur Änderung der UVP-Richtlinie wird in Anhang I für Erdgas ein Schwellenwert von 500 000 m<sup>3</sup> für das tägliche Fördervolumen festgelegt, von dem an eine Umweltverträglichkeitsprüfung obligatorisch ist. [EIA cod]<sup>8</sup> Die Schiefergasförderung bleibt weit unter diesem Schwellenwert, so dass sich die UVP erübrigt [Teßmer 2011]. Da derzeit eine Überarbeitung der UVP-Richtlinie in Betracht gezogen wird, sollten zur Schließung dieser Lücke Verfahren wie das Hydrofracking in Anhang I aufgenommen werden, und zwar unabhängig von einem Schwellenwert für das Fördervolumen, oder der Schwellenwert könnte gesenkt werden (z. B. auf 5000 oder 10 000 m<sup>3</sup> anfängliches Fördervolumen pro Tag).

## Lücke 3 – Erklärung gefährlicher Stoffe

In einer ersten in den USA erschienenen Studie wird eine fast vollständige Liste von Hydrofracking-Chemikalien vorgestellt. [Waxman 2011] Die Erfahrungen der USA zeigen, dass die Förderunternehmen selbst nicht notwendigerweise wissen, welche Chemikalien sie tatsächlich einsetzen. Die chemische Industrie bietet eine Vielzahl unterschiedlicher Zusätze an, gibt aber angeblich aufgrund von Betriebsgeheimnissen nicht in allen Fällen deren genaue Bestandteile an. Angesichts dieser Lage sollte eine Bewertung der geltenden Rechtsvorschriften über die Erklärungspflicht und der damit in Verbindung stehenden zulässigen Grenzwerte für Fracking-Chemikalien vorgenommen werden.

Von Bedeutung ist die Problematik zumindest für die folgenden drei und möglicherweise weitere Richtlinien:

- REACH: 2012 ist von der Kommission eine Evaluierung der REACH-Verordnung vorzunehmen, die die Möglichkeit der Anpassung der geltenden Rechtsvorschriften bietet.
- Wasserqualität: Die gleichen Aspekte sind für Richtlinie 98/83/EG über die Qualität von Wasser für den menschlichen Gebrauch von Bedeutung. Für 2011 ist eine Initiative zur Überarbeitung dieser Richtlinie geplant.
- Seveso II wird derzeit überarbeitet. Dabei sollte die Richtlinie auch unter Berücksichtigung der in Verbindung mit dem Hydrofracking bestehenden neuen Risiken überarbeitet werden, überdies sollte die obligatorische Erklärung von potenziell an Unfällen beteiligten Stoffen vorgeschrieben werden.

---

<sup>8</sup> Das ist eine von der Europäischen Union bereitgestellte inoffizielle kodifizierte Fassung der UVP-Richtlinie.

#### **Lücke 4 – Genehmigung von im Boden verbleibenden Chemikalien**

Nach Abschluss der hydraulischen Rissbildung verbleibt eine Mischung von gefährlichen Stoffen im Boden. Diese Chemikalien verteilen sich räumlich und zeitlich in einer Weise, die weder beherrschbar noch vorhersagbar ist. [Teßmer 2011] schlägt vor, dass das Einbringen von Chemikalien, die teilweise im Boden verbleiben, angesichts möglicher Langzeitwirkungen genehmigungspflichtig sein sollte.

#### **Lücke 5 – Bislang kein Merkblatt über beste verfügbare Techniken (BVT-Merkblatt) für Hydrofracking**

Das Europäische IVU-Büro veröffentlicht Referenzdokumente zu den besten verfügbaren Techniken (BVT). „Jedes Dokument informiert allgemein über einen speziellen Industrie-/Agrarsektor in der EU, über in diesem Sektor genutzte Verfahren und Prozesse, aktuelle Emissions- und Verbrauchsniveaus, bei der Bestimmung der BVT zu berücksichtigende Verfahren, die besten verfügbaren Techniken (BVT) sowie neue Technikentwicklungen.“ [EK BREF] Nationale und internationale Rechtsetzungsbehörden können auf diese Dokumente zurückgreifen und ihren Inhalt in Gesetze und Bestimmungen einfließen lassen. Für das Hydrofracking existiert bislang kein derartiges Dokument. Aufgrund der mit dem Hydrofracking verbundenen Risiken für Umwelt und menschliche Gesundheit sollte die Formulierung harmonisierter Anforderungen für diesen komplexen Prozess in einem BVT-Merkblatt für Hydrofracking geprüft werden.

#### **Lücke 6 – Kapazität von Anlagen für die Wasserbehandlung**

In den USA wurden Probleme in Bezug auf die Wasseraufbereitung von Abwasserbehandlungsanlagen festgestellt, aus denen Wasser in Flüsse eingeleitet wird. Im Oktober 2008 wies der Monongahela River eine höhere Gesamtmenge an gelösten Feststoffen (TDS) als in den Wassergüternormen vorgesehen auf, was zur Folge hatte, dass der Anteil der von Gasbohranlagen stammenden Abwässer an der täglich behandelten Wassermenge von 20 % auf 1 % verringert werden musste. [NYC Riverkeeper]

Als Vorsichtsmaßnahme sollte eine Vorabprüfung der Kapazität von Abwasserbehandlungsanlagen vorgesehen werden.<sup>9</sup>

#### **Lücke 7 – Beteiligung der Öffentlichkeit an der Entscheidungsfindung auf regionaler Ebene**

Die Bürger fordern im Allgemeinen ein größeres Mitspracherecht bei Entscheidungen über Industrievorhaben, die sich auf die Umwelt und möglicherweise die menschliche Gesundheit auswirken. So wurde im Rahmen der Überprüfung der Seveso-II-Richtlinie als eine der wichtigsten Änderungen vorgeschlagen:

*„die Bestimmungen über den Zugang der Öffentlichkeit zu Sicherheitsinformationen, über die Öffentlichkeitsbeteiligung an Entscheidungsverfahren und den Zugang zu Gerichten zu stärken und die Art und Weise zu verbessern, in der Informationen zusammengetragen, verwaltet, bereitgestellt und weitergegeben werden“.* [EK 2011 S]

Bei Industrievorhaben wie der Gewinnung von Schiefergas und Tight Oil, die potenziell erhebliche Auswirkungen auf Umwelt und Anwohner haben, sollte im Rahmen des Genehmigungsverfahrens die Öffentlichkeit konsultiert werden.

---

<sup>9</sup> Die Richtlinie über die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie wird im Zuge der Abänderung der Regelungen über den Versicherungsschutz angepasst.

## **Lücke 8 – Rechtswirksamkeit der Wasserrahmenrichtlinie und anderer einschlägiger Rechtsvorschriften**

Die Wasserrahmenrichtlinie trat im Jahr 2000 in Kraft. Da Hydrofracking zu diesem Zeitpunkt noch keine wesentliche Rolle spielte, fanden dieses Verfahren und die damit verbundenen Risiken keine Berücksichtigung. Die Liste der prioritären Stoffe wird im Abstand von jeweils vier Jahren überprüft; die nächste Überprüfung steht 2011 an. Die Richtlinie sollte daraufhin überprüft werden, ob sie einen wirksamen Schutz der Gewässer vor Unfällen und den Auswirkungen regulärer Maßnahmen in Verbindung mit dem Hydrofracking bietet.

## **Lücke 9 – Obligatorische Lebenszyklusanalyse (LCA)**

Die Europäische Kommission setzt sich aktiv für die Durchführung von Lebenszyklusanalysen ein und stellt dazu auf ihrer Webseite zu dieser Thematik fest:

*„Das Hauptziel des Lebenszykluskonzepts besteht darin, eine Abwälzung der Lasten zu vermeiden. Das bedeutet, dass die Auswirkungen an einem Abschnitt des Lebenszyklus oder in einer geografischen Region oder einer bestimmten Kategorie von Auswirkungen minimiert werden und damit dazu beigetragen wird, dass sich die Auswirkungen nicht an anderer Stelle summieren.“* [EK LCA]

Das gilt insbesondere für das Hydrofracking, das mit starken Auswirkungen in speziellen geografischen Regionen verbunden ist, und zwar nicht zuletzt wegen der großen Anzahl von Bohrlöchern pro km<sup>2</sup> und der erforderlichen Infrastruktur. Ausgehend davon sollten auf der Grundlage einer umfassenden LCA (bei der die Treibhausgasemissionen und der Ressourcenverbrauch berücksichtigt werden) Kosten-Nutzen-Analysen für jedes einzelne Vorhaben vorgeschrieben werden, um den Gesamtnutzen für die Gesellschaft nachzuweisen.

## 5. VERFÜGBARKEIT UND BEDEUTUNG FÜR DIE KOHLENSTOFFARME WIRTSCHAFT

### SCHLÜSSELERKENNTNISSE

- Viele europäische Länder verfügen zwar über Schiefergasvorkommen, doch wird wahrscheinlich nur ein geringer Teil des enthaltenen Gesamtgasvolumens als Reserve genutzt und letztlich auch gefördert werden können.
- Schiefergaslagerstätten erstrecken sich über große Flächen und weisen einen niedrigen spezifischen Gasgehalt auf. Daher liegt die Förderrate pro Bohrung deutlich unter der bei der konventionellen Erdgasgewinnung. Voraussetzung für die Erschließung von Erdgasvorkommen aus Schiefergestein ist eine Vielzahl von Bohrungen mit entsprechenden Auswirkungen auf die Landschaft, den Wasserverbrauch und die Umwelt im Allgemeinen.
- Im ersten Jahr wird bei Schiefergasbohrungen eine Abbaurate von bis zu 85 % erreicht. Das typische regionale Förderprofil weist einen schnellen Anstieg auf, fällt aber schon bald wieder ab. Nach einigen Jahren dienen alle neuen Bohrungen dazu, den Rückgang bei älteren Bohrungen auszugleichen. Sobald keine neuen Bohrsonden mehr eingebracht werden, bricht die Gesamtförderung unverzüglich ein.
- Selbst bei einer massiven Erschließung von Schiefergasvorkommen in Europa würde sich der prozentuale Anteil an den europäischen Gesamtgasliefermengen allenfalls im einstelligen Bereich bewegen. Damit lassen sich der anhaltende Rückgang der Förderung von Erdgas in der EU und die zunehmende Abhängigkeit von Einfuhren nicht umkehren. Der Einfluss auf die europäischen Treibhausgasemissionen wird gering, wenn nicht gar vernachlässigbar bleiben bzw. könnte sogar negativ ausfallen, wenn weitere vielversprechende Projekte aufgrund falscher Anreize und Signale eingestellt werden.
- Auf regionaler Ebene könnte Schiefergas eine bedeutsamere Rolle spielen, zum Beispiel in Polen, das über große Schiefergasressourcen verfügt und dessen Gasbedarf sehr gering ist (~14 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr), der aber bereits zu 30 % aus inländischer Erzeugung gedeckt wird.
- Der Ölschiefer im Pariser Becken enthält ebenfalls große Mengen an Öl aus dichtem Gestein (Tight Oil). Aus dieser Gesteinsformation wird bereits seit über 50 Jahren Öl gefördert. Da das leicht entnehmbare Volumen erschöpft ist, würde der weitere Abbau viele horizontale Bohrungen (mindestens sechs Bohrstellen pro km<sup>2</sup>) unter Einsatz des Hydrofracking-Verfahrens erfordern.

### 5.1. Einleitung

In diesem Kapitel werden die potenziellen Schiefergas- und Schieferölressourcen sowie Ölressourcen aus dichtem Gestein bewertet und ihre mögliche Bedeutung für den europäischen Gassektor behandelt. Da Europa noch über keinerlei Erfahrungen mit der Erschließung von Schiefergasvorkommen verfügt, sind diese in die Zukunft gerichteten Aussagen bis zu einem gewissen Grad spekulationsbehaftet.

Um die Unsicherheiten auf ein Mindestmaß zu begrenzen und Erkenntnisse über die typischen Merkmale von Schiefergaserschließungsvorhaben zu gewinnen, werden die in den USA gesammelten Erfahrungen skizziert und analysiert. Ausgehend von diesen Erfahrungen wird ein hypothetisches Förderprofil erstellt und an die Gegebenheiten in Europa angepasst. Auch wenn sich die quantitativen Details unterscheiden mögen, könnte das qualitative Verhalten zu einem besseren Verständnis der möglichen Bedeutung von Schiefergas beitragen.

Im ersten Abschnitt werden die neuesten verfügbaren Einschätzungen europäischer Schiefergasressourcen zusammengefasst. Diese Einschätzung wurde von der US-amerikanischen Energieinformationsbehörde (EIA, 2011) vorgenommen. Sie beinhaltet Angaben zu Schlüsselparametern der Schieferformationen in den USA. Es folgt ein Überblick über die Schieferöllagerstätten in Europa und die Geschichte der internationalen Schieferölgewinnung, wobei auch auf Öl aus dichtem Gestein eingegangen wird, da zwischen diesen beiden Ressourcenarten häufig ein Zusammenhang besteht. Die Erschließung von Öl aus dichtem Gestein im Pariser Becken wird im Überblick dargestellt.

Da dem Verständnis der typischen Förderprofile von Schiefergasfeldern große Bedeutung zukommt, wird die Analyse großer Erschließungsvorhaben in den USA in einem gesonderten Abschnitt zusammengefasst, am Schluss folgt die Modellierung einer hypothetischen Erschließung, aus der die typischen Merkmale wie der schnelle Rückgang der Fördermenge bei den einzelnen Bohrlöchern ersichtlich sind. Parallel dazu werden europäische Schiefergasvorkommen eingehender analysiert. Abschließend werden Schlussfolgerungen gezogen, die die mögliche Bedeutung der Schiefergasförderung für die Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen betreffen.

## **5.2. Größe und Lage von Schiefergas- und Schieferöllagerstätten im Vergleich zu konventionellen Lagerstätten**

### **5.2.1. Schiefergas (Shale Gas)**

#### *Ressourcenabschätzungen europäischer Schiefergasvorkommen*

Kohlenwasserstoffvorkommen werden in Ressourcen und Reserven unterteilt. Eine weitere Unterteilung erfolgt anhand des geologischen Sicherheitsgrads der Formation (fraglich, wahrscheinlich, angezeigt, abgeleitet, gemessen, nachgewiesen) sowie anhand technologischer und wirtschaftlicher Kriterien. Ressourcenabschätzungen weisen im Allgemeinen eine deutlich schlechtere Qualität als Reserveabschätzungen auf, da sie auf einer erheblich schwächeren Analyse geologischer Daten beruhen. Üblicherweise werden Ressourcen anhand des in Gasschiefer enthaltenen Gesamtgasvolumens (gas-in-place, GIP) gemessen, obwohl dies nicht zwingend vorgeschrieben ist. Bei den Reserven hingegen sind Annahmen über ihre Gewinnung unter üblichen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen bereits eingeschlossen.

Im Regelfall werden 80 % des in konventionellen Gasfeldern enthaltenen Gesamtgasvolumens gefördert, wobei diese Zahl je nach geologischer Komplexität zwischen 20 % und über 90 % liegen kann. Bei unkonventionellen Gasfeldern ist die Förderrate erheblich niedriger. Daher dürfen Schiefergasressourcen nicht mit Gasreserven gleichgesetzt werden. Erfahrungsgemäß liegt die Wahrscheinlichkeit, dass das geschätzte Gesamtgasvolumen in den kommenden Jahrzehnten als entnehmbare Gasreserve genutzt werden kann, bei gerade einmal 5 bis 30 %.

Aus Tabelle 16 sind die konventionelle Gasförderung („Förderung 2009“) und die Gasreserven („nachgewiesene konventionelle Gasreserven“) ersichtlich. Diesen Zahlen werden die angenommenen Schiefergasressourcen gegenübergestellt. Die Ressourcenangaben sind der vor kurzem von der Energieinformationsbehörde der USA durchgeführten Einschätzung entnommen. [US-EIA 2011] Laut Definition müssen nachgewiesene Gasreserven mit bestehenden oder geplanten Bohrungen unter den derzeitigen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen förderbar sein. Die vorhandenen Schiefergasressourcen werden anhand grober geologischer Parameter wie zum Beispiel Ausdehnung des Gasfelds und Mächtigkeit der gasführenden Schicht, Porosität und Gas pro Volumen abgeschätzt. Teilweise wurden diese Zahlen experimentell überprüft, in den meisten Fällen handelt es sich aber um großmaßstäbliche Grobschätzungen. Die Zahlen für die vorhandenen Gasressourcen sind in der vierten Spalte („Schiefergas-GIP“) zu finden.

Bei technisch entnehmbaren Schiefergasressourcen handelt es sich um jene Mengen, die laut Abschätzung bei extensiver Erschließung des Gasfelds mit der vorhandenen Technologie gefördert werden könnten. Dividiert man die unterstellten, technisch entnehmbaren Schiefergasressourcen durch die vorhandenen Gasressourcen, so erhält man den Ausbeutefaktor bzw. die Ergiebigkeit. Diese Zahlen sind der letzten Spalte („Angenommener Ausbeutefaktor“) angegeben. Gemessen an den technisch entnehmbaren Ressourcen unterstellte die EIA im Durchschnitt einen Ausbeutefaktor bzw. eine Ergiebigkeit von 25 % des vorhandenen Gesamtgasvolumens. Die US-amerikanischen Einheiten wurden in SI-Einheiten umgerechnet.<sup>10</sup>

**Tabelle 16: Bewertung der konventionellen Gasförderung und der konventionellen Gasreserven im Vergleich zu Schiefergasressourcen (Gesamtgasvolumen sowie technisch entnehmbare Schiefergasressourcen); GIP = gas in place; Mrd. m<sup>3</sup> (die ursprünglichen Werte werden von Kubikfuß in m<sup>3</sup> umgerechnet, wobei 1000 Kubikfuß 28,3 m<sup>3</sup> entsprechen)**

Land	Förderung 2009 (1) [Mrd. m <sup>3</sup> ] 2009 (1) [Mrd. m <sup>3</sup> ]	Nachgewiesene konventionelle Gasreserven [Mrd. m <sup>3</sup> ] (1)	Schiefergas-GIP [Mrd. m <sup>3</sup> ] (2)	Technisch entnehmbare Schiefergasressourcen [Mrd. m <sup>3</sup> ] (2)	Angenommener Ausbeutefaktor (2)
Frankreich	0,85	5,7	20 376	5 094	25 %
Deutschland (Zahlen für 2010)	15,6 (13,6)	92,4 (81,5)	934	226	24,2 %
Niederlande	73,3	1 390	1 868	481	25,7 %
Norwegen	103,5	2 215	9 424	2 349	24,9 %
Vereinigtes Königreich	59,6	256	2 745	566	20,6 %
Dänemark	8,4	79	2 604	651	25 %
Schweden	0	0	4 641	1 160	25 %
Polen	4,1	164	22 414	5 292	23,6 %
Litauen	0,85	0	481	113	23,5 %
<b>EU-27 gesamt und Norwegen</b>	<b>266</b>	<b>4 202</b>	<b>65 487</b>	<b>16 470</b>	<b>~ 25 %</b>

Quelle: (2) EIA (2011), (1) BP (2010)

<sup>10</sup> Die Tabelle der Umrechnungsfaktoren ist im Anhang zu finden.

Für die Beurteilung der Relevanz derartiger Ressourcenabschätzungen erweist sich die Analyse einiger großer Schiefergasvorkommen in den USA als hilfreich, steckt doch die Erschließung von Schiefergasvorkommen in Europa noch in den Kinderschuhen. Nur ein gewisser Anteil der technisch entnehmbaren Schiefergasressourcen wird als Reserve nutzbar sein und schrittweise gefördert werden, da der Zugang zum gesamten Vorkommen weiteren Einschränkungen unterliegt. Als einschränkende Faktoren gelten zum Beispiel die Oberflächengeografie, Schutzgebiete (Trinkwasserreservoirs, Lebensräume wild lebender Tiere und Pflanzen, Nationalparks usw.) oder auch einfach nur die dichte Besiedlung von Gebieten. Daher wird anhand eines kurzen Vergleichs mit den Erfahrungen in den USA ermittelt, wie groß der Ressourcenanteil ist, der letztlich gefördert werden könnte. Teilweise kann man Erkenntnisse aus früheren Trends und ihrer Extrapolation auch dann gewinnen, wenn die betreffenden Aktivitäten noch nicht eingestellt sind. Die in den USA gesammelten Erfahrungen lassen den Schluss zu, dass in den kommenden Jahrzehnten mit hoher Wahrscheinlichkeit letztlich deutlich weniger als 10 % des vorhandenen Gesamtgasvolumens gefördert werden könnten.

#### *Ressourcenabschätzungen großer Schiefergasvorkommen in den USA und Schlüsselparameter*

Mit über 50 000 Bohrungen im Verlaufe von mehr als 20 Jahren verfügen die USA über langjährige Erfahrungen. Aus Tabelle 17 sind einige Schlüsselparameter großer Schiefergasvorkommen in den USA ersichtlich. Als Beispiel für derartige Parameter können Ausdehnung, Tiefe und Mächtigkeit der Lagerstätte und der organisch gebundene Gesamtkohlenstoff (total organic carbon content (TOC)) genannt werden. Der TOC in Verbindung mit der Gesteinsporosität ist ein Maß für den Gasgehalt der gasführenden Schicht. Das enthaltene Gesamtgasvolumen und die entnehmbaren Ressourcen in Europa wurden von ALL Consulting anhand dieser Daten abgeschätzt. Die Daten und die geschätzte Förderrate pro Bohrung sind dem 2008 von ALL Consulting erarbeiteten Überblick (ALL Consulting, 2008) entnommen. Sie werden mit neueren Entwicklungen wie der kumulierten Förderung bis 2011 und der Förderrate pro Bohrung im Jahr 2010 verglichen.

Bei den Vorhaben im Barnett-Schiefer-Gebiet und im Fayetteville Shale ist die Förderrate pro Bohrung im Jahr 2010 (siehe Tabelle 17, letzte Zeile) fast deckungsgleich mit der Prognose. In dem früher erschlossenen Antrim Shale wird eine Förderrate je Bohrloch erzielt, die deutlich hinter dem prognostizierten Wert zurückbleibt, während in dem zuletzt erschlossenen Haynesville Shale bislang eine höhere Förderrate zu verzeichnen ist. Diese Punkte werden an anderer Stelle noch ausführlicher erörtert.

**Tabelle 17: Abschätzung großer Schiefergasvorkommen in den USA (die Angaben sind von Kubikfuß in Kubikmeter umgerechnet, wobei 1000 Kubikfuß 28,3 m<sup>3</sup> entsprechen und 1 m 3 feet entspricht)**

Schiefergas-becken	Maßeinheit	Antrim	Barnett	Fayetteville	Haynesville
Geschätzte Ausdehnung	km <sup>2</sup>	30 000	13 000	23 000	23 000
Tiefe	km	0,2-0,7	2,1-2,8	0,3-2,3	3,5-4,5
Netto-Mächtigkeit	m	4-25	30-200	7-70	70-100
TOC	%	1-20	4,5	4-9,8	0,5-4
Gesamt-porosität	%	9	4-5	2-8	8-9
Gesamt-gasvolumen	Mio. m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup>	70	720	65	880
Gesamt-gasvolumen	Tm <sup>3</sup>	2,2	9,3	1,5	20,3
Gewinnbare Ressourcen	Tm <sup>3</sup>	0,57	1,2	1,2	7,1
Ergiebigkeit	%	26 %	13 %	80 %	35 %
Kumulierte Förderung (Januar 2011)	Tm <sup>3</sup>	0,08	0,244	0,05	0,05
Geschätzte Förderrate (2008)	1000 m <sup>3</sup> /Tag und Bohrung	3,5-5,7	9,6	15	18-51
Tatsächliche Gasförderrate 2010	1000 m <sup>3</sup> /Tag und Bohrung	~1	9,5	21,8	~90

**Quelle:** Arthur (2008)

Die kumulierte Förderung dieser Schieferformationen und die Entwicklung im zeitlichen Verlauf liefern einen Anhaltspunkt dafür, ob die Annahme, dass ihre Extrapolation nahe an die geschätzten gewinnbaren Ressourcen heranreichen wird oder nicht, realistisch ist. Auf den ersten Blick sind nach fast 30 Jahren der Nutzung des Antrim Shale lediglich 14 % der entnehmbaren Ressourcen bzw. 3,5 % des enthaltenen Gesamtgasvolumens gefördert, wobei der Höhepunkt der Förderung in diesem Fall bereits 1998 erreicht war. Offenkundig kann nur noch mit marginalen Steigerungen gerechnet werden, denn die Förderung ist innerhalb von zehn Jahren um 4 bis 5 % pro Jahr zurückgegangen. Auch im Barnett-Schiefergebiet war das Fördermaximum Anfang 2010 erreicht (Laherrere, 2011); gefördert waren seinerzeit 20 % der entnehmbaren Ressourcen bzw. 2,5 % des enthaltenen Gesamtgasvolumens. Beim Fayetteville Shale wurde der Höhepunkt anscheinend im Dezember 2010 erreicht (siehe Abbildung 9), als etwa 4 % der entnehmbaren Ressourcen bzw. 3 % des enthaltenen Gesamtgasvolumens gefördert waren. Lediglich das zuletzt erschlossene Haynesville Shale verzeichnet zwei Jahre nach der Erschließung noch einen steilen Anstieg der Förderung.

Nach jetzigem Stand wurden weniger als 0,1 % der entnehmbaren Ressourcen bzw. 0,02 % des enthaltenen Gesamtgasvolumens aus diesem Shale abgebaut.

Ausgehend von diesen Überlegungen dürften unter 5 % des im Antrim Shale enthaltenen Gesamtgasvolumens gefördert werden, beim Barnett-Schiefer-Gebiet und beim Fayetteville Shale kann von jeweils ca. 5-6 % ausgegangen werden. Nur im Fall des Haynesville Shale könnte die Förderung weiter steigen, wodurch gegebenenfalls eine etwas höhere Förderrate erreicht wird; für endgültige Schlussfolgerungen ist es allerdings noch zu früh.

### 5.2.2. Schieferöl und Öl aus dichtem Gestein (Tight Oil)

Die vorstehenden Ausführungen zur geologischen Geschichte von Schiefergaslagerstätten treffen auch auf Schieferöl zu, mit dem Unterschied, dass sich Kohlenstoffe aus Schieferöl noch im Frühstadium der Entstehung von Erdöl befinden und in dieser Phase als Kerogen bezeichnet werden. Voraussetzung für die Umwandlung von Kerogen in Erdöl ist die Erwärmung auf 350-450 °C. Geologen bezeichnen diesen Temperaturbereich als „Ölfenster“. Das Reifestadium eines Speichergesteins entscheidet über die Zusammensetzung des organischen Materials und den Kerogenanteil bzw. den Rohölgehalt nach Abschluss des Erwärmungsprozesses. Daher kann jedes Schieferölvorkommen individuelle Merkmale aufweisen, die die Fördereigenschaften beeinflussen. In den meisten Fällen erfordert der unzureichende Reifegrad des Shales einen enormen energetischen, wirtschaftlichen und technologischen Aufwand für die Umwandlung des unreifen Kerogens in Rohöl durch Erhitzen mit entsprechenden Umweltauswirkungen.

Im Allgemeinen sind die Schieferölressourcen riesig und im Weltmaßstab wahrscheinlich größer als die konventionellen Ölreserven. Die Ergebnisse einer Ressourcenabschätzung für Europa sind Tabelle 18 zu entnehmen. Schieferölvorkommen werden seit Jahrzehnten und gelegentlich bereits seit Jahrhunderten abgebaut. Aufgrund der geringen Förderleistung haben diese Lagerstätten jedoch zu keiner Zeit eine wichtige Rolle gespielt und ihre Erschließung wurde eingestellt, sobald bessere Alternativen zur Verfügung standen. Daher stellen die Ressourcenabschätzungen auch nur eine grobe Schätzung der Vorkommen dar. Gegenwärtig gewinnt nur Estland Öl aus Schiefergestein, wobei sich die Fördermenge auf 350 Kilotonnen pro Jahr beläuft. [WEC 2010]

**Tabelle 18 Abschätzung der Schieferölressourcen in Europa (in Mio. t)**

Land	Resource in Place (WEC, 2010) [Gb]	Resource in Place (WEC, 2010) [Mio. t]
Österreich	0,008	1
Bulgarien	0,125	18
Estland	16,286	2 494
Frankreich	7	1 002
Deutschland	2	286
Ungarn	0,56	8
<i>Italien</i>	73	10 446
Luxemburg	0,675	97
Polen	0,048	7
Spanien	0,28	40
Schweden	6,114	875
<i>Vereinigtes Königreich</i>	3,5	501
EU	109,1	15 775

Quelle: [WEC 2010]

Ressourcendaten zu Öl aus dichtem Gestein sind in hohem Maße unzuverlässig und fehlen oftmals völlig, da sie in die Statistiken zu konventionellem Öl eingehen. Zudem sind Schieferöle mit hohem Kerogengehalt mit Rohöl vermischt, das in Poren und Zwischenschichten mit geringer Permeabilität eingeschlossen ist. Die Zusammensetzung hängt davon ab, ob ein Teil des im Speichergestein enthaltenen Kerogens das Ölfenster passiert hat, bzw. davon, dass es sich nicht mehr im Stadium der geologischen Entstehung befindet. Obwohl die Extraktion dieses Öls aus den dazwischen liegenden Ölschieferschichten erfolgt, ist sie der Förderung von Öl aus dichtem Gestein zuzuordnen. So enthält beispielsweise das Pariser Becken ein riesiges Schieferölvorkommen.

Bei den zurzeit wichtigen Projekten geht es jedoch um die Extraktion von Öl aus dichtem Gestein. [Leteurtris et al. 2011]

Das Pariser Becken liegt in einer fast ovalen Senke im Raum Paris, wobei die Ost-West-Ausdehnung 500 km und die Nord-Süd-Ausdehnung 300 km beträgt. Das Becken, in dem die ölführenden Schichten näher unter der Oberfläche liegen, erstreckt sich auf einer Fläche von insgesamt ca. 140 000 km<sup>2</sup>. [Raestadt 2004] Östlich von Paris reichen die erdölführenden Schichten näher an die Oberfläche heran. [Leteurtris et al 2011] Eine erste Bohrsonde wurde 1923 eingebracht. In den 1950er und 1960er Jahren wuchs das Interesse der Ölgesellschaften, und es wurden zahlreiche Erkundungsbohrungen durchgeführt, dabei wurden kleinere Felder entdeckt, jedoch gerade einmal ca. 3 % dieser frühen Bohrungen auch kommerziell genutzt. [Kohl 2009] Ein zweiter Boom setzte in den 1980er Jahren im Gefolge der beiden Ölpreisschocks ein, als Lkw mit seismischen Geräten sogar auf den Champs Elyseés unterwegs waren, um die geologischen Verhältnisse unter Paris zu erkunden. Seinerzeit wurden mehrere größere konventionelle Gasfelder entdeckt. Insgesamt wurden seit den 1950er Jahren etwa 240 Millionen Barrel Öl aus mehr als 800 Bohrlöchern im Pariser Becken gefördert. Bei all diesen Erschließungen handelte es sich um Vorhaben im Bereich der konventionellen Ölförderung ohne Hydrofracking.

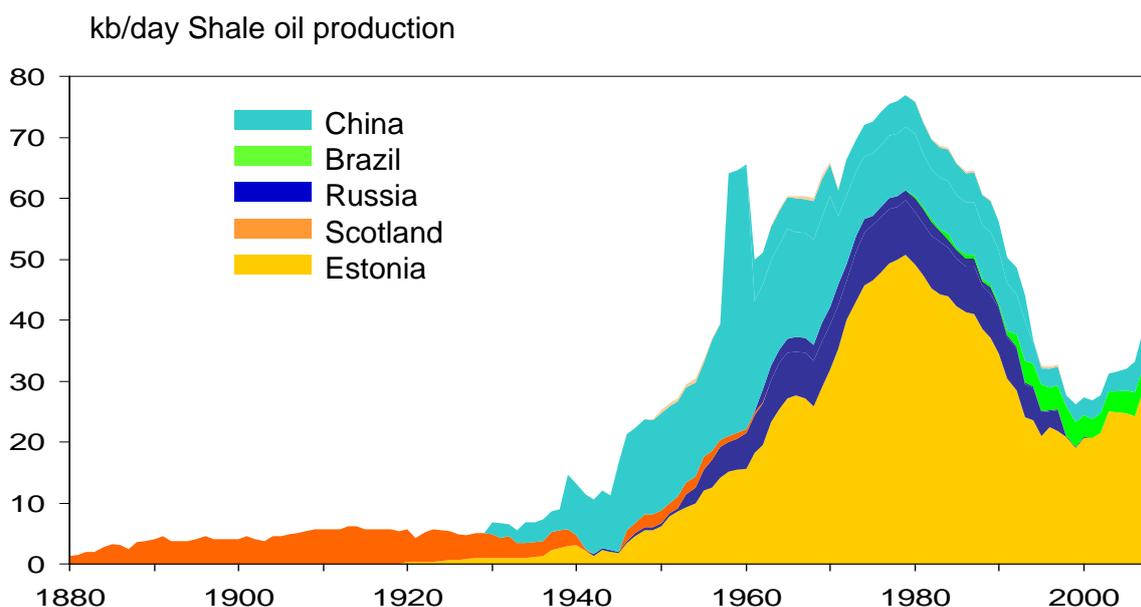
Vor kurzem stieg das Interesse, als die kleine Ölgesellschaft Toreador nach erfolgter Auswertung alter Erkundungsprotokolle erste Einschätzungen über das ölfreiche Becken bekannt gab, das sich von Paris bis in die weinreiche Champagne erstreckt. Toreador hat seine kommerziellen Aktivitäten auf Frankreich ausgerichtet und sich mit dem Unternehmen Hess Corp. zu einer Partnerschaft zusammengeschlossen, die die Schieferschicht erschließen will. [Schaefer 2010] Bei der Erschließung des Beckens und der Ölförderung soll das Hydrofracking eine wichtige Rolle spielen. Dem Vernehmen nach enthält die Formation mindestens 65 Gigabarrel (Gb) Öl. [Kohl 2009] Dafür fehlt jedoch eine Bestätigung von unabhängiger Seite, d. h. diese Zahl ist mit Vorsicht zu betrachten.

Es ist anzumerken, dass hinter allen wesentlichen Erschließungsplänen stets kommerzielle Interessen stehen, was dazu führt, dass die potenziellen Ressourcen als zu groß beziffert werden; daher sollten diese Angaben mit großer Zurückhaltung beurteilt werden. Häufig handelt es sich bei diesen Zahlen lediglich um hoch gegriffene grobe Schätzungen, bei denen etwaige Probleme ausgeblendet werden, die die Förderung beeinträchtigen könnten. Gegenwärtig erweist es sich als nahezu unmöglich, genügend Informationen für eine Beurteilung der tatsächliche Größe dieser Lagerstätte und der entsprechenden Fördermöglichkeiten zusammenzutragen, finden sich doch in der Literatur sowohl begeisterte [Schaefer, 2010] als auch skeptische [Kohl, 2009] Stimmen. Ein Novum könnte der Einsatz horizontaler Bohrsonden, die das Hydrofracking-Verfahren nutzen, in einem Becken dieser Größe sein. Schätzungen zufolge sind etwa 5 Millionen Barrel Öl pro km<sup>2</sup> vorhanden, die mithilfe horizontaler Bohrungen erschlossen werden könnten. Optimisten gehen davon aus, dass die Förderrate pro Bohrstelle im ersten Monat in der Regel bei 400 Barrel/Tag liegen und anschließend ein Rückgang von 50 % pro Jahr eintreten wird. [Schaefer 2010]

Eine ähnliche Formation, die sich in einigen Aspekten aber auch vom Pariser Becken unterscheidet, ist die Schieferformation Bakken in den USA; dort wird Öl aus dichtem Gestein gefördert.

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der weltweiten Schieferölförderung seit 1880. In Frankreich wurde Schieferöl sogar schon ab 1830 gewonnen. Die Förderung wurde 1959 eingestellt. [Laherrere 2011] Die extrahierte Ölmenge ist jedoch so klein, dass sie in der Grafik nicht dargestellt werden kann. Der Ölschiefer wird in Schieferöl umgerechnet; zu diesem Zweck wird ein Ölgehalt von 100 l bzw. 0,09 Tonnen Öl pro Tonne Schiefergestein unterstellt.

**Abbildung 8: Weltweite Schieferölförderung; die ursprünglichen Einheiten werden umgerechnet, wobei 1 Tonne Ölschiefer 100 l Schieferöl entspricht**



Source: 1880-2000: WEC 2010, Data for 2005, 2007 and 2008, WEC 2007, 2009 and 2010  
Other Data interpolated by LBST

**Quelle:** WEC 2007, 2009, 2010; bei einigen Angaben für die Jahre 2001-2005 und 2007 handelt es sich um LBST-Schätzungen.

### 5.3. Analyse des Stands der Förderung von Schiefergas in den Vereinigten Staaten von Amerika

#### 5.3.1. Förderrate im ersten Monat

Schiefergasvorkommen weisen folgende gemeinsame Merkmale auf:

- geringe Permeabilität (hunderttausend- bis millionenfach geringer als bei konventionellen Feldern [Total 2011]);
- geringer spezifischer Gasgehalt pro Volumen und
- enorme Ausmaße des Schiefers.

Es werden Bohrlöcher in den gasführenden Schiefer getrieben. Um die Kontaktfläche zwischen den gasführenden Poren und der Bohrsonde zu vergrößern, werden durch Hydrofracking Risse erzeugt. Dennoch ist das zugängliche Gesamtvolumen im Vergleich zu konventionellen Bohrlöchern klein.

Daher wird anders als bei Bohrungen in konventionellen Gasfeldern nur eine sehr niedrige Förderrate erzielt. Zudem wollen die Unternehmen die vielversprechendsten Areale in einem Schiefer zuerst erschließen. Beispielsweise belief sich die Förderrate bei frühen vertikalen Bohrungen im Barnett-Schiefer-Gebiet im ersten Monat des vollen Betriebs in der Regel auf 700 000 m<sup>3</sup> pro Monat. Bei den zuletzt eingebrachten Bohrungen betrug die Förderrate nur noch 400 000 m<sup>3</sup> pro Monat. [Charpentier 2010]

In einem neuen Gutachten der USGS wird bestätigt, dass im ersten Monat des vollen Betriebs vertikaler Bohrungen bei allen in die Untersuchung einbezogenen Bohrstellen im Durchschnitt weniger als 700 000 m<sup>3</sup> pro Monat gefördert werden. Die einzige Ausnahme bildet das Bossier Shale, für das eine vierfach höhere Anfangsförderrate (2,8 Mio. m<sup>3</sup> pro Monat) ermittelt wurde. Die Tatsache, dass mit der Erschließung dieses Shales schon vor 40 Jahren begonnen wurde, bestätigt jedoch, dass zuerst die ergiebigsten Felder erschlossen werden.

Bei horizontalen Bohrungen wird im Durchschnitt eine höhere Anfangsförderrate erreicht. Im Barnett-Schiefer-Gebiet und im Fayetteville Shale beträgt sie 1,4 Mio. m<sup>3</sup> pro Monat. Nur im zuletzt erschlossenen Haynesville Shale wird eine ungewöhnlich hohe Anfangsförderrate von 7-8 Mio. m<sup>3</sup>/Monat erzielt. Die höhere Anfangsförderrate wurde allerdings aufgrund der geologischen Parameter dieses Shales (siehe Tabelle 17) auch erwartet.

### 5.3.2. Typische Förderprofile

Der Druck nach der Frac-Behandlung liegt zunächst weit über dem natürlichen Druck in der Lagerstätte. Anschließend erfolgt eine Druckentlastung. Dies bewirkt einen schnellen Rückfluss des Abwassers (Frac-Wasser), in dem sämtliche löslichen Inhaltsstoffe und Verunreinigungen einschließlich des Erdgases enthalten sind. Aufgrund der – gemessen an der Größe der Lagerstätte – hohen Fließrate sinkt der Druck in der Lagerstätte sehr schnell. Dies hat ein steil abfallendes Förderprofil zur Folge. Während bei konventionellen Gasfeldern Rückgangsraten von mehreren Prozent pro Jahr zu verzeichnen sind, sind es bei der Förderung aus gashaltigem Schiefer mehrere Prozent im Monat. Eine Untersuchung der Geschichte von Schieferformationen in den USA zeigt, dass die Anfangsförderrate wesentlich niedriger ist und der nachfolgende Abfall erheblich steiler verläuft als bei konventionellen Feldern. In der Regel sinkt die Förderung innerhalb des ersten Jahres um 50 oder 60 %, mitunter noch stärker. [Cook 2010] Der Erfahrung entsprechend fällt die Förderrate in dem zuletzt erschlossenen Haynesville-Schiefergebiet im ersten Jahr um 85 % und im zweiten Jahr um 40 %. Selbst nach neun Jahren beträgt der Rückgang der Förderrate noch 9 %. [Goodrich 2010] Offenbar bemühen sich die in Haynesville tätigen Unternehmen um eine Optimierung der Förderung, um das Gas schnellstmöglich gewinnen zu können.

### 5.3.3. Geschätzte Gesamtausbeute (EUR) pro Bohrung

Die statistische Analyse der Förderprofile ermöglicht die Berechnung der geschätzten Gesamtausbeute pro Bohrung, wobei ein Vergleich verschiedener Schiefer erfolgt. Frühe vertikale Bohrungen im Barnett-Schiefer-Gebiet enthalten eine geschätzte Gesamtausbeute von etwa 30 Mio. m<sup>3</sup>. Bei neuen Bohrungen wird mit 60 Mio. m<sup>3</sup> ein doppelt so hoher Wert erreicht; dies gilt gleichermaßen für vertikale und horizontale Bohrungen. Für die meisten anderen Shales (Fayetteville, Nancos, Woodford, Arkoma-Becken) werden deutlich kleinere Gasmengen in einer Größenordnung von höchstens 30 Mio. m<sup>3</sup> ermittelt. Nur im früh erschlossenen Bossier Shale betrug die Gesamtgasausbeute pro Bohrstelle bis zu 90 Mio. m<sup>3</sup>. Die geschätzte Gesamtförderung im Haynesville Shale liegt mit durchschnittlich ca. 75 Mio. m<sup>3</sup> pro Bohrung dazwischen. [Cook 2010]

#### 5.3.4. Einige Beispiele aus den USA

Das Antrim Shale in Michigan liegt nur in einigen hundert Metern Tiefe. Daher wurde mit dessen Erschließung schon früh begonnen, und es wurden schnell weitere Bohrungen eingebracht. Der Höchststand der Förderung wurde 1998 erreicht. Obwohl die Förderung anschließend um 4-4,5 % pro Jahr zurückging, werden immer noch neue Bohrstellen erschlossen.

Zeitgleich mit der Verabschiedung des Gesetzes über die umweltfreundliche Energienutzung (Clean Energy Act) durch das Parlament der USA im Jahr 2005, in dem festgelegt ist, dass Kohlenwasserstoffbohrungen nicht den Beschränkungen des im Jahre 1974 erlassenen Gesetzes über den Trinkwasserschutz (Safe Drinking Water Act) unterliegen, wurde die Erschließung des Barnett-Schiefer-Gebiets vorangetrieben. Innerhalb weniger Jahre stieg die Förderung aus fast 15 000 Bohrstellen auf 51 Mrd. m<sup>3</sup> (2010). Im Durchschnitt wurde auf jedem Quadratkilometer des 13 000 km<sup>2</sup> großen Schiefers eine Bohrung eingebracht, wobei in Bereichen, die eine hohe Ausbeute versprechen, mehr als 5 Bohrungen pro km<sup>2</sup> erfolgten. Aufgrund der schnellen Erschließung wurde das Fördermaximum in diesem Feld 2010 erreicht.

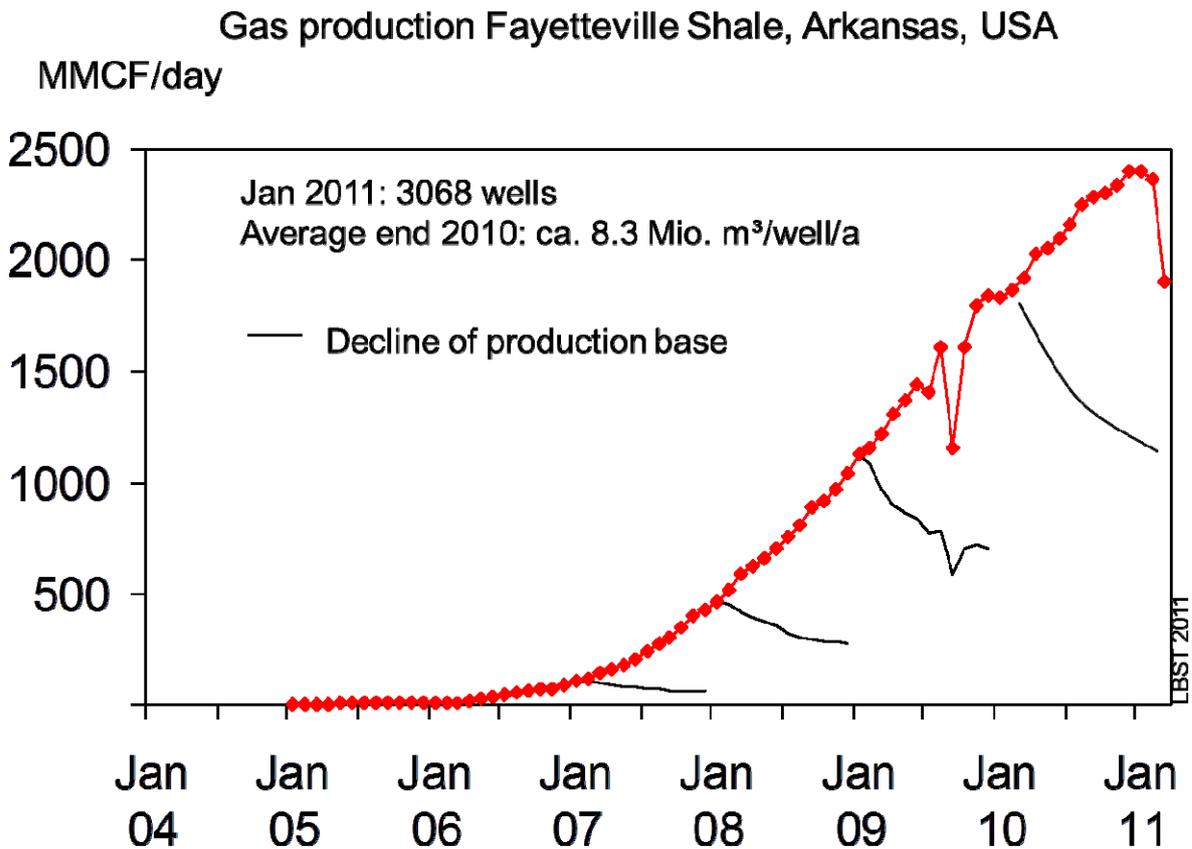
Die Einbringung von über 2000 zusätzlichen Bohrsonden im Jahr 2010 konnte den einsetzenden Förderrückgang jedoch nicht verhindern. Ende 2010 betrug die typische Förderrate pro Bohrung 3,4 Mio. m<sup>3</sup> pro Jahr.

Auch das Fayetteville Shale wurde ab 2005 erschlossen.

Trotz geringerer Ausmaße und Ausbeute weist es ein typisches Förderprofil auf, das in Abbildung 9 dargestellt ist. Die schwarzen Linien stehen für den Rückgang der Primärförderung, der eingetreten wäre, wenn in den Folgejahren keine neuen Bohrungen erschlossen worden wären.

Im kumulierten Rückgang der Primärförderung spiegelt sich die hohe Rückgangsrate wider, die in Fayetteville 5 % pro Monat beträgt. Die im September 2009 und März 2011 erkennbaren Ausschläge nach unten sind auf die Stilllegung der Bohrstellen in einem Teilbereich des Felds aufgrund von Einschränkungen wegen schwerer Wetterstörungen zurückzuführen. Eine Analyse der Profile einzelner Bohrungen ergibt, dass in Fayetteville das Fördermaximum bereits im Dezember 2010 erreicht wurde. Die durchschnittliche Förderrate belief sich Ende 2010 auf etwa 8 Mio. m<sup>3</sup>/pro Jahr und Bohrung.

Abbildung 9: Gasförderung aus dem Fayetteville Shale in Arkansas



Data: State of Arkansas, Oil and Gas Commission, May 2011  
<http://www.aogc.state.ar.us/Fayprodinfo.htm>

**Quelle:** Eigene Recherche auf der Grundlage von [Arkansas 2009]

Chesapeake, ein kleines Unternehmen mit einem Jahresumsatz von 13 Mio. USD, expandierte 1993 vor allem infolge der Erschließung des Fayetteville Shale. [Chesapeake 2010] Dank des Shale-Gas-Booms sind die Umsätze 2009 auf mehr als 5 Mrd. USD gestiegen. Im vergangenen Jahr wurden alle Anteile des Unternehmens am Fayetteville Shale für 5 Mrd. USD an BHP Billiton verkauft. [Chon 2011]

Das zuletzt erschlossene Feld befindet sich in Haynesville. 2010 stieg es zum größten produzierenden Shale-Gasfeld in den USA auf und überholte damit das Barnett-Schiefer-Gebiet. Der schnelle Anstieg der Förderung ist vor allem durch die höheren Anfangsförderraten von 7-8 Mio. m<sup>3</sup> pro Bohrung im ersten Monat zurückzuführen. Mit den höheren Förderraten wurde von vornherein gerechnet, weil sich die geologischen Parameter dieses Felds von denen anderer Shales unterscheiden und die Strategie verfolgt wird, das Gas schnellstmöglich zu gewinnen. Wie bereits erwähnt, folgt darauf ein beispielloser Rückgang der Förderung von 85 % im ersten Jahr.

### 5.3.5. Schlüsselparameter wichtiger europäischer Schiefergasvorkommen

Tabelle 19 bietet einen Überblick über bestimmte Schlüsselparameter wichtiger europäischer Schiefergasvorkommen. Das untersuchte Erkundungsgebiet ist deutlich kleiner als die gesamte Schieferfläche, da bereits einige Ausschlusskriterien angelegt werden. Dies gilt es beim Vergleich des in den einzelnen Gebieten enthaltenen Gesamtgasvolumens mit den Angaben in Tabelle 17 zu berücksichtigen, in der der Schiefer zu Vergleichszwecken in seiner gesamten Ausdehnung herangezogen wurde. Der GIP-Wert pro km<sup>2</sup> dient als Maß dafür, welche Gasmenge aus einer einzigen Bohrung gefördert werden könnte.

Der organisch gebundene Gesamtkohlenstoff (TOC) ist ein Maß für den Gasgehalt des Schiefers und wichtig für die Ressourcenabschätzung. Zusammen mit der Mächtigkeit der gasführenden Schicht gibt dies den Ausschlag für vertikale oder horizontale Bohrungen und dient als Anhaltspunkt für deren Erweiterung und die optimale Bohrlochdichte.

Ausgehend von diesen Überlegungen dürften die Schiefer in Osteuropa, d. h. in Polen, in denen die größten gewinnbaren Gasmengen festgestellt wurden, die besten Chancen eröffnen. Andere Shales sind trotz wesentlich größerer Ausdehnung deutlich weniger ergiebig. Dies bedeutet, dass der Aufwand, der jeweils betrieben werden muss, um dieses Gas zu fördern, erheblich zunimmt, und mit entsprechenden Auswirkungen auf den Flächenverbrauch, den Wasserbedarf usw. zu rechnen ist.

Angesichts dessen besteht die Möglichkeit, dass fast alle europäischen Schiefer – außer in Polen und möglicherweise auch in Skandinavien – höchstwahrscheinlich Förderraten und Reserven aufweisen, die mit denen der Schieferformationen Fayetteville und Barnett in den USA vergleichbar sind oder noch darunter liegen.

**Tabelle 19: Bewertung von Schlüsselparametern wichtiger europäischer gashaltiger Schiefer (die Angaben sind in SI-Einheiten umgerechnet und gerundet)**

Region	Becken/ Schiefer	Erkundungs gebiet (km <sup>2</sup> )	Netto- Mächtigkeit (m)	TOC (in %)	GIP (Mio. m <sup>3</sup> /k m <sup>2</sup> ) (2)
Polen	Ostsee	8846	95	4	1600
Polen	Lublin	11660	70	1.5	900
Polen	Podlachien	1325	90	6	1600
Frankreich	Paris	17940	35	4	300
Frankreich	Südosten	16900	30	3.5	300
Frankreich	Südosten	17800	47	2.5	630
Mitteleuropa	Posidonia	2650	30	5.7	365
Mitteleuropa	Namurian	3969	37	3.5	600
Mitteleuropa	Wealden	1810	23	4.5	290
Skandinavien	Alaun	38221	50	10	850
UK	Bowland	9822	45	5.8	530
UK	Liassic	160	38	2.4	500

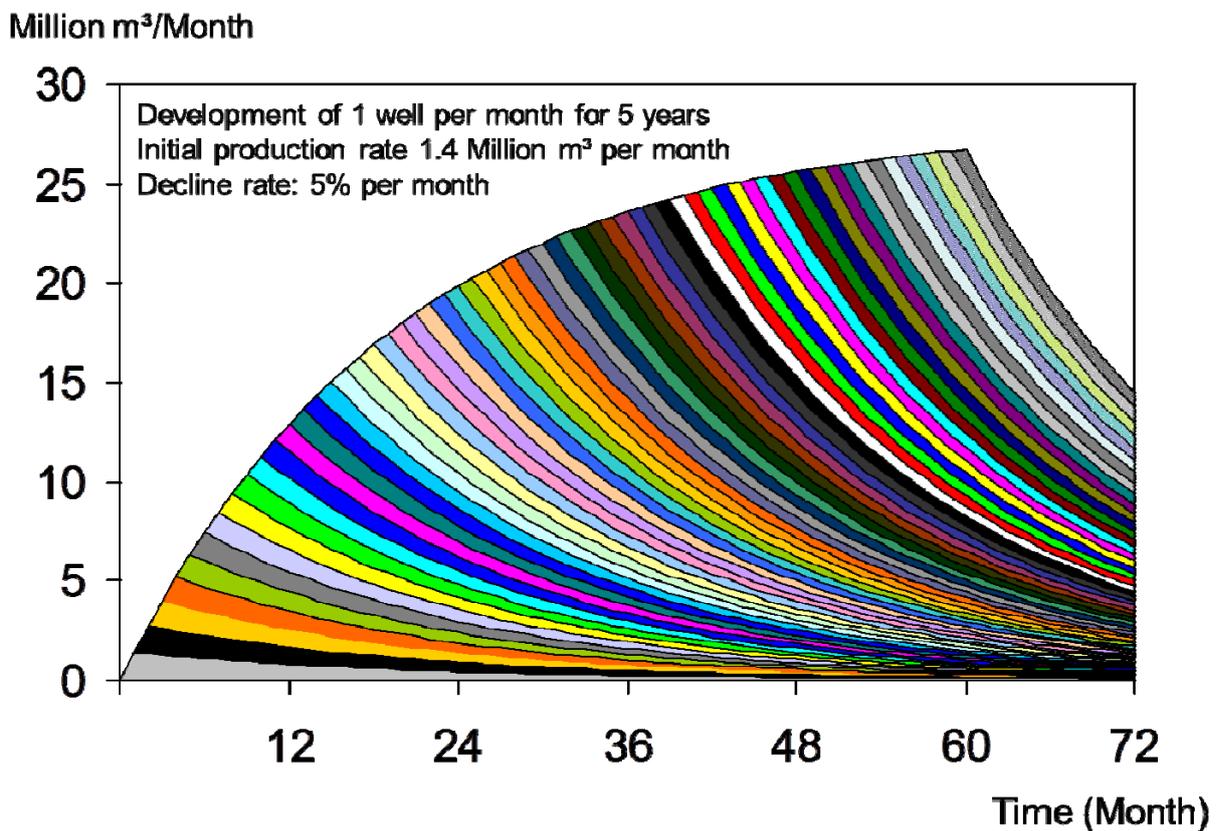
Quelle: US-EIA (2011)

### 5.3.6. Hypothetische Felderschließung

Ein wesentliches Merkmal, durch das sich die Gasförderung aus Schiefer von der konventionellen Gasförderung unterscheidet, ist der steile Abfall der Förderrate einzelnen Bohrungen. Die hypothetische Höhe der Schiefererschließung lässt sich durch Addition einer Vielzahl identischer Förderprofile bestimmen. Aus Abbildung 10 sind die Ergebnisse einer solchen Szenario-Berechnung ersichtlich, die durch Addition der Förderprofile innerhalb eines Schiefers, in dem jeden Monat eine neue Bohrstelle in Betrieb genommen wird, ermittelt wurden. Es wird unterstellt, dass die Daten mit denen für das Barnett-Schiefer-Gebiet vergleichbar sind, wobei die Förderung im ersten Monat 1,4 Mio. m<sup>3</sup> beträgt und pro Monat um 5 % zurückgeht. Nach fünf Jahren sind 60 Bohrungen in Betrieb genommen, aus denen etwa 27 Mio. m<sup>3</sup>/Monat bzw. 325 Mio. m<sup>3</sup>/Jahr gefördert werden. Aufgrund des steilen Abfalls der Förderrate bei den in Betrieb befindlichen Bohrungen wird die durchschnittliche Förderrate pro Bohrstelle nach fünf Jahren auf 5 Mio. m<sup>3</sup> pro Jahr und Bohrstelle sinken.

Dieses Erschließungsszenario wird im Folgenden genutzt, um den Einfluss der Schiefergasförderung auf den europäischen Gasmarkt abzuschätzen.

**Abbildung 10 Typische Schiefer-Erschließung durch Einbringung neuer Bohrungen bei einer konstanten Erschließungsrate von einer Bohrstelle pro Monat**



Quelle: eigene Quelle

## 5.4. Bedeutung der Schiefergasgewinnung beim Übergang zur kohlenstoffarmen Wirtschaft und für die langfristige Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

### 5.4.1. Konventionelle Gasförderung in Europa

Bei der Erdgasförderung in der EU wurde mit einer Fördermenge von 235 Mrd. m<sup>3</sup> bereits 1996 das Maximum erreicht. 2009 war die Förderung auf 171 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr zurückgegangen und damit um 27 % gesunken. Parallel dazu stieg der Verbrauch von 409 Mrd. m<sup>3</sup> (1996) auf 460 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2009; dies entspricht einer Zunahme von 12 %. Dementsprechend sank der Anteil der Binnenförderung von 57 % auf 37 %.

Unter Einbeziehung von Norwegen wurde 2004 mit 306 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr die Höchstförderung erreicht; 2009 belief sich die Fördermenge dann auf 275 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr; dies entspricht einem Minus von 11 %. Die Importe aus Drittstaaten und Norwegen stiegen von 37 % im Jahr 2004 auf 40 % im Jahr 2009. [BP 2010]

Dem letzten World Energy Outlook ist zu entnehmen, dass die Internationale Energieagentur einen weiteren Rückgang auf weniger als 90 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr bis 2035 bzw. 127 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr bei Einschluss Norwegens erwartet.

Es wird mit einem weiter steigenden Erdgasbedarf bei einer jährlichen Zunahme von 0,7 % gerechnet, d. h. 2035 müssten 667 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr gefördert werden. [WEO 2011] Unweigerlich wird die Lücke zwischen Bedarf und rückläufigem Binnenangebot größer werden, sodass die EU gezwungen ist, die Einfuhren bis 2035 auf mehr als 400 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr zu erhöhen, der Anteil der Einfuhren würde dann 60 % betragen.

### 5.4.2. Mögliche Bedeutung der unkonventionellen Gasförderung für die europäische Gasversorgung

In der Sonderausgabe des World Energy Outlook 2011 legt die IEA besonderes Augenmerk auf die mögliche Bedeutung von unkonventionellem Erdgas. Bei der Erschließung unkonventioneller Erdgasressourcen in Europa wird Polen, das dem Vernehmen nach über Schiefergasressourcen von 1,4 bis 5,3 Tera-Kubikmeter, die sich vorwiegend im Norden des Landes befinden, verfügt, wahrscheinlich führend sein [WEO 2011]. Bis Mitte 2011 hat Polen bereits 86 Lizenzen für die Erkundung unkonventioneller Gaslagerstätten erteilt.

Allerdings werden im WEO 2011 etliche Hindernisse genannt, die überwunden werden müssen. Dort heißt es: „Wegen der relativ großen Zahl einzubringender Bohrungen kann sich das Einholen von Genehmigungen bei lokalen Behörden und Gemeinden als nicht ganz einfach erweisen. Die Behandlung und Entsorgung großer Abwassermengen kann die Projektrealisierung ebenfalls erschweren. Zudem wird der Zugang Dritter zur Rohrleitungsinfrastruktur Reformen in der Innenpolitik erfordern.“ Gleichwohl wird ein großes Potenzial gesehen: „Ungeachtet technischer, ökologischer und rechtlicher Hindernisse hat Schiefergas das Potenzial für eine radikale Veränderung der polnischen Energielandschaft.“ [WEO 2011]

Dennoch wird in dem Bericht nur von einer marginalen Bedeutung der Schiefergasförderung für Europa ausgegangen. Der durchschnittliche Rückgang bei der Binnenförderung von konventionellem und unkonventionellem Gas wird mit 1,4 % pro Jahr beziffert.

In der folgenden Szenario-Berechnung, die auf den erörterten Förderprofilen beruht, wird kurz der Aufwand behandelt, der von der Entdeckung möglicher Schiefergasressourcen bis hin zur Förderung betrieben werden muss. Zusätzlich wird der maximale Einfluss von Bohrungen aufgezeigt, die gegebenenfalls in gasführendem Schiefer durchzuführen sind.

Dies bestätigt die Aussage, dass unkonventionelles Gas wahrscheinlich keine Umkehr der sinkenden europäischen Gasproduktion bewirken wird.

In Europa stehen etwa 100 Bohranlagen zur Verfügung (Thornhäuser, 2010). Bei einem angenommenen durchschnittlichen Zeitaufwand von drei Monaten pro Bohrung könnten in Europa pro Jahr höchstens 400 Bohrungen pro Jahr eingebracht werden. Dazu müssten aber sämtliche Bohranlagen ausschließlich für Bohrungen in Gasschieferformationen eingesetzt werden, obwohl nicht sämtliche Anlagen dafür geeignet sind und weitere Bohrstellen noch erschlossen werden. Wird ferner eine Förderrate von 1,4 Mio. m<sup>3</sup> im ersten Monat unterstellt, stünden nach fünf Jahren 2000 Bohrlöcher mit einer Gesamtförderleistung von 900 Mio. m<sup>3</sup>/Monat bzw. 11 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr zur Verfügung. Man erhielte ein ähnliches Förderprofil wie in Abbildung 10, jedoch hochgerechnet auf die größere Anzahl von Bohrungen. Der Anteil dieser Bohrstellen an der europäischen Gasförderung würde sich in den kommenden Jahrzehnten auf weniger als 5 % belaufen und damit 2-3 % des Gasbedarfs decken. Selbst bei gleichbleibendem Erschließungstempo (400 zusätzliche Bohrungen pro Jahr) würde die Förderung nur unwesentlich steigen, säne diese doch aufgrund des steilen Abfalls der Fördermenge um nahezu 50 % innerhalb eines Jahres, wenn keine neuen Bohrungen mehr eingebracht würden.

#### 5.4.3. Bedeutung der Schiefergasförderung für die langfristige Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Angesichts des vorstehend erörterten Zusammenspiels technischer, geologischer und ökologischer Aspekte ist so gut wie auszuschließen, dass selbst eine massive Erschließung von Schiefergasvorkommen erhebliche Auswirkungen auf die künftigen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa haben könnte.

Wie bereits an anderer Stelle erwähnt, wurde der Erfolg der Schiefergasförderung in den USA teilweise durch die Lockerung der Umweltauflagen im 2005 verabschiedeten „Clean Energy Act“ ermöglicht. Trotz dieser massiven und kostengünstigen Erschließung beträgt der Anteil der Förderung aus mehreren zehntausend Bohrungen an der US-amerikanischen Erdgasförderung insgesamt gerade einmal 10 %.

Inzwischen wird das Hydrofracking-Verfahren in den USA kontrovers diskutiert. Aufgrund von Umweltauflagen könnte die weitere Erschließung von Schiefergasvorkommen sehr schnell zurückgefahren werden. Diese Möglichkeit wird in der von Ernst & Young durchgeführten Branchenstudie wie folgt beschrieben: „Das prognostizierte Wachstum der Schiefergasförderung dürfte wahrscheinlich am ehesten durch neue umweltrechtliche Vorschriften einen Dämpfer erhalten.“ Weiter heißt es: „Die Umweltschutzagentur der USA führt gegenwärtig eine Studie zu den Auswirkungen des Hydrofrac-Verfahrens auf die Wasserqualität und die öffentliche Gesundheit durch. Die Investitionen in die Erschließung von Schiefergasvorkommen könnten versiegen, wenn das Hydrofracking als gesetzeswidrig eingestuft oder aufgrund der Ergebnisse der Studie erheblich eingeschränkt werden sollte.“ [Ernst&Young 2010]

Eine massive Ausweitung der Schiefergasförderung in Europa könnte bewirken, dass deren Beitrag zur europäischen Gasförderung um einige wenige Prozentpunkte steigt. Wegen der langen Vorlaufzeiten wird wohl die Förderung in den kommenden 5-10 Jahren höchstwahrscheinlich weiterhin auf einem vernachlässigbaren Niveau verharren.

Dies schließt jedoch die Förderung einer bestimmten nennenswerten Gasmenge auf regionaler Ebene nicht aus.

Unterstellt man, dass Umweltauflagen die Kosten in die Höhe treiben und eine langsamere Erschließung zur Folge haben, wird der Schiefergasförderung in Europa auch künftig nur marginale Bedeutung zukommen.

Die Gasförderung in Europa ist seit mehreren Jahren rückläufig. Diesen Rückgang durch die Erschließung unkonventioneller Gaslagerstätten aufzuhalten, wird nicht möglich sein. Selbst in Branchenstudien ist nur von einer sehr langsamen Steigerung des Anteils der Schiefergasförderung an der Gasversorgung in Europa die Rede, wobei damit höchstens ein kleiner prozentualer Anteil des Bedarfs abgedeckt werden könnte. [Korn 2010]

Daher wird die unkonventionelle Gasgewinnung in Europa nicht soweit ausgebaut werden können, dass die Abhängigkeit von Erdgasimporten sinkt. Für Polen gilt dies allerdings nicht zwangsläufig. Hier könnte sie eine erkennbare Wirkung entfalten, deckt doch die derzeit geringe Fördermenge von 4,1 Mrd. m<sup>3</sup> etwa 30 % des Bedarfs im Lande ab, der mit gerade einmal 13,7 Mrd. m<sup>3</sup> beziffert wird. [BP 2010]

Angesichts des steigenden Gasbedarfs in anderen Regionen der Welt und einer rückläufigen Primärförderung in Russland kann zumindest nicht ausgeschlossen werden, dass die Erdgaseinfuhren nach Europa in den kommenden zwanzig Jahren nicht in dem Maße gesteigert werden können, wie dies Bedarfsprognosen zufolge erforderlich wäre. In diesem Fall würde sich eine europäische Strategie der Steigerung der Gasnachfrage nachteilig auswirken. Angemessene Anpassungsmaßnahmen würden vielmehr darin bestehen, den Gesamtgasbedarf durch entsprechende Anreize kontinuierlich zu senken. Investitionen in die Erschließung von Schiefergasvorkommen wären höchstwahrscheinlich kontraproduktiv, könnten sie doch die Binnengasversorgung kurzzeitig, wenn auch in begrenztem Maße beeinflussen; zudem würden Verbrauchern und den Märkten falsche Signale in dem Sinne gegeben, dass die Ressourcenabhängigkeit auf einem Niveau bestehen bleibt, das in Anbetracht der angestrebten Versorgungssicherheit nicht gerechtfertigt wäre. Der unvermeidbare, schnellere Rückgang würde die Situation verschärfen, bliebe doch weniger Vorlaufzeit für die Suche nach Alternativen und würden Investitionsmittel in diese Projekte und in diese Abhängigkeit fließen, die man besser für Brückentechnologien eingesetzt hätte.

## 6. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN

Die in Europa geltenden Bergbaugesetze und andere Rechtsvorschriften für Bergbauaktivitäten berücksichtigen nicht die spezifischen Aspekte von Hydrofracking-Verfahren. Zwischen den Rechtsvorschriften der einzelnen Mitgliedstaaten der EU im Bereich Bergbau bestehen erhebliche Unterschiede. In vielen Fällen haben Abbaurechte Vorrang vor den Rechten der Bürger, und die lokalen politischen Behörden haben oftmals keinen Einfluss auf mögliche Projekte oder Abbaustandorte, da die entsprechenden Genehmigungen durch nationale oder bundesstaatliche Regierungen und deren Behörden vergeben werden.

In einem sich wandelnden sozialen und technischen Umfeld, in dem der Schwerpunkt auf Fragen des Klimawandels und des Übergangs zu einem nachhaltigen Energiesystem liegt und in dem die öffentliche Teilhabe auf regionaler und lokaler Ebene gestärkt wird, muss eine Neubewertung nationaler Interessen in Bezug auf Bergbauaktivitäten, der Interessen von regionalen und lokalen Verwaltungen sowie der Interessen der betroffenen Bevölkerung vorgenommen werden.

Voraussetzung für eine solche Bewertung sollte eine obligatorische Lebenszyklusanalyse neuer Projekte einschließlich einer Umweltverträglichkeitsprüfung sein. Nur anhand einer umfassenden Kosten-Nutzen-Analyse kann über die Relevanz einzelner Vorhaben und ihre Berechtigung entschieden werden.

Die Hydrofracking-Technologie ist in den USA, dem derzeit einzigen Land mit jahrzehntelangen diesbezüglichen Erfahrungen und statistischen Aufzeichnungen, mit erheblichen Auswirkungen verbunden.

Die Technologie der Schiefergaserschließung weist Merkmale auf, die u. a. mit unvermeidbaren Auswirkungen auf die Umwelt einhergehen, hohe Risiken bergen, wenn die Technik nicht ordnungsgemäß eingesetzt wird, und selbst bei ordnungsgemäßer Handhabung der Technik mit erheblichen Gefahren für Umwelt und menschliche Gesundheit verbunden sind.

Zu den unvermeidlichen Folgen zählen der enorme Flächenverbrauch und einschneidende Veränderungen der Landschaft, da die Bohrlöcher eine hohe Dichte aufweisen müssen, damit das Muttergestein weitläufig aufgebrochen und das darin gespeicherte Gas gewonnen werden können. Die einzelnen Bohrflächen – es wird von bis zu sechs Bohrflächen pro km<sup>2</sup> oder sogar noch mehr in den USA berichtet – müssen vorbereitet, erschlossen und mit für Schwerlasttransporter geeigneten Zufahrstraßen versehen werden. Die Förderbohrlöcher sind an Sammelleitungen mit niedrigem Durchsatz anzuschließen, gleichzeitig aber auch an Reinigungsanlagen, um Abwasser und Chemikalien, Schwermetalle oder radioaktive Substanzen vom geförderten Gas zu trennen, bevor dieses in das Gasnetz eingespeist wird.

Mögliche Gefahren einer unsachgemäßen Handhabung sind Unfälle, wie Ausblasungen mit unkontrolliertem Austritt von Fracking-Wasser, auslaufende Auffangbecken oder Leitungen für Abwasser oder Fracking-Flüssigkeit, Grundwasserverschmutzungen aufgrund unsachgemäßer Handhabung oder unprofessioneller Einzementierung der Bohrlochverrohrung. Diese Gefahren können durch angemessene technische Vorschriften, umsichtiges Handeln und Aufsicht durch öffentliche Behörden eingedämmt oder sogar ausgeräumt werden. Allerdings tragen alle diese Sicherheitsmaßnahmen zur Erhöhung der Projektkosten und zur Verzögerung der Erschließung bei. Folglich nimmt die Unfallgefahr parallel zum Anstieg des wirtschaftlichen Drucks und der Notwendigkeit einer beschleunigten Erschließung zu. Mehr Bohrlöcher je Zeiteinheit erfordern einen höheren Kontroll- und Überwachungsaufwand.

Die unkontrollierte Rissbildung, die eine unkontrollierte Mobilisierung von Fracking-Flüssigkeiten oder sogar des Erdgases zur Folge hat, stellt ebenfalls ein Risiko dar. So können durch das Hydrofracking bekanntlich schwache Erdbeben ausgelöst werden, die bewirken können, dass Gas und Flüssigkeiten durch „natürlich“ gebildete Risse ausdringen.

Die Erfahrungen in den USA haben gezeigt, dass viele Unfälle passieren. Zu oft werden Unternehmen wegen Verstoßes gegen geltendes Recht von offizieller Seite mit einer Geldstrafe belegt. Viele dieser Unfälle werden durch undichte oder schlecht funktionierende Ausrüstungen verursacht, andere durch schlechte Praktiken, um Kosten und Zeit zu sparen. Weitere Ursachen sind die unprofessionelle Verrohrung der Bohrlöcher und die Grundwasserverschmutzung durch nicht erkannte Undichtigkeiten.

Zu einem Zeitpunkt, zu dem Nachhaltigkeit der Schlüssel für künftige Vorhaben ist, ist infrage zu stellen, ob die Einspritzung toxischer Chemikalien in den Boden zulässig sein soll oder verboten werden sollte, da dieses Verfahren jegliche künftige Nutzung der kontaminierten Schicht (beispielsweise für geothermische Zwecke) einschränken bzw. ausschließen würde und die langfristigen Auswirkungen nicht untersucht wurden. In einem Gebiet, in dem Schiefergas gewonnen wird, werden 0,1 bis 0,5 Liter Chemikalien pro Quadratmeter eingespritzt.

Mit etwa 200 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent je kWh verursacht Erdgas weniger Treibhausgasemissionen als andere fossile Brennstoffe. Aufgrund einer niedrigen Förderrate je Bohrloch und Verlusten von flüchtigem Methan, dem höheren Erschließungsaufwand sowie dem niedrigen Durchsatz von Sammelleitungen und Kompressoren sind die spezifischen Emissionen bei Schiefergas höher als bei konventionellen Gasfeldern. Trotzdem lassen sich die in der amerikanischen Praxis gewonnenen Erkenntnisse nicht einfach auf die Lage in Europa übertragen. Eine realistische Bewertung auf der Grundlage von Projektdaten steht nach wie vor aus. Die im Rahmen der vorliegenden Studie vorgenommene Bewertung mag als erster Schritt für eine solche Analyse gelten.

Der derzeitige EU-Rechtsrahmen schreibt eine Umweltverträglichkeitsprüfung erst vor, wenn die Förderrate des fraglichen Bohrlochs die Menge von 500 000 m<sup>3</sup> pro Tag überschreitet. Diese Menge ist viel zu hoch und lässt die Tatsache außer Acht, dass die Förderrate von Schiefergasbohrlöchern anfangs bei mehreren zehntausend Kubikmetern pro Tag liegt. Für jedes Bohrloch sollten eine Umweltverträglichkeitsprüfung und die Einbeziehung der Öffentlichkeit vorgeschrieben werden.

Regionale Behörden sollten das Recht haben, sensitive Gebiete (wie Trinkwasserschutzzonen, Dörfer, landwirtschaftliche Nutzflächen usw.) von potenziellen Hydrofracking-Aktivitäten auszuschließen. Sie sollten zudem in ihrer Autonomie gestärkt werden, damit sie selbst über das Verbot oder die Genehmigung von Hydrofracking-Aktivitäten in ihrem Territorium entscheiden können.

Die derzeitigen Privilegien der Öl- und Gaserschließung und -gewinnung sollten im Hinblick darauf neu bewertet werden, dass

- die europäische Erdgasförderung seit mehreren Jahren stark zurückgeht und voraussichtlich bis 2035 um weitere 30 % sinken wird;
- die Nachfrage in Europa voraussichtlich bis 2035 weiter zunehmen wird,
- die Einfuhren von Erdgas unvermeidlich steigen werden, wenn sich diese Trends verwirklichen,
- die erforderlichen zusätzlichen Importe in der Größenordnung von mindestens 100 Mrd. m<sup>3</sup> jährlich keineswegs gewährleistet sind.

die Ressourcen an nicht-konventionelles Gas in Europa zu klein sind, um diese Trends erheblich beeinflussen zu können. Dies gilt umso mehr, als die typischen Produktionsprofile nur die Gewinnung eines begrenzten Anteils dieser Ressourcen ermöglichen. Die Umweltauflagen werden auch die Projektkosten in die Höhe treiben und die Umsetzung der Projekte verzögern. Dies wird die potenziellen Auswirkungen noch weiter einschränken.

Welche Gründe es auch immer für die Genehmigung von Hydrofracking-Projekten geben mag, die Senkung von Treibhausgasemissionen ist selten darunter. Im Gegenteil, Investitionen in Schiefergasprojekte hätten wahrscheinlich nur kurzfristige Auswirkungen auf die Gasversorgung, was zudem kontraproduktive Folgen insofern haben könnte, als der Eindruck einer gesicherten Gasversorgung entstünde, während in Wirklichkeit das Signal an die Verbraucher sein sollte, die Erdgasabhängigkeit durch Einsparungen, Energieeffizienzmaßnahmen und Alternativen zu verringern.

## EMPFEHLUNGEN

- Es gibt keine umfassende Richtlinie, die ein europäisches Bergbaugesetz darstellen würde. Eine öffentlich zugängliche, umfassende und eingehende Analyse des europäischen Rechtsrahmens für die Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl liegt nicht vor und sollte erstellt werden.
- Der gegenwärtige Rechtsrahmen der EU für Hydrofracking, das bei der Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl eine zentrale Rolle spielt, weist einige Lücken auf. Vor allem liegt für die Umweltverträglichkeitsprüfung des Hydrofrackings bei der Kohlenwasserstoff-Gewinnung der Schwellenwert weit über dem Wert jeglicher potenzieller industrieller Tätigkeiten in diesem Bereich und sollte erheblich gesenkt werden.
- Der Anwendungsbereich der Wasserrahmenrichtlinie sollte unter besonderer Berücksichtigung des Hydrofrackings und dessen möglichen Auswirkungen auf Oberflächengewässer neu bewertet werden.
- Im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse (LCA) könnte eine eingehende Kosten-Nutzen-Analyse ein Instrument zur Bewertung des Gesamtnutzens für die Gesellschaft und die Bürger darstellen. Es sollte ein harmonisierter Ansatz entwickelt werden, der in der gesamten EU-27 anzuwenden ist, und auf dessen Grundlage die zuständigen Behörden ihre LCA-Bewertungen durchführen und in der Öffentlichkeit erörtern können.
- Es sollte bewertet werden, ob der Einsatz toxischer Chemikalien für die Einspritzung gänzlich verboten werden sollte. Zumindest sollten alle eingesetzten Chemikalien veröffentlicht, die Zahl der zulässigen Chemikalien beschränkt und deren Verwendung überwacht werden. Auf europäischer Ebene sollten Statistiken über die eingespritzten Mengen und die Zahl der Projekte geführt werden.
- Die regionalen Behörden sollten in ihrer Handlungskompetenz gestärkt werden, damit sie Entscheidungen über die Genehmigung von Hydrofracking-Projekten treffen können. Eine öffentliche Beteiligung und LCA-Bewertungen sollten bei der Entscheidungsfindung verpflichtend vorgeschrieben sein.
- Wird eine Projektgenehmigung erteilt, sollte die Überwachung der Oberflächenwasserströme und Emissionen in die Luft vorgeschrieben werden.
- Auf europäischer Ebene sollten Statistiken über Unfälle und Beschwerden geführt und analysiert werden. Im Falle der Projektgenehmigung sollte eine unabhängige Behörde diesbezügliche Beschwerden sammeln und prüfen.
- Aufgrund der Komplexität der möglichen Folgen und Gefahren des Hydrofrackings für die Umwelt und die menschliche Gesundheit sollte die Ausarbeitung einer neuen Richtlinie auf europäischer Ebene zur umfassenden Regelung aller diesbezüglichen Fragen in Erwägung gezogen werden.

## LITERATURHINWEISE

- Aduschkin V.V., Rodionov V.N., Turuntaev S., Yudin A. (2000). Seismicity in the Oilfields, Oilfield Review Summer 2000, Schlumberger, URL: [http://www.slb.com/resources/publications/industry\\_articles/oilfield\\_review/2000/or2000sum01\\_seismicity.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2000/or2000sum01_seismicity.aspx)
- AGS (2011). Arkansas Earthquake Updates, internet-database with survey of earthquakes in Arkansas, Arkansas Geological Survey. 2011. URL: <http://www.geology.ar.gov/geohazards/earthquakes.htm>
- Arthur J. D., Bruce P.E., Langhus, P. G. (2008). An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States, ALL Consulting. 2008. URL: <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLShaleOverviewFINAL.pdf>
- Anderson S. Z. (2011). Toreador agrees interim way forward with French Government in Paris Basin tight rock oil program. February 2011
- Arkansas (2011). Fayetteville Shale Gas Sales Information, Oil and Gas Division, State of Arkansas, URL: <http://www.aogc.state.ar.us/Fayprodinfo.htm>
- Arkansas Oil and Gas Commission. (2011). January 2011. URL: <http://www.aogc.state.ar.us/Fayprodinfo.htm>
- Armendariz AI (2009). Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements, AI. Armendariz, Department of Environmental and Civil Engineering, Southern Methodist University, Dallas, Texas, ordered by R. Alvarez, Environmental Defense Fund, Austin, Texas., Version 1.1., January 26, 2009
- Arthur J. D., Bohm B., Coughlin B. J., Layne M. (2008). Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the Fayetteville Shale. 2008
- Blending W. (2011). Stellungnahme zu Unkonventionelle Erdgasvorkommen: Grundwasser schützen - Sorgen der Bürger ernst nehmen - Bergrecht ändern (Antr Drs 15/1190) - Öffentliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Mittelstand und Energie am 31.05.2011. Landtag Nordrhein-Westfalen, 20. Mai 2011
- Bode, J. (2011). Antwort der Landesregierung in der 96. und 102. Sitzung des Landtages der 16. Wahlperiode am 21. Januar und 17. März 2011 auf die mündlichen Anfragen des Abgeordneten Ralf Borngreber (SPD) – Drs. 16/3225 Nr. 18 und 16/3395 Nr. 31. Niedersächsischer Landtag – 16. Wahlperiode, Drucksache 16/3591. April 2011
- BP (2010). BP Statistical Review of World Energy, June 2010. URL: <http://www.bp.com>
- Charpentier (2010). R.R. Charpentier, T. Cook, Applying Probabilistic Well-Performance Parameters to Assessments of Shale-Gas Resources, U.S. Geological Survey Open-File Report 2010-1151, 18p.
- Chesapeake (2010). Annual reports, various editions, Chesapeake corp., URL: <http://www.chk.com/Investors/Pages/Reports.aspx>
- Chesapeake Energy, Water use in deep shale gas exploration I, May 2011
- Chesapeake Energy, Water use in deep shale gas exploration II, May 2011
- Chon (2011). G. Chon, R.G. Matthews. BHP to buy Chesapeake Shale Assets, Wallstreet Journal, 22<sup>nd</sup> February 2011, URL: <http://online.wsj.com/article/SB10001424052748703800204576158834108927732.html>

- COGCC (2007). Colorado Oil and Gas Conservation Commission, Oil and Gas Accountability Project
- COGCC Garfield Colorado County IT Department. Gas Wells, Well Permits&Pipelines, Including Public Lands, Western Garfield County, Colorado, Glenwood Springs, Colorado: Composed Utilizing Colorado Oil and Gas Conservation Commission Well Site
- Colborn T. (2007). Written testimony of Theo Colborn, PhD, President of TEDX, Paonia, Colorado, before the House Committee on Oversight and Government Reform, hearing on The Applicability of Federal Requirements to Protect Public Health and the Environment from Oil and Gas Development, October 31, 2007.
- Cook (2010). Cook, Troy and Charpentier, Assembling probabilistic performance parameters of shale-gas wells: US-Geological Survey Open-File Report 2010-1138, 17p.
- D.B. Burnett Global Petroleum Research Institute, Desalination of Oil Field Brine, 2006
- Duncan, I., Shale Gas: Energy and Environmental Issues, Bureau of Economic Geology, 2010
- EC 2010 Grantham: European Commission – Enterprise and Industry (Grantham J., Owens C., Davies E.) (2010). Improving Framework Conditions for Extracting Minerals for the EU. July 2010. URL: [http://ec.europa.eu/enterprise/policies/raw-materials/files/best-practices/sust-full-report\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/enterprise/policies/raw-materials/files/best-practices/sust-full-report_en.pdf) [6.6.2011]
- EC 2010 MMM: European Commission, Sector „Mining, metals and minerals“. Reference Documents. (last update: 31/10/2010). URL: [http://ec.europa.eu/enterprise/sectors/metals-minerals/documents/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/enterprise/sectors/metals-minerals/documents/index_en.htm) [6.6.2011]
- EC 2011 MW: European Commission – Environment. Summary of EU legislation on mining waste, studies and other relevant EU legislation. Last updated: 18/02/2011, URL: <http://ec.europa.eu/environment/waste/mining/legis.htm> [6.6.2011]
- EC 2011 S: European Commission – Environment, Last updated: 19/01/2011, URL: <http://ec.europa.eu/environment/seveso/review.htm> [5.6.2011] Review of Seveso II until June 2015
- EC BREF: EC European Commission, Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies, URL: <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/> [6.6.2011]
- EC LCA: European Commission – Joint Research Centre – Institute for the Environment and Sustainability: Life Cycle Thinking and Assessment. URL: [http://lct.jrc.ec.europa.eu/index\\_jrc](http://lct.jrc.ec.europa.eu/index_jrc) [16.6.2011]
- EC NEEI: European Commission (2010). Natura 2000 Guidance Document. Non-endergy mineral extraction and Natura 2000. July 2010. URL: [http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/nee\\_i\\_n2000\\_guidance.pdf](http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/nee_i_n2000_guidance.pdf) [16.6.2011]
- EIA cod: Publications Office of the European Union (2009). Council Directive of 27 June 1985 on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment – including amendments. This document is meant purely as a documentation tool and the institutions do not assume any liability for its contents. June 2009. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:1985L0337:20090625:EN:PDF> [10.6.2011]

- EPA (2005). The relevant section 322 in the Energy Policy Act of 2005 explicitly states: "Paragraph (1) of section 1421(d) of the Safe Drinking Water Act (U.S.C. 300h(d)) is amended to read as follows: (1) Underground injection. – The term underground injection – (A) means the subsurface emplacement of fluids by well injection; and (B) excludes – (i) the underground injection of natural gas for purposes of storage; and (ii) the underground injection of fluids or propping agents (other than diesel fuels) pursuant to hydraulic fracturing operations related to oil, gas, or geothermal production activities." (see Public law 109 – 58 Aug 8 2005; Energy Policy Act of 2005, Subtitle C Production, Section 322, Page 102.
- EPA (2009). Discovery of „fracking“ chemical in water wells may guide EPA review, Inside EPA, Environmental Protection Agency, August 21, 2009,
- Ernst&Young (2010) The global gas challenge, Ernst&Young, September 2010, page 4, URL: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/The\\_global\\_gas\\_challenge\\_2010/\\$FILE/The%20global%20gas%20challenge.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/The_global_gas_challenge_2010/$FILE/The%20global%20gas%20challenge.pdf)
- ExxonMobil (2010) H. Stapelberg. Auf der Suche nach neuem Erdgas in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, Presentation at a hearing on a side event of the German Parliamentm, organized by the Bündnis90/Die Grünen, Berlin, 29th October 2010
- Gény (2010). Florence Gény (2010). Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets? The Oxford Institute for Energy Studies, NG 46, December 2010.
- Goodman W. R., Maness T. R. (2008). Michigan's Antrim Gas Shale Play—A Two-Decade Template for Successful Devonian Gas Shale Development. September 2008
- Goodrich (2010) Goodrich Petroleum Corporation Presentation at the IPAA oil and gas investment symposium, New York, New York, 11<sup>th</sup> April 2010, URL: <http://www.goodrichpetroleum.com/presentations/April2010.pdf>
- Grieser B., Shelley B. Johnson B.J., Fielder E.O., Heinze J.R., and Werline J.R. (2006). Data Analysis of Barnett Shale Completions: SPE Paper 100674
- Hackl (2011). Personal communication with the responsible employee of a huge European reinsurance company. March 2011.
- Harden (2007). Northern Trinity/Woodbine GAM Assessment of Groundwater Use in the Northern Trinity Aquifer Due to Urban Growth and Barnett Shale Development, prepared for Texas Water Development Board, Austin Texas, TWDB Contract Number: 0604830613, URL: [http://rio.twdb.state.tx.us/RWPG/rpgm\\_rpts/0604830613\\_BarnetShale.pdf](http://rio.twdb.state.tx.us/RWPG/rpgm_rpts/0604830613_BarnetShale.pdf)
- Hejny H., Hebestreit C. (2006). EU Legislation and Good Practice Guides of Relevance for the EU Extractive Industry. December 2006. URL: <http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/Paper%20Hejny%20TAIEX%202006%20Tallinn.pdf> [6.6.2011]
- Howarth B., Santoro R., Ingraffea T. (2011) Developing Natural Gas in the Marcellus and other Shale Formations is likely to Aggravate Global Warming. March 2011
- Ineson, R. (INGAA Foundation) Changing Geography of North American Natural Gas, April 2008, Page 6]

- Kim Y.J., Lee H.E., Kang S.-A., Shin J.K., Jung S.Y., Lee Y.J. (2011). Uranium Minerals in black shale, South Korea, Abstract of Presentation to be held at the Goldschmidt 2011 Conference, Prague, August 14-19, URL: <http://www.goldschmidt2011.org/abstracts/originalPDFs/4030.pdf>
- Kohl (2009). The Paris oil shale basin – Hype or Substance?, K. Kohl, Energy and Capital, 23<sup>rd</sup> November 2009, URL: <http://www.energyandcapital.com/articles/paris-basin-oil-shale/1014>
- Korn (2010). Andreas Korn, Prospects for unconventional gas in Europe, Andreas Korn, eon-Ruhrgas, 5<sup>th</sup> February 2010, URL: [http://www.eon.com/de/downloads/ir/20100205\\_Unconventional\\_gas\\_in\\_Europe.pdf](http://www.eon.com/de/downloads/ir/20100205_Unconventional_gas_in_Europe.pdf)
- Kullmann U. (Federal Ministry of Economics and Technology) (2006). European legislation concerning the extractive industries. URL: <http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/European%20legislation%202006.pdf> [6.6.2011]
- Kummetz D., Neun Lecks – null Information (nine leaks, zero information), taz, January 10, 2011, URL: <http://www.taz.de/1/nord/artikel/1/neun-lecks-null-information/>
- Laherrere (2011) Laherrère J.H. 2011 «Combustibles fossiles: donnees, fiabilite et perspectives» Ecole Normale Supérieure CERES-04-02 Choix energetiques Paris 7 avril. URL : [http://aspofrance.viabloga.com/files/JL\\_ENS\\_avril2011.pdf](http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_ENS_avril2011.pdf)
- Leteurtois J.-P., J.-L. Durville, D. Pillet, J.-C. Gazeau (2011). Les hydrocarbures de roche-mère en France, Rapport provisoire, Conseil général de l'énergie et des technologies, CGEIT n° 2011-04-G, Conseil général de l'environnement et du développement durable, CGEDD n° 007318-01
- Lobbins C. (2009). Notice of violation letter from Craib Lobbins, PA DEP Regional Manager, to Thomas Liberatore, Cabotr Oil & Gas Corporation, Vice President, February 7, 2009.
- Louisiana Department of Natural Resources (LDNR). Number of Haynesville Shale Wells by Month. June 2011
- Lustgarten A. (2008). Buried Secrets: Is Natural Gas Drilling Endangering U.S. Water Supplies?, Pro Publica, November 13, 2008.
- Michaels, C., Simpson, J. L., Wegner, W. (2010). Fractured Communities: Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling. September 2010
- NDR (2011). Grundwasser von Söhlingen vergiftet? News at Norddeutscher Rundfunk, January 10, 2011, 18.25 p.m., URL: <http://www.ndr.de/regional/niedersachsen/heide/erdgas109.html>
- New York City Department of Environmental Protection (NYCDEP). (2009). Rapid Impact Assessment report: Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed. September 2009
- NGE 2011: Natural Gas for Europe, URL: <http://naturalgasforeurope.com/shale-gas-regulatory-framework-work-progress.htm> [6.6.2011]
- Nonnenmacher P. (2011). Bohrungen für Schiefergas liessen die Erde beben, Basler Zeitung, June 17, 2011.
- Nordquist (1953). „Mississippian stratigraphy of northern Montana“, Nordquist, J.W., Billings Geological Society, 4th Annual Field Conference Guidebook, p. 68–82, 1953

- NYC Riverkeeper, Inc. (2010). Fractured Communities – Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling. p. 13. September 2010. URL: <http://www.riverkeeper.org/wp-content/uploads/2010/09/Fractured-Communities-FINAL-September-2010.pdf> [16.6.2011]
- ODNR (2008). Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio. Ohio Department of Natural Resources, Division of Mineral Resources Management, September 1, 2008.
- OGP International Association of Oil & Gas Producers (2008). Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil and gas industry. September 2008
- Ohio Department of Natural Resources (ODNR), Division of Mineral Resources Management. (2008). Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio. September 2008
- Osborn St. G., Vengosh A., Warner N. R., Jackson R. B. (2011). Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. April 2011
- PA DEP (2009). Proposed Settlement of Civil Penalty Claim, Permit Nos. 37-125-23165-00, Pennsylvania Department of Environmental Protection, September 23, 2009, URL: [http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural\\_gas/range\\_resources\\_consent\\_assessment090923.pdf](http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/range_resources_consent_assessment090923.pdf)
- PA DEP (2010). Department of Environmental Protection fines Atlas \$85000 for Violations at 13 Well sites, January 7, 2010, URL: <http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/newsroom/14287?id=2612&typeid=1>
- Papoulias F. (European Commission, DG Environment) (2006). The new Mining Waste Directive towards more Sustainable Mining. November 2006. URL: <http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/Mining%20waste%20dir%20-%20Tallinn%2030-11-06.pdf> [6.6.2011]
- Patel 2011. French Minister Says „Scientific“ Fracking Needs Strict Control, Tara Patel, Boloombnrg News, 1st June 2011, see at <http://www.bloomberg.com/news/2011-06-01/french-minister-says-scientific-fracking-needs-strict-control.html>
- Penn State, College of Agricultural Science. (2010). Accelerating Activity in the Marcellus Shale: An Update on Wells Drilled and Permitted. May 2010. URL: <http://extension.psu.edu/naturalgas/news/2010/05/accelerating-activity>
- Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC). (2011). Evolving Water Use Regulations British Columbia Shale Gas. 7th Annual Spring Water Forum May 2011
- Pickels, M. (2010). Moon's Atlas Energy Resources fined \$85K for environmental violations, January 09, 2010, URL: [http://www.pittsburghlive.com/x/dailycourier/s\\_661458.html#ixzz1Q1X8kCXz](http://www.pittsburghlive.com/x/dailycourier/s_661458.html#ixzz1Q1X8kCXz)
- PLTA (2010). Marcellus Shale Drillers in Pennsylvania Amass 1614 Violations since 2008, Pennsylvania Land Trust Association (PLTA), September 1, 2010, URL: <http://conserveland.org/violationsrpt>
- Quicksilver. (2005). The Barnett Shale: A 25 Year „Overnight“ Success. May 2005
- Raestadt (2004). Nils Raestadt. Paris Basin – The geological foundation for petroleum, culture and wine, GeoExpoPro June 2004, p. 44-48, URL: [http://www.geoexpo.com/sfiles/7/04/6/file/paris\\_basin01\\_04.pdf](http://www.geoexpo.com/sfiles/7/04/6/file/paris_basin01_04.pdf)

- Resnikoff M. (2019). Memo. June 2010. URL: [http://www.garyabraham.com/files/gas\\_drilling/NEWSNY\\_in\\_Chemung/RWMA\\_6-30-10.pdf](http://www.garyabraham.com/files/gas_drilling/NEWSNY_in_Chemung/RWMA_6-30-10.pdf)
- RRC (2011) see Texas Railroad Commission (2011)
- Safak S. (2006). Discussion and Evaluation of Mining and Environment Laws of Turkey with regard to EU Legislation. September 2010. URL: <http://www.belgeler.com/blg/lgt/discussion-and-evaluation-of-mining-and-environment-laws-of-turkey-with-regard-to-eu-legislation-turk-maden-ve-cevre-kanunlarinin-avrupa-birligi-mevzuatiyla-karsilastirilmesi-ve-degerlendirilmesi> [6.6.2011]
- Schaefer (2010). Keith Schaefer, The Paris Basin Oil Shale Play, Oil and Gas Investments Bulletin, 30<sup>th</sup> December 2010, see at <http://oilandgas-investments.com/2010/investing/the-paris-basin-oil-shale-play/>
- Schein G.W., Carr P.D., Canan P.A., Richey R. (2004). Ultra Lightweight Proppants: Their Use and Application in the Barnett Shale Area: SPE Paper 90838 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September, Houston, Texas.
- Schuetz M (European Commission: Policy Officer Indigenous Fossil Fuels) (2010). Schiefergas: Game-Changer für den europäischen Gasmarkt? October 2010
- SDWA (1974). Safe Drinking Water Act, codified generally at 42 U.S.C. 300f-300j-25, Public Law 93-523, see art. 1421(d).
- SGEIS (2009) Supplemental Generic Environmental Impact Statement (SGEIS) prepared by the New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC), Division of Mineral Resources on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program, Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs, Draft September 2009, URL: <http://dec.ny.gov/energy/45912.html>, and Final Report 2010, URL: <http://www.dec.ny.gov/energy/47554.html>
- Stapelberg H. H. (2010). Auf der Suche nach neuem Erdgas in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Oktober 2010
- Sumi L. (2008). Shale gas: focus on Marcellus shale. Report for the Oil & Gas Accountability Project/ Earthworks. May 2008
- Swanson V.E. (1960). Oil yield and uranium content of black shales, USGS Series Numbered No. 356-A, URL: <http://pubs.er.usgs.gov/publication/pp356A>
- Sweeney M. B, McClure S., Chandler S., Reber C., Clark P., Ferraro J-A., Jimenez-Jacobs P., Van Cise-Watta D., Rogers C., Bonnet V., Shotts A., Rittle L., Hess S. (2010). Marcellus Shale Natural Gas Extraction Study - Study Guide II - Marcellus Shale Natural Gas: Environmental Impact. January 2010
- Talisman (2011). A list of all notices of violations by Talisman received from the PA DEP, are listed at URL: [http://www.talismanusa.com/how\\_we\\_operate/notices-of-violation/how-were-doing.html](http://www.talismanusa.com/how_we_operate/notices-of-violation/how-were-doing.html)
- TCEQ (2010). Health Effects Review of Barnett Shale Formation Area Monitoring Projects including Phase I (August 24-28, 2009), Phase II (October 9-16, 2009), and Phase III (November 16-20, 2009): Volatile Organic Compound (VOCs), Reduced Sulfur Compounds (RSC), Oxides of Nitrogen (NOx), and Infrared(IR) Camera Monitoring, Interoffice Memorandum, Document Number BS0912-FR, Shannon Ethridge, Toxicology Division, Texas Commission on Environmental Quality, January 27, 2010.

- Teßmer D. (2011). Stellungnahme Landtag NRW 15/621 zum Thema: „Unkonventionelle Erdgasvorkommen: Grundwasser schützen – Sorgen der Bürger ernst nehmen – Bergrecht ändern“. Report on legal framework concerning exploitation of shale gas. May 2011.
- Texas Rail Road Commission (RRC). (2011). URL: <http://www.rrc.state.tx.us/>
- Thonhauser (2010): G. Thonhauser. Presentation at the Global Shale Gas Forum, Berlin, 6-8<sup>th</sup> September 2010, Cited in „The Drilling Champion of Shale gas“, Natural Gas for Europe, URL: <http://naturalgasforeurope.com/?p=2342>
- Thyne G. (2008). Review of Phase II Hydrogeologic Study, Prepared for Garfield County, December 20, 2008, URL: [http://cogcc.state.co.us/Library/Presentations/Glenwood\\_Spgs\\_HearingJuly\\_2009/GlenwoodMasterPage.html](http://cogcc.state.co.us/Library/Presentations/Glenwood_Spgs_HearingJuly_2009/GlenwoodMasterPage.html)
- Tiess G. (2011). Legal Basics of Mineral Policy in Europe – an overview of 40 countries. Springer, Wien, New York.
- Total (2011). The main sources of unconventional gas, internet presentation of Total. URL: <http://www.total.com/en/our-energies/natural-gas-/exploration-and-production/our-skills-and-expertise/unconventional-gas/specific-fields-201900.html> [15.06.2011]
- United States Environmental Protection Agency (EPA), Office of Research and Development. (2011). Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. February 2011
- US EIA, (2011). World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the US, US- Energy Information Administration, April 2011. URL: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/?src=email>
- UWS Umweltmanagement GmbH. All relevant legislation on german and european level concerning environmental protection, security at work, emissions, etc. URL: [http://www.umwelt-online.de/recht/wasser/ueber\\_eu.htm](http://www.umwelt-online.de/recht/wasser/ueber_eu.htm) [6.6.2011]
- Waxman H., Markey E., DeGette D. (United States House of Representatives Committee on Energy and Commerce) (2011). Chemicals Used in Hydraulic Fracturing. April 2011. URL: <http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic%20Fracturing%20Report%204.18.11.pdf> [6.6.2011]
- Weber L. (2006). Minerals Policy in Austria in the Framework of EU Legislation. Presentation at TAIEX-Meeting Tallinn 2006. URL: [http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/Taix\\_tallinn\\_weber.pdf](http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/Taix_tallinn_weber.pdf) [6.6.2011]
- WEC (2010). 2010 Survey of Energy Resources, World Energy Council, London, 2010, URL: [www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)
- WEO (2011). World Energy Outlook 2011, special report: Are we entering a golden age of gas?, International Energy Agency, Paris, June 2011, URL: [http://www.worldenergyoutlook.org/golden\\_age\\_gas.asp](http://www.worldenergyoutlook.org/golden_age_gas.asp)
- Witter R., Stinson K., Sackett H., Putter S. Kinney G. Teitelbaum D., Newman L. (2008). Potential Exposure-Related Human Health Effects of Oil and Gas Development: A White Paper, University of Colorado Denver, Colorado School of Public Health, Denver, Colorado, and Colorado State University, Department of Psychology, Fort Collins, Colorado, September 15, 2008.

- Wolf (2009). Town of Dish, Texas, Ambient Air Monitoring Analysis, Final Report, prepared by Wolf Eagle Environmental, September 15, 2009, URL: [www.wolfeagleenvironmental.com](http://www.wolfeagleenvironmental.com)
- Wood R., Gilbert P., Sharmina M., Anderson K. (2011). Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. January 2011
- Zeeb H., Shannoun F. (2009). WHO handbook on indoor radon: a public health perspective. World Health Organization (WHO) 2009

## ANHANG: UMRECHNUNGSFAKTOREN

Tabelle: Übliche US-amerikanische Einheiten

Einheit	SI-Äquivalent
1 Inch (in)	2,54 cm
1 Fuß (ft)	0,3048 m
1 Yard (yd)	0,9144 m
1 Meile (mi)	1,609344 km
1 Quadratfuß (sq ft) oder (ft <sup>2</sup> )	0,09290341 m <sup>2</sup>
1 Acre	4046,873 m <sup>2</sup>
1 Kubikfuß (cu ft) oder (ft <sup>3</sup> )	28,31685 l
1 Kubikyard (cu yd) oder (yd <sup>3</sup> )	0,7645549 m <sup>3</sup>
1 Acre-Fuß (acre ft)	1233,482 m <sup>3</sup>
1 US-Gallone (gal)	3,785412 l
1 Barrel (bbl)	158,9873 l
1 Bushel (bu)	35,23907 l
1 Pound (lb)	453,59237 g
1 (short) ton	907,18474 kg
Fahrenheit (F)	$(5/9) * (F - 32)^\circ C$
1 Britische Wärmeeinheit (BTU) oder (Btu)	1055,056 J

Quelle: [http://en.wikipedia.org/wiki/US\\_units\\_of\\_measurement](http://en.wikipedia.org/wiki/US_units_of_measurement)

GENERALDIREKTION INTERNE POLITIKBEREICHE

## FACHABTEILUNG **A** WIRTSCHAFTS- UND WISSENSCHAFTSPOLITIK

### Rolle

Die Fachabteilungen sind Forschungsreferate, die die Ausschüsse, interparlamentarischen Delegationen und andere parlamentarische Einrichtungen beraten.

### Politikbereiche

- Wirtschaft und Währung
- Beschäftigung und soziale Angelegenheiten
- Umweltfragen, Volksgesundheit und Lebensmittelsicherheit
- Industrie, Forschung und Energie
- Binnenmarkt und Verbraucherschutz

### Dokumente

Siehe Website des Europäischen Parlaments: <http://www.europarl.europa.eu/studies>

BILDNACHWEISE: iStock International Inc.



ISBN