

Fracking – eine Zwischenbilanz

März 2015

Autor:

Dr. Werner Zittel

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn/Germany

Wissenschaftlicher und parlamentarischer Beirat:

siehe www.energywatchgroup.org

© Energy Watch Group / Ludwig-Boelkow-Stiftung

Zur Energy Watch Group

Energiepolitik braucht objektive Information.

Die Energy Watch Group ist ein internationales Netzwerk von Wissenschaftlern und Parlamentariern. Dieses Projekt wird unterstützt durch die Ludwig-Bölkow-Stiftung und die Reiner Lemoine Stiftung. Die Energy Watch Group beauftragt Wissenschaftler mit der Erstellung von Studien und Analysen unabhängig von politischer oder ökonomischer Einflussnahme. Themen sind:

- Die Verknappung fossiler und nuklearer Energieträger,
- Szenarien zur Einführung regenerativer Energieträger
und
- Strategien zur Sicherung einer langfristig stabilen Energieversorgung zu annehmbaren Preisen.

Die Wissenschaftler sammeln und analysieren nicht nur ökologische, sondern vor allem auch ökonomische und technologische Zusammenhänge. Die Studienergebnisse werden nicht nur in Expertenkreisen, sondern auch der politisch interessierten Öffentlichkeit vorgestellt.

Objektive Information braucht eine unabhängige Finanzierung.

Ein großer Teil der Netzwerkarbeit wird ehrenamtlich durchgeführt. Die für diese Studie benötigten finanziellen Mittel wurden über Spenden der beteiligten Stiftungen bereitgestellt.

Weitere Informationen können auf der Internetseite eingesehen werden oder von folgender Adresse bezogen werden:

Energy Watch Group
Sophienstraße 16
10178 Berlin Deutschland
Telefon: +49 (0)30 609819500
office@energywatchgroup.org
www.energywatchgroup.org

INHALT

Kurzfassung.....	5
Einleitung	8
Die Entwicklung in den USA.....	9
Überblick über die Entwicklung der unkonventionellen Öl- und Gasförderung	9
Statistiken zu Erdgas	12
Statistiken zu Erdöl	24
Umweltauswirkungen und Nebeneffekte	28
Europa	35
Europäische Union	35
Deutschland.....	38
Weitere europäische Staaten	45
Politische Einflussnahme der USA auf Europa.....	50
Zusammenfassende Einordnung des Phänomens Fracking	53
Die Ursachen der Fracking-Euphorie in den USA.....	53
Übertragbarkeit auf europäische Verhältnisse	55
Künftiger Einfluss von Fracking auf die Energieversorgung.....	56
Danksagung.....	58
Literatur	59

KURZFASSUNG

Im ersten Teil dieser Kurzstudie werden die Fördersituation der U.S.-Schiefergasindustrie und damit verbundene Erfahrungen dargestellt. Damit soll ein Überblick über die bisherigen Erfolge, aber auch über die Probleme gegeben werden, die das intensive Fracking von Erdöl- und Erdgasbohrungen in den USA verursacht hat – dem bis heute einzigen Land, das in kommerziell relevanter Größenordnung Erfahrungen mit beidem, Erfolgen und Problemen, sammeln konnte.

Im zweiten Teil werden die europäische und speziell die deutsche Situation referiert. Hier wurden bisher keine Schiefergasvorkommen mittels Fracking erschlossen. Im Frühjahr 2015 wird jedoch sowohl in Deutschland als auch auf europäischer Ebene der politische Rahmen geschaffen, um je nach Abwägung des Potenzials und der Risiken ein industrielles Engagement entweder zuzulassen oder zu untersagen. Diese spezielle Situation, die nach einer gesellschaftlich getragenen und klimapolitisch kompatiblen Entscheidung verlangt, rechtfertigt es, eine Zwischenbilanz zu ziehen.

Im dritten Teil wird der Frage nachgegangen, warum Fracking in den vergangenen zehn Jahren in den USA so intensiv und erfolgreich betrieben wurde. Es wird aufgezeigt, dass die Bedingungen in den USA einzigartig waren und warum die Übertragbarkeit der Aktivitäten speziell auf Deutschland, aber auch auf Mitteleuropa aufgrund der spezifischen Unterschiede nicht ähnlich erfolgreich sein kann. Vermutlich wird ein potenzielles Engagement sogar kontraproduktiv zu den Klimaschutzzielen der deutschen Bundesregierung sein.

Bisher wurde Fracking von Schiefergasvorkommen und leichtem Öl in dichtem Gestein, sogenanntem „light tight oil“ oder LTO, in kommerziell relevantem Maßstab vor allem in den USA durchgeführt. Dort liegen umfangreiche Erfahrungen im Umgang mit der Technologie vor.

Nachdem im Jahr 2005 die Bohraktivitäten der Industrie per Gesetz von der Nachweispflicht ihrer Grundwasserneutralität befreit wurden, setzte der Boom in bisher ungeahntem Ausmaß ein; der Anteil der Schiefergasförderung an der U.S.-Gasförderung stieg innerhalb von 10 Jahren von unter 3 Prozent auf über 40 Prozent. In diesem Zeitraum wurden über hunderttausend neue Bohrungen abgeteuft, die oft mehrmals innerhalb weniger Jahre gefrackt wurden. Trotz eines geringen und schnell abnehmenden Förderbeitrags der einzelnen Bohrungen konnte die Gesamtförderung dadurch in kürzester Zeit deutlich ausgeweitet werden.

Mit dem Einbrechen des Erdgaspreises im Sommer 2008 konnten die Ausgaben für neue Investitionen, Betrieb der Anlagen, Deckung der laufenden Kosten und Renditeerwartungen nicht mehr aus dem Erlös für das geförderte Gas gedeckt werden. Hierfür mussten neue Kredite aufgenommen und früher erworbene Bohr- und Landrechte veräußert werden. Der

Preisverfall von Erdöl seit Herbst 2014 mit einer finanziellen Entwertung der diese Investitionen sichernden Öl- und Gasreserven entlarvte deren spekulativen Charakter. Seitdem kämpfen viele Firmen ums finanzielle Überleben. Dadurch bedingt wird die Erschließung der Vorkommen verzögert und Investitionen werden reduziert. Damit werden Öl- und Gasförderung in den USA bald in einen Förderrückgang übergehen, der auch aufgrund der spezifischen Fördercharakteristik schwer zu bremsen sein wird.

Für den für einige Jahre relevanten Förderbeitrag von Schiefergas und LTO aus gefrackten Bohrungen wurde mit regional flächendeckenden Umweltschäden, irreversiblen Wasserverbrauch und Umwandlung von ländlichem Raum in industriell geprägte Landschaft ein hoher Preis bezahlt. Dem im Dezember 2014 beschlossenen gesetzlichen Frackingverbot im Bundesstaat New York gingen lange Debatten und Analysen dieser Risiken voraus.

In Europa steht die Erschließung von Schiefergasvorkommen am Anfang. Bisher geht es vor allem um die Schaffung des gesetzlichen Rahmens und um die Analyse der potenziellen Vorkommen bezüglich ihrer Abbauwürdigkeit. Insbesondere für Polen wurden von der amerikanischen Energiebehörde deutlich überhöhte Potenzialanalysen veröffentlicht, wohl mit dem Ziel, im Land Begehrlichkeiten für die Erschließung zu wecken. Tatsächlich vergab Polen großzügig Bohrerlaubnisse. Diese Vergabepaxis führte bereits zu Differenzen mit der Europäischen Kommission wegen des Verdachtes von Verstößen gegen europäische Gesetze. Erste Bohrungen mit Beteiligung internationaler Firmen zeigten enttäuschende Ergebnisse. So zogen sich bisher ExxonMobil, Talisman, Marathon Oil und Chevron aus Polen wieder zurück. Zudem behindert bürgerlicher Widerstand diese Aktivitäten, nachdem bereits einige Schäden auftraten. Auch in anderen Regionen wie Rumänien und der Ukraine liegen die Bohrergebnisse weit hinter den Erwartungen zurück, so dass die Firmen Shell oder Chevron sich wieder zurückgezogen haben.

Frankreich, Bulgarien und die Tschechische Republik haben das Fracking von Bohrungen gesetzlich verboten oder per Moratorium untersagt. Die Europäische Kommission hat eine Empfehlung zur Anwendung von Mindestgrundsätzen bei der Vergabe von Bohrrechten gegeben. So sollen z. B. Mindestabstände zu Bebauungen und zum Grundwasserleiter eingehalten werden, ebenso wird eine öffentliche Beteiligung innerhalb einer Strategischen Umweltprüfung vor der Erteilung von Erlaubnissen gefordert.

In Deutschland soll in den kommenden Wochen und Monaten ein Gesetz verabschiedet werden, das nach derzeitigem Wissensstand Fracking in einigen Bereichen unter Einhaltung bestimmter Bedingungen zulässt, in anderen gänzlich verbietet und unterhalb von 3000 m weitgehend erlaubt. Sofern ein sechsköpfiges Gremium dem im Einzelfall mehrheitlich zustimmt, können Erlaubnisse auch in Ausschlussgebieten erteilt werden. Zudem kann in einigen Jahren eine Erleichterung der kommerziellen Erschließung neu geregelt werden. Die aktuelle Fassung dieses Gesetzes zeigt bereits Differenzen zur Empfehlung der Europäischen Kommission, die sicherlich Anlass für eine Überprüfung geben werden, wie z.B.: keine

Pflicht zu strategischer Prüfung der Vorhaben unter Berücksichtigung kumulativer Effekte und kein Festschreiben von Mindestabständen zu Ausschlussgebieten (z. B. Wohngebiete, Wasserschutzgebiete).

In Regionen mit Fracking-Verbot überwiegen die Bedenken über Umweltrisiken und sonstige Nachteile gegenüber dem potenziellen Förderbeitrag zur Energieversorgung. In Regionen mit staatlicher Erlaubnis und Unterstützung von Erschließungsaktivitäten werden die Hoffnungen auf einen relevanten Beitrag künftiger Schiefergasförderung stärker gewichtet.

Eine Analyse der Erfahrungen in den USA zeigt, dass der dortige Fördererfolg an Spezifika gebunden ist, die so nicht in Europa und vermutlich auch kaum in einem anderen Land gegeben sind. Es ist eine Illusion, zu hoffen, dass man die dort erzielten Fördererfolge auch in Europa erreichen könne. Beispielsweise etablierte sich in der 150jährigen Wirtschaftsgeschichte der Öl- und Gasförderung in den USA eine breite wirtschaftliche Basis, die von mehreren tausend kleinen und größeren Firmen sowie einer breit entwickelten Zulieferindustrie und Infrastruktur getragen wird. Jährlich werden viele tausend neue Bohrungen mit weit über tausend aktiven Bohranlagen abgeteuft. Die extrem geringe Bevölkerungsdichte in den Kerngebieten reduziert potenzielle Nutzungskonkurrenzen im ländlichen Raum und bürgerlichen Protest, der dennoch in den letzten Jahren immer lauter wurde und auch außerhalb von New York zu kommunalen Fracking-Verboten führte. Die U.S.-spezifischen Voraussetzungen für Firmen, Bohrrechte und Kredite oder anderweitige Kapitalzuführungen zu erlangen, begünstigten schnelle Erschließungsaktivitäten.

Keine dieser Voraussetzungen ist in Deutschland in ähnlicher Form gegeben: Weder gibt es entsprechend aussichtsreiche Vorkommen wie in den USA noch sind die infrastrukturellen Voraussetzungen vergleichbar – in Europa bilden andere Industriezweige das Rückgrat wirtschaftlicher Aktivität. Die ungleich intensivere Raumnutzung und höhere Bevölkerungsdichte bewirken schnell lokalen Protest und erlauben kein mit den USA vergleichbares kostengünstiges Bohren – wobei ja inzwischen selbst dort die Bohrkosten nicht mehr über die Verkaufserlöse gedeckt sind. Auch die angesichts des hohen Erschließungsaufwandes, fugitiver Verluste (Entweichen klimarelevanter Gase) und des oft geringen Ertrags teilweise hohen klimarelevanten Emissionen gefrackter Bohrungen lassen erhebliche Zweifel aufkommen, ob diese Aktivitäten mit der Klimapolitik Europas und Deutschlands vereinbar sind – immerhin sollen die Treibhausgasemissionen innerhalb der kommenden 35 Jahre um 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 bzw. um 75 bis 93 Prozent gegenüber heute verringert werden. Vor diesem Hintergrund erscheint es kontraproduktiv, eine Technologie gegenüber anderen Interessen zu begünstigen, die frühestens in einigen Jahren mit der kommerziellen Förderung beginnen wird und deren in Deutschland vermutlich geringe wirtschaftliche Bedeutung mit hohem Konfliktpotenzial nicht die Priorisierung vor anderen wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Interessen rechtfertigt.

EINLEITUNG

In diesem Bericht wird eine Zwischenbilanz von Fracking-Aktivitäten gezogen.

Im ersten Kapitel liegt der Fokus auf den USA. Bisher wurde die hydraulische Stimulation (Fracking) von unkonventionellen Öl- und Gasvorkommen in kommerziell und energiewirtschaftlich relevantem Umfang vor allem dort eingesetzt. In dem Kapitel wird zunächst ein Überblick über die Aktivitäten und die damit verbundenen Aufwendungen gegeben, wobei hier auch der Einbruch der Einnahmen aufgrund gesunkener Erdgas- und Erdölpreise angesprochen wird. Dem folgt ein statistischer Teil, in dem die Entwicklung der wichtigsten Shalevorkommen anhand der Förderstatistiken dargestellt wird. Hierbei werden Statistiken für Erdgas und Erdöl gezeigt. Der dritte Abschnitt befasst sich vor allem mit den umweltrelevanten Nebenwirkungen der Förderaktivitäten. Dabei wurde in der knappen Zusammenstellung vor allem Wert auf den Beleg von Vorkommnissen oder Erkenntnissen durch entsprechende Zitate gelegt. Durch diese Vorkommnisse motiviert mehrte sich der Widerstand in den USA, der seitdem im Fracking-Verbot des Bundesstaates New York einen juristischen Niederschlag gefunden hat.

Im zweiten Kapitel wird die aktuelle Situation in Europa beleuchtet. Da hier in noch keinem Staat eine kommerziell nennenswerte Förderung eingesetzt hat, liegt hier der Fokus mehr auf bisherigen Explorationsaktivitäten, aber auch den Aktivitäten, einerseits aus der Bevölkerung um Fracking-Verbote zu erreichen, andererseits aber auch aus der Politik, hier einen gesetzlich angemessenen Rahmen zu finden und eine Position zu beziehen. Zunächst wird auf Deutschland fokussiert, das im Frühjahr 2015 beabsichtigt, Fracking-Aktivitäten gesetzlich zu regeln. Dem anschließend werden weitere europäische Staaten kurz angesprochen, die in diesem Zusammenhang eine wesentliche Rolle spielen. Der nächste Abschnitt behandelt den Stand der Fracking-Diskussion auf EU-Ebene. Abschließend wird auch auf den Stellenwert von Fracking in der U.S.-Außenpolitik und die Einflussnahme auf die europäische Meinungsbildung aus den USA eingegangen. Dieser Part stützt sich vor allem auf journalistische Recherchen und Enthüllungen, wie sie im Herbst 2014 im „Guardian“ veröffentlicht wurden.

Im dritten Kapitel wird versucht, das Phänomen Fracking in einen größeren Rahmen einzuordnen: Warum kommt das Thema jetzt hoch? Was ist die Motivation der Firmen? Wird Fracking die energiepolitische Landschaft und Sichtweise der nächsten Jahrzehnte maßgeblich beeinflussen und wird es die gängigen Sichtweisen in Frage stellen?

DIE ENTWICKLUNG IN DEN USA

Überblick über die Entwicklung der unkonventionellen Öl- und Gasförderung

Seit der Lockerung der Umweltgesetze in den USA im Jahr 2005 hat der Anteil der Schiefergasförderung deutlich zugenommen. So stieg der Anteil an der Gasförderung von unter 3 Prozent zu Beginn des Jahres 2005 auf 47 Prozent bis zum Jahresende 2013. Ursache dieses Booms waren der gestiegene Gaspreis, der höhere Förderkosten zuließ, gelockerte Umweltgesetze mit einer Aussetzung der Trinkwasserschutzverordnungen sowie technologischer Fortschritt, der das zielgenaue Abteufen von Horizontalbohrungen in schlanke Gesteinsformationen ermöglichte. Ein wesentlicher Anreiz für größere Firmen, sich hier zu engagieren, wurde 2010 von der U.S.-Börsenaufsicht (Security and Exchange Commission, SEC) dadurch geschaffen, dass das Verbuchen von unkonventionellen Reserven zugelassen wurde, was bis dahin ausgeschlossen war. Hierdurch wurde es möglich, mit Bohrungen nachgewiesene und noch nicht entwickelte Funde als Reserven zu verbuchen. Mit dem Übergang zu letzterer Definition wurden die Kriterien aufgeweicht, so dass auch erwartete (erhoffte) Kohlenwasserstoffmengen in der Umgebung einer Bohrung gezählt werden durften, ohne dass deren reale Ergiebigkeit getestet war. Gerade in den Formationen unkonventioneller Vorkommen mit geringer, oft nur einige zig-Meter betragender Mächtigkeit und mit lokal wechselnder geologischer Beschaffenheit erwiesen sich diese Reserven als sehr wenig belastbar. Da es den Firmen zunehmend schwer fiel, die jährlich geförderten Öl- und Gasmengen durch neue Funde zu ersetzen, entpuppte sich dies als eine Methode, die Reserven wieder entsprechend aufzufüllen [Berman 2015].

Für die Erschließung der Bohrplätze mussten große Investitionen getätigt werden, die von Anlegern und über Kredite finanziert wurden. Als der Ölpreis auf über 140 USD/Fass bis zur Jahresmitte 2008 und parallel der Gaspreis auf fast 11 USD/1000 Kubikfuß (~38cts/m³) angestiegen waren [USEIA 2015], wurde die Bereitschaft der Firmen beflügelt, hier zu investieren. Die Hoffnung auf später hohe Gewinne lockte große Investitionen an, die durch den erhofften Wert der Reserven abgesichert waren. Zwei herausragende Firmen sind XTL Energy Inc. und Chesapeake Energy Corp. Beide stiegen frühzeitig, in den 1990er Jahren, in dieses Geschäft ein. Mit dem Kauf von Land und Bohrrechten sicherten sie sich einen steigenden Wert, der parallel mit dem Erfolg tatsächlicher Bohrungen stieg. Der Jahresumsatz beider Firmen stieg jeweils von anfangs einigen Millionen USD bis 2010 auf mehrere Milliarden USD.

Der für diese Art der Förderung besonders hohe Materialaufwand (Verrohrungen für Bohrungen, Wasserbedarf, Sand- und Spezialzementbedarf, Chemikalieneinsatz, Abwasserentsorgung etc.) schuf Arbeitsplätze und diente auch zur Ankurbelung regionaler

wirtschaftlicher Aktivität. Gerade da die Bohrungen im strukturschwachen ländlichen Raum abgeteuft wurden, sorgten die Aktivitäten dort für eine steigende Wirtschaftskraft. Steigende Einnahmen lokaler und regionaler Behörden, die Aussicht auf Einnahmen durch den Verkauf von Bohrrechten – der in den USA vor allem privatrechtlich mit dem Bodeneigentümer geklärt wird – und Mehreinnahmen durch die lokale Kaufkraft der hinzugezogenen Arbeitskräfte überwogen in der Frühphase mehrheitlich die Bedenken.

Parallel stiegen aber auch die Aufwendungen zur Bewältigung der Nebenwirkungen, auf die an späterer Stelle eingegangen wird.

Boomstädte entstanden. Wie in Zeiten des Goldrausches verdienten vor allem die Kaufleute, sei es mit der Herstellung und dem Transport von Ausrüstung und Materialien vom Sand bis zu den Chemikalien, sei es mit der oft nicht fachgerechten Entsorgung der Bohrschlämme und Verbrauchsmaterialien oder auch mit der Finanzierung der Aktivitäten.

Der Zusammenbruch des Gaspreises um den Faktor drei im Jahr 2009 setzte die Firmen unter Druck. Die Einnahmen aus dem Verkauf von Öl und Gas reichen seither nicht mehr aus, um die aktuellen Verpflichtungen (Kreditraten, Tilgungen, Explorations- und Förderkosten, Abgaben und Steuern und letztlich Renditeerwartungen der Anteilseigner) zu begleichen. Dass den Anlegern dennoch Dividenden gezahlt werden konnten, war dadurch möglich, dass neue Kredite aufgenommen wurden und zusätzlich früher erworbene Land- und Bohrrechte mit Gewinn an neue Interessenten veräußert wurden. Das aber war nur möglich, da die Erwartung der Kreditgeber und Käufer auf künftig noch höhere Gewinne spekulierte.

Als Beispiele hierfür seien die bereits zitierten Firmen XTO Energy Inc. und Chesapeake Energy Corp. genannt. Um das Jahr 2010 trugen diese beiden Firmen fast 50 Prozent zur Schiefergasförderung der USA bei. XTO Energy Inc. wurde im Jahr 2010 für ungefähr 40 Mrd. USD an ExxonMobil verkauft, Chesapeake Energy Corp. verkaufte 2011 einen großen Anteil seiner Bohraktivitäten im Fayetteville Shale für etwa 5 Mrd. USD an BHP Billiton. Auch der Konzern Shell engagierte sich mit mehr als 2 Mrd. USD in diesem Bereich. Während XTO Energy Inc. vor allem in Texas und Chesapeake Energy Corp. in Arkansas einen Produktionsschwerpunkt hatten, erwarb Shell vor allem Bohrrechte in Norddakota in der Bakkenformation.

Mit dem seit 2009 anhaltend niedrigen Gaspreis wurden viele der Investitionen unrentabel. Die Firmen mussten aufgrund der gefallen Preise den Wert ihrer Reserven deutlich nach unten korrigieren.

Zu dieser Zeit wurden auch Rufe an den Staat laut, Exportterminals zur Verflüssigung und zum transatlantischen Export von Erdgas zu genehmigen. Die Firmen hoffen, über die internationale Vermarktung die Erlöse aus dem Gasverkauf anheben zu können. Genau das sieht die gasverbrauchende Industrie in den USA jedoch anders. So ist es nicht verwunderlich, dass bisher nur ein Exportterminal in Alaska mit einer Kapazität von 0,2

Bcf/Tag (5,7 Mio. m³/Tag) in Betrieb ist [FERC 2015]. Fünf weitere Exportterminals mit einer Kapazität von 9,22 bcf/Tag (260 Mio. m³/Tag) sind genehmigt und teilweise in Bau [FERC 2015a]. Umgekehrt existieren 11 Importterminals mit einer Kapazität von 18,53 Bcf/Tag (520 Mio. m³/Tag). Der größte Teil dieser Importterminals wurde erst nach 2005 gebaut [GIIGNL 2013].

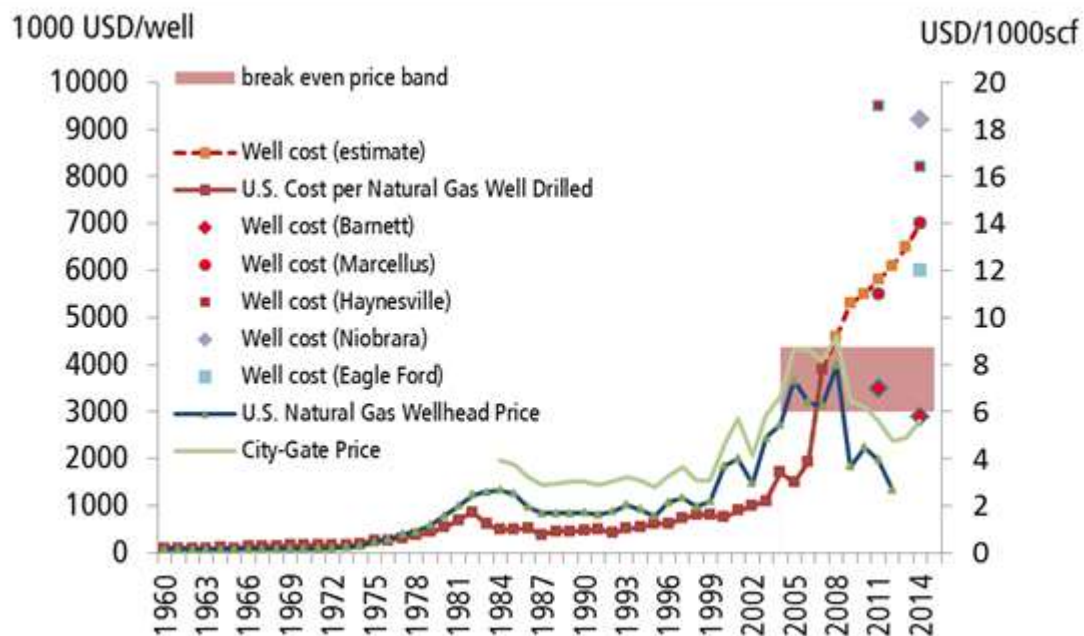


Abbildung 1. Rechte Achse: Erdgaspreis in den USA; eingetragen ist der Preis am Bohrloch (well-head price) und der durchschnittliche Preis an Übergabestationen ins Verteilnetz. Linke Achse: Bohrkosten; bis zum Jahr 2007 wurden diese Daten einer aktuellen Veröffentlichung der US-EIA entnommen [USEIA 2014]. Die Einzelwerte der Daten im Barnett, Eagle Ford, Haynesville und Marcellus Shale wurden Firmenberichten von Chesapeake entnommen [CHX 2012]. (1000 scf = 28,3 m³)

In den Jahren bis 2013 sorgten auch steigende internationale Investitionen für den notwendigen Kapitalzufluss in die U.S. Gasbranche. Im Jahr 2010 lagen diese Investitionen in den USA bei 195 Mrd. USD [IHS 2011], fast doppelt so hoch wie im Vorjahr. Doch bereits 2011 fielen Sie auf 75 Mrd. USD [IHS 2012] und 2012 gingen sie sogar um 90 Prozent zurück. Im Jahr 2013 wurden sie nochmals auf ca. 3,4 Mrd. USD halbiert [IHS 2014, Gilbert 2014].

Ohne Zweifel boten die Akquisitionen nach dem Kollaps von 2008 der U.S.-Finanzindustrie ein Betätigungsfeld. Insider aus der Branche berichten, dass Firmenberichte geschönt wurden, um ein positives Investitionsklima zu erzeugen, in dem der spekulative Charakter dieser Investitionen kleingeredet und die künftigen Gewinnerwartungen hochgejubelt wurden. Die

Finanzanalystin D. Rogers beschreibt dieses Klima in ihrem Artikel „Shale and Wall Street“ vom Februar 2013 ausführlich [Rogers 2013]. Diese Berichte werden erhärtet durch eine mehrjährige Recherche der New York Times. Dort wurden bereits im Juni 2011 über Jahre gesammelte firmeninterne e-mails und Aussagen von „Whistle-Blowern“ preisgegeben und in anonymisierter Form veröffentlicht. Ein Blick in diese mails und Berichte zeigt, wie firmenintern Misserfolge ignoriert und der Erfolg des Fracking schöngeredet wurden. Aus diesen Veröffentlichungen kann man durchaus den Eindruck gewinnen, dass hier Anleger und Öffentlichkeit bewusst belogen wurden, zu dem einzigen Zweck, Investitionen anzulocken und kurzfristige Gewinne zu realisieren [Urbina 2011].

Steven Kopiz, damals New Yorker Niederlassungsleiter von Douglas-Westwood, einem angesehenen Beratungsunternehmen der Öl- und Gasbranche, analysierte diese Investitionen und Erfolge der Öl- und Gaskonzerne ausführlicher. Er konnte zeigen, dass seit 2009 bei den meisten Firmen einer sinkenden Förderung von Öl und Gas steigende Ausgaben gegenüberstehen [Anderson 2014, Kopiz 2014].

Die finanzielle Situation der Öl- und Gasfirmen in den USA war bereits damals äußerst kritisch. Teilweise rechneten sich Schiefergasbohrungen noch über den höheren Verkaufserlös des mitgeförderten Erdöls. Doch durch den Ölpreiszusammenbruch im Herbst 2014 hat sich die Situation nochmals verschärft. Schon vorher kaum rentabel fördernd, müssen die Firmen seither einen Umsatzeinbruch von 50 USD je Barrel Öl verkraften. Allein für die Firma ExxonMobil mit einer Förderrate von über 2 Mb/Tag schlägt sich dies in Mindereinnahmen von täglich 100 Mio. USD nieder. Sollte dieser Einbruch das erste Quartal 2015 anhalten, so reduzieren sich dadurch deren Einnahmen um annähernd 10 Mrd. USD. Das läge bereits über den Quartalsergebnissen der letzten Jahre.

Der Ölpreistrutsch wird bereits in seiner jetzigen Ausprägung deutliche Konsequenzen auf die Erdöl- und Erdgasbranche zeigen, deren Verflechtungen und Folgereaktionen noch nicht absehbar sind.

Statistiken zu Erdgas

Antrim Shale (Michigan)

Einer der ersten Shales, die mittels Stimulation erschlossen wurden, war der Antrim Shale in Michigan. Hier handelt es sich um ein oberflächennahes Vorkommen mit einer Tiefe zwischen 500–700 Metern. Das enthaltene Methan ist größtenteils organischen Ursprungs. Der Shale erstreckt sich in äußerst inhomogener Qualität über ca. 6000 km². Im Mittel wurde ein gewinnbarer Methananteil von ca. 40 Mio. m³ je km² (500 MMcf/80 acre) ermittelt, was bei homogener Verteilung über die gesamte Fläche einer Gesamtmenge von ca. 240 Mrd. m³ entspräche.

Das erste Gas aus dem Antrim Shale wurde bereits 1940 gefördert. Doch erst eine steuerliche Anreizregelung von 1986 sorgte für eine Ausweitung der Bohraktivitäten (Non-Conventional Fuels Tax Incentive 1986). Zwischen 1985 und 2013 wurden mehr als 15.000 Förderbohrungen abgeteuft. Der Durchschnittsertrag der einzelnen Bohrungen lag bei 1000 m³/Tag bei Bohrkosten um die 350.000 USD. In der Frühphase waren die Fördersonden nicht mit einer Zementierung abgedichtet. Typischerweise wurde jede Sonde mit Mehrfach-Fracs („multi stage“) erschlossen, wobei für die Fracs Stickstoffschaum, mit Sand vermischt, genutzt wurde. Bereits 1998 wurde das Fördermaximum mit einer Jahresförderung von 5,7 Mrd. m³ aus 9382 Fördersonden erreicht, der Förderbeitrag je Sonde lag bei 600.000 m³/a. Die über die gesamte Fläche gemittelte Bohrdichte liegt bei 2 Bohrungen je km². Seit Überschreiten des Fördermaximums geht die Förderung trotz des weiteren Abteufens neuer Bohrungen mit 4-5 Prozent p.a. zurück, da der Förderrückgang der einzelnen Sonden 9 Prozent p.a. beträgt.

Aufgrund der Oberflächennähe und des biogenen Ursprungs des Methans in diesem Shale liegt der CO₂-Gehalt im Gas sehr hoch. Er stieg im Lauf der Förderung deutlich an und erreichte nach einigen Förderjahren in den einzelnen Sonden mehr als 30 Prozent. So wurden im Jahr 2008 etwa 1,1 Mio Tonnen CO₂ in die Atmosphäre abgeblasen, bei einer Förderleistung von 3,3 Mrd. m³. Dies entspricht einem spezifischen CO₂-Anteil von 330 g/m³. Zwischen 1985 und 2014 wurden im Antrim Shale etwa 94 Mrd. m³ Erdgas gefördert. Alle den Antrim Shale betreffenden Informationen wurden der Referenz [Goodman und Maness, 2008] entnommen.

Barnett Shale (Texas)

Als im Jahr 2005 die Kohlenwasserstoffindustrie von den Regularien des Trinkwasserschutzes (SWDA – Safe Drinking Water Act) befreit wurde [NYT 2009], begann eine neue Epoche der Schiefergaserschließung mittels Stimulation bzw. Fracking. In diesen Jahren stützte sich der Boom vor allem auf die Erschließung des Barnett Shales in Texas.

Bis zum Jahresende 2014 wurden auf einem Gebiet von ca. 9000 km² mehr als 17.000 Bohrungen abgeteuft, wobei im Jahr 2009 mit 3600 neuen Bohrungen die maximale Bohraktivität erreicht wurde. Dem folgte im Jahr 2012 das Fördermaximum mit einer Jahresförderleistung von fast 60 Mrd. m³. Innerhalb von 2 Jahren fiel die Förderung bis Ende 2014 um 15 Prozent. Hieraus ergibt sich für das Jahr 2012 eine mittlere Jahresförderleistung von 3,6 Mio. m³/Sonde, die bis 2014 auf unter 2,9 Mio. m³/Sonde gefallen ist. Abbildung 2 zeigt die Erdgasförderung im Barnett Shale seit 1993 sowie eine Extrapolation auf Basis einer einfachen Glockenkurve [RRC 2015].

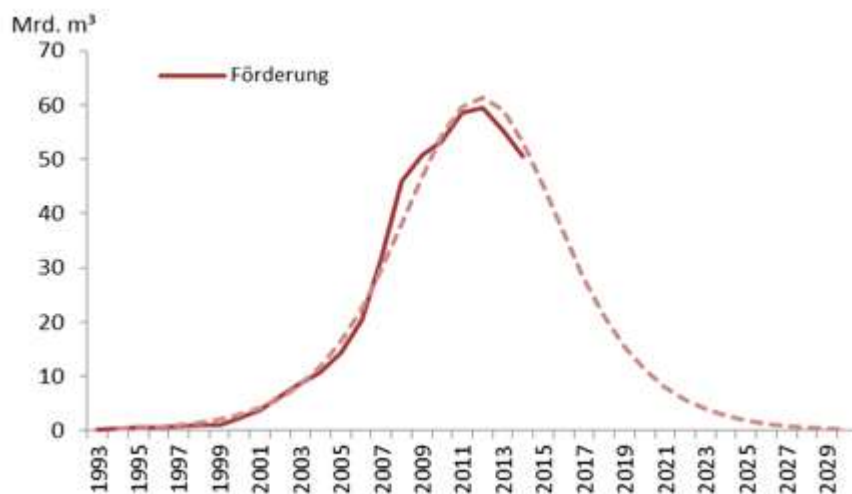


Abbildung 2. Erdgasförderung im Barnett Shale, einem der größten US-Shales [RRC 2015], und Vergleich mit Simulationsrechnung.

Im Barnett Shale lagen die typischen Bohrkosten etwa um den Faktor 10 über den Kosten im Antrim Shale (siehe Abbildung 1). Allerdings sind die Bohrungen nicht direkt vergleichbar, da erstere wesentlich komplexer als im Antrim Shale sind und deutlich höhere Erträge erbringen. Da die neueren Bohrungen darauf optimiert wurden, in möglichst kurzer Zeit das Gas zu fördern, lag die anfängliche Förderrate deutlich höher als im Antrim Shale. Allerdings steigt damit auch der Förderabfall an. Lag er im Antrim Shale noch bei 9 Prozent jährlich, so liegt er im Barnett Shale bei einigen Prozent monatlich. Seit Förderbeginn wurden bis zum Jahresende 2014 im Barnett Shale 480 Mrd. m³ Erdgas gefördert.

Fayetteville Shale (Arkansas)

Das Förderprofil einer Feldentwicklung mittels gefrackter Bohrungen ist bei allen Bohrungen ähnlich. Jede Fördersonde erreicht in den ersten Tagen den höchsten Ertrag. Dieser geht mit zunehmendem Druckabfall mit mehreren Prozent je Monat zurück. Im nachfolgenden Beispiel wird eine anfängliche Förderleistung von 3,4 Mio. m³/Monat (120 MMcf) mit einem monatlichen Rückgang von 5 Prozent angenommen, wie er für Bohrungen im Fayetteville Shale typisch ist. Damit ergäbe sich ein typischer über die Jahre kumulierter Förderertrag der einzelnen Bohrungen von ca. 70 Mio. m³. Tatsächlich liegt dieser im Fayetteville Shale bei etwa der Hälfte dieses Wertes, also ca. 35 Mio. m³, wie die Analyse aller Bohrungen zeigt. Darauf wird weiter unten nochmals eingegangen.

In Abbildung 3 wird die typische Charakteristik dieser Bohrungen deutlich. Mit zunehmender Förderung wird der Förderabfall der alten Bohrungen größer. Daher stagniert bei monatlich gleichbleibender Aktivität im Anschluss neuer Förderbohrungen die Förderung, weil der Beitrag der neuen Bohrungen zunehmend den Förderrückgang der älteren Bohrungen ausgleichen muss.

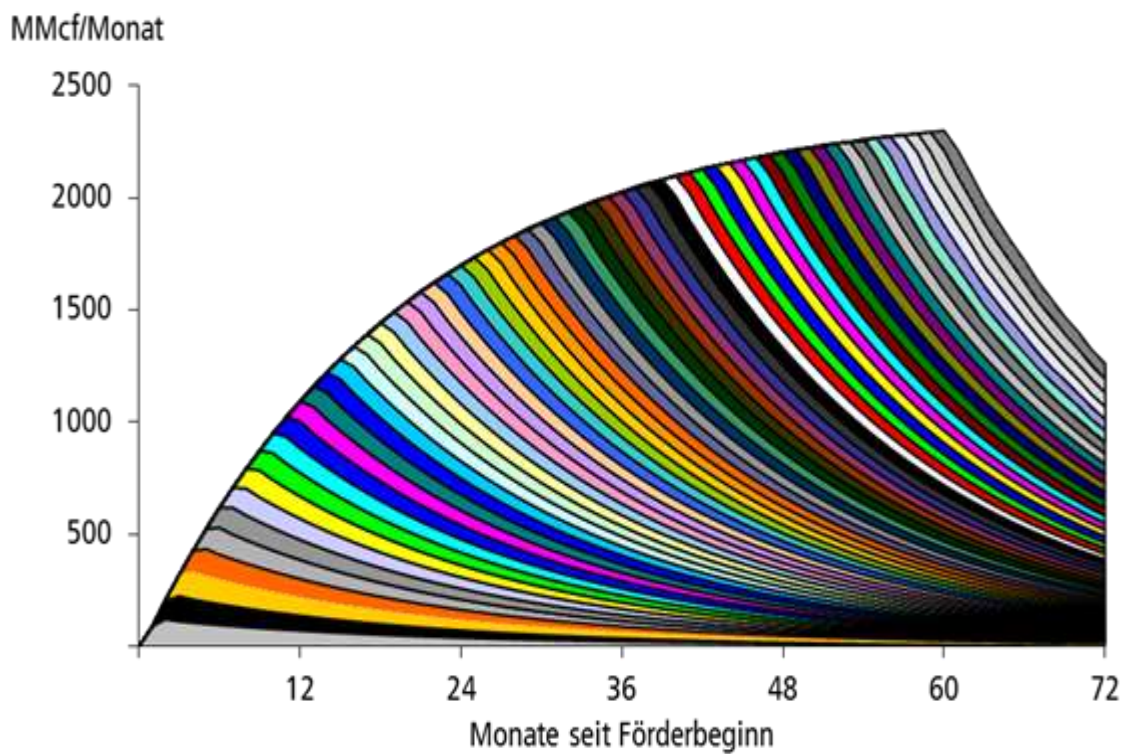


Abbildung 3. Theoretisches Förderprofil bei einer anfänglichen Förderrate von 120 MMcf/Monat (3,4 Mio. m³) und einem monatlichen Förderrückgang von 5 Prozent.

Dieses Muster lässt sich auch in der Realität gut nachvollziehen. Abbildung 4 zeigt die monatliche Gasförderung im Fayetteville Shale in Arkansas. Die gestrichelte Linie zeigt jeweils zum Jahresbeginn den Förderbeitrag der alten bereits erschlossenen Fördersonden. Dieser Kurve würde die Gesamtförderung folgen, wenn keine neuen Fördersonden angeschlossen würden.

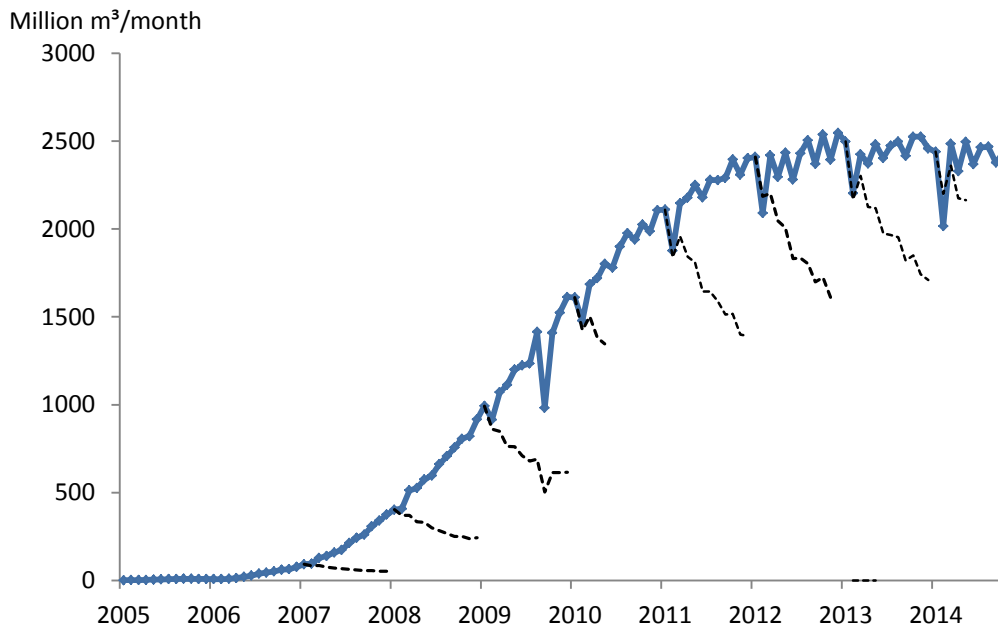


Abbildung 4. Förderprofil des Fayetteville Shale in Arkansas [AOGC 2015]

Bis zum Jahresende 2014 wurden im Fayetteville Shale etwa 5000 Förderbohrungen abgeteuft. Daraus errechnet sich eine durchschnittliche jährliche Förderleistung von 6 Mio. m³ je Sonde. Im Jahr 2012 lag diese noch bei fast 9 Mio. m³ je Sonde. Bis zum Jahresende 2014 wurden seit Förderbeginn insgesamt 160 Mrd. m³ gefördert.

Abbildung 5 zeigt die Streuung der Förderbeiträge der einzelnen Bohrungen. Dargestellt ist der kumulierte Förderbeitrag der einzelnen Sonden seit Förderbeginn. Beispielsweise reicht die Streuung der kumulierten Gaserträge der Bohrungen, die seit etwa 700 Tagen Gasförderung von einem vernachlässigten Beitrag bis zu fast 50 Millionen m³.

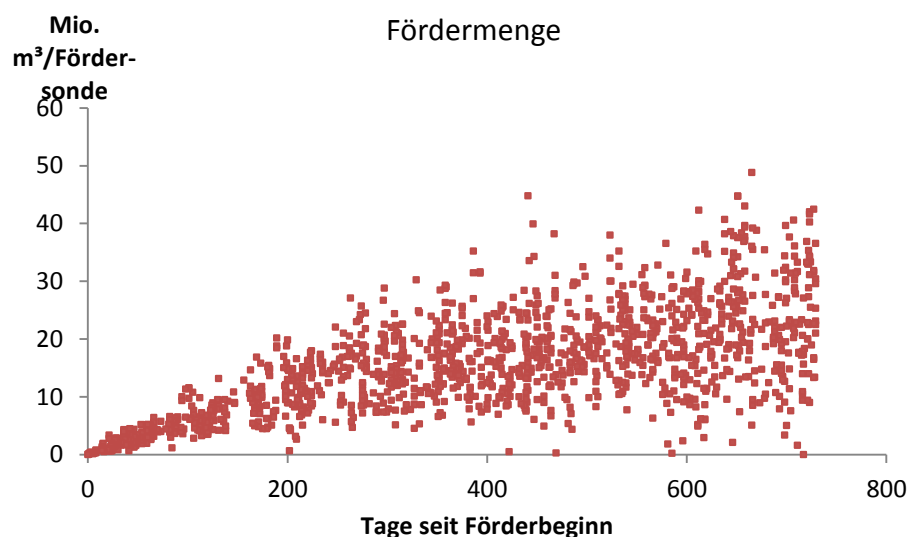


Abbildung 5. Dargestellt ist der kumulierte Gasertrag der einzelnen Fördersonden im Fayetteville Shale in Abhängigkeit vom Förderzeitraum; eigene Analyse mit den Daten aus [AOGC 2015].

Allerdings zeichnet sich ein mittlerer Trend der durchschnittlichen Förderrate bei etwa 25 Mio. m³ ab. Die Analyse der über 5000 Fördersonden, die in den vergangenen 10 Jahren abgeteuft wurden, zeigt, dass nach ca. 4 Jahren der kumulierte Ertrag der Bohrungen im Mittel bei 30 Mio. m³ liegt, wobei einzelne Bohrungen durchaus bis zu 100 Mio. m³ Erdgas förderten. Da sich ohne kostenintensive neue Stimulationsmaßnahmen der Ertrag kaum noch steigern lässt, liegt das Ergebnis der einzelnen Bohrungen über deren Lebensdauer bei etwa 30–35 Mio. m³.

Da im Jahr 2012 der Verkaufserlös des Erdgases bei 14 US-cts/m³ (~4USD/1000scf) lag [CHX 2013], errechnet sich auf dieser Basis der finanzielle Ertrag der Bohrungen über die Lebensdauer mit etwa 4–5 Mio. USD. Somit liegen die Bohrkosten bereits in der Höhe des gesamten Verkaufserlöses einzelner Bohrungen oder bereits darüber. Die vollen Lebenszykluskosten sind typischerweise etwa doppelt so hoch wie die Bohrkosten [Powers 2012]. Aus diesem Beispiel kann man erkennen, dass sich die Bohrungen bei den niedrigen Gaspreisen zwischen 14–18 US-cts/m³ (4–5 USD/1000scf) abgesehen von den besten Bohrungen in sog. „sweet spots“ nicht rechnen. Steigen, wie in Abbildung 1 gezeigt, zusätzlich die Bohrkosten an, ohne dass der Verkaufserlös entsprechend steigt, dann wird die finanzielle Schieflage noch deutlicher.

Haynesville Shale (Louisiana/Texas)

Zeitgleich zur Erschließung des Fayetteville Shales konzentrierten sich die Investitionen auch auf den Haynesville Shale im Grenzbereich von Louisiana und Texas. Hier wurden insbesondere komplexe Bohrungen abgeteuft, die zwar mit 8–10 Mio. USD wesentlich teurer als die Bohrungen im Barnett Shale oder Fayetteville Shale waren, aber auch eine wesentlich

höhere anfängliche Förderrate erreichten. Der Preis dafür war allerdings, dass der Förderrückgang wesentlich deutlicher ausfiel als in anderen Regionen und nach einem Jahr teilweise bereits 80 Prozent betrug.

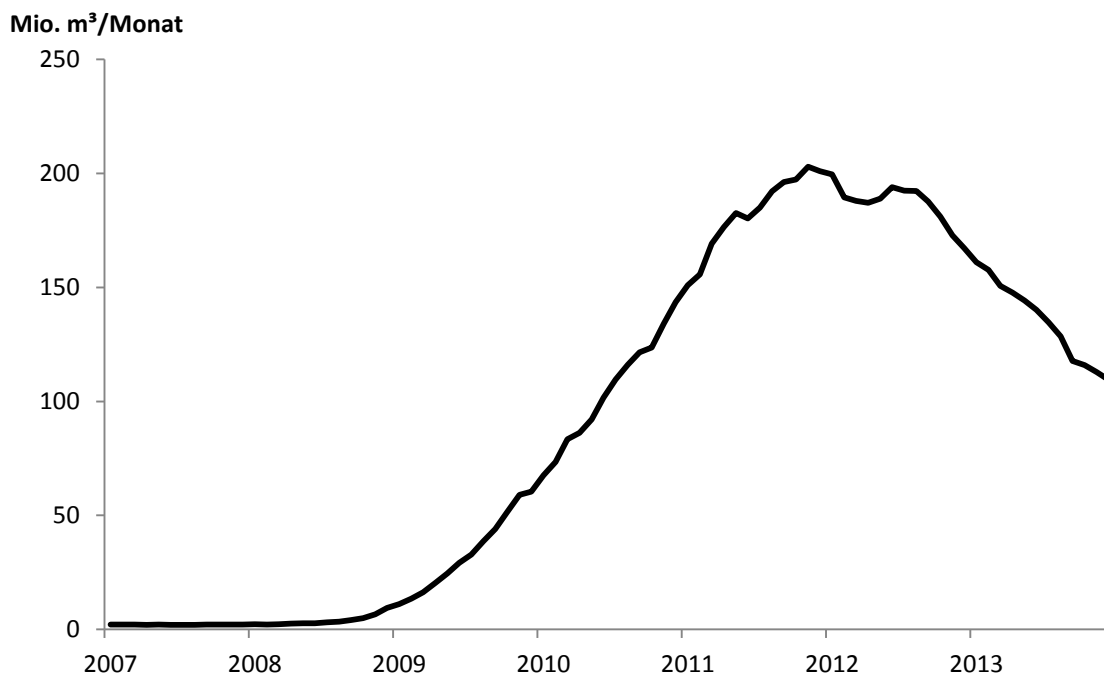


Abbildung 6: Förderung im Haynesville Shale, Louisiana/Texas [USEIA 2015a]

Die schnelle Erschließung mit kostenintensiven Bohrungen ergab einen schnellen Förderanstieg, dem ab 2012 ein fast ebenso schneller Förderrückgang folgte. Der typische Jahresertrag der Bohrungen liegt bei 1,5–2 Mio. m³ je Sonde. Im Zeitraum 2007 bis 2014 wurden insgesamt 240 Mrd. m³ Erdgas entnommen.

Marcellus Shale

Marcellus ist mit 95.000 km² Ausdehnung die größte Shaleformation in den USA, die sich über die Bundesstaaten Ohio, West-Virginia, Pennsylvania und New York erstreckt. In Ohio geht sie in den Utika Shale über. Der Fokus der Aktivität liegt in West Virginia mit insgesamt 2500 und vor allem in Pennsylvania mit bisher mehr als 5300 Bohrungen. Allerdings ist die Qualität der Formation geographisch sehr inhomogen. Nur in der Hälfte der Counties (Landkreise) in Pennsylvania wird gebohrt, wobei sich die Hauptaktivität auf sechs Counties beschränkt, wie aus Abbildung 7 deutlich wird. Doch auch dort lässt die Aktivität (z. B. in Tioga) deutlich nach, da in den letzten beiden Halbjahren kaum noch neue Fördersonden abgeteuft wurden.

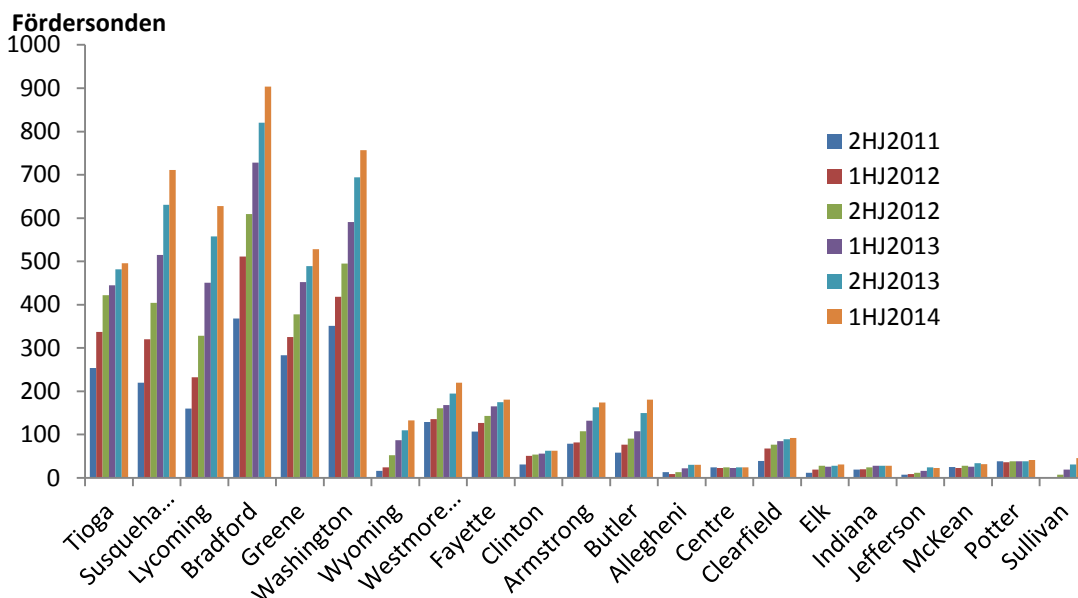


Abbildung 7. Anzahl der Fördersonden in den einzelnen Counties in Pennsylvania [PA DEP 2015]

Auch in Pennsylvania zeigt der Förderertrag der einzelnen Sonden eine breite Streuung. Die ertragreichste Sonde förderte im ersten Halbjahr 2014 etwa 136 Mio. m³. Die vierzig ergiebigsten Sonden (~1 Prozent) förderten zusammen 3,1 Mrd. m³. Dies entspricht fast 7 Prozent der gesamten Gasförderung von 46,5 Mrd. m³ im ersten Halbjahr 2014. Wesentlich ist jedoch, dass nur etwa 25 Prozent der Fördersonden mehr als den Durchschnittsertrag von 9,8 Mio. m³ und daher 75 Prozent weniger als diesen Ertrag förderten. Da die geologische Formation sehr inhomogen ist, bleibt bei der großen Ertragsspreizung oft bis zum Förderbeginn unklar, welchen Ertrag man von einer neuen Fördersonde erwarten kann.

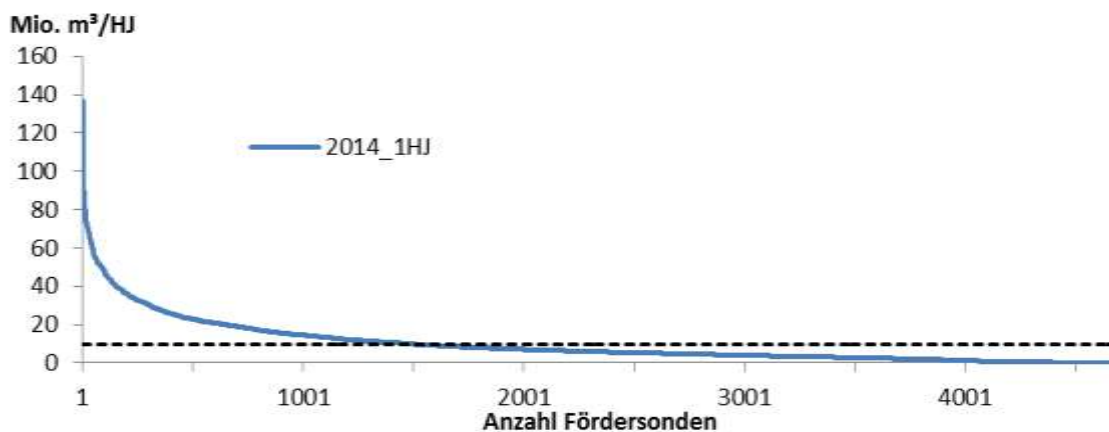


Abbildung 8. Förderbeitrag der insgesamt 4500 aktiven Fördersonden im Marcellus Shale, PA, im ersten Halbjahr 2014 [PA DEP 2015]. Die gestrichelte Linie zeigt den Durchschnittsertrag.

Dennoch ist Marcellus die aussichtsreichste Formation, die bis 2014 noch einen deutlichen Förderanstieg aufwies. Abbildung 9 zeigt den spezifischen Ertrag in geographischer Differenzierung. Durch die große Sondenanzahl und den hohen spezifischen Ertrag wurde 2014 der größte Förderbeitrag im County Susquehanna erreicht. Obwohl Wyoming und Allegheni hohe spezifische Erträge aufweisen, bleibt deren Gasförderung deutlich geringer. Das liegt an der geringen Anzahl von Bohrungen in diesen Regionen. Dies wiederum hat seine Ursache in der besonders hohen Bevölkerungsdichte dieser Counties. Insgesamt tragen die sechs Counties mit der höchsten Anzahl an Bohrsonden mit 85 Prozent zur Gesamtförderung bei.

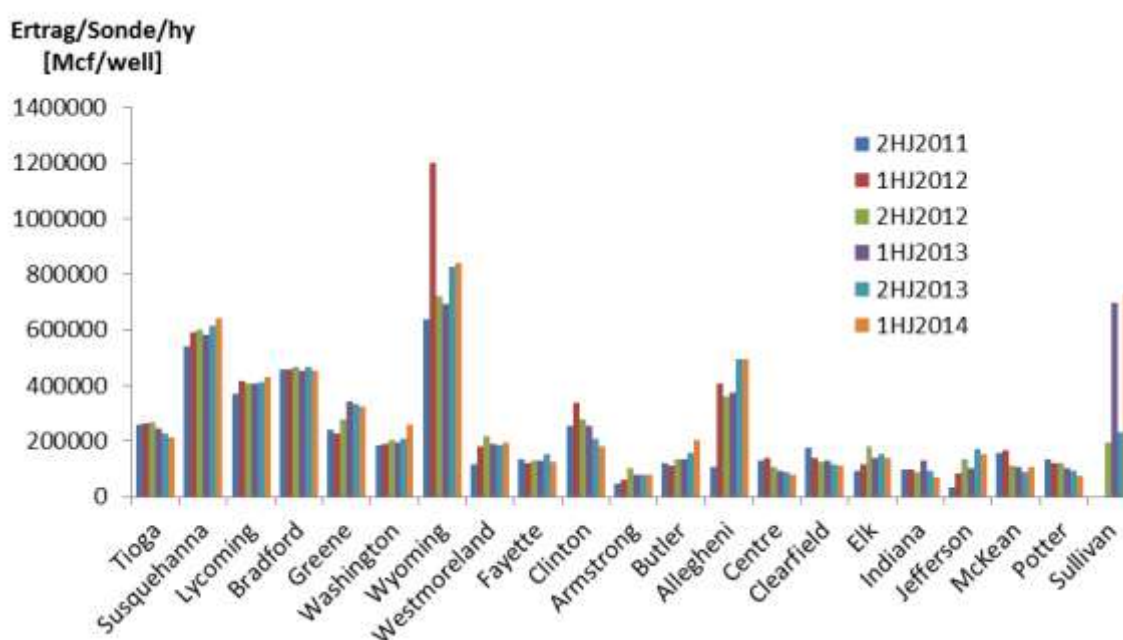


Abbildung 9. Spezifischer Ertrag der Fördersonden, jeweils über die Landkreise gemittelt [PA DEP 2015].

Förderbeitrag aller Shales und Gesamtschau der Erdgasförderung in den USA

Abbildung 10 fasst den Förderbeitrag aller Schiefergasformationen in den USA zusammen. Diese Daten entstammen unterschiedlichen Publikationen der US Energiebehörde. Die monatlichen Daten wurden anhand des „monthly depletion report“ für Schiefergasformationen generiert und für jeden einzelnen Shale als Fläche dargestellt. Die Summenkurve zeigt die Gesamtförderung entsprechend der Statistik vom Februar 2015 mit Daten bis zum Jahresende 2013.

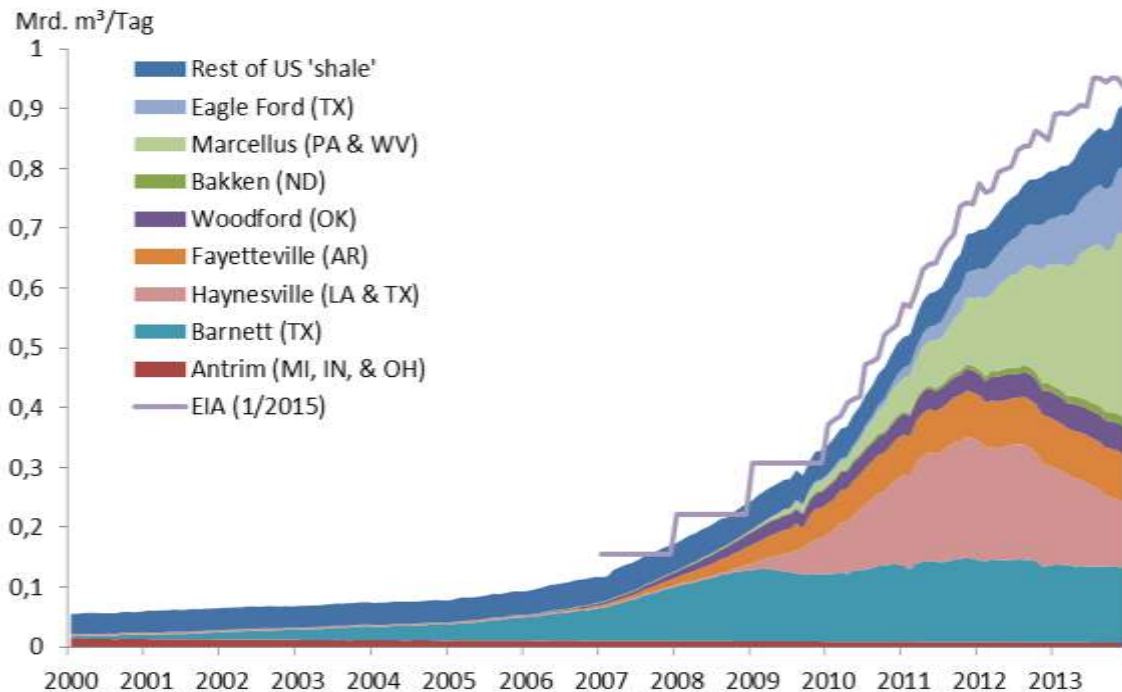


Abbildung 10. Shalegasförderung in den USA gemäß Daten der U.S. Energy Information Agency. Die monatlichen Förderdaten der einzelnen Shales sind der Publikation [USEIA 2015a] entnommen, die Summenkurve des Beitrags aller Shales der Publikation [(USEIA 2015b)].

Abbildung 11 zeigt die Struktur der Erdgasförderung in den USA. Die helle (gelbe) Fläche gibt den Beitrag von konventionellem Erdgas. Dieser erreichte seinen Höhepunkt im Jahr 1971 und ist bis 2013 um 50 Prozent zurückgegangen. Kohleflözgas leistet seit etwa 1990 einen mehrprozentigen Beitrag. Dort wurde jedoch das Maximum um 2007 überschritten. Seit dieser Zeit geht der Beitrag ebenfalls zurück. Einzig durch den raschen Ausbau der Schiefergasförderung konnte die Gesamtförderung seit 2005 deutlich angehoben werden. Das darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass die Förderung in den anderen Gebieten in diesem Zeitraum sogar stärker als im langjährigen Trend zurückging. Es wird offensichtlich, dass nach Erschließung und weitgehender Erschöpfung der konventionellen Vorräte (inklusive der sog. „Tight Gas“-Förderung) und der Kohleflözgasförderung der Beitrag immer mehr auf Schiefergas fokussiert wird. Sobald hier die Ausweitung nachlässt, wird die Gesamtförderung der USA zunächst stagnieren und anschließend deutlich zurückgehen.

Die Erschließung der Schiefergasreserven bedeutet aus dieser Perspektive nochmals ein Hinauszögern des endgültigen Förderrückgangs, der damit aber um so deutlich ausfallen wird, wenn auch die Schiefergasförderung ihren Höhepunkt überschreitet. Es ist sehr gut möglich, dass mit der aktuellen Phase niedriger Öl- und Gaspreise diese Phase beginnen wird.

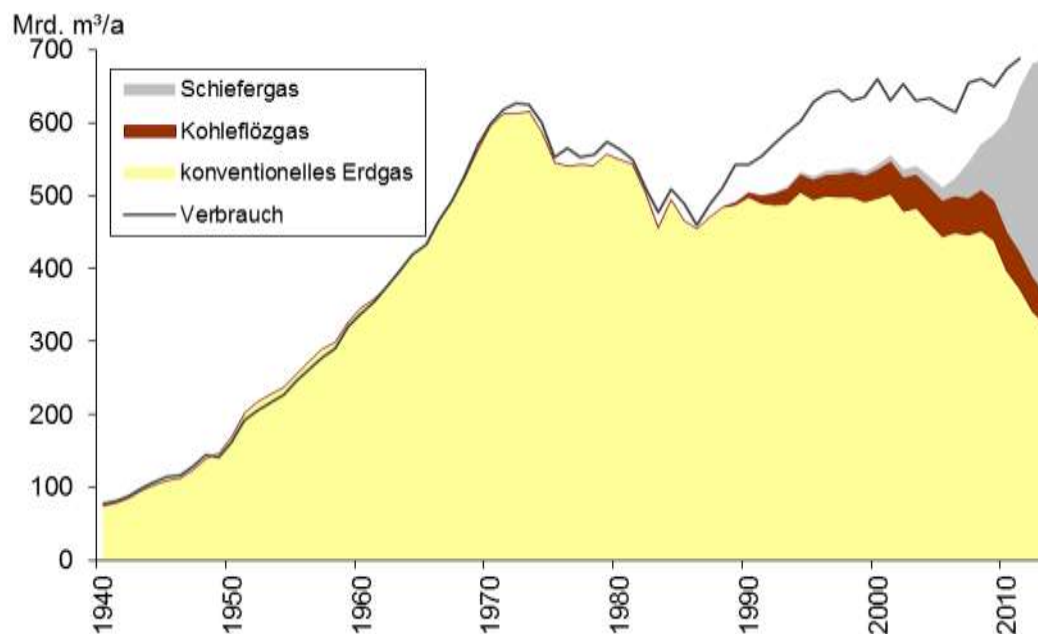


Abbildung 11. Gasförderung der USA [USEIA 2015c]

Gasressourcen und Reserven

In Tabelle 1 sind die bisher geförderten Gasmengen (kumulierte Förderung) mit den von der U.S.-Energiebehörde veröffentlichten Gasreserven verglichen [USEIA 2015d]. Zusätzlich wurden diese Angaben mit den vor Jahren bereits veröffentlichten Abschätzungen zum Gas in Place (GIP) und den als technisch gewinnbar eingestuften Ressourcen verglichen [Arthur et al. 2008]. Hierbei zeigt sich, dass in den bereits deutlich entleerten Shales wie Antrim, Barnett, Fayetteville oder Haynesville bisher nur zwischen 3–28 Prozent (im Mittel 9 Prozent) der als technisch gewinnbar eingestuften Gasmengen entnommen wurden. Da diese Shales jedoch bereits deutliche Anzeichen einer Erschöpfung zeigen, dürften die insgesamt förderbaren Mengen diesen Anteil nicht mehr wesentlich erhöhen. Allenfalls eine Verdopplung scheint bei manchen vorstellbar. Vermutlich sind selbst die von der U.S.-Energiebehörde als nachgewiesen berichteten Reserven noch deutlich zu hoch, wie auch aus einem Interview mit A. Berman erkennbar wird [Berman 2015].

Mrd. m ³	GIP [Mrd. m ³]	Technisch gewinnbare Ressourcen (TR) [Mrd. m ³]	Nachgewiesene Reserven (EIA 31.12.2013 [Mrd. m ³]	Kumulierte Förderung [Mrd. m ³]	Kum. Förderung relativ zur TR In %
Antrim	2150	566	?	52	9,2 %
Barnett Shale	9250	1245	736	477	28 %

Fayetteville	1470	1180	345	131	11 %
Haynesville	20.290	7100	455	240	3,4 %
Marcellus	42.450	14.150	1.840	193	1,4 %
Woodford	1470	320	350	73	23 %
EagleFord			490	70	
Sonstige			280	247	
Total		>25.000	4500	1480	<5 %

Tabelle 1: Gegenüberstellung von Abschätzungen für Gas in Place, Technisch gewinnbare Ressource [Arthur et al. 2008], nachgewiesenen Reserven [USEIA 2015d], kumulierter Förderung und Anteil der kumulierten Förderung relativ zur Technisch gewinnbaren Ressource (TR).

Dementsprechend weichen die Erwartungen über die künftige Entwicklung der Erdgasförderung deutlich voneinander ab, wie in Abbildung 12 dargestellt ist. Während die Internationale Energieagentur im World Energy Outlook 2013 [IEA 2013] eine Ausweitung auf 837 Mrd. m³/a bis 2035, bzw. im WEO 2014 [IEA 2014] sogar auf 928 Mrd. m³/a bis 2035 erkennen kann, kommen andere Beobachter [Berman 2015, Hughes 2013, Hughes 2014] zu wesentlich vorsichtigeren Aussagen. Deren Erwartung ist, dass 2015 oder spätestens 2020 das Fördermaximum erreicht wird. Begründet wird dies einerseits damit, dass die Reserveangaben deutlich überhöht seien, und andererseits damit, dass die ergiebigen Fördergebiete bereits erschlossen wurden, wobei der schnelle Förderabfall dazu zwingt, zunehmend schlechtere Gebiete mit steigendem Aufwand zu erschließen, ohne dass dem ein vergleichbarer Ertrag gegenüberstünde.

Da die konventionelle Gasförderung – ebenso wie die Kohleflözgasförderung – in den vergangenen Jahren deutlich zurückgingen und dieser Trend weiter anhalten wird, würde selbst eine Stagnation der Schiefergasförderung in den kommenden Jahren für eine rückläufige Gesamtförderung sorgen. Bei einem Nachlassen auch der Schiefergasförderung in den kommenden Jahren, wie es angesichts der reduzierten Investitionen sehr wahrscheinlich ist, könnte sich der Förderrückgang deutlich beschleunigen.

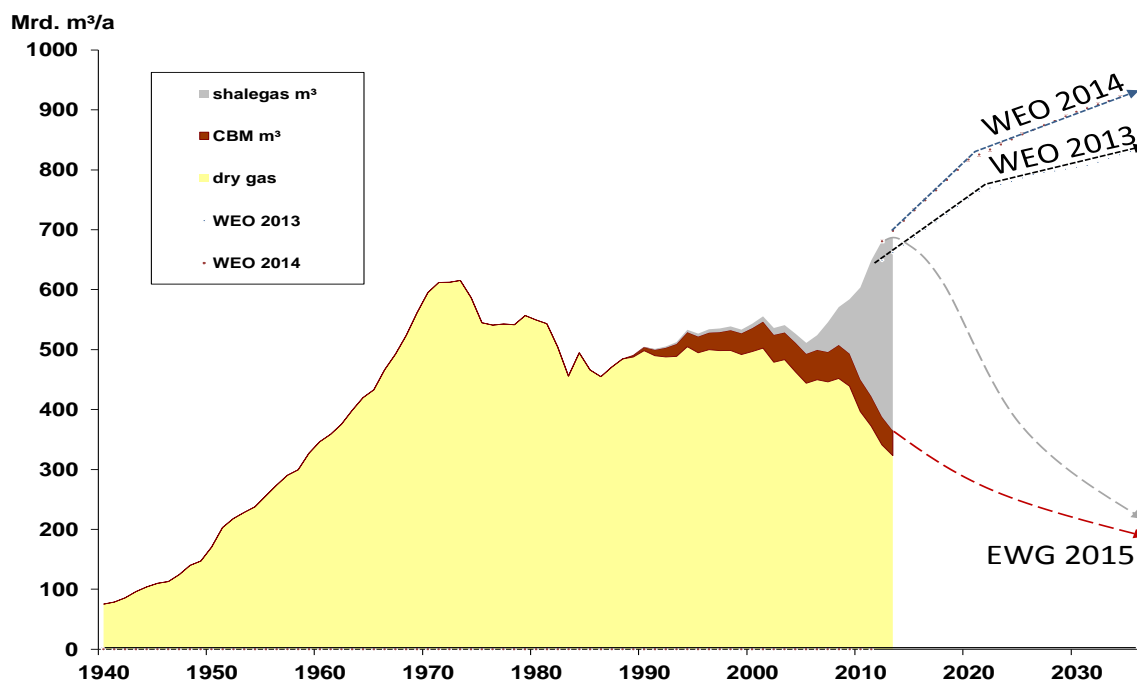


Abbildung 12. Erdgasförderung der USA, Szenarien für die künftige Förderung bis 2035 von der Internationalen Energieagentur [IEA 2013, 2014] und eine eigene Skizze für diesen Bericht (EWG 2015) basierend auf Analysen von [Hughes 2013, 2014; Berman 2015].

Statistiken zu Erdöl

Der Schwerpunkt dieses Berichts liegt auf der Schiefergasförderung, da dieser in der Öffentlichkeit und bei den Potenzialen eine wesentlich größere Bedeutung zugemessen wird als der Ölförderung.

Da jedoch auch die Ölförderung in Schieferformationen in den USA wesentlich ist, werden diese Statistiken kurz besprochen. Zunächst eine wichtige Unterscheidung. Bei den aktuell geförderten Mengen handelt es sich nicht um Schieferöl oder Ölschiefer. Dieses müsste mittels aufwändiger Anlagen zu Rohölqualität aufbereitet werden, da es die Umwandlung von biogener Materie zu Öl aufgrund ungünstiger geologischer Bedingungen noch nicht vollendet hat.

Hier handelt es sich um sogenanntes „Light Tight Oil“, in den USA als LTO bezeichnet. Im Kern ist es konventionelles Öl, das sich in der geologischen Historie in Hohlräumen und Spalten dichter Formationen gesammelt hat. Die Fördermethoden sind daher identisch mit der Erdgasförderung mittels Stimulierung. Es muss das Gestein aufgebrochen werden, um Zugang zu diesem Öl zu erhalten und seine Fließrate entsprechend anzuheben.

Abbildung 13 zeigt die Ölförderung der USA seit 1920. Es wird erkennbar, dass diese im Jahr 1970 den Höhepunkt erreichte, dass in den 1980er Jahren durch die Erschließung der

Vorkommen in Alaska (v. a. des Feldes Prudhoe Bay) die Förderung von tieferem Niveau aus nochmals für ein paar Jahre angehoben werden konnte, bevor dann ab Mitte der 1980er Jahre die Förderrückgang mit jährlich 2–3 Prozent zurückging. Erst seit 2006 zeigt sich ein neuerlicher Förderanstieg. Dieser verläuft mit vorher nicht gekannter Geschwindigkeit. Heute hat die Ölförderung das Niveau von 1989 (zur Zeit des Fördermaximums von Prudhoe Bay) und fast das Niveau des Fördermaximums der USA von 1970 erreicht.

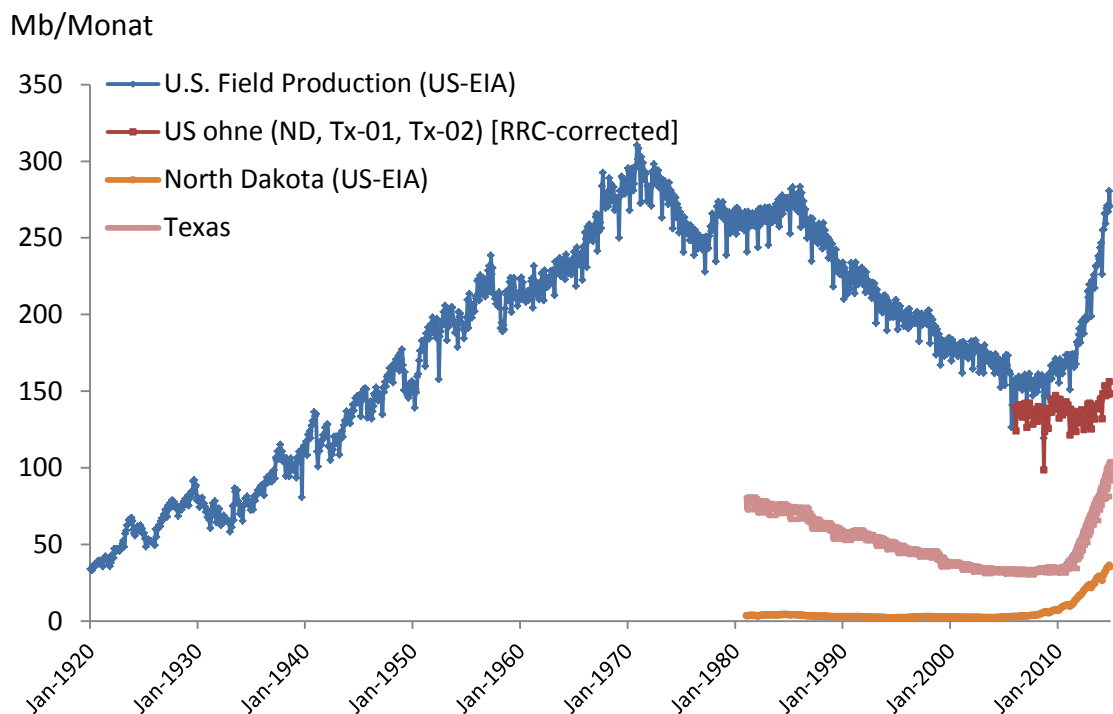


Abbildung 13. Rohölförderung der USA; getrennt dargestellt sind die Beiträge aus Norddakota und Texas [USEIA 2015e]

Allerdings zeigt sich auch, dass dieser Anstieg fast ausschließlich auf zwei Regionen begrenzt ist: Das ist einmal die Förderung in Texas und zum andern in Norddakota. Und auch in diesen beiden Staaten kann die Förderausweitung einem sehr eng begrenzten Gebiet zugeordnet werden. In Norddakota ist es die Bakken Formation, in Texas ist es vor allem der Eagle Ford Shale in Südtexas.

Bakken Shale (Norddakota)

Auch innerhalb dieser Formationen lässt sich das relevante Fördergebiet auf wenige Counties lokal eingrenzen. Abbildung 14 zeigt die Ölförderung in Norddakota mit der Unterscheidung des Förderbeitrags der einzelnen Counties. Demnach kommt der wesentliche Beitrag aus vier Counties (Dunn, McKenzie, Mountrail, Williams), wobei zum Jahresende 2014 nur noch in Dunn und McKenzie eine Förderausweitung erfolgte.

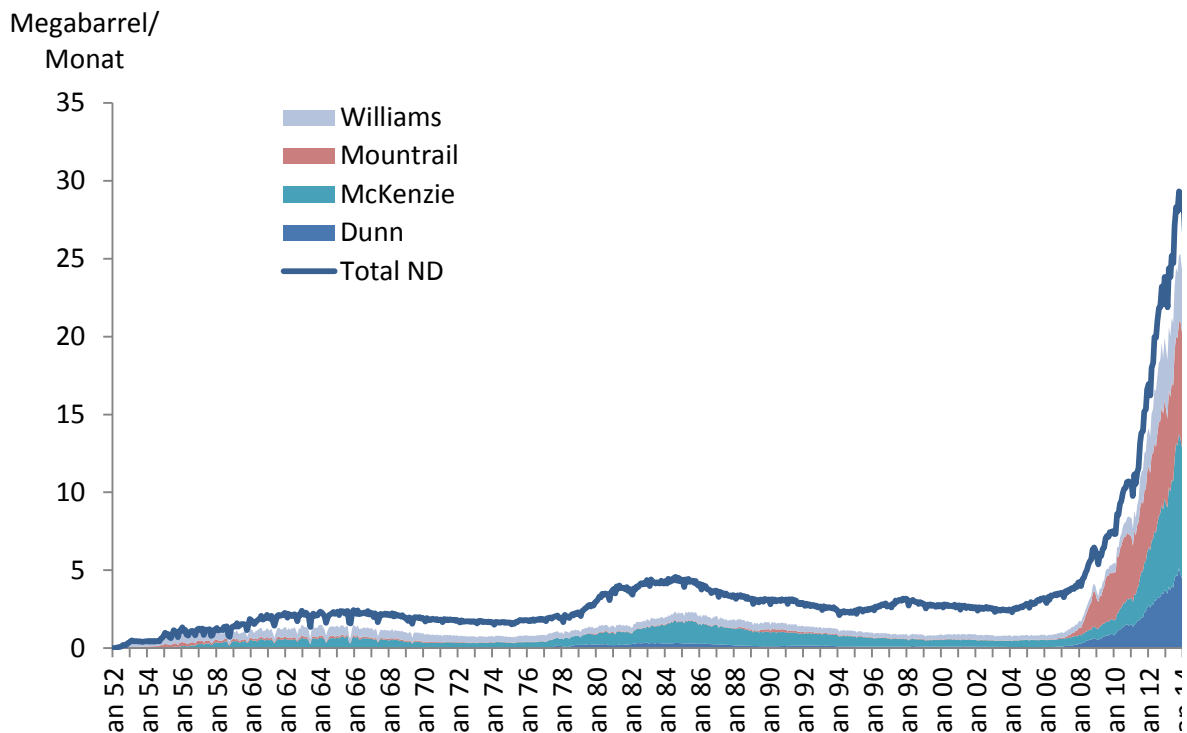


Abbildung 14. Erdölförderung in Norddakota. Eingetragen sind außer der Gesamtförderung der Beitrag aus den vier Landkreisen, die mit Abstand den größten Beitrag zur Förderung aus dem Bakken Shale erbringen [ND OGD 2015].

Die weitere Detaillierung in Abbildung 15 zeigt die Einwohnerdichte der Counties von Norddakota und die mittlere Anzahl an Bohrsonden je km². Wie deutlich wird, wurden zwar in fast allen Counties Bohrsonden abgeteuft, aber in den meisten Regionen ist der Ertrag sehr gering (z. B. Bowman, Burke, Divide). Fast alle Bohrungen liegen in Gebieten mit einer Bevölkerungsdichte um oder unter einem Einwohner je Quadratkilometer. Diese geringe Bevölkerungsdichte ist auch der Grund, warum hier so intensiv gebohrt werden konnte. Wenn man die Daten lokal auflöst, so wurden in einigen Regionen die Bohrplätze in einem Abstand von weniger als 100 m und meist in wenigen hundert Metern Abstand erschlossen.

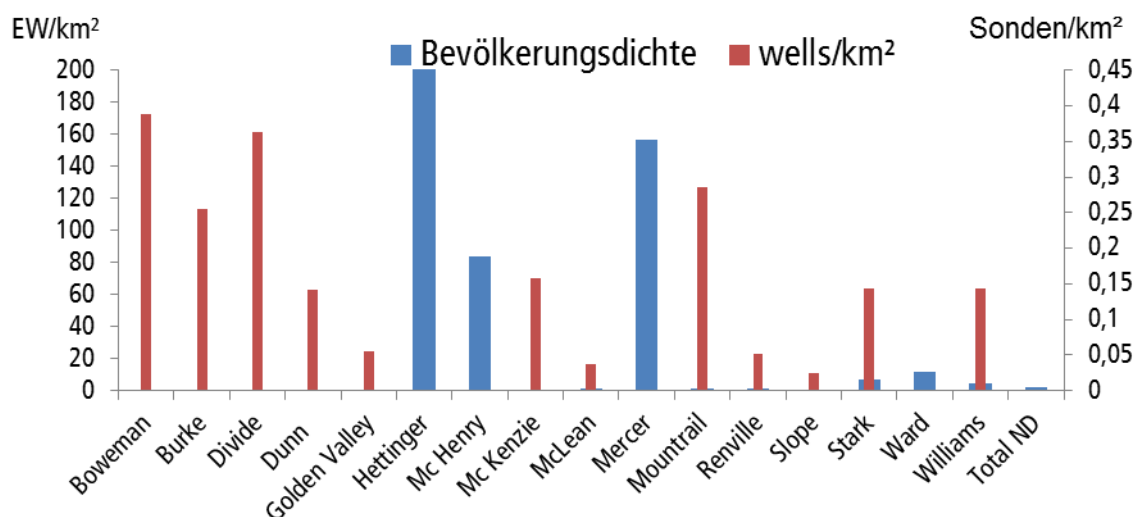


Abbildung 15. Bevölkerungsdichte (linke Achse) in Norddakota und Anzahl der Bohrungen (rechte Achse) in den einzelnen Counties (Eigene Analyse mit Daten aus [NG OGD 2015]).

Eagle Ford Shale (Texas)

Die regionale Gliederung der Ölförderung in Texas (Abbildung 16) zeigt, dass der Förderanstieg seit 2010 nur in wenigen der 13 Regierungsbezirke stattfand. Der Eagle Ford Shale liegt in den Bezirken 01 und 02.

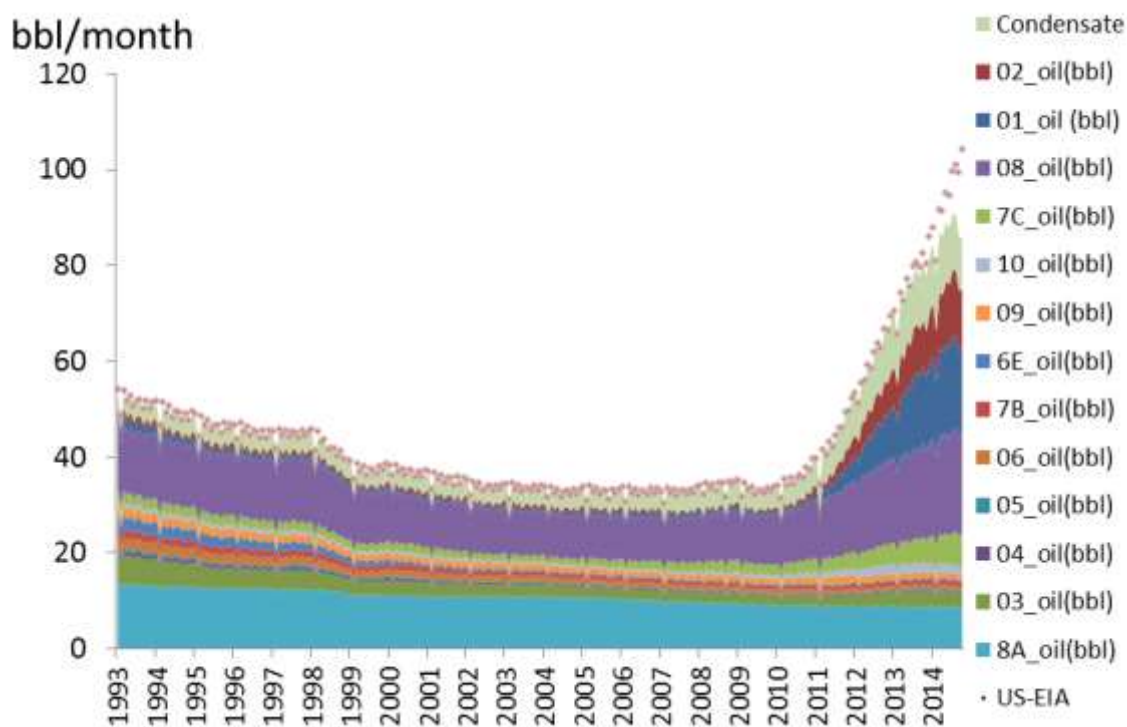


Abbildung 16: Ölförderung in Texas und Beitrag der einzelnen Regierungsbezirke [RRC 2015a]

Auch hier ist es so, dass nur ganz wenige Landkreise innerhalb dieser Bezirke vom Förderboom und gestiegenen Förderraten profitieren. In vielen Regionen hat die Aktivität fast nicht zugenommen; in anderen hat zwar die Aktivität deutlich zugenommen, aber der Erfolg blieb aus. Doch in den meisten Regionen mit steigender Bohraktivität haben die Auswirkungen auf die Wirtschaft und Konflikte mit der Bevölkerung zugenommen, ungeachtet des Fördererfolges.

Umweltauswirkungen und Nebeneffekte

Die Erdgasförderung mittels stimulierter Bohrungen in Shalegas-Formationen ist von Beginn an umstritten. Zum Aufbrechen des Gesteins wird unter hohem Druck ein Gemisch von Wasser, Stützmitteln und teils toxischen Chemikalien in die Bohrungen eingepresst. Die geringe Ergiebigkeit der einzelnen Bohrungen erfordert zur Erschließung eines Vorkommens eine hohe Anzahl von Bohrungen. Die dadurch bedingten kumulativen Effekte des Verkehrsaufkommens, Wasser-, Chemikalien-, Sand- und Materialbedarfs und potenzieller Grundwasserverunreinigung stellen eine besondere Belastung für die jeweiligen Fördergebiete dar.

Schon die Einführungsphase der Schiefergaserschließung lässt im Rückblick eine politisch flankierte Unterstützung erkennen, ohne die Fracking in den USA vermutlich nicht in dieser Ausprägung möglich geworden wäre:

- Im Dezember 2003 erklärten die wesentlichen industriellen Akteure in einem Memorandum mit der U.S.-Umweltbehörde den freiwilligen Verzicht auf Dieselinjektionen als Unterstützung stimulierter Bohrungen [EPA 2003].
- Diese Verichtsvereinbarung wurde eine Voraussetzung dafür, dass die U.S.-Umweltbehörde in einer Risikostudie 2004 konstatierte, der Vorgang des hydraulic fracturing stelle keine Gefahr für das Grundwasser dar [Lustgarten 2010].
- Diese Unbedenklichkeitserklärung wurde wiederum als Begründung dafür genommen, im Energy Policy Act von 2005 Bohraktivitäten der Kohlenwasserstoffindustrie von den Regularien des Safe Drinking Water Acts von 1974 auszunehmen. De facto wurde damit der Umweltbehörde das Recht genommen, in der Umgebung von Bohrungen Umweltveränderungen zu beobachten, da die Öl- und Gasindustrie zu keinerlei Nachweisen oder Offenlegungen der Behörde gegenüber verpflichtet war. Weder war vor Bohrbeginn ein Monitoring des Ausgangszustandes noch während oder nach den Bohrungen eine Beobachtung der Veränderung gegeben.

Der damalige Vizepräsident in der Bush-Administration, Dick Cheney, war es, der diese Ausnahmeregelung im Energy Policy Act 2005 verankerte und in einer umstrittenen Sitzung durch das Abgeordnetenhaus mehrheitlich genehmigen ließ, nachdem die Abgeordneten erst am Vorabend den 1000-seitigen Entwurf mit den umstrittenen Abschnitten im hinteren Teil

des Gesetzentwurfes zur Durchsicht erhalten hatten. Er war es auch, der die Energy Task Force zur Erarbeitung einer Energiestrategie leitete. Da er aber auch mit der im Fracking maßgeblich engagierten Firma Halliburton eng verbunden war, wurde diese gesetzlich verankerte Ausnahmeregelung von der Presse als „Halliburton Loophole“ angeprangert [NYT 2009].

Trotz des Nachweises vieler Verstöße gegen das Memorandum zum Verzicht auf Dieselinjektionen in den folgenden Jahren wurde diese Ausnahmeregelung der Industrie vom Wasserschutz bis heute nicht rückgängig gemacht [Waxman and Markey 2010].

Im folgenden werden einige der wesentlichen Risiken und Umwelteinwirkungen des Fracking aufgeführt. Eine gute Übersicht über potenzielle Risiken ist in einer Veröffentlichung von Mitarbeitern der U.S.-Umweltbehörde zusammengestellt [Kargbo et al. 2010]. Im Dezember 2014 verfasste die New Yorker Gesundheitsbehörde im Auftrag des Gouverneurs eine Übersichtsstudie über die Gesundheitsrisiken des Fracking von Schiefergasvorkommen [Zucker 2014]. Diese Zusammenstellung führte letztlich dazu, dass der Gouverneur von New York am 14. Dezember 2014 Fracking im Bundesstaat New York verbot [Romberg 2014].

Grundwasserverunreinigungen:

Bereits frühzeitig gab es viele Klagen von Anwohnern über Grundwasserverunreinigungen, Kopfschmerzen aufgrund hoher Emissionen von organischen Verbindungen oder wegen illegaler Deponierung von Ölrückständen. Wenn Förderfirmen wie Cabot Energy manchmal freiwillig, meist aber erst nach entsprechender Aufforderung durch Behörden, die ländlichen Bewohner mit Trinkwasserbehältern belieferten, dann kann man allein daraus ableiten, dass sie als Verursacher von Verschmutzungen angesehen wurden und dies auch einräumten [ODNR 2008].

Eine der ersten von Behörden dokumentierten Anhörungen umfasst insbesondere die Aussage der Biologieprofessorin Thea Colborn [Colborn 2007]. Diese bestätigte vor dem Ausschuss den unsachgemäßen Umgang der Firmen mit gesundheitsgefährdenden Betriebsstoffen und konnte durch eigene Analysen von Wasserproben mehr als 100 toxische, biozide oder anderweitig gesundheitsgefährdende Substanzen nachweisen. Diese Proben hatte sie auf eigene Verantwortung bei entsprechenden Gelegenheiten genommen. Die Analyse veröffentlichte sie zunächst in ihrem Schreiben zur Anhörung [Colborn 2007] und später in einer Zeitschrift [Colborn et al. 2011].

Im Jahr 2009 untersuchte die U.S.-Umweltbehörde stichprobenartig die Wasserqualität von 39 Trinkwasserbrunnen in Frackinggebieten. Bei 11 Brunnen konnte sie Verunreinigungen mit Stoffen identifizieren, wie sie in der Öl- und Gasindustrie eingesetzt werden [Earthworks 2009]. Auch weitere Untersuchungen in den Jahren 2011 und 2012 bestätigten ähnliche Verunreinigungen von Wasserbrunnen [Drajem 2012].

Einige der dokumentierten Verstöße gegen Umweltbestimmungen und nachgewiesene Verunreinigungen sind auch in dem öffentlichen Brief des Vorsitzenden des Ausschusses für Energie und Umwelt im Repräsentantenhaus des U.S.-Kongresses dokumentiert [Waxman et Markey 2010].

Besonders schwerwiegend war die Versalzung des Flusses Monongahela, nachdem eine kommunale Kläranlage mit dem „Flow-Back“-Wasser aus den Gasbohrungen überfordert war und das Abwasser ungereinigt in den Fluss lief [Sapien 2009].

Einige Vorkommnisse wurden in wissenschaftlichen Zeitschriften aufgearbeitet und dokumentiert [Jackson et al. 2013; Warner et al. 2013; Fontenot et al. 2013; Papoulias and Velasco, 2013; Gross et al. 2013; Kassotis et al. 2013]. Allein in Wyoming wurden 2012 vom „Wyoming Department of Environmental Quality“ 204 Vorkommnisse mit Verunreinigungen identifiziert. Gegen 10 Prozent der Betreiber wurden Bußgelder verhängt. In Texas wurden 2012 etwa 55.000 Verstöße gegen Umweltgesetze identifiziert. Doch nur bei 2 Prozent der Vorkommnisse wurden Strafen verhängt. In Pennsylvania wurden 13 Prozent der identifizierten Verstöße auch geahndet [Soraghan 2013].

Im Jahr 2010 wurde die nationale Umweltbehörde vom Kongress beauftragt, die Umweltstudie von 2004 zu überarbeiten und in einer neuen Studie die Risiken und das Gefährdungspotenzial stimulierter Bohrungen anhand des Monitoring konkreter Bohrungen realistisch herauszuarbeiten. Diese Studie sollte 2013 fertiggestellt werden und als Basis für künftige politische Regularien dienen [EPA 2014]. Explizit bewarb die Umweltbehörde dieses Papier auf der eigenen Internetseite mit dem Anspruch: „The study will continue to use the best available science, independent sources of information, and will be conducted using a transparent, peer-reviewed process, to better understand any impacts associated with hydraulic fracturing“ [EPA 2011].

Bis heute ist diese Studie nicht veröffentlicht worden. Eine investigative Analyse einer Journalistin versucht anhand vieler Belege den Nachweis zu führen, dass die Studieninhalte immer wieder von der Kohlenwasserstoffindustrie mitbestimmt wurden und es eine offene Zusammenarbeit zwischen Industrie und Umweltbehörde mit großem Einfluss auf die inhaltliche Gestaltung gab. Diese Hintergründe sind in [Kelly 2015] ausführlich beschrieben.

Nachweis von Methan im Grundwasser:

Frühzeitig gab es auch Berichte, wonach sich Methan im Grundwasser angereichert habe und sich das aus dem Wasserhahn laufende Wasser leicht entzünden lasse. Diese Berichte wurden stark angegriffen mit der Feststellung, dass biogenes Methan im Untergrund entsteht und sich auf natürlichem Wege ohne Einfluss einer Bohrung im Grundwasser anreichern könne. Mit dieser Begründung wurden anderslautende Berichte publizistisch „entkräftet“. Doch mit genauer Analyse können diese Effekte sehr gut getrennt werden, da aus fossilen

Erdgasvorkommen stammendes Methan eine charakteristische isotope Zusammensetzung hat, dies es von biogenem Methan unterscheidet.

So konnte eine Studie für Garfield County, Colorado, nachweisen, dass der Methangehalt im Grundwasser des untersuchten Gebietes sowohl zeitlich als auch lokal eng mit der Anzahl der Erdgasbohrungen korreliert. Ebenso konnte aus der Isotopenanalyse der fossile Ursprung des Methans charakterisiert werden [Papadopulos 2008, Thyne 2008].

In der Ortschaft Bainbridge, Ohio, explodierte im Jahr 2007 ein Wohngebäude, nachdem sich das aus dem Wasserhahn entweichende Erdgas entzündet hatte. Eine Untersuchung durch die regionale Umweltbehörde konnte nachweisen, dass durch eine undichte Zementierung einer Gasbohrung mit der Bezeichnung „English No. 1“ das Erdgas aus der Bohrung in den Grundwasserleiter eindrang, aus dem auch das Trinkwasser des Hauses gespeist wurde. Im Wassertank der örtlichen Wasserversorgung hatte sich ebenfalls bereits Erdgas angereichert. Die Bohrfirma wurde angewiesen, alle potenziell betroffenen Bewohner mit Frischwassertanks zu versorgen [ODNR 2008].

Im Jahr 2011 wurde die erste systematische in einem wissenschaftlichen Journal veröffentlichte Studie vorgestellt. Hier konnte ähnlich wie in der Garfield Studie, jedoch quantitativ und methodisch genauer belegt, die räumliche und zeitliche Korrelation der Methanzunahme im Grundwasserleiter mit der Zunahme gefrackter Gasbohrungen in der Region gezeigt werden [Osborn 2011]. Durch die Analyse von Spurengasen konnte im Marcellus Shale auch der Weg von Methan durch schadhafte Zementierungen in das Grundwasser nachgewiesen werden [Vengosh et al. 2013].

Methan-Emissionen:

Über einen Zeitraum von 100 Jahren gemittelt ist die Nutzung von Erdgas in der Regel aufgrund des geringeren Kohlenstoffgehaltes weniger klimawirksam als das Verbrennen von Erdöl oder Kohle. Diese Aussage hält jedoch nur so lange, wie die Emissionen von Methan (z. B. aus Leckagen) nicht 2–3 Prozent der Fördermenge überschreiten. Tatsächlich liegen die Methan-Emissionsverluste in die Atmosphäre über die gesamte Transportkette von der Gasförderung bis zur Verteilung und Endanwendung gemäß gängiger Studien in der Regel zwischen 1 und 2 Prozent. Erst in jüngster Zeit wurden kritische Studien erstellt, die diesen Wert durch direkte Messungen der Methankonzentration über Regionen mit hohem Anteil unkonventioneller Bohrungen deutlich in Frage stellen. Eine gute Übersicht über diese Arbeiten und die damit verbundenen Emissionen ist im PSE Health Science Summary vom März 2014 [PSE Health 2014] oder in dem Artikel [Nikiforuk 2014] gegeben. So dürfte heute die Bandbreite der Methanemissionsschätzungen über unkonventionellen Erdgasbohrungen zwischen 4 und 17 Prozent des geförderten Gases liegen [Ennis 2014].

Darüber hinaus weisen vor allem Howarth und Ingraffea [Howarth et al. 2011] darauf hin, dass die Mittelung der Klimawirksamkeit über einen Zeitraum von 100 Jahren das eigentliche

Risiko von „Kippmechanismen“, die durch Konzentrationsspitzen verursacht werden, vollständig ignoriert. Würde man daher die Klimawirksamkeit von Methan über 20 oder 50 anstelle von 100 Jahren mitteln, dann müsste die erlaubte Methanemission wesentlich geringer liegen als bei 2–3 Prozent.

Sonstige Emissionen:

Der Barnett Shale in Texas wurde seit etwa 2003 mit exponentiell zunehmender Aktivität erschlossen. Auf einer Fläche von einigen 1000 km² wurden bis heute fast 18.000 Bohrungen abgeteuft, die meisten davon vor 2010. Die hohe Sondendichte erforderte ein ebenso dichtes Netz an Gassammelleitungen, Verdichtern und Gasaufbereitungsanlagen. Da hier eine große Überlappung der Gasfördergebiete mit bewohnten Arealen besteht, sind Konflikte mit der Bevölkerung unvermeidlich. So bestätigt eine Analyse, dass in manchen Gegenden die Konzentration an Luftschadstoffen höher ist als in der Umgebung eines Flughafengeländes [Armendariz 2009]. Insbesondere die Gemeinde Dish ist umringt von Einrichtungen der Erdgasindustrie. Die Verdichter und Aufbereitungsanlagen zeigen hohe Emissionswerte, die eine extreme Beeinträchtigung der Lebensweise mit sich bringen, wie auch ein Interview mit dem damaligen Bürgermeister der Gemeinde belegt [Burnett 2009].

Eine systematische Analyse der Luftqualität vor und nach Beginn von Bohraktivitäten in Colorado zeigt beispielsweise eine deutliche Zunahme von Methylchlorid in der Umgebung der Bohrplätze [Colborn et al. 2012].

Seismische Aktivität:

Der Zusammenhang von Erdbeben und Bohraktivitäten konnte vielfältig nachgewiesen werden. So ist den Fachfirmen aus der Öl- und Gasbranche wie z. B. Schlumberger seit langem bekannt, dass Wasserinjektionen in Erdölfelder seismische Aktivitäten auslösen können [Adushkin 2000].

Die Anzahl der registrierten Erdstöße stieg im Bundesstaat Arkansas von ca. 30 Aktivitäten pro Jahr im Zeitraum 1970 bis 2009 deutlich an, auf 772 bzw. 790 in den Jahren 2009 und 2010, und liegt seitdem zwischen 98 und 181 registrierten Stößen pro Jahr. In den Jahren 1900 – 1970 wurde im Mittel ein Beben pro Jahr registriert [AGS 2015]. Insbesondere zeigt eine Analyse der geologischen Behörde USGS, dass ein durch die Injektion von Lagerstättenwasser ausgelöstes Erdbeben der Stärke 5 unmittelbar ein wesentlich stärkeres Beben der Stärke 5,7 auslöste [NYT 2012, USGS 2014a].

Radioaktive Kontamination

Der Zerfall von Uran in der Erdkruste bestimmt auch den Radioaktivitätsgehalt von Lagerstättenwasser, Ablagerungen und Abwasser aus einer Bohrung. In der Regel handelt es sich hierbei um Zerfallsprodukte von Uran, allen voran Radon, Radium 226 und Radium 228. Diese Stoffe werden als „normally occurring radioactive materials“ (NORM) oder

„technically enhanced normally occurring radioactive materials“ (TNORM) bezeichnet. Die Stoffmenge variiert sehr stark, je nachdem wie hoch der Gehalt an radioaktiven Stoffen des Untergrundes ist. Insbesondere im Marcellus Shale ist die Radioaktivität überproportional hoch [Resnikoff et al 2010].

Aber auch im Barnett Shale in Texas wurden mehr als 25 Lagerstätten mit radioaktivem Abfall (v.a. kontaminierte Filter und Ventile) aus der Gasindustrie gemeldet und entsorgt. Allein im Landkreis Denton wurden in den Jahren 2006/2007 etwa 25 Faß (4 m³) radioaktiver Abfälle entsorgt. Bemerkenswert ist, dass von den damals in Denton aktiven 67 Bohrfirmen nur eine einzige für den Anfall und die Entsorgung dieses als NORM bezeichneten Abfalls gemeldet und verantwortlich war. Keiner der anderen Betreiber hatte die Notwendigkeit hierfür angemeldet [Heinkel-Wolfe 2008].

Auch in der aktuellen Hochburg der Ölförderung aus Schieferformationen, Bakken Shale in Norddakota, wird die unsachgemäße Entsorgung von radioaktiv belastetem Material aus der Ölförderung gemeldet. Kontaminierte Ölfiler werden oft nur auf wilden Müllkippen gelagert [Sontag 2014].

Sandabbau:

Selten wird in den öffentlichen Darstellungen der für das Fracking notwendige Abbau von Sand als Problem identifiziert. Dennoch stellt dieser einen großen Eingriff dar. Der Staat Wisconsin und hier insbesondere der westliche Landesteil ist davon besonders betroffen, da hier der Sand für die Fracking-Aktivitäten in den benachbarten Staaten abgebaut wird. So wurden bis 2014 in dieser Region 145 Sandabbaugebiete erschlossen. Die im Umfeld wohnenden Bürger beklagten damit verbundene Umweltauswirkungen in einem offenen Brief an den Gouverneur des Nachbarstaates [NatRes 2013].

Straßenschäden:

Die Bereitstellung der Ausrüstungsteile und Betriebsstoffe während der Erschließungsphase neuer Fördersonden erfordert einen hohen Verkehrsaufwand von Schwerlastfahrzeugen. Typischerweise werden im Eagle Ford Shale in Südtexas im Mittel 1184 Schwerlastfahrten während der Erschließungsphase und jährlich 353 Fahrten während der Förderphase notwendig. Im Mittel alle fünf Jahre werden die Bohrungen nochmals gefrackt, um den Förderabfall kurzzeitig zu stoppen. Für sogenannte „Re-Fracs“ werden weitere 997 Schwerlastfahrten benötigt. In manchen Landkreisen in Texas hat dadurch der regionale Schwerlastverkehr um bis zu 80 Prozent zugenommen. Diese Straßenbelastung im ländlichen Raum führt zu entsprechenden Straßenschäden und Wartungskosten. Allein für die Gegend des Eagle Ford Shales in Südtexas werden die jährlich damit verbundenen Kosten mit 2 Mrd. USD beziffert [Porter 2013].

Widerstand – Frackingverbote

Am stärksten umstritten sind die unkonventionellen Bohraktivitäten im Bundesstaat New York, der im nördlichen Teil des sich über mehrere Bundesstaaten erstreckenden Marcellus Shales liegt. Hier wurden bereits sehr früh die Bedenken des Trinkwasserschutzes ernst genommen [GEIS 2009]. Am 18. Dezember 2014 verkündete der Gouverneur des Bundesstaates New York, Fracking zu verbieten. Damit ist New York der erste U.S.-Bundesstaat mit einem Fracking-Verbot [Romberg 2014]. Als Grundlage für diese Entscheidung beruft sich der Gouverneur auf eine Studie der New Yorker Umweltbehörde über die Gesundheitsrisiken des Fracking in Schiefergasvorkommen [Zucker 2014]. Dieses vom demokratischen Gouverneur verhängte Verbot veranlasste bisher 15 Kommunen mit republikanischen Bürgermeister, damit zu drohen, aus dem Staat New York auszuscheren und sich dem Bundesstaat Pennsylvania anzugliedern [Mathias 2015].

Wie sehr Fracking auch in den USA umstritten ist, zeigen auch die vielen Initiativen in anderen Bundesstaaten. So wurden auf kommunaler und County-Ebene bereits einige Fracking-Verbote verhängt. Beispiele hierfür sind Denton, Texas, sowie Kommunen in Kalifornien (Santa Clara) und Ohio [Gaworecki 2014]. In Ohio kulminierte der Streit. Nachdem in einigen Kommunen ein lokales Fracking-Verbot verhängt wurde, hat der Oberste Gerichtshof in Ohio dieses aufgehoben und die alleinige Verfügung von Bohrrechten dem Bundesstaat zugesprochen [Abrams 2015]. Diese Entscheidung wurde mit 4:3 Stimmen getroffen. Diese knappe Entscheidung zeigt, wie kontrovers das Thema diskutiert wird.

Im November 2014 verhängten weitere kalifornische Gemeinden ein lokales Fracking-Verbot [Peterson 2014].

Andere Kommunen fordern strengere Regeln für Fracking. So z. B. sind in Dallas das Abteufen von Bohrsonden mit weniger als 500 m (1500 Fuß) Abstand zu Schulen verboten. In oberflächennahen Bohrungen mit weniger als 100 m Bohrtiefe ist Fracking dort ohnehin verboten [RT 2013].

Auch im Bundesstaat Wyoming mehrt sich der Widerstand. Eine Übersicht über die dortigen Aktivitäten und die historische Entwicklung findet man in [Wyoming 2015]. Eine Übersicht über Verbote in den USA und auch in anderen Staaten ist unter <http://keptapwatersafe.org/global-bans-on-fracking/> zu finden.

EUROPA

Europäische Union

Politische Entwicklung

Die Europäische Union beobachtet die Diskussionen um die potenzielle Schiefergas- und Schieferölerschließung in den Mitgliedsstaaten seit 2010 aufmerksam. Dabei wird das Thema kontrovers diskutiert. Während der damalige Energiekommissar Günther Oettinger die Chance auf eine Verringerung der Gasimporte betonte [Euractiv 2011], sah der Umweltausschuss des Europäischen Parlamentes die Situation wesentlich kritischer. Von diesem Ausschuss wurde auch eine erste Studie zur Beurteilung der umweltrelevanten Aspekte in Auftrag gegeben [ENVI 2011]. Kurz darauf veröffentlichte das Beratungsunternehmen McKinsey eine von der Gasindustrie beauftragte Studie, in der die Erschließung der unkonventionellen europäischen Gasressourcen als wichtiger Beitrag zur Energieversorgung von Europa dargestellt wurde, der wesentlich kostengünstiger werde als der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien [Webb 2011].

Doch auch Nichtregierungsorganisationen verfolgen die Debatte aufmerksam und bringen ihre Position ein. Insbesondere „Friends of the Earth Europe“ engagiert sich mit eigenen Analysen, Recherchen, Publikationen und Seminaren [FoEE 2015].

Im November 2012 stimmte das EU-Parlament über ein Fracking-Moratorium innerhalb der EU ab. Dieses Verbot wurde mit 391 Gegenstimmen bei 262 Ja-Stimmen und 37 Enthaltungen vorerst abgewendet [Kanter 2013]. Die Parlamentarier forderten jedoch einen robusten gesetzlichen Rahmen, um mögliche Umweltauswirkungen von Bohraktivitäten durch entsprechende Auflagen weitgehend zu verhindern. Der Rahmen hierfür wurde am 8. Oktober 2013 beschlossen: Mit 332 Ja-Stimmen bei 311 Gegenstimmen und 14 Enthaltungen wurde A. Zannoni, MdE, vom Parlament beauftragt, mit den Regierungen der Mitgliedsstaaten eine entsprechende Regulierung zu verhandeln. Ein wesentliches Ergebnis der Abstimmung war die Einführung einer grundsätzlich verpflichtenden Umweltverträglichkeitsprüfung unabhängig von der täglichen Fördermenge von Erdöl oder Erdgas. Auf Druck vor allem der Regierung des Vereinigten Königreichs und bei Enthaltung von Frankreich und Deutschland wurde diese Einführung einer grundsätzlich verpflichtenden Umweltverträglichkeitsprüfung bei der Aufsuchung von Erdöl und Erdgas während der Trilog-Verhandlungen (Verhandlungen zwischen Parlament, Rat und Kommission) jedoch wieder zurückgenommen. Somit liegt der Schwellenwert für eine verpflichtende Umweltverträglichkeitsprüfung weiterhin bei einem Fördervolumen einer einzelnen Bohrung von mehr als 500 t Erdöl pro Tag und von mehr als 500.000 m³ Erdgas pro Tag.

Am 22. Januar 2014 wurde dann aber dennoch eine Empfehlung an die Mitgliedsstaaten mit Mindestgrundsätzen für die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen (z. B. Schiefergas) durch Hochvolumen-Hydrofracking verabschiedet [EC 2014]. Als Hochvolumen-Hydrofracking werden solche Vorhaben definiert, bei denen während einer Frackingstufe mindestens 1000 m³ oder während des gesamten Frackingprozesses mindestens 10.000 m³ Wasser mit entsprechenden Begleitstoffen injiziert werden. Insbesondere wurde in dieser Empfehlung festgeschrieben, dass die Mitgliedsstaaten bis zum 28. Juli 2014 die in der Empfehlung dargelegten Mindestgrundsätze umsetzen müssen. Die Kommission soll jährlich über die zur Umsetzung der Empfehlung getroffenen Maßnahmen unterrichtet werden.

Auch wenn die Empfehlungen der Kommission nicht juristisch bindend sind, so werden die Mitgliedstaaten ersucht, diese umzusetzen. Darüber hinaus wird explizit darauf hingewiesen, dass der Informationsaustausch zwischen den Mitgliedsstaaten, den betreffenden Industriezweigen und Nichtregierungsorganisationen, die sich für den Umweltschutz einsetzen, sichergestellt werden soll.

Bis Anfang März 2015 hatten die meisten Mitgliedsstaaten eine tabellarische Auskunft gegeben, die unter [EC 2015] im Internet veröffentlicht ist. Die Kommission wird im Sommer 2015 die bisherige Umsetzungspraxis prüfen sowie Kommentare der verschiedenen Akteure zulassen, bevor sie ab August 2015 eine eigene Entscheidung fällen wird, ob es notwendig wird, Gesetzgebungsverfahren anzustoßen, um rechtlich verbindliche Vorgaben zu setzen [EC 2014a].

Inhaltlich lehnt sich die Empfehlung 2014/70/EU an die von der IEA vor drei Jahren formulierten „Goldenen Regeln für ein Goldenes Erdgaszeitalter“ an. Sie modifiziert und ergänzt diese jedoch durch eigene Sichtweisen [IEA 2012]. Beispielsweise wird gefordert, dass vor der Bewilligung neuer Bohrvorhaben ausführliche Öffentlichkeitsbeteiligung und Umweltverträglichkeitsprüfungen (in Einklang mit 2001/42/EU und 2011/92/EU) durchzuführen sind. Weiter wird die Festsetzung von einzuhaltenden Mindestabständen zu Gebäuden, Wasserschutzgebieten und Siedlungen ebenso empfohlen wie die Einhaltung eines Mindestabstands der Frac-Situation zum Grundwasserleiter. Ebenso wird als wesentliches Element empfohlen, vor der Vergabe von Lizenzen für die Exploration und/oder Förderung von Kohlenwasserstoffen eine strategische Umweltprüfung gemäß 2001/42/EU vorzunehmen. Weiter wird auch explizit die Einbindung der Öffentlichkeit in die Ausarbeitung strategischer Überlegungen gemäß 2001/42/EU und 2011/92/EU gefordert. Daraus ergibt sich, dass auch für die Einzelvorhaben eine explizite, dem Standort angemessene Risikobewertung vorgenommen wird. Eine weitere Empfehlung betrifft das Monitoring der wesentlichen Umweltparameter vor, während und nach entsprechenden Fracking-Aktivitäten.

Land	Geplante oder bereits erfolgte Vergabe von Genehmigungen	Begründung
Finnland	Keine	Keine Notwendigkeit
Schweden	Keine	Keine Notwendigkeit
Zypern	Keine	Keine Notwendigkeit
Tschechische Republik	Nein	Frackingverbot
Malta	Keine	Keine Notwendigkeit
Estland	Keine	Keine Notwendigkeit
Griechenland	Keine	Kein offizielles Verbot, aber aus geologischen Gründen wird Fracking problematisch gesehen
Dänemark	2 Lizenzen wurden 2010 vergeben	
Luxemburg	Keine	Keine Erlaubnis
Belgien	Keine	Die EC-Regulierung wird begrüßt
Ungarn	Möglicherweise	Nur für Low-Volume-Hydraulic Fracturing wurden Lizenzen vergeben
Niederlande	Ja (2009 und 2010) je eine Lizenz	
Spanien	Möglicherweise	
Großbritannien	Ja	
Kroatien	Keine	Keine Notwendigkeit
Litauen	Möglicherweise	
Polen	Ja (48 onshore und 8 offshore)	
Bulgarien	Keine	Moratorium
Slowakei	Keine	
Italien	Keine	Es wird kein großes Potenzial gesehen
Irland	Keine	Aktuell wird nicht über die Vergabe entschieden
Lettland	Kein	Kein industrielles Interesse
Rumänien	Ja	Aber nur für konventionelle Exploration ohne Fracking
Österreich	Möglicherweise	Kein Antrag liegt vor
Deutschland	Möglicherweise	Neues Gesetz ist in Bearbeitung
Slowenien	Keine	2009 wurden 2 Lizenzen für LVHF vergeben
Frankreich	Keine	Frackingverbot
Portugal	Möglicherweise	

Tabelle 2. Übersicht über die bis Anfang März 2015 bei der Kommission eingetroffenen Rückläufe bzgl. der Empfehlung 2014/70/EU.

Erstmals griff die EU in die Entscheidung eines Mitgliedsstaates ein, als die Vergabepaxis von Lizenzen in Polen vor dem Europäischen Gerichtshof begutachtet wurde. Der Gerichtshof urteilte, dass Polen bei der Vergabe von Konzessionen für die Prospektion, Exploration und Gewinnung gegen EU-Recht verstoßen hatte, da nur in Polen registrierte Unternehmen bei der Beantragung einer entsprechenden Konzession zugelassen wurden [Euractiv 2013a].

Ein zweites Mal mahnte die Kommission an, dass Polen bei der Vergabe einer Bohrerlaubnis bis 5000 m Tiefe gegen das EU-Recht 2011/92/14 verstoßen habe. Dieses Verfahren war bis Anfang März 2015 noch nicht entschieden [Shalegas 2015].

Statistiken zur Erdgasförderung in Europa

In Europa wird bisher Schiefergas noch nicht in kommerziell relevantem Umfang gefördert. Fast alle Vorhaben befinden sich noch in der Antrags-, Bewilligungs- oder Erkundungsphase. Die konventionelle Erdgasförderung geht innerhalb der EU seit 2001 zurück. Ausschlaggebend war hier vor allem der starke Förderrückgang in Großbritannien. Selbst bei der Berücksichtigung von Norwegen, das nicht Mitglied der EU ist, verschiebt sich der Förderhöhepunkt der europäischen Erdgasförderung auf 2004. Sobald die Gasförderung in Norwegen nachlässt – was vermutlich im Zeitraum 2015-2020 stattfinden wird –, wird die europäische Gasförderung stärker als bisher zurückgehen.

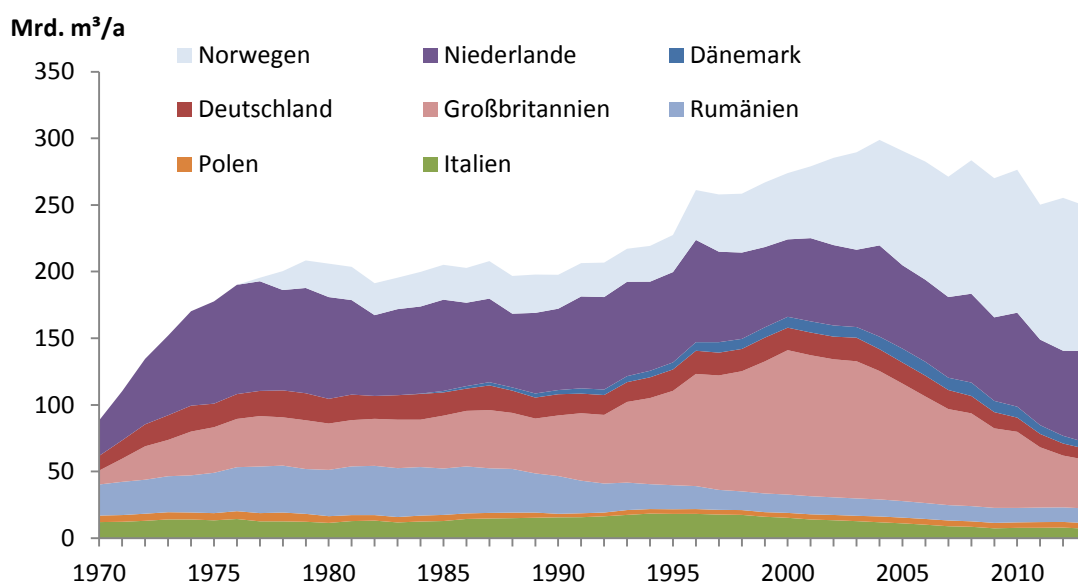


Abbildung 17. Erdgasförderung in der Europäischen Union und in Norwegen [BP 2014]

Deutschland

In Abbildung 18 sind die bisher in Niedersachsen durchgeführten Fracs dargestellt [LBEG 2014]. Erste Bohrungen mit Fracking-Aktivität wurden ab 1961 durchgeführt. Insgesamt wurden Kohlenwasserstoffbohrungen in Niedersachsen mehr als 320 mal gefrackt, wobei 141 Bohrungen betroffen waren [LBEG 2014], mindestens eine weitere Bohrung im Kohleflöz wurde in Nordrhein-Westfalen gefrackt [Meiners 2012]. Die Hälfte der Fracs wurde von EMPG, der deutschen Tochter von ExxonMobil für die Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen, durchgeführt, ein Viertel der Bohrungen von Wintershall und jeweils ein Achtel von GdF Suez und RWE Dea. Zwei Fracs wurden von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) zur Stimulierung von Geothermiebohrungen im

Jahr 2003 in fast 4000m Tiefe (Teufe) durchgeführt, einmal wurde im Jahr 1996 im Kohleflöz gefrackt; alle anderen Stimulierungen erfolgten in Kohlenwasserstoffbohrungen. Acht Fracs wurden hierbei in Bohrungen mit weniger als 2000m und 44 Fracs in weniger als 3000m Tiefe vorgenommen.

Von 27 Bohrungen mit insgesamt 78 Fracs wurden auch die hierbei eingesetzten Wasser-, Stützmittel- und Chemikalienmengen (Additive) veröffentlicht [Meiners 2012, NL 2011]. In drei dieser Bohrungen wurden nach 6, 9 bzw. 13 Jahren nach den ersten Fracmaßnahmen sogenannte Re-Fracs durchgeführt, mit dem Zweck, die bereits stark abgefallene Förderrate nochmals für kurze Zeit anzuheben. Vierundzwanzig dieser Bohrungen liegen im sogenannten „Tight-Gas-Gestein“. Insgesamt sind drei der Tight-Gasbohrungen in den Jahren 1982 und 1985 nach EC-Definition als „High Volume Hydraulic Fracturing – HVHD“ einzustufen, da pro Fracvorgang mehr als 1000 m³ Wasser injiziert wurden. Die meisten anderen Fracs wurden mit weniger als 400 m³ Wasser und über 16 Tonnen Additiven je Frac durchgeführt.

Die bisher einzige Bohrung im Schiefergasgestein mit Fracking wurde im Jahr 2008 bei Damme durchgeführt, wobei bei drei Fracvorgängen insgesamt 12.025 m³ Wasser, 588 Tonnen Stützmittel und 19,9 Tonnen Additive (Chemikalien) injiziert wurden. Mehr als 6,4 Tonnen davon sind giftige und umweltgefährdende Chemikalien [EMPG 2008].

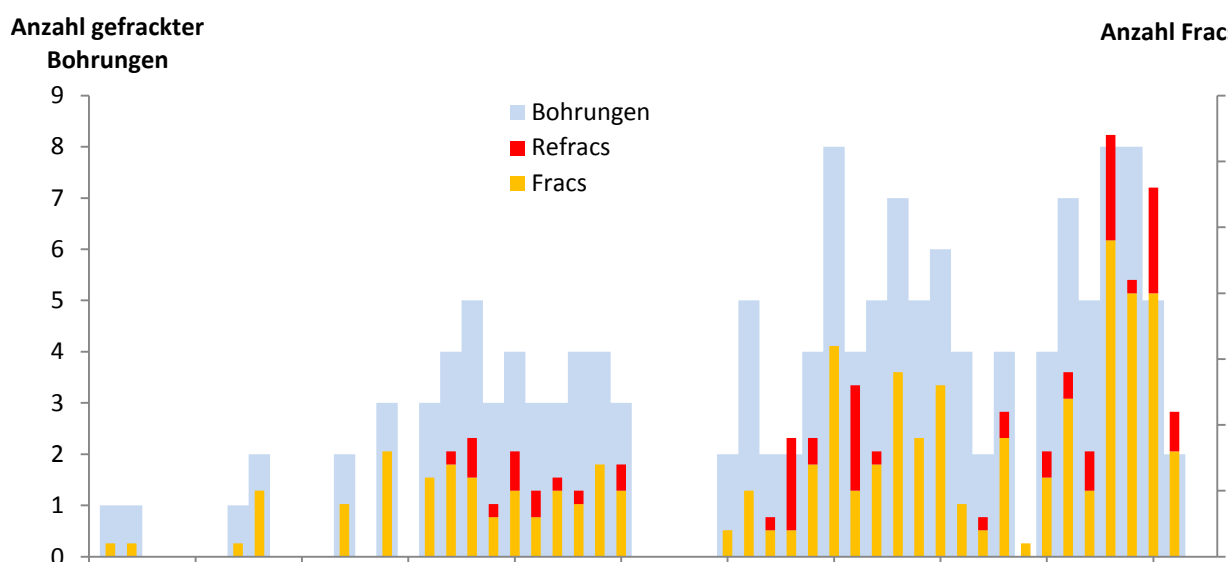


Abbildung 18. Anzahl von gefrackten Bohrungen (linke Skala) sowie Anzahl der im jeweiligen Jahr durchgeführten Fracs (rechte Skala) mit der Verteilung auf Fracs in neuen Bohrungen und Refracs in bereits bestehenden älteren Bohrungen [LBEG 2014]

Bohrungen im Tight-Gas-Gestein mit Frack-Aktivitäten wurden vor allem in den Landkreisen Rotenburg/Wümme, Heidekreis, Verden und Vechta in den beiden Feldern Söhlingen und Rotenburg-Taaken durchgeführt. Da in Tight-Gas-Vorkommen die variierende Dichte des Feldkomplexes ausschlaggebend ist, ob gefrackt wird oder nicht, erfolgt je nach Fließfähigkeit des Gesteins auch ein fließender Übergang zwischen konventioneller

Erschließung und Aufbrechen des Gesteins mittels Fracking. Dies macht aber auch die exakte Abgrenzung zwischen konventionellem Vorkommen und Tigh-Gas-Vorkommen unmöglich.

Diese Aktivitäten hatten jedoch kaum einen Einfluss auf das Förderprofil, wie Abbildung 19 zeigt. Seit dem Jahr 2004 fällt die deutsche Förderung mit fast 10 Prozent jährlich. Auch die Fracking-Aktivitäten im Tigh-Gas-Gestein konnten hier allenfalls einen merklichen Beitrag über 5–10 Jahre leisten. Im Endeffekt wurde jedoch dafür der später einsetzende Förderrückgang ab 2004 wesentlich verstärkt. Tabelle 3 zeigt die Angaben für die Bohrungen, für die Mengenangaben veröffentlicht wurden [Meiners 2012]. Zusätzliche Angaben zu Fracking im Landkreis Rotenburg wurden von Bürgerinitiativen recherchiert. Die Zusammenstellung findet sich auf deren Internetseite [FLG 2015].

Der Förderbeitrag aller Bohrungen im dichten Gestein ist unsicher. Nach unterschiedlichen Veröffentlichungen liegt er zwischen 3 – 30 Prozent, wobei der Beitrag von Söhlingen und Rotenburg-Taaken allein auf 20 Prozent schließen lässt. Allerdings ist unklar welcher Förderanteil dieser Felder konventionell oder mittels hydraulischer Stimulierung erschlossen wurde.

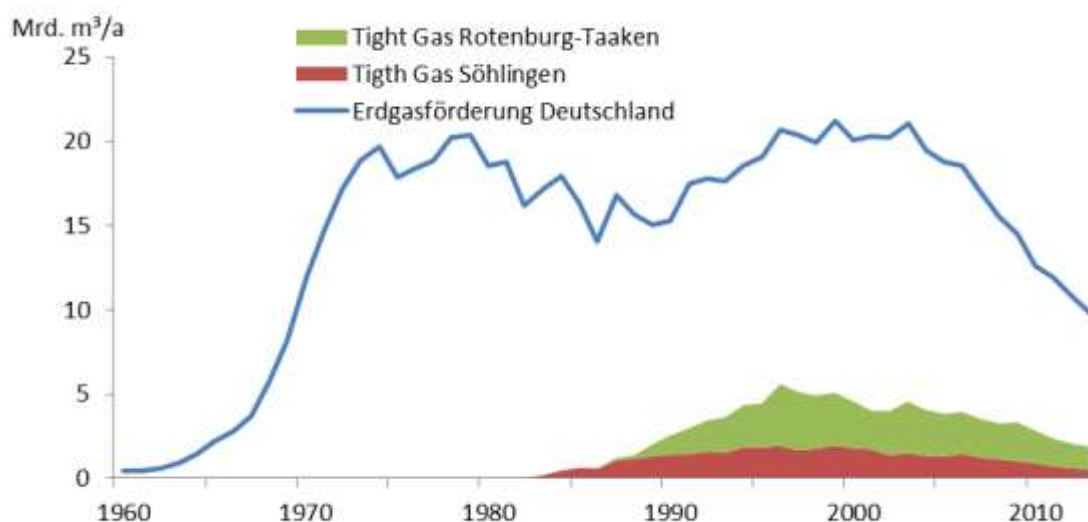


Abbildung 19. Erdgasförderung in Deutschland; die beiden eingezeichneten Flächen zeigen den Beitrag der Tigh-Gas-Felder Rotenburg-Taaken und Söhlingen im Landkreis Rotenburg/Wümme.

Auch wenn bereits seit Jahrzehnten mit Fracking in Deutschland experimentiert wird, so wird mit der Stimulation von Gas im Schiefergestein doch eine neue Dimension eröffnet, da aufgrund der geringeren Fließfähigkeit des Gesteins mit wesentlich höheren Drücken gearbeitet werden muss und im Mittel wesentlich mehr Wasser je Frac eingepresst wird. Die Überprüfung der Zementierung auf Dichtigkeit wird in der Regel nach ihrer Fertigstellung vor Beginn der Frac-Aktivitäten vorgenommen.

Die hohe Anzahl an Bohrstellen hat zusammen mit dem Materialbedarf und dadurch bedingten Schwerlastverkehr deutliche Auswirkungen auf Straßenbelastung, Landschaftsverbrauch und infrastrukturelle Anpassungen, so dass die Erschließung eines Vorkommens einen großen Einfluss auf die Umwandlung einer Naturlandschaft hin zu industrieller Prägung nimmt.

Bohrung	Jahr	Tiefe [m]	Anzahl Fracks	Wassermenge [m ³]	Stützmittel [kg]	Additive [kg]
Söhlingen Z3	1982	4724	1	1693	k.A.	196.436
Söhlingen Z4	1982	4815	1	2336	k.A.	274.764
Söhlingen Ost Z1	1983	4946	1	415	115.800	58.818
Söhlingen Z5	1985	4818	1	1382	450.000	15.308
Söhlingen Ost Z3	1990	4702	1	760	202.000	8.878
Söhlingen Ost Z4	1991	4833	1	622	205.000	101.817
Söhlingen Ost Z7	1991	4866	1	989	198.000	29.491
Söhlingen Ost Z8	1992	4922	1	538	165.300	80.203
Söhlingen Z10	1994	4770	4	2138	1.038.200	56.587
Natarp	1996	?	2	121	41.700	1.230
Söhlingen Z2	1996	4751	1	446	47.100	6.284
Söhlingen Z6	1996	4850	1	377	71.600	5.724
Söhlingen Z7	1997	4791	1	383	61.900	4.343
Söhlingen Z11	1997	4850	1	495	83.600	9.767
Söhlingen Z12	1999	4810	1	302	52.000	8.036
Söhlingen Z13	1999	4692-4716	5	2508	1.094.700	51.822
Söhlingen Z14	2000	4695-4736	8	3686	1.477.000	58.528
Söhlingen Z15	2003	4786-4819	5	1805	740.000	90.291
Söhlingen Z8a	2006	3860	1	73	29.165	2.551
Söhlingen Z8a	2007	4865	1	73	29.165	2.551
Söhlingen Ost Z1	2007	4946	1	229	53.000	6.715
Damme3	2008	1131-1501	3	12.119	588.000	19.873
Söhlingen Z12	2008	4800	1	194	80.400	9.926
Söhlingen Z16	2008	4810-4857	9	824	170.100	38.079
Söhlingen Z9a	2009	4876	1	182	37.523	2.803
Söhlingen Ost Z5	2009	4839	1	285	108.787	4.463
Söhlingen Ost Z7	2009	4858	1	350	48.800	16.832
Goldenstedt Z23	2010	3691-4226	13	5716	520.600	93.120
Söhlingen Z7	2010	4787	1	353	125.000	5.421
Buchhorst T12	2011	2445	1	212	85.800	6.553
Cappeln Z3a	2011	3839-4090	7	3214	810.000	45.928

Tabelle 3. Übersicht über einen Teil der in Deutschland bisher mit hydraulischer Stimulierung bearbeiteten Bohrungen [NL 2011, Meiners 2012]

Im Jahr 2010 rückte Fracking in den Fokus der öffentlichen Aufmerksamkeit. Seit dieser Zeit formierte sich zunehmend lokaler Widerstand in der Umgebung neuer, bereits erschlossener oder angedachter Bohrplätze, sei es in Nordwalde, Bissendorf, Borken, Lünne, Oppenwehe und anderswo. Zudem wurde bekannt, dass bereits vor einigen Jahren bei der Entsorgung von Lagerstättenwasser aus dem Feld Söhlingen bei Vechta aus unsachgemäß genutzten Leitungen Benzol ins Grundwasser eingedrungen war.

Auf den Druck der Bevölkerung hin wurden Bohrvorhaben, die bereits für das Jahr 2010 geplant waren, verschoben. Politik und Industrie einigten sich im Mai 2012 auf ein Moratorium. Dem waren Demonstrationen und Anhörungen in den von Bohrungen betroffenen Gemeinden, aber auch in Landesregierungen und dem Bundestag vorausgegangen. ExxonMobil begann einen Dialogprozess im Jahr 2011, in welchem ein Expertengremium Bürgerfragen aufgriff und Expertisen beauftragte [EMPG 2012]. Das Umweltbundesamt bereitete 2011 eine vorläufige eigene, sehr kritische, Stellungnahme vor, der im Jahr 2012 ein extern vergebenes Gutachten folgte [Meiners 2012]. Dieses erregte Kritik seitens der Industrie und der geologischen Behörden [BGR 2013]. Der Sachverständigenrat [SRU 2013] unterstützte das Gutachten jedoch und erteilte Fracking eine deutliche Absage, da die damit verbundenen Risiken in keinem vertretbaren Verhältnis zu dem damit zu erwartenden Beitrag zur Energieversorgung seien. Insbesondere verlange die Energiewende hin zu Kohlenstofffreien Energieträgern eine andere Strategie als die Erschließung dieser Vorkommen. Dem folgte ein zweites UBA-Gutachten, das 2014 veröffentlicht wurde [Dannwolf et al. 2014]. Dieses war in den Schlussfolgerungen weicher und ließ vor allem auch die Interpretation zu, dass Fracking in Deutschland durchaus vertretbar sei.

Nach vielen Verzögerungen stellte die Regierungsfraktion im Sommer 2014 den Entwurf eines Fracking-Regelungspaketes vor, der weiter unten besprochen wird [BMUB 2014].

Auch die Landesregierung NRW ließ ein Gutachten erstellen [Meiners 2012a]. Bereits im Februar 2011 hatte Niedersachsen Vorschläge zur Änderung des Bergrechtes in die Diskussion im Bundesrat eingebracht [Arnsberg 2011]. Bis heute werden nach Aussage der hierfür zuständigen Bezirksregierung Arnsberg Bohrbewilligungen nicht erteilt, falls diese Fracking Aktivitäten einplanen.

Das Bundesland Hessen hat sich durch eine Einzelfallentscheidung gegen Fracking von Schiefergas in Nordhessen gestellt. Dort wurde die erste Aufsuchungserlaubnis auf der Grundlage des bestehenden deutschen Bundesberggesetzes versagt, weil „überwiegende öffentliche Interessen die Aufsuchung ausgeschlossen haben“ [Neels 2013]. Das beantragende Unternehmen BNK hatte im Sommer 2013 gegen das Land Hessen geklagt, diese Klage allerdings bei außergerichtlichen Einigung im August 2014 zurückgenommen [Brüssel de Laskay 2014].

Das Bundesland Bayern will Fracking nach Aussage der regierenden CSU „das umstrittene Fracking zur Gewinnung von Erdgas aus tiefen Gesteinsschichten mit Hilfe des Wasserrechts

untersagen“ [CSU 2014]. Allerdings sieht die Opposition nach Erteilung einer Lizenz an das Unternehmen Rose Petroleum, die sich nach deren Aussage auch auf die „unkonventionelle Förderung“ beziehe, die Situation anders [Müller und Sebald 2014; DieGrünen 2014].

Der zunehmende Widerstand der deutschen Bevölkerung bewirkte ein erstes Moratorium von Frac-Vorhaben unter der FDP/CDU/CSU-Regierung im Mai 2012. ExxonMobil selbst initiierte einen vom Konzern finanzierten Dialogprozess, in dem eine Expertenkommission Fragen der Bürger aufgriff und umfangreiche Gutachten erstellen ließ. Einzelne Vorkommnisse wurden von Bürgerinitiativen und Presse aufgegriffen und als Bestätigung der problematischen Fördertechniken gesehen. Auch wenn diese Risiken nicht notwendigerweise nur dem Fracking eigen sind, so zeigten sie doch, dass der technische Stand keineswegs eine unfallfreie und sichere Förderung gewährleistet. Beispiele hierfür sind:

- Undichte Kunststoffleitungen für Lagerstättenwasser, aus denen bei Vechta nachweislich über Jahre Benzol ins umgebende Grundwasser gelangte. Auch an anderen Orten traten Verunreinigungen auf und fast 20 km Leitungen mussten ausgetauscht werden [Ruhr 2012]. In [FLG 2015] werden im Landkreis Rotenburg/Wümme mindestens 10 Fälle von Grundwasserverunreinigungen mit Bergbauaktivitäten als Ursache angeführt.
- Seismische Aktivitäten wurden gehäuft in der Umgebung des Erdgasfeldes Völkersen bei Velden in Niedersachsen berichtet. Eine Untersuchung der BGR identifiziert die Erdgasförderaktivitäten als wahrscheinliche Quelle für diese Beben [Bischoff 2013]. Wenn auch die jüngsten seismischen Aktivitäten und Bodensenkungen im niederländischen Groningen nichts mit Fracking in Deutschland zu tun haben, so sind sie eindeutig den dortigen Gasförderaktivitäten zuzuordnen [Focus 2015].
- In der Gemeinde Bothel gab es im Untersuchungszeitraum 2003–2012 eine auffällige Häufung von Leukämiefällen in der männlichen Bevölkerung. Hier werden die Erdgasförderanlagen in der Umgebung als mögliche Ursache diskutiert [Wyputta 2014].
- Auch die Explosion von Bohrstellen ist in Deutschland nicht ausgeschlossen, wie der Unfall vom September 2014 in Geeste zeigt [LBEG 2014a].

Da zu erwarten ist, dass mit der Erschließung von Schiefergasvorkommen mittels Fracking die Bohraktivitäten deutlich zunehmen werden, steigen damit natürlich auch die statistischen Risiken für einen Unfall oder ein technisches Versagen.

Nach langer Verzögerung und nach Fertigstellung der zweiten UBA-Studie wurde von den Regierungsfractionen das lange angekündigte Regelungspaket Fracking der Öffentlichkeit vorgelegt. Durch den neuen Rechtsrahmen soll das dreijährige Moratorium beendet werden und ein neuer gesetzlicher Rahmen für Fracking-Aktivitäten geschaffen werden. Einige Eckpunkte des –Regelungspaketes sind:

- Im Grundsatz sieht der Gesetzentwurf kaum Änderungsbedarf bei der Gewinnung von Erdöl oder Erdgas in konventionellen Lagerstätten. Insbesondere bleibt die Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) nur bei einem Volumen

von mehr als 500 t bzw. mehr als 500.000 m³ Tagesförderung. Eine verpflichtende UVP – unabhängig vom täglichen Fördervolumen – soll allerdings für alle Fracking-Vorhaben eingeführt werden. Es fällt auf, dass im Sandstein gelegene, sogenannte Tight-Gas/Öl-Lagerstätten zu den „konventionellen“ Lagerstätten gezählt werden sollen, obwohl ExxonMobil und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Tight-Gas-Lagerstätten als unkonventionelle Lagerstätten definieren [BGR 2015, ExxonMobil 2015]. Gleichzeitig spricht der Entwurf von „konventionellem Fracking“ in diesen Lagerstätten. Diese Definition bezieht der Entwurf auch auf alle Fracking-Vorhaben im sogenannten Tight-Gas-Gestein unabhängig von der Tiefe. Das aber bedeutet, dass gesetzlich keine Grenze nach oben zu Grundwasserleitern hin über bestehende Vorschriften des Wasserrechtes hinausgehend verankert wird.

- Verboten wird Fracking generell in bestimmten sensiblen Gebieten (z. B. Wasserschutzgebiete, Heilquellenschutzgebiete). Fracking für Schiefer- und Kohleflözgasvorkommen zu kommerziellen Zwecken wird nur in einer Tiefe geringer als 3000 m verboten. Dieses Verbot kann sowohl zu Forschungs- als auch zu kommerziellen Zwecken aufgeweicht werden, wenn ein sechsköpfiges Expertengremium mit mehrheitlichem Beschluss dies billigt. Diesem Expertengremium gehören drei Vertreter von Institutionen an, die sich mit der Hannover Erklärung bereits als Fracking-Befürworter positioniert haben [Hannover Erklärung 2013].
- Grundsätzlich wird keine Aussage getroffen über Fracking in Ölvorkommen, ungeachtet ob diese Lagerstätten als konventionell oder unkonventionell bezeichnet werden.

Ein Vergleich mit der von der Europäischen Kommission an die Mitgliedsstaaten gegebenen Empfehlung vom 22. Januar 2014 mit Mindestgrundsätzen für die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen (z. B. Schiefergas) durch Hochvolumen-Hydrofracking legt nahe, dass diese Empfehlungen hier – wenn überhaupt – nur teilweise berücksichtigt werden, teilweise aber auch ganz ignoriert werden. Um nur einige Beispiele zu nennen:

- Es fehlt die Einführung einer Strategischen Umweltverträglichkeitsprüfung, die nicht ein einzelnes Bohrvorhaben, sondern den Umwelteinfluss einer Anzahl von Bohrungen im gleichen Vorkommen betrifft. Da sich die Auswirkungen von vielen Bohrungen im selben Gebiet kumulieren, können sich bei einer strategischen Betrachtung andere Schlussfolgerungen ergeben als bei Fokussierung nur auf ein Einzelvorhaben. Dieser Aspekt wäre z. B. vergleichbar, wenn bei Emissions- und Immissionsbetrachtungen nur das Einzelvorhaben ohne Berücksichtigung der Kumulierung durch bereits vorhandene bzw. – auch unter Hinzunahme des Vorsorgeprinzips – voraussichtlich hinzukommende Belastungen berücksichtigt würde.
- Es fehlt die Angabe von einzuhaltenden Mindestabständen zu Grundwasserleitern, aber auch Oberflächenabstände von Bohranlagen zu Wasserschutzgebieten, Einzelgebäuden und Siedlungsgebieten.

- Es werden an einigen entscheidenden Stellen keine Aussagen zu Fracking in Ölvorkommen getroffen. Die Empfehlung der Kommission bezieht sich auf alle Kohlenwasserstoffvorkommen unter der Voraussetzung, dass mindestens 1000 m³ je Frac oder 10.000 m³ je Bohrung an Wasser mit dem Ziel des Aufbrechens des Gesteins in den Untergrund injiziert werden.

Ob hier tatsächlich ein Verstoß gegen die Kommissionsempfehlung vorliegt, werden die kommenden Monate zeigen, da davon auszugehen ist, dass die Umweltverbände diese Defizite und potenziellen Verstöße gegen die Empfehlung bei der Kommission zur Diskussion anmelden werden.

Weitere europäische Staaten

Frankreich

In Frankreich wurde Öl aus Schiefergestein bereits ab 1830 gefördert. Im Jahr 1951 wurde der Förderhöhepunkt mit 465 Barrel Tagesproduktion erreicht, 1960 wurde die Förderung ganz eingestellt [Laherrere 2012].

Die ersten Genehmigungen zur Suche nach Schiefergas für eine Gesamtfläche von 9762 km² wurden am 1. März 2010 erteilt. Die Genehmigungen wurden den Firmen Schüpbach Energy LLC, Total E&P France und Devon Energy Montélimar SAS erteilt. Die Aufsuchungsgebiete liegen in den Départements Ardèche, Drôme, Vaucluse, Gard, Hérault, Aveyron und Lozère [Meunier 2011].

Noch im Jahr 2010 wurde von dort investierenden Firmen publiziert, dass das Pariser Becken mit bis zu 10 Milliarden Fass Öl ein zehnmal so großes Förderpotenzial für Öl aus Schiefergestein enthalte als die bis heute mit Abstand weltweit ergiebigste Formation Bakken in Norddakota [Schaefer 2010]. Insbesondere die Ölförderung mittels Fracking in dichtem Gestein (Light Tight Oil) wurde als aussichtsreich diskutiert. Die Firmen Toreador Energy France und Hess hatten eine Lizenz zur Exploration von Erdöl im Pariser Becken. Da hiervon auch die Champagne betroffen war, erregte dies heftige Diskussionen. Die Regierung beauftragte daraufhin Anfang 2011 das französische Energie- (General Council of Industry, Energy and Technology - GCIET) und das Umweltministerium (General Council on the Environment and Sustainable Development – GCEED) mit einer Studie, die Umweltverträglichkeit zu untersuchen. Die Industrie verpflichtete sich, alle Aktivitäten bis zum Vorliegen eines Zwischenberichtes einzufrieren und erst danach exakte Pläne mit Fracking-Vorhaben abzustimmen [Toreador 2011]. Doch bereits im Juni wurde eine Gesetzesvorlage diskutiert und eingebracht, die ein striktes Verbot von Fracking in Frankreich vorsah. Damit sollten die bereits an Total SA, Vermilion Energy Inc. und Toreador Energy France vergebenen Erlaubnisse rückgängig gemacht werden. Zuwiderhandlungen sollten mit 1 Jahr Gefängnis und 100.000 \$ Strafgeld geahndet werden [Patel 2011]. Am 13. Juli 2011 wurde dann das Gesetz No. 2011-835 verabschiedet, in dem ein Verbot von Fracking in Frankreich festgesetzt wurde [Loi 2011]. Dass dieses Verbot in relativ kurzem Zeitraum

durchgesetzt werden konnte, hatte sicher mit bevorstehenden Wahlen, vor allem aber auch mit dem Pariser Becken zu tun, wo eine Beeinträchtigung der Wasserqualität in der Champagne befürchtet wurde. Damit wurde Frankreich weltweit das erste Land, das ein Fracking-Verbot per Gesetz erließ. Trotz mehr als 60 Einsprüchen zog die Regierung die bereits erteilten Aufsuchungserlaubnisse zurück. Daraufhin klagten die Betroffenen. Doch in dem nachfolgenden Gerichtsverfahren wurde das Verbot im November 2013 vom obersten Gerichtshof bestätigt [Jolly 2013].

Bis heute ist das Verbot umstritten. François Hollande, der Nachfolger von Sarkozy, bekannte sich zum Verbot mindestens bis zum Ende der Legislaturperiode im Jahr 2017. Die Befürworter des Verbotes führen an, dass gemäß Umfragen 80 Prozent der Bevölkerung dieses Verbot unterstützten [Chu 2014]. Die Entscheidung von England zugunsten des Fracking im Februar 2015 dürfte die Diskussion in Frankreich nochmals anfachen.

Polen

Erste Aufsuchungslizenzen und Bohrkonzessionen wurden bereits im Jahr 2010 unter anderem an Chevron, ExxonMobil, Talisman und Marathon Oil erteilt [Rogner und Weijemars 2014]. Im April 2011 veröffentlichte die U.S.-Energiebehörde (EIA) eine Studie über die weltweit als technisch förderbar erachteten Schiefergaspotenziale. Innerhalb Europas wurde hier Polen mit einer als technisch gewinnbar erachteten Ressource von 5300 Mrd. m³ das größte Schiefergaspotenzial zugesprochen [USEIA 2011]. Bereits zwei Jahre später reduzierte die Energiebehörde in einer überarbeiteten Version der Analyse dieses Potenzial um 20 Prozent auf 4200 Mrd. m³ [USEIA 2013]. Allerdings hatte das polnische Institut für Geologie (PGI) in einer eigenen Ressourcenabschätzung das gewinnbare Potenzial bereits 2012 um den Faktor zehn auf einen Bereich zwischen 346 und 768 Mrd. m³ reduziert [Rogner, Weijemars 2014]. Ein Mitarbeiter des PGI bezifferte die gewinnbaren Gasmengen mit 34–76 Mrd. m³ sogar nochmals um eine Größenordnung niedriger [Wille 2013].

Bis zum Jahr 2013 wurden 111 Explorationslizenzen vergeben. Zum Jahresende waren 66 Bohrungen abgeteuft, wobei bei 12 horizontalen Bohrungen gefrackt wurde [Neslen 2015].

Die meisten Bohrtests zeigten enttäuschende Förderraten, die weit unterhalb der in den USA üblicherweise erreichten Werte lagen. Zudem zeigten sich die Bohrkosten um 50–100 Prozent teurer als in vergleichbaren Schiefergasformationen in den USA [Rogner, Weijemars 2014]. Dies führte dazu, dass nach den ersten Bohrergebnissen die meisten internationalen Firmen enttäuscht abzogen.

Zum Jahresanfang 2013 stellten ExxonMobil, Marathon und Talisman ihre Aktivitäten ein und verließen Polen, nachdem sie enttäuschende Ergebnisse erzielt hatten. Insgesamt hatten sie bis dahin bereits über 500 Mio. USD investiert. Als Gründe neben den ungünstigen Testergebnissen wurden unklare politische Regularien, ein Berggesetz, das polnische Firmen stark bevorzugte, sowie die mangelnde Kooperationsbereitschaft der geologischen Behörden genannt [Rogner, Weijemars 2014].

Wie bereits angesprochen wurde, bestätigte auch der Europäische Gerichtshof in einem Verfahren, dass das undurchsichtige Vorgehen der polnischen Behörden zur Vergabe von Aufsuchungserlaubnissen und Bohrlizenzen internationale Konkurrenz benachteilige [Euractiv 2013a]. Im Sommer 2014 kündigte die Europäische Kommission an, dass sie ein weiteres Verfahren gegen Polen einleiten werde, da es die Lizenz für eine Schiefergasbohrung tiefer als 5000 m erteilt hatte, ohne vorab eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen [Euractiv 2014b].

Chevron und einige andere Firmen setzten zunächst ihre Explorationsaktivitäten und Fördertests fort. Ihre Planung lief auf eine kommerzielle Förderung ab dem Jahr 2015 hinaus.

Tatsächlich nahm die erste erfolgreiche Bohrung der Firma San Leon in Polen die Förderung früh im Jahr 2014 auf, allerdings mit sehr geringer initialer Förderrate von 1700 m³/Tag im ersten Monat nach der Förderaufnahme. Die anfängliche Förderrate zeigt in der Regel den größten Ertrag, da mit nachlassendem Förderdruck auch die Förderrate um mehrere Prozent pro Monat sinkt [WiWo 2014].

Im Jahr 2014 nahmen die Bürgerproteste insbesondere gegen die Firma Chevron zu. Im Januar 2015 besaß Chevron nur noch eine Bohrlizenz in Zwierzyniec für ein relativ kleines Areal, die bis Dezember 2015 verlängert wurde [Neslen 2015]. Allerdings kündigte Chevron zum Jahresbeginn 2015 an, dass es sich aus der Schiefergasförderung in Polen zurückziehen werde [Lowe 2015].

Bulgarien

Nachdem im Jahr 2011 die Regierung bekanntgab, mit Chevron einen Fünfjahresvertrag mit der Erlaubnis zur Aufsuchung von Schiefergas im Nordosten des Landes unterzeichnet zu haben, startete ein landesweiter Protest mit einer Großdemonstration vor dem Parlament. Diese Demonstration mit über 10.000 Teilnehmern war in kürzester Zeit organisiert worden. Daraufhin sprach das Parlament mit der Mehrheit von 166 zu 6 Stimmen im Januar 2012 ein Frackingverbot aus. Es war nach Frankreich das zweite europäische Land, das Fracking verbot [Novinite 2012].

Rumänien

Als Anfang 2012 bekannt wurde, dass Chevron Konzessionen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in Schiefergestein von der Regierung zu erlangen suchte, gab es im März ähnliche Proteste wie zuvor im benachbarten Bulgarien mit der Forderung nach einem gesetzlichen Verbot. Im April 2012 wurde Chevron tatsächlich die Erlaubnis entzogen. Doch Ende Januar 2013 manifestierte die rumänische Regierung einen Kurswechsel, indem sie der U.S.-Firma Chevron Erlaubnisse zur Aufsuchung von Schiefergasvorkommen im Landesosten für die Region um Vama Veche erteilte [Euractiv 2013]. Die Hintergründe für diesen Meinungswandel des Parlaments wurden in einer investigativen Recherche deutlich gemacht. Dort wurde in akribischem Puzzle die starke Einflussnahme des U.S.-Außenministeriums auf diese Entscheidung deutlich [Blake 2014].

Im Oktober 2013 fanden Proteste gegen die begonnenen Fracking-Aktivitäten der Firma Chevron statt. Diese steigerten sich Anfang Dezember so weit, dass die beauftragten Bohrfirmen an der Durchführung ihrer Arbeiten gehindert wurden. Nachdem seismische Aktivitäten mit Beschädigungen an Wohngebäuden und verschmutzte Wasserbrunnen in der Region beobachtet wurden, die auf einen starken Zusammenhang mit den Fracking-Aktivitäten schließen ließen, nahmen die Proteste und Blockaden der Dorfbewohner weiter zu. Die Zusammenstöße mit der Polizei kulminierten ebenfalls [Wickens und O'Brian, 2014]

Im Februar 2015 verließ Chevron schließlich Rumänien. Damit gab das Unternehmen das letzte verbliebene Schiefergasprojekt in Europa auf, auch wenn es in Polen noch eine kleine Lizenz und in Rumänien noch vier Lizenzen zur Aufsuchung von Schiefergasvorkommen hält [Novonite 2015]. Obwohl noch einige andere Firmen dort aktive Konzessionen halten, so bedeutet dies eine starke Schwächung der Schiefergasaktivitäten in Rumänien.

Großbritannien

Auch in Großbritannien wurden Aufsuchungslizenzen vergeben. Im März 2010 begann die drei Jahre vorher zum Zweck der Aufsuchung unkonventioneller Gasvorkommen gegründete britische Ölfirma Cuadrilla Resources über die Tochterfirma „Bowland Resources“ mit der ersten Explorationsbohrung „Preese Hall 1“, nachdem es eine Lizenz für die Bowland-Formation erhalten hatte. Im Jahr 2011 wurde ein kritischer Bericht in Großbritannien veröffentlicht, der insbesondere eine Umweltverträglichkeitsprüfung vor der Genehmigung neuer Bohrungen forderte [Tyndal 2011]. Auf die Versicherung der Firma Cuadrilla Resources vertrauend, dass die geplanten Bohrungen keine Probleme bereiten würden, erlaubte das UK Department of Energy and Climate Change ohne weitere Einschränkungen die Bohrungen von Cuadrilla. Im Jahr 2011 ereigneten sich zwei kleinere Erdbeben in der Region um die Bohrung. Cuadrilla räumte nach einer Untersuchung ein, dass mindestens eines dieser Beben die Ursache in der Bohraktivität haben könne [Cuadrilla 2011].

Die erste Abschätzung von Cuadrilla über die im Bowland Shale förderbare Gasmenge von 5.600 Mrd. m³ wurde von der Britischen Geologischen Behörde (British Geologic Survey) im Jahr 2013 mit einem Potenzial zwischen 23.000- 65.000 Mrd. m³ deutlich nach oben korrigiert [BGS 2013].

Doch auch in Großbritannien formierte sich heftiger Widerstand, der nach den Beben zunahm.

So wurden von der Opposition in einem Gesetzesentwurf weitreichende Einschränkungen von Bohraktivitäten z. B. in Umweltschutzgebieten erzwungen. Doch die am 9. Februar 2015 vom Parlament verabschiedeten Regularien verwarfen fast alle dieser Einschränkungen und erlaubten Fracking im Rahmen der bereits bestehenden Regularien [Carrington 2015].

Nur einige Tage vorher hatte sich Schottland für ein Fracking-Moratorium ausgesprochen. Ebenso hatte das Regionalparlament in Wales für den Einsatz eines Moratoriums gestimmt worden [Brooks 2015, Flint 2015].

Ukraine

Als letztes Land werden in dieser Studie die Aktivitäten in der Ukraine kurz beleuchtet. Die Ukraine ist zwar kein EU-Mitgliedsstaat, aufgrund der aktuell zentralen Fokussierung auf die Ukraine im Spannungsfeld von Russland, der EU und den USA kommt der Situation hier jedoch eine besondere Bedeutung zu.

Auch in der Ukraine setzte im Jahr 2010 das „Frackingfieber“ ein. Internationale Konzerne begannen sich für die Vorkommen zu interessieren, die U.S.-Energiebehörde errechnete für die Ukraine als einen der potenziellen Kandidaten „ihrer“ Politik ein technisch gewinnbares Förderpotenzial von 1190 Mrd. m³ (42 tcf), das in der zweiten Studie sogar noch auf 3600 Mrd. m³ (128 tcf) höherbewertet wurde [USEIA 2011, USEIA 2013].

Auch in Teilen der Ukraine war und ist die Fördermethode des Fracking kontrovers diskutiert. Insgesamt zeigten bis Anfang 2013 etwa zwei Dutzend Firmen Interesse an der Erschließung von Erdgasvorkommen in der Ukraine mittels Fracking.

Am 1. September 2011 unterzeichneten Shell und Ukrgasvydobuvannia PJSC eine Joint-Venture-Vereinbarung auf Basis einer früheren Übereinkunft aus dem Jahre 2006. Darin wird die Erschließung von sechs über Lizenzen abgesicherten Gebieten mit einer Gesamtfläche von ca. 1300 km² vereinbart. Im Mai 2012 gewann Shell die Ausschreibung für ein „Production Sharing Agreement“ gemeinsam mit der Ukrainischen Firma Nadra Yuzovska LLC für die Entwicklung der Region Yuzovsky in der Ostukraine mit einer Gesamtfläche von 7800 km². Anfang 2013 unterzeichneten die beiden Firmen die über einen Zeitraum von 50 Jahren angelegte Fördervereinbarung [Miskun et al. 2015]. Nach Auswertung einer seismischen Vorerkundungsphase sind zunächst 15 Probebohrungen in dem Gebiet vorgesehen. Für die Erschließung des gesamten Feldes wurden zunächst ca. 1,6 Mrd. USD an Investitionen veranschlagt, die nach Schätzungen bis zur industriellen Förderung auf 30 Mrd. USD anwachsen werden [Malykin 2013].

Doch nach ersten Bohrungen bestätigte Shell, dass im Yuzovsky Shale der erhoffte Fortschritt nicht erreicht worden sei. Shell bestätigt, dass man das Land vorübergehend verlassen habe [Donovan 2014]. Während Shell offiziell die Krisensituation in der Ukraine und speziell in der Nachbarregion zur Bohrstelle verantwortlich machte, vermuten Beobachter, dass die bisherigen Erkundungsergebnisse wesentlich ernüchternder seien als die Potenzialabschätzungen vermuten ließen [Alexeev 2014]. Zwei weitere Explorationssonden von Shell in der Ostukraine wurden ebenfalls aufgegeben, nachdem keine ökonomisch sinnvolle Erschließung absehbar wurde [Reuters 2015]

Eine weitere Lizenz hatte Chevron in der Westukraine im Jahr 2012 für ein Gasfeld bei Olesko (Olesko-Feld) erhalten. Im Vorfeld dieser Lizenzerteilung hatte es deutlich Kritik seitens der Umweltverbände gegeben und das Regionalparlament in Lwiw hatte sich gegen eine Erlaubnis ausgesprochen. Letztlich hatte jedoch das Kabinett eine Einigung zugunsten der Bewilligung an Chevron erwirkt [Malykin 2013a].

Politische Einflussnahme der USA auf Europa

Während der Amtszeit von Hillary Clinton als U.S.-Außenministerin, deren Wahlkampf zu großen Teilen von der U.S.-Gasindustrie finanziert worden war, versuchte das U.S.-Außenministerium in Europa und in anderen Teilen der Welt die jeweiligen Regierungen zu beeinflussen, sich für Investitionen in die Erschließung unkonventioneller Erdgasressourcen zu öffnen.

Dass diese Strategie gezielt verfolgt wurde, wird in einem investigativen Bericht der Journalistin Mariah Blake detailliert nachvollzogen [Blake 2014]. In diesem Bericht finden sich auch die Quellenangaben zu den Zitaten und Behauptungen. An dieser Stelle werden die wesentlichen Eckpunkte referiert, da dies einen Einblick in die Zusammenhänge erlaubt.

Eine der wesentlichen Grundlagen dieser Strategie war die Veröffentlichung einer Studie zu den weltweiten Schiefergaspotenzialen durch das U.S.-Energieministerium im Jahr 2011 [USEIA 2011]. In dieser Studie wurden großzügige Abschätzungen über die potenziellen Schiefergasressourcen in 14 Weltregionen und 32 Staaten dargestellt. In Summe wurden die gewinnbaren Vorkommen mit 186.000 Mrd. m³ angegeben. Demnach würde dieses Gas weit über 50 Jahre hinaus den weltweiten Bedarf decken können. Aus den Angaben für das „Gas in Place“, also das im Untergrund vermutete Erdgas, wurde mit einem pauschalen Gewinnungsfaktor von 25 Prozent die „technisch erschließbare Ressource“ errechnet. Hierbei ist anzumerken, dass bisher im Barnett Shale in den USA ein Gewinnungsfaktor von ca. 28 Prozent und im Woodford von 23 Prozent realisiert wurde – und zwar nicht bezogen auf das Gas in Place, sondern bezogen auf den als technisch gewinnbar errechneten Ressourcenanteil (siehe Tabelle 1). In allen anderen Shales liegt dieser sogar deutlich geringer: bei max. 11 Prozent (Fayetteville Shale), meist aber zwischen 1,4 Prozent (Marcellus) und 9% (Antrim Shale), wie in Tabelle 1 bereits gezeigt wurde. Auch die deutsche geologische Behörde geht in ihrer Abschätzung der förderbaren Schiefergasvorkommen von einem Gewinnungsfaktor von 10 Prozent aus [BGR 2012]. Im Jahr 2013 erfolgte ein Update der Studie. Hier wurden die Daten in einigen Regionen bereits deutlich nach unten korrigiert [USEIA 2013].

Über U.S.-Botschaften und mit Unterstützung von Ölkonzernen, insbesondere Chevron, wurden gezielt die Regierungen europäischer Staaten beeinflusst. Zu diesem Zweck wurde im U.S.-Außenministerium das „Büro für Energieressourcen“ mit mehr als 60 Mitarbeitern und einem Budget von vielen Millionen US-Dollar eingerichtet.

Im Jahr 2011 wurde der Europäischen Kommission eine mit Unterstützung der Gasindustrie veröffentlichte Studie vorgestellt, die zu dem Schluss kam, dass Europa mehr als 900 Mrd. Euro bei der Erreichung des Klimaschutzzieles für 2050 einsparen könne, wenn es anstelle von erneuerbaren Energietechnologien in die Erschließung der Schiefergasvorkommen

investieren würde [Webb 2011]. Auch dies war gemäß der Recherchen Teil der amerikanischen Strategie [Blake 2014].

Das erste direkte Target wurde das Land Polen. Das in der EIA-Studie genannte Potenzial von über 5000 Mrd. m³ wurde später von der polnischen geologischen Behörde zwar um den Faktor 10 und später um 99 Prozent nach unten korrigiert. Dennoch wurde durch diese Überhöhung eine Euphorie erzeugt, die noch durch gezielte, von U.S.-Botschaft und U.S.-Ölfirmen organisierte, Konferenzen und Beratungen hochrangiger polnischer Regierungsmitglieder geschürt wurde. Wie weiter oben bereits ausgeführt wurde, zeigte sich in der Realität, dass die Schiefergasvorkommen Polens deutlich weniger interessant sind als damals suggeriert wurde. Die U.S.-Firmen ExxonMobil, Marathon, Talisman und inzwischen auch Chevron zogen sich nach den ersten Bohrerergebnissen, aber auch nach massivem Widerstand der ländlichen Bevölkerung zurück.

Dem in Bulgarien nach massiven Protesten verhängten Moratorium versuchte das U.S.-Außenministerium 2012 durch entsprechende von der Botschaft organisierte Informationsveranstaltungen zu begegnen. Nachdem auch in Rumänien der öffentliche Widerstand anstieg, wurden auch dort die Beratungstätigkeiten durch die Botschaft intensiviert, indem mehrere Treffen zwischen hochrangigen Regierungsmitgliedern organisiert wurden, in denen Hillary Clinton teilweise persönlich intervenierte. In Radiointerviews warben Mitarbeiter und Berater des U.S.-Außenministeriums mit dem Argument, dass durch Fracking der Gaspreis in Rumänien um den Faktor fünf fallen könne. Einige Wochen danach wurde das drohende Moratorium – dem bis dahin eine Mehrheit vorhergesagt wurde – im rumänischen Parlament mehrheitlich abgelehnt. Das bulgarische Moratorium wurde aufgeweicht, indem Ausnahmen zugelassen wurden. Wichtige Schlüsselfiguren bei dieser Strategie waren die von Clinton mandatierten ehemaligen Berater der Ölindustrie David Goldwyn und Richard Morningstar.

Auch die Europäische Kommission wurde gezielt beeinflusst, wobei hier das Washingtoner Beratungsunternehmen „Covington & Burling“ eine führende Rolle übernahm. Zwischen Januar und Oktober 2012 waren in Workshops Regierungsmitglieder von Litauen, Bulgarien, Rumänien, Polen und der Ukraine gezielt eingeladen und informiert worden. Diese Workshops waren gemäß der Recherchen von M. Blake alle von Chevron finanziert worden. In all diesen Ländern außer in Bulgarien erhielt Chevron später Aufsuchungslizenzen und Bohrerlaubnisse.

Im Sommer 2013 wurden gezielt Kommissionsmitglieder zu Veranstaltungen eingeladen. Letztlich wurden angedachte strenge gesetzliche Regelungen von Fracking im Januar in eine „Empfehlung“ abgeschwächt, wie weiter oben bereits ausgeführt wurde.

Ein wesentliches Argument für Fracking zielte gerade in osteuropäischen Staaten auf die damit mögliche Unabhängigkeit von russischen Erdgaslieferungen. Letztlich soll nicht unerwähnt bleiben, dass der Sohn des U.S.-Vizepräsidenten Joe Biden, Hunter Biden, im Juli

2014 maßgeblicher Berater einer in der Ukraine aktiven Firma wurde, die im Auftrag der ukrainischen Regierung über die Vergabe von Konzessionen und Bohrlizenzen entscheidet [Scherer 2014].

ZUSAMMENFASSENDE EINORDNUNG DES PHÄNOMENS FRACKING

Die Ursachen der Fracking-Euphorie in den USA

Schiefergasvorkommen, Tight-Oil-Vorkommen und die Methode des Fracking waren in den USA, lange bevor dieser Boom startete, bekannt.

Dass aber um das Jahr 2005 dieser Boom mit der alles bisher in den Schatten stellenden Dynamik einsetzte (siehe Abbildung 14), dazu bedurfte es einiger spezieller Voraussetzungen:

- **Viele unterschiedliche Akteure:** Die über 150-jährige Historie der Ölförderung in den USA, die in Pennsylvania begann und lange Zeit Basis der texanischen Wirtschaftskraft war, schaffte eine breite Identifikation großer Gesellschaftskreise mit dem Erdöl- und Erdgassektor. Auch heute noch sind mehrere tausend Erdöl- und Erdgasförderer gemeldet, die vom Kleinstunternehmen über den Mittelstand bis zu den großen Konzernen reichen.
- **Angepasste und weit vernetzte Infrastruktur:** Da trotz der geringen Bevölkerungsdichte Energieerzeugung und Energieverbrauch großräumig überlappen, sind die Netzanbindung und die Transportkosten relativ gering im Vergleich zu anderen Regionen mit starker regionaler Trennung von Verbrauch, Erzeugung und geringem Anteil der heimischen Förderung. Die Infrastruktur ist in den USA darauf ausgerichtet und vorbereitet, dass jährlich einige tausend neue Bohrungen abgeteuft werden.
- **Angepasste und vernetzte wirtschaftliche Strukturen:** Über die langen Zeiträume gab es bereits frühzeitig eine starke Verflechtung des Ölsektors mit anderen wirtschaftlichen Bereichen, insbesondere mit dem Ausrüstungssektor, mit dem Finanzmarkt
- **Mit der Branche vernetzte politische Machtstrukturen:** Aus denselben Gründen konnte die Branche bereits frühzeitig Einfluss auf die politischen Machtverhältnisse nehmen. Diese Strukturen dominieren auch heute noch.
- **Vergabe von Bohrrechten:** Historisch bedingt unterliegen auch die Bohrrechte nur geringen Auflagen. Insbesondere der Zugriff wird privatwirtschaftlich zwischen Grundstückseigentümer und Lizenznehmer verhandelt. Dies reduziert administrative Hürden, und schafft finanzielle Anreize seitens des Grundstückseigentümers.
- **Geringe Bevölkerungsdichte:** Aufgrund der geringen Bevölkerungsdichte sind Landnutzungskonflikte wesentlich entspannter im Vergleich zu Mitteleuropa, wo der Raum bereits heute vielfach übernutzt wird. Dass sie dennoch über die Jahre deutlich zugenommen haben, zeigt, wie angespannt die Situation inzwischen ist.

- **Rückläufige konventionelle Öl- und Gasförderung:** In den USA gehen sowohl Erdöl- als auch Erdgasförderung bereits seit Jahrzehnten zurück. Aufgrund der hohen Kosten für Fracking wurden in den Jahren vor dem Frackingboom hier nur geringe Erfolge erzielt. Die Alternative lautete steigende Importe oder steigender Aufwand bei der Erschließung eigener Ressourcen. Solange Öl und Gas nicht zu teuer waren, wurde der Import bevorzugt.
- **Rapide steigende Energiepreise ab 2003/2004:** Erst als der Ölpreis und parallel der heimische Erdgaspreis deutlich zu steigen begannen, wurde auch der steigende Aufwand zur Erschließung dieser Ressourcen attraktiver.
- **Finanzprobleme der Landbevölkerung:** Dieser Effekt wurde dadurch verstärkt, dass vor allem die ländliche Bevölkerung durch die steigenden Energiepreise stark getroffen wurde. In dieser Zeit wurde der Verkauf von Mineral- und Bohrrechten für wesentlich größere Kreise der Bevölkerung attraktiv.
- **Technischer Fortschritt:** Das zielgenaue Abteufen in Schiefergasschichten erzielte Fortschritte und wurde dadurch kostengünstiger.
- **Aufweichung der Umweltregularien (Trinkwasserschutzgesetze):** Insbesondere aber die Befreiung der Kohlenwasserstoffindustrie von den Auflagen des Trinkwasserschutzgesetzes im Jahr 2005 erleichterte die Bohraktivitäten wesentlich. Dies war ein wichtiger Schritt zur Beschleunigung und Kostensenkung der Vorhaben.
- **Verbuchung nichtkonventioneller Vorkommen als Reserven (SEC):** Im Jahr 2010 sorgte die Änderung der Regeln für börsennotierte Firmen zur Anrechnung von Schiefergas und Tight-Oil-Reserven für Anreize bei großen Firmen, sich Geld über den Kapitalmarkt zu beschaffen und die Firmenwerte über die erleichterte Buchung dieser Reserven zu erhöhen.
- **Große Vorkommen:** Von der Ausdehnung und der Gaskonzentration her zählen die Schiefergasvorkommen in den USA weltweit zu den größten Vorkommen dieser Art.
- **Zusätzliches Interesse ausländischer Investoren:** In der zweiten Phase ab 2009, als die gesunkenen Energiepreise kein rentables Fördern mehr erlaubten, wurde die Attraktivität dieser Vorkommen für internationale Investoren, vor allem aus dem asiatischen Raum, zu einem Standbein der Branche. Diese Vorkommen wurden dadurch attraktiv, dass ein intensives, einem Goldrausch oder dem historischen „Berggeschrey“ vergleichbares Bewerben der Vorkommen über tatsächliche und überhöht dargestellte Erfolgsmeldungen verkündet wurde.

Doch der Gaspreisverfall seit 2009 und der spätere Ölpreisverfall bringen die Firmen in eine deutliche Schiefelage. Viele müssen um das finanzielle Überleben kämpfen. Die Kritik nimmt in dem Maße zu, wie der wirtschaftliche Segen nachlässt, die Erschöpfung der sogenannten „Sweet Spots“, also der besten Vorkommen, erzwingt einen steigenden technischen und

finanziellen Aufwand bei reduziertem Förderertrag. Auch der Ruf nach der Schaffung von Exportmöglichkeiten für das Gas zeigt das Dilemma: Die Förderfirmen erhoffen sich dadurch einen steigenden Gaspreis. Genau diesen aber fürchtet die erdgaskonsumierende Wirtschaft.

Übertragbarkeit auf europäische Verhältnisse

Nur wenige dieser Voraussetzungen sind direkt auf europäische, insbesondere deutsche Verhältnisse übertragbar:

- Die Nutzungskonkurrenz um den ländlichen Raum ist bereits heute wesentlich größer als in den USA.
- Die Infrastruktur in Deutschland ist daran angepasst, jährlich nur wenige Bohrungen abzuteufen, in ganz Europa sind es einige hundert bis tausend.
- Die Vergabepaxis von Bohrrechten erfolgt nur über staatliche Aufsichtsbehörden. Zusätzlich muss noch eine Einigung mit dem Grundstückseigentümer gefunden werden, der einen wesentlich geringeren finanziellen Ausgleich erhält als in den USA.
- Die Förderanlagen sind wesentlich teurer und aufwändiger, da hier höhere Standards einzuhalten sind.
- Die potenziellen Schiefergasvorkommen sind vermutlich wesentlich weniger mächtig und weniger ergiebig als in den USA. Die vor einigen Jahren in Polen oder der Ukraine hochgejubelten Ressourcenangaben – und diese galten noch als die in Europa ergiebigsten Vorkommen – erwiesen sich in der Realität als unhaltbar und deutlich überhöht.
- Aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte und Raumnutzung sind Konflikte mit der Bevölkerung bereits in der Anfangsphase absehbar.

Aufgrund der wesentlich höheren Kosten rechnet sich die Schiefergaserschließung in Deutschland vermutlich auf absehbare Zeit nicht.

- Allerdings ist auch in Europa und speziell in Deutschland die heimische Gasförderung stark rückläufig. In den letzten Jahren zeigte sich das für die Konsumenten als weniger problematisch, da auch der Verbrauch in ähnlicher Weise zurückging. Für die Förderfirmen geriet es allerdings zum Problem, da neben dem sinkenden Gasverbrauch auch der Preis niedrig blieb oder sank. Zusätzlich belastet der Ölpreiseinbruch seit Herbst 2014 die finanzielle Situation dieser Firmen schwer, soweit sie auch im Ölgeschäft aktiv sind.
- Darüber hinaus sind Alternativen zur fossilen Energienutzung in Deutschland wesentlich besser eingeführt, zumal sich Deutschland zu einer Abkehr von fossilen Energieträgern bis zum Jahr 2050 bei einer Reduktion von 80-95 Prozent bekennt.
- Vermutlich geht es den Akteuren der Kohlenwasserstoffindustrie vor allem darum, Politik, Öffentlichkeit (Kunden) und Investoren zu zeigen, dass der fossile Weg

weitergeht und der Rückgang der konventionellen Öl- und Gasvorräte durch neue Fördertechniken ausgeglichen werden kann.

Bezeichnend ist die jüngste Äußerung des Vorstandsvorsitzenden von ExxonMobil Deutschland, Gernot Kalkoffen – der zugleich Vorsitzender des Mineralölwirtschaftsverbandes ist – in der Presse: „Uns steht das Wasser bis zum Hals“. „Sollte es nicht bald grünes Licht für die weitere Gasförderung geben, dann müssten Gaspipelines außer Betrieb genommen werden – mangels Auslastung. Damit gehe eine Infrastruktur verloren, die Deutschland vielleicht irgendwann bitter vermissen werde, warnt der Exxon-Chef. Die Bundesregierung habe das nun in der Hand“ [Bauchmüller 2015].

Eine derart verzweifelte Äußerung – wohl in der Absicht, bei der Politik eine Lockerung der Förderbedingungen zu erwirken – bestätigt den Sachverhalt, dass es mit der Kohlenwasserstoffförderung in Deutschland zu Ende geht, und es höchste Zeit ist, die eigene Klimapolitik – innerhalb der kommenden 35 Jahre die Treibhausgasemissionen um 80–95 Prozent zu reduzieren – ernst zu nehmen und durch eine entsprechende Politik zu flankieren.

Künftiger Einfluss von Fracking auf die Energieversorgung

USA

Mit dem Preiseinbruch von Erdgas in den USA ab 2009 und seit 2014 von Erdöl neigt sich der Schiefergasrausch vermutlich ihrem Ende entgegen. Es bleibt eine interessante Frage, wie lange die Firmen den Preisverfall finanziell durchhalten und wann die Investoren sich anderen (sichereren) Investitionsmöglichkeiten zuwenden, nachdem diese Anlageform als höchst spekulativ erkannt wird.

Ein nachfolgender Preisanstieg könnte das Interesse an diesen Vorkommen auch in den USA wieder erneuern. Allerdings sprechen einige Aspekte dagegen:

Die Investoren sind sich durch den Preisverfall vermutlich schmerzhaft der Tatsache bewusst geworden, dass es sich um spekulative Investitionen handelt.

Bei steigenden Energiepreisen und anhaltender Markteinführung alternativer, erneuerbarer Energietechniken werden diese zunehmend attraktiv. Zudem ist deren Investitions- und Ertragssituation wesentlich stabiler kalkulierbar.

Ein zweiter Zyklus startet auf einer stetig sinkenden Förderbasis und muss diese mit dem Ertrag aus weniger ergiebigen Vorkommen ausgleichen.

Europa

Es herrscht bei fast allen Beobachtern und Akteuren Einigkeit, dass in Europa und insbesondere auch in Deutschland die Schiefergasförderung aus den genannten Gründen nicht den Stellenwert erlangen wird wie in den USA. Ob die Förderung unter veränderten

Randbedingungen (z.B. rechtliche Genehmigungen, Preise, Akzeptanz) tatsächlich aufgenommen wird, das wird man sehen.

Vermutlich wird es den industriellen Akteuren vor allem darum gehen, zu demonstrieren, dass der fossile Pfad kein „Auslaufmodell“ ist, sondern noch für viele Jahrzehnte weitergehen wird. In diesem Sinne wird die Konkurrenzsituation zwischen fossiler und regenerativer Energiebereitstellung vermutlich noch zunehmen. Im Lauf der Jahre werden jedoch die Randbedingungen sich stärker zugunsten der erneuerbaren Energietechniken verschieben. Dies liegt einmal am Erstarren der entsprechenden Akteure, an der breiten öffentlichen Akzeptanz und an dem zunehmenden klimapolitischen Druck, zum andern aber auch an der stärker werdenden infrastrukturellen Basis zu deren Marktintegration, auch wenn hier noch deutliche Hemmnisse bestehen.

Welt

Auch wenn die weltweite Entwicklung der Schiefergaspotenziale nicht Gegenstand dieser Betrachtung ist, so darf sie doch mit Skepsis betrachtet werden: Zu speziell waren die begünstigenden Randbedingungen in den USA und zu offensichtlich sind die Probleme, die sich bereits jetzt in China zeigen: mit den schwierigen geologischen Formationen, die hohe Investitionskosten erfordern, mit dem schleppenden Interesse in Auktionsrunden und dem hohen Wasserbedarf, der heute schon zu einem ernstem Problem in China wird.

DANKSAGUNG

Für kritische Kommentare und wertvolle Diskussionen Kapitel 2 betreffend danke ich Andy Gheorghiu.

Stefan Just danke ich für eine kritische Durchsicht des Manuskriptes und viele Korrekturvorschläge.

LITERATUR

Abrams 2015. Ohio Supreme Court strikes down local fracking bans, L. Abrams, 17. Februar 2015, siehe

http://www.salon.com/2015/02/17/ohio_supreme_court_strikes_down_local_fracking_bans/ (aufgerufen am 22. Februar 2015).

AGS 2015. Arkansas Earthquake Update, 2015, siehe

<http://www.geology.ar.gov/geohazards/earthquakes.htm> (aufgerufen am 22.2.2015)

Alexeev 2014. The Real Reason Shell Halted Its Ukrainian Shale Operations, Igor Alexeev, 25.6.2015, siehe

http://www.naturalgaseurope.com/shell-ukrainian-shale-operations?utm_content=buffera7af7&utm_medium=social&utm_source=twitter.com&utm_campaign=buffer (aufgerufen am 8.3.2015)

Anderson 2014. Peak Oil is real and the Majors face challenging times, Jared Anderson, 18. Februar 2014, siehe <http://breakingenergy.com/2014/02/18/peak-oil-is-real-and-the-majors-face-challenging-times/> (aufgerufen am 17.2.2015)

AOGC 2015. State of Arkansas Oil and Gas Commission, Fayette Shale Gas Sales Information, siehe <http://www.aogc.state.ar.us/Fayprodinfo.htm> (aufgerufen am 14.3.2015)

Armendariz 2009. Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements, A. Armendariz, Department of Environmental and Civil Engineering, Southern Methodist University, Dallas Texas, 29. Januar 2009, siehe http://www.edf.org/sites/default/files/9235_Barnett_Shale_Report.pdf (aufgerufen am 22.2.2015)

Arnsberg 2011. Vorschläge zur Änderung des Bergrechts 2011, Bezirksregierung Arnsberg, übermittelt am 18.2.2011 an das Ministerium für Wirtschaft, Energie, Bauen, Wohnen und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen sowie an das Ministerium für Inneres und Kommunales des Landes Nordrhein-Westfalen, siehe <http://www.lbeg.niedersachsen.de/aktuelles/pressemitteilungen/titel-128002.html> (aufgerufen am 2.3.2015)

Arthur e al. 2008. An overview of modern shale gas development in the United States, J.D. Arthur, B. Langhus, D. Alleman, ALL Consulting, 2008, siehe http://www.lexisnexis.com/documents/pdf/20100210093849_large.pdf (aufgerufen am 14.3.2008)

Bauchmüller 2015. Gezerre ums Fracking; Gegner und Befürworter munitionieren sich fürs letzte Gefecht, Michael Bauchmüller, Süddeutsche Zeitung vom 10.3.2015.

Berman 2015.]. Arthur Berman Interview: Why Today's Shale Era Is The Retirement Party For Oil Production, Adam Taggart, 7.2.2015, siehe

<http://www.peakprosperity.com/podcast/91722/arthur-berman-why-todays-shale-era-retirement-party-oil-production> (aufgerufen am 17.3.2015)

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

http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (aufgerufen am 17.7.2015)

BGR 2013. Stellungnahme der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe zum Gutachten des Umweltbundesamtes (UBA) „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen“, 18.1.2013, siehe

<http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR-Stellungnahme-UBA2012.html> (aufgerufen am 17.3.2015)

BGR 2015. Wissenswertes über Schiefergas. Erdgas in dichten Tongesteinen.

Internetdarstellung der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, siehe

http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Projekte/laufend/NIKO/FAQ/faq_inhalt.html (aufgerufen am 17.3.2015)

BGS 2015. Bowland Shale Gas, British Geological Survey, siehe

<http://www.bgs.ac.uk/research/energy/shaleGas/bowlandShaleGas.html> (aufgerufen am 17.3.2015)

Bischoff et al. 2013. Untersuchungsergebnisse zum Erdbeben bei Völkersen (Landkreis Verden) am 22.11.2012 – seismologische Auswertung, M. Bischoff, Ch. Bönemann, J. Fritz, N. Gestermann, Th. Plenefisch, Landesanstalt für Bergbau, Energie und Geologie, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Juni 2013, siehe

www.lbeg.niedersachsen.de/download/80075 (aufgerufen am 2.3.2015)

Blake 2014. How Hillary Clinton's State Department sold Fracking to the World, Mariah Blake, 10. September 2014, Guardian, und September/Okttober-Ausgabe von Mother Jones; Dieser Artikel wurde durch den Fonds für Investigativen Journalismus gefördert. Siehe

<http://www.theguardian.com/environment/2014/sep/10/how-hillary-clintons-state-department-sold-fracking-to-the-world> und

<http://www.motherjones.com/environment/2014/09/hillary-clinton-fracking-shale-state-department-chevron> (beides aufgerufen am 22.2.2015)

BMUB 2014. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

(BMUB), 10.12.2014, siehe

http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Binnengewasser/fracking_g_entwurf_bf.pdf (aufgerufen am 17.3.2015)

BP 2014. BP Statistical Review of World Energy, Update vom 1. Juli 2014, siehe

<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (aufgerufen am 17.3.2015)

Brooks 2015. Scotland announces moratorium on fracking for shale gas, Libby Brooks, The Guardian, 28.1.2015, siehe <http://www.theguardian.com/environment/2015/jan/28/scotland-announces-moratorium-on-fracking-for-shale-gas> (aufgerufen am 8.3.2015)

Brüssel de Laskay 2014. Fracking-Klage gegen das Land Hessen zurückgenommen, M. Brüssel de Laskay, Pressemitteilung des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz vom 20.8.2014, siehe <https://umweltministerium.hessen.de/presse/pressemitteilung/fracking-klage-gegen-das-land-hessen-zurueckgenommen> (aufgerufen am 17.3.2015)

Burnett 2009. Interview mit dem Bürgermeister der Gemeinde Dish, Tilman, E. Burnett, (Dish) 3. November 2009, siehe

<http://www.npr.org/templates/story/story.php?storyId=120043996> (aufgerufen am 22.2.2015)

Carrington 2015. Fracking will be allowed under national parks, UK decides, Damian Carrington, The Guardian, 12.2.2015

Chu 2010. The shale frenzy comes to Europe, Ken Chew, 1.3.2010, siehe

<http://www.epmag.com/Magazine/2010/3/item53280.php>

Chu 2014. Pressure builds against France's ban on fracking, H. Chu, Los Angeles Times, 22. Juni 2014, siehe <http://www.latimes.com/world/europe/la-fg-france-fracking-20140622-story.html#page=1> (aufgerufen am 22.2.2015)

CHX 2012. Focused on Value Delivering Growth, Bank of America Merrill Lynch 2014 Energy Conference, 13. November 2014, siehe http://www.chk.com/Documents/investors/20141113_Latest_IR_Presentation.pdf (aufgerufen am 17.3.2015)

CHX 2013. Chesapeake Energy Corporation Reports Financial and Operational Results 2012 Fourth Quarter and Full Year, 21. Februar 2013

Colborn2007. 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. Siehe

http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/colburn_testimony_071025.pdf

(aufgerufen am 17.3.2015)

Colborn 2011. Natural Gas Operation from an Public Health Perspective, Th. Colborn, C. Kwiatkowski, K. Schultz, M. Bachran, Human and Ecological Risk Assessment, 17, 1039-1056, 2011, siehe

http://cogcc.state.co.us/rR_HF2011/CommentDocs/Environmental/TEDX_disclosure_statement.pdf (19.2.2015)

Colborn et al. 2012. An Exploratory Study of Air Quality near Natural Gas Operations, T. Colborn, K. Shultz, L- Herrick, C. Kwiatkowski, Human and Ecological Risk Assessment: An International Journal 2012 (doi:10.1080/10807039.2012.749447), siehe

<http://concernedhealthny.org/an-exploratory-study-of-air-quality-near-natural-gas-operations/> (aufgerufen am 22.2.2015)

CSU 2014. Kein Fracking in Bayern, Mitteilung der CSU vom 11.8.2014, siehe

<http://www.csu.de/aktuell/meldungen/august-2014/kein-fracking-in-bayern/> (aufgerufen am 17.3.2015).

Cuadrilla 2011. UK: Cuadrilla Resources releases report on unusual seismic activity related to Lancashire shale gas drilling, 2.11.2011, siehe <http://www.energy-pedia.com/news/united-kingdom/cuadrilla-resources-releases-report-on-unusual-seismic-activity-related-to-lancashire-shale-gas-drilling> (aufgerufen am 17.3.2015)

Dannwolf et al. 2014. Gutachten 2014: Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergaslagerstätten, Teil 2 - Grundwassermonitoringkonzept, Frackingchemikalienkataster, Entsorgung von Flowback, Forschungsstand zur Emissions- und Klimabilanz, induzierte Seismizität, Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt, Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, U. Dannwolf, A. Heckelsmüller, N. Steiner, C. Rink, D. Weichgrebe, K. Kayser, R. Zwafink, K.-H. Rosenwinkel, U. R. Fritsche, K. Fingerman, S. Hunt, H. Rüter, A. Donat, S. Bauer, K. Runge, S. Heinrich, Juli 2014, siehe

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/gutachten-2014-umweltauswirkungen-von-fracking-bei> (aufgerufen am 17.3.2015)

DieGrünen 2014. Grüne: Bundesregierung und CSU öffnen weiteres Tor für Fracking in Bayern, Presseportal vom 16.11.2014, siehe

<http://www.presseportal.de/pm/43015/2881974/gruene-bundesregierung-und-csu-oeffnen-weiteres-tor-fuer-fracking-in-bayern> (aufgerufen am 17.3.2015)

Donovan 2014. Shell admits fracking failure in the Ukraine, John Donovan, 14. November 2014, siehe <http://royaldutchshellplc.com/2014/11/28/shell-admits-fracking-failure-in-ukraine/> (aufgerufen am 8.3.2015)

Drajem 2012. Diesel in Water Near Fracking Confirms EPA Tests Wyoming Disputes, Mark Drajem, Bloomberg, 27. September 2012, siehe

<http://www.bloomberg.com/news/articles/2012-09-26/diesel-compounds-found-in-water-near-wyoming-frac king-site-2> - (19.2.2015)

Earthworks 2009. EPA Confirms Drinking Water Contamination by Toxics Used in Hydraulic Fracturing, gemeinsame Presseerklärung von EARTHWORKS and Powder River Basin Resource Council, 14. August 2009, siehe

http://www.earthworksaction.org/media/detail/epa_confirms_drinking_water_contamination_by_toxics_used_in_hydraulic_fract (19.2.2015)

EC 2014. Empfehlung der Kommission vom 22. Januar 2014 , (2014/70/EU), siehe <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32014H0070>! (aufgerufen am 1.3.2015)

EC 2015. Veröffentlichung der Stellungnahmen der Mitgliedstaaten bzgl. der Situation von Frackingvorhaben, siehe <https://ec.europa.eu/eusurvey/publication/ShalegasRec2014> (aufgerufen am 1.3.2015)

EMPG 2008. Eingesetzte Materialien bei Frac-Behandlungen auf der Damme3 – 2008, siehe http://newsroom.erdgassuche-in-deutschland.de/wp-content/uploads/damme_3_materialverbrauch.pdf (aufgerufen am 17.3.2015)

EMPG 2012. Informations- und Dialogprozess der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung, siehe <http://dialog-erdgasundfrac.de/> (aufgerufen am 2.3.2015)

ENVI 2011. Auswirkungen der Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit, Generaldirektion Interne Politikbereiche, Fachabteilung A: Wirtschafts- und Wissenschaftspolitik, Europäisches Parlament, Juni 2011, IP/A/ENVI/ST/2011-07, siehe http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/envi/dv/shalegas_pe464425/shalegas_pe464425_de.pdf (aufgerufen am 3.3.2015)

Ennis 2014. Mystery solved: „Extra“ Methane in LA’s Air traced to fossil fuel sources. Ch. Ennis, 14. Mai 2013, siehe <http://research.noaa.gov/News/NewsArchive/LatestNews/TabId/684/ArtMID/1768/ArticleID/10070/Mystery-solved-Extra%E2%80%9D-methane-in-LAs-air-traced-to-fossil-fuel-sources.aspx> (aufgerufen am 22.2.2015)

EPA 2003. Elimination of Diesel Fuel in Hydraulic Fracturing Fluids Injected into Underground Sources of Drinking Water During Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Wells, A Memorandum of Agreement Between The United States Environmental Protection Agency and BJ Services Company, Halliburton Energy Services, Inc., and Schlumberger

Technology Corporation, 12 December 2003, siehe http://www.epa.gov/safewater/uic/pdfs/moa_uic_hyd-fract.pdf (aufgerufen am 17.3.2015)

EPA 2011. EPA selects Colorado, North Dakota sites as case study locations for national hydraulic fracturing study, WPA 23.6.2011, siehe <http://yosemite.epa.gov/opa/admpress.nsf/48f0fa7dd51f9e9885257359003f5342/0766a135162a9a90852578b8005d56da!OpenDocument> (aufgerufen am 4.3.2015)

EPA 2014. EPA's Study of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas and Its Potential Impact on Drinking Water Resources, Study Plan, siehe <http://www2.epa.gov/hfstudy> (aufgerufen am 4.3.2015)

Euractiv 2011. Protests spread over first European shale gas well, Euractiv, 18 January 2011 | Updated: 19 January 2011, siehe <http://www.euractiv.com/energy/protests-european-shale-gas-flaring-nears-news-501332> (aufgerufen am 3.3.2015)

Euractiv 2013. Romania reverses course on shale gas, Euractiv, 1.2.2013, siehe <http://www.euractiv.com/energy/romania-turn-shale-gas-news-517514>

Euractiv 2013a. Fracking: Rückschlag für Polens Schiefergas-Industrie, Mitteilung von Euractiv am 15. Juli 2013 (update vom 7.März 2014), siehe <http://www.euractiv.de/ressourcen-und-umwelt/artikel/fracking-rueckschlag-fuer-polens-fracking-industrie-007773> (aufgerufen am 3.3.2015)

Euractiv 2014a. Shale gas firms face binding law if they fail “scoreboard” test, Euractiv vom 14.1.2014, siehe <http://www.euractiv.com/energy/shale-gas-drills-face-binding-la-news-532729> (aufgerufen am 3.3.2015)

Euractiv 2014b. Poland on road to EU Court over shale gas defiance, Mitteilung vom 30. Juli 2014m siehe <http://www.euractiv.com/sections/energy/poland-road-eu-court-over-shale-gas-defiance-303798> (aufgerufen am 3.3.2015)

ExxonMobil 2015. Unkonventionelles Erdgas ist ein Sammelbegriff für Schiefergas, Tight Gas und Kohleflözgas, Internetseite von ExxonMobil, siehe <http://www.europaunkonventionelleserdgas.de/home/unkonventionelles-gas/uber-unkonventionelle-gas> (aufgerufen am 17.3.2015)

FERC 2015. Federal Energy Regulatory Commission, Existing FERC Jurisdictional LNG Import/Export Terminals, siehe <http://ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/exist-term.asp> (aufgerufen am 17.2.2015)

FERC 2015a. Federal Energy Regulatory Commission, North American Import/Export Terminals, approved, siehe <http://ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved.pdf> (aufgerufen am 17.2.2015)

FLG 2015. Erdgasfelder im Landkreis Rotenburg/Wümme, Zusammenstellung der Initiative „Frack-loses Gasbohren im LK Rotenburg/Wümme“, siehe <http://frack-loses-gasbohren.de/fracking-regional/> (aufgerufen am 8.3.2015)

Flint 2015. Watch: government has ‘no power’ to ban fracking in Wales yet, says AM, Rachel Flint, Daily Post 12.3.2015, siehe <http://www.dailypost.co.uk/news/north-wales-news/watch-government-no-power-ban-8824332> (aufgerufen am 17.3.2015)

Focus 2015. Erneut Erdbeben durch Erdgasförderung bei Groningen, Focus vom 6.1.2015, siehe http://www.focus.de/regional/niedersachsen/erdbeben-erneut-erdbeben-durch-erdgasfoerderung-bei-groningen_id_4384756.html (aufgerufen am 2.3.2015)

FoEE 2015. Internetseite von Friends of the Earth Europe, siehe <http://www.foeeurope.org/shale-gas> (aufgerufen am 8.3.2015)

Fontenot, BE et al. 2013. An evaluation of water quality in private drinking water wells near natural gas extraction sites in the Barnett Shale Formation. Environ. Sci. Technol. 47(17), 10032-10040. Siehe <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/23885945> (aufgerufen am 17.3.2015)

Gaworecki 2014. Voters Ban Fracking In Texas, California, And Ohio, 5. November 2014, M. Gaworecki, siehe <http://www.desmogblog.com/2014/11/05/voters-ban-fracking-texas-california-and-ohio> (aufgerufen am 22.2.2015)

GEIS 2009. Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program (GEIS), siehe <http://www.dec.ny.gov/energy/45912.html> (aufgerufen am 8.3.2015)

GIIGNL 2013. International group of Liquefied Natural Gas Importers, The LNG Industry in 2013, see <http://www.giignl.org/publications/lng-industry-2013> (aufgerufen am 17.2.2015)

Gilbert 2014. For U.S. drillers, the days of easy money end, Daniel Gilbert, Wall Street Journal, 2. Januar 2014, siehe <http://www.wsj.com/articles/SB10001424052702304753504579282983108494214> (aufgerufen am 17.2.2015)

Goodman und Maness 2008. Michigan’s Antrim Gas Shale Play – a Two Decade Template for Successful Devonian Gas Shale Development, Wayne R. Goodman, Timothy R. Maness, Search and Discovery Article #10158, 2008, siehe http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2008/08126goodman/ndx_goodman.pdf.html (aufgerufen am 17.2.2015)

Gross, SA et al. 2013. Analysis of BTEX groundwater concentrations from surface spills associated with hydraulic fracturing operations. J Air Waste Manag Assoc. 63(4), 424–432.

Hannover Erklärung 2013. Abschlusserklärung zur Konferenz „Umweltverträgliches Fracking?“ am 24./25. Juni 2013 in Hannover (Hannover-Erklärung). Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Geoforschungszentrum Helmholtzzentrum Potsdam (GFZ), Helmholtzzentrum für Umweltforschung (UFZ), siehe

http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Nachrichten/Veranstaltungen/2013/GZH-Veranst/Fracking/Downloads/Hannover-Erklaerung-Finalfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (aufgerufen am 17.3.2015)

Heinkel-Wolfe 2008. Gas drilling's dirty side effect, P. Heinkel-Wolfe, Denton Record Chronicle vom 15. Januar 2008, siehe link in <http://stopthedrilling.blogspot.de/2010/02/radioactive-waste-from-oil-and-gas.html> (die Meldung mit dem link existierte noch am 22.2.2015, aber der Originalartikel wurde entfernt).

Howarth et al 2011. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations, R.W. Howarth, R. Santoro, A. Ingraffea, Climate Change 2011, siehe <http://www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarth%20et%20al%20%202011.pdf> (aufgerufen am 22.2.2015)

Hughes 2013. Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance? David Hughes, Post Carbon Institut, 19. Februar 2013, siehe <http://www.postcarbon.org/publications/drill-baby-drill/> (aufgerufen am 14.3.2015)

Hughes 2014. Drilling Deeper, David Hughes, Post Carbon Institut, 27. Oktober 2014, siehe <http://www.postcarbon.org/publications/drillingdeeper/> (aufgerufen am 14.3.2015)

IEA 2012. Golden rules for a golden age of Gas, Internationale Energieagentur, Paris, 29. Mai 2012, siehe <http://www.worldenergyoutlook.org/goldenrules/> (aufgerufen am 8.3.2015)

IEA 2013. World Energy Outlook 2013, Internationale Energieagentur, Paris, siehe <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013/> (aufgerufen am 14.3.2015)

IEA 2014. World Energy Outlook 2014, Internationale Energieagentur, Paris, siehe <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2014/> (aufgerufen am 14.3.2015)

IHS 2011. Global Upstream Performance Review, IHS Herold,

IHS 2012. Global Upstream Performance Review IHS Herold, siehe <http://press.ihs.com/press-release/energy-power/worldwide-upstream-oil-and-gas-man-unconventional-resource-spending-reache> (aufgerufen am 17.2.2015)

IHS 2014. Global Upstream Performance Review, siehe http://www.ihsapac.com/site/ifc_pdf/event-gumar/India-GUMAR-23April2014.pdf (aufgerufen am 17.2.2015)

Jackson, RB et al. 2013. Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction. PNAS. 110 (28), 11250-11255.

Jagger 2014. New York state bans fracking for natural gas, B. Jagger, <http://rt.com/usa/215391-new-york-bans-fracking/>

Jolly 2013. France Upholds Ban on Hydraulic Fracturing, D. Jolly, New York Times, 11. Oktober 2013, siehe <http://www.nytimes.com/2013/10/12/business/international/france-upholds-fracking-ban.html> (aufgerufen am 22.2.2015)

Kanter 2013. Europe Votes to Tighten Rules on Drilling Method, James Kanter, The New York Times, 9. Oktober 2013, siehe <http://www.nytimes.com/2013/10/10/business/energy-environment/european-lawmakers-tighten-rules-on-fracking.html> (aufgerufen am 3.3.2015)

Kargbo et al. 2010. Natural Gas Plays in the Marcellus Shale: Challenges and Potential Opportunities, D.M. Kargbo, R.G. Wilhelm, D.J. Campbell, Environ. Sci. Technol. 2010, 44, 5679–5684, siehe <http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es903811p> (19.2.2015)

Kassotis, CD et al. 2013. Estrogen and androgen receptor activities of hydraulic fracturing chemicals and surface and ground water in a drillingdense region. Endocrinology. 155(3).

Kelly 2015. Sharon Kelly, Internal Documents Reveal Extensive Industry Influence Over EPA's National Fracking Study, 2.3. 2015, siehe <http://www.desmogblog.com/2015/03/02/internal-documents-reveal-extensive-industry-influence-over-epa-s-national-study-fracking> (aufgerufen am 4.3.2015)

Koper 2014. Poland cuts estimates for shale gas exploration wells, Anna Koper, Reuters, Meldung vom 31. Juli 2014, siehe <http://www.reuters.com/assets/print?aid=USL6N0Q438P20140731>

Kopiz 2014. Global Oil Market Forecasting: Main Approaches and Key Drivers, Steven Kopiz, Columbia University, 11. Februar 2014, Vortragsfolien siehe <http://energypolicy.columbia.edu/events-calendar/global-oil-market-forecasting-main-approaches-key-drivers> (aufgerufen am 17.2.2015)

Laherrere 2012. Schieferölförderung in Frankreich, pers. Mitteilung, Jean Laherrere 2012

LBEG 2014. Liste der Fracs in Niedersachsen (Erdgas- und Geothermiebohrungen) vom 16.7.2014, LBEG, siehe http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=31702&article_id=110656&_psmand=4 (aufgerufen am 15.3.2015)

LBEG 2014a. Explosion und Brand im Erdölförderfeld Bramberge: Ermittlungen des LBEG dauern an, Pressemitteilung vom 24.9.2014, siehe <http://www.lbeg.niedersachsen.de/aktuelles/pressemitteilungen/titel-128002.html> (aufgerufen am 2.3.2015)

Loi 2011. LOI n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les

permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique, (Gesetz zum Verbot von Fracking), 13. Juli 2011, siehe <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do>

Lowe 2015. UPDATE 1-Chevron to stop its shale gas exploration in Poland, Christian Lowe, 31.1.2015, Reuters, siehe <http://www.reuters.com/article/2015/01/31/chevron-poland-shale-idUSL6NOVA08820150131> (aufgerufen am 17.3.2015)

Lustgarten 2010. EPA Launches National Study of Hydraulic Fracturing. Abraham Lustgarten, Pro Publica, 18 March. Siehe <http://www.propublica.org/article/epa-launches-national-study-of-hydraulic-fracturing> (aufgerufen am 17.3.2015)

Malykin 2013. Fracking – Ukraine und Shell fördern jetzt gemeinsam Schiefergas, Vitalij Malykin, veröffentlicht in „Politik und Geschehnisse Ukraine“ vom 13.3.2013, siehe <http://www.design4u.org/russland-gus/politik-und-geschehnisse-ukraine/fracking-ukraine-und-shell-fordern-jetzt-gemeinsam-schiefergas/> (aufgerufen am 8.3.2015)

Malykin 2013a. Fracking in der Ukraine geht weiter! Shell-Konkurrent Chevron plant die Förderung von Schiefergas auf zweitem Gasfeld, veröffentlicht in „Politik und Geschehnisse Ukraine vom 14.3.2013, siehe <http://www.design4u.org/russland-gus/politik-und-geschehnisse-ukraine/fracking-in-der-ukraine-geht-weiter-shell-konkurrent-chevron-plant-die-forderung-von-schiefergas-auf-zweitem-gasfeld/> (aufgerufen am 8.3.2015)

Mathias 2015. New York Towns Threaten Secession Over Gov. Cuomo's Ban On Fracking, Ch. Mathias, Huffington Post, 20. Februar 2015, siehe http://www.huffingtonpost.com/2015/02/20/new-york-fracking-secession-southern-tier-cuomo_n_6722296.html (aufgerufen am 22.2.2015)

Meiners 2012. Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. G. Meiners, M. Denneborg, F. Müller, A. Bergmann, F.-A. Weber, E. Dopp, C. Hansen, Ch. Schüth, H. Gaßner, G. Buchholz, I. Sass, S. Homuth, R. Prieb, Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, FKZ 3711 23 299, August 2012.

Meiners 2012a. Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW, G. Meiners, „Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen (NRW) und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung“, im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, 7. September 2012

Meunier 2011. Frankreich startet Inspektion zu Schiefergas, Myrina Meunier in „Wissenschaft Frankreich“, Nr. 198, 9. Februar 2011, Informationsblatt über die wissenschaftliche Aktualität in Frankreich, herausgegeben von der französischen Botschaft in

Deutschland in Kooperation mit der französischen Botschaft in Österreich. Und La France lance une inspection sur le gaz de schiste, Enerzine – 07.02.2011 – siehe <http://www.enerzine.com/12/11314+la-france-lance-une-inspection-sur-le-gaz-de-schiste+.html>

Miskun et al. 2015. The dash for gas in Ukraine – current trends in the production of unconventional reserves, O. Miskun, V. Martynkevych, A. Simon, National Ecological Centre of Ukraine/Kiew, CEE bankwatch network/Tschechische Republik, siehe <http://bankwatch.org/sites/default/files/dash-for-gas-UA.pdf> (aufgerufen am 1.3.2015)

Müller und Sebald 2014. Giftige Diskussion – Fracking in Bayern, F. Müller, Ch. Sebald, Süddeutsche Zeitung vom 24.3.2014, siehe <http://www.sueddeutsche.de/bayern/fracking-in-bayern-giftige-diskussion-1.1921040> (aufgerufen am 17.3.2015)

Nabb 2009. Andrew McNabb, Drill mudd or industrial liquid waste, Trenchless Technology, 1. Oktober 2009, siehe http://dthrotarydrilling.com/News/1-August-2010/drill_mud.html (aufgerufen am 19.2.2015)

NatRes 2013. Letter to the Illinois General Assembly opposing expansion of fracking, Natural Resources, 29.Mai 2013- See more at: <http://www.iatp.org/documents/letter-to-the-illinois-general-assembly-opposing-expansion-of-fracking#sthash.yuUXj6K7.dpuf>, siehe <http://www.iatp.org/documents/letter-to-the-illinois-general-assembly-opposing-expansion-of-fracking>

Neels 2013. Regierungspräsidium hat Genehmigung zum Fracking in Nordhessen abgelehnt, 6.6.2013, Th. Neels, Pressestelle, Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, sieh <https://umweltministerium.hessen.de/presse/pressemitteilung/regierungspraesidium-hat-genehmigung-zum-fracking-nordhessen-abgelehnt> (aufgerufen am 17.3.2015)

Neslen 2015. Poland's shale gas revolution evaporates in face of environmental protests, Arthur Neslen, The Guardian, 12. 1.2015, siehe <http://theguardian.com/environment/2015/jan/12/polands-shale-gas-revolution-evaporates-in-face-of-environmental-protests.html>

NG OGD 2015. North Dakota Drilling and Production Statistics, North Dakota State Government Oil and Gas Division, siehe <https://www.dmr.nd.gov/oilgas/stats/statisticsvw.asp> (aufgerufen am 14.3.2015)

Nikiforuk 2014. Shale Gas Plagued by Unusual Methane Leaks, A. Nikiforuk, 6. Mai 2014, <http://thetyee.ca/News/2014/05/06/Shale-Gas-Methane-Leaks/>

NL 2011. „Spielt Exxon-Mobil mit der Volksgesundheit? - Was weiß die Landesregierung über den Chemieunfall in Visselhövede?“ und „Spielt ExxonMobil mit der Volksgesundheit (2)? - Ist das Bergrecht veraltet?“, Mündliche Anfragen des Abgeordneten Ralf Borngräber

(SPD) - Drs. 16/3225 Nr. 18 und 16/3395 Nr. 31; Antwort der Landesregierung in der 96. und 102. Sitzung des Landtages der 16. Wahlperiode am 21. Januar und 17. März 2011, Niedersächsischer Landtag – 16. Wahlperiode Drucksache 16/3591.

Novinite 2012. Bulgaria's Ruling Party Adopts Temporary Ban on Shale Gas

Exploration, 16.1.2012, siehe <http://www.novinite.com/newsletter/print.php?id=135777>

Novonite 2015. US Chevron Quits Shale Gas Operations in Romania , 22.2.2015, siehe <http://www.novinite.com/articles/166718/US+Chevron+Quits+Shale+Gas+Operations+in+Romania>

NYT 2009. The Halliburton Loophole, Editorial vom 3 November in der New York Times. Siehe <http://www.nytimes.com/2009/11/03/opinion/03tue3.html> (aufgerufen am 14.3.2015)

NYT 2012. Disposal halted at well after new quake in Ohio, New York Times, 1.1.2012, siehe http://www.nytimes.com/2012/01/02/science/earth/youngstown-injection-well-stays-shut-after-earthquake.html?_r=0 (aufgerufen am 22.2.2015)

ODNR 2008. Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio, Ohio Department of Natural Resource, Division of Mineral Resources Management, September 2008, siehe http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/ohio_methane_report_080901.pdf (aufgerufen am 22.2.2015)

Osborn et al. 2011. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. Stephen G. Osborn, Avner Vengosh, Nathaniel R. Warner, and Robert B. Jackson. PNAS (2011) PNAS. 108(20), 8172-8176., siehe <http://www.pnas.org/content/108/20/8172.abstract> (aufgerufen am 22.2.2015)

PA DEP 2015. Pennsylvania Department of Environmental Protection, Oil & Gas Webseite – Production Reports, siehe <https://www.paoilandgasreporting.state.pa.us/publicreports/Modules/Production/ProductionHome.aspx> (aufgerufen am 17.3.2015)

Papadopulaos 2008. Phase II Hydrogeologic: Characterization of the Mamm Creek Field Area, Garfield County, Colorado, S.S. PAPANOPULOS & ASSOCIATES, INC. Boulder, Colorado http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/methane/garfield_county_final2.pdf (aufgerufen am 22.2.2015)

Papoulias and Velasco. 2013. Histopathological analysis of fish from Acorn Fork Creek, Kentucky, exposed to hydraulic fracturing fluid releases. Southeastern Naturalist. 12(4), 92–111.

Patel 2011. French Minister Says ‘Scientific’ Fracking Needs Strict Control, Tara Patel, 1.6.2011, Bloomberg, siehe <http://www.bloomberg.com/news/2011-06-01/french-minister-says-scientific-fracking-needs-strict-control.html> (aufgerufen am 20.6.2011)

Peterson 2014. Fracking bans pass in 2 counties, fail in Santa Barbara, M. Peterson, 5. November 2014, siehe <http://www.scpr.org/news/2014/11/05/47869/fracking-bans-pass-in-2-counties-fail-in-santa-bar/> (aufgerufen am 22.2.2015)

Porter 2013. Eagle ford Task Force Report, Mai 2013, Texas Railroad Commission, Vorsitz Ch. Porter, siehe <http://eaglefordshale.com/eagle-ford-task-force/> (aufgerufen am 5.4.2013)

Powers 2012. Buch zu Peak Oil

PSE 2014. Methane Emissions from Modern Natural Gas Development , Science Summary, PSE Healthy Energy, October 2014, siehe http://www.psehealthyenergy.org/data/Methane_Science_Summary_Oct20143.pdf (aufgerufen 22.2.2015)

Resnikoff et al 2010. Radioactivity in Marcellus Shale: Report prepared for Residents for the Preservation of Lowman and Chemung (RFPLC) By Marvin Resnikoff, Ph.D., Ekaterina Alexandrova, Jackie Travers Radioactive Waste Management Associates, May 19, 2010 <http://www.rwma.com/Marcellus%20Shale%20Report%205-18-2010.pdf> (aufgerufen am 22.2.2015)

Reuters 2015. Shell abandons two exploration wells in east Ukraine, Reutersmeldung vom 12. März 2015, siehe <http://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFL5N0WE54G20150312> (aufgerufen am 17.3.2015)

Rogers 2013. Shale and Wall Street – Was the Decline in Natural Gas Prices Orchestrated?, Deborah Rogers, Energy Policy Forum, 15. Februar 2013, siehe <http://shalebubble.org/wp-content/uploads/2013/02/SWS-report-FINAL.pdf> (aufgerufen am 17.2.2015)

Rogner, Weijemars 2014. The uncertainty of future commercial shale gas availability, HH Rogner, R Weijemars, Society of Petroleum Engineers, Vortrag auf der SPE/EAGE European Unconventional Conference and Exhibition, Wien, 25–27 Februar 2014, SPE 14UNCV-167710-MS, siehe http://www.iiasa.ac.at/publication/more_XP-14-003.php (aufgerufen am 17.3.2015)

Romberg 2014. New York verbietet Fracking, B. Romberg, Süddeutsche Zeitung, 18.12.2014, siehe <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/umstrittene-foerdermethode-new-york-verbietet-fracking-1.2272998> (aufgerufen am 22.2.2015)

RRC 2015. Barnett Shale Information, Texas Railroad Commission, update vom 4. Februar 2015, siehe <http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/major-oil-gas-formations/barnett-shale-information/> (aufgerufen am 14-3-2015)

RRC 2015a. Texas Railroad Commission, Oil & Gas Data Query, siehe <http://webapps2.rrc.state.tx.us/EWA/productionQueryAction.do;jsessionid=kYz1VGmTLDG1LbLQ258qC84jsk0T7IS9KJJSyXdJJQYc1VNq2PTL!-923215096> (aufgerufen am 14.3.2015)

RT 2013. City of Dallas effectively bans fracking, 13. Dezember 2013, siehe <http://rt.com/usa/dallas-passes-fracking-restrictions-178/> (aufgerufen am 22.2.2015)

Ruhr 2012. Wieder Störfall mit Benzol: Rohre stillgelegt, Ruhrnachrichten vom 7. März 2012, siehe <http://www.ruhrnachrichten.de/nachrichten/topnews/Wieder-Stoerfall-mit-Benzol-Rohre-stillgelegt;art333,1579118> (aufgerufen am 2.3.2015)

Sapien 2009. What can be done with wastewater? Rapid expansion of gas drilling has led to problems with disposal, contamination, Joaquin Sapien, Pittsburgh Post-Gazette, 4. Oktober 2009, siehe <http://www.post-gazette.com/news/environment/2009/10/04/What-can-be-done-with-wastewater/stories/200910040180> (19.2.2015)

Schaefer 2010. Investing in the Paris Basin Shale Oil Play, K. Schaefer, Internetveröffentlichung auf Resource Investors, siehe www.resourceinvestor.com/News/2010/9/Pages/Investing-in-the-Paris-Basin-Shale-Oil-Play.html (Aufgerufen am 16.5.2011)

Scherer 2014. Ukrainian Employer of Joe Biden's Son Hires a D.C. Lobbyist, Michael Scherer, Time, 7. Juli 2014, siehe <http://time.com/2964493/ukraine-joe-biden-son-hunter-burisma/> (aufgerufen am 8.3.2015)

ShaleGas 2015. Polish fracking law in breach of EU directive – European Commission says, Shale Gas International vom 27.2.2015, siehe <http://www.shalegas.international/2015/02/27/polish-fracking-law-in-breach-of-eu-directive-european-commission-says/> (aufgerufen am 3.3.2015)

Sontag 2014. Where Oil and Politics Mix, D. Sontag, New York Times, 23. November 2014, siehe http://www.nytimes.com/interactive/2014/11/24/us/north-dakota-oil-boom-politics.html?_r=0 (aufgerufen am 22.2.2015)

Soraghan 2013. Oil and Gas Spills: May mishaps among drillers, but few fines, E. Soraghan, 15.7.2015, siehe <http://www.eenews.net/stories/1059984342> (aufgerufen am 22.2.2015)

SRU 2013. Fracking zur Schiefergasgewinnung, Stellungnahme des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU), Mai 2013, siehe

http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2012_2016/2013_05_AS_18_Fracking.pdf?__blob=publicationFile (aufgerufen am 17.3.2015)

Stevens 2010. The ‘Shale Gas Revolution’: Hype and Reality, A Chatham house Report, Paul Stevens, September 2010, siehe www.chathamhouse.org.uk

Stevens 2014. Why Shale Gas Won’t Conquer Great Britain, P. Stevens, 14. 1.2014, The New York Times, siehe <http://nyti.ms/1hmM23o>

Strobl 2015. Breite Ablehnung für Schiefergasgewinnung, Günther Strobl, Der Standard, 2.2.2015, siehe <http://derstandard.at/2000011125094/Breite-Ablehnung-fuer-Schiefergas-Gewinnung> (aufgerufen am 3.3.2015)

Thyne 2008. Review of Phase II Hydrogeologic Study Prepared for Garfield County, Geoffrey Thyne, 12/20/2008, siehe <http://www.garfield-county.com/oil-gas/documents/Thyne%20FINAL%20Report%2012%5B1%5D.20.08.pdf> (aufgerufen am 22.2.2015)

Toreador 2011. Toreador agrees interim way forward with French Government in Paris tight rock oil program, Pressemitteilung vom 14.2.2011, Toreador **Energy France, siehe xxx**

Tyndall 2011. Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts, A research report by The Tyndall Centre University of Manchester, R Wood, P Gilbert, M Sharmina, K Anderson, A Footitt, S Glynn, F Nicholls. Januar 2011, siehe www.tyndall.ac.uk

Urbina 2011. Insiders sound an alarm amid a natural gas rush, Ian Urbina, New York Times, 25.6.2011, siehe <http://www.nytimes.com/2011/06/26/us/26gas.html> ; insbesondere die firmeninternen e-mails wurden unter <http://www.nytimes.com/interactive/us/natural-gas-drilling-down-documents-4-intro.html> veröffentlicht (aufgerufen am 17.2.2015)

USEIA 2011. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, April 2011, siehe <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2011/pdf/fullreport.pdf> (aufgerufen am 17.3.2015)

USEIA 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States, U.S. Energy Information Administration, Juni 2013, siehe <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf> (aufgerufen am 17.3.2015)

USEIA 2014. Costs of Crude Oil and Natural Gas Wells Drilled, U.S. energy Information Administration, 4. Dezember 2014, siehe http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_enr_wellcost_s1_a.htm (aufgerufen am 17.2.2015)

USEIA 2015. U.S. Natural Gas wellhead price, U.S. Energy Information Administration, siehe <http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9190us3m.htm> und und Cushing, OK WTI Spot Price, FOB, U.S. Energy Information Administration, siehe <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RWTC&f=D> (beides aufgerufen am 8.3.2015)

USEIA 2015a. Drilling Productivity Report , U.S. Energy Information Administration, Feb 2015, siehe http://www.eia.gov/petroleum/drilling/archive/dpr_feb15.pdf (aufgerufen am 14.3.2015)

USEIA 2015b. U.S. Natural Gas Gross Withdrawals from Shale Gas, Veröffentlichung der U.S. Energy Information Administration vom 27.2.2015, siehe http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/ngm_epg0_fgs_nus_mmcfm.htm (aufgerufen am 14.3.2015)

USEIA 2015c. Natural Gas Pros Withdrawals and Production, U.S. Energy Information Administration, siehe http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_u_NUS_m.htm (aufgerufen am 14.3.2015)

USEIA 2015d. Shale Gas Proved Reserves as of Dec. 31 2013 vom 4. Dezember 2014, siehe http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_enr_shalegas_a_EPG0_R5301_Bcf_a.htm (aufgerufen am 14.3.2015)

USEIA 2015e. Crude Oil Production, U.S. Energy Information Administration, siehe http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mtbl_m.htm (aufgerufen am 14.3.2015)

USGS 2014a. 2011 Oklahoma induced Earthquake may have triggered larter quake, 3 Juni 2014, siehe <http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=3819&from=rss#.VOD8PmdZ3IU> (aufgerufen am 22.2.2015)

Vengosh et al. 2013. The effects of shale gas exploration and hydraulic fracturing on the quality of water resources in the United States. A. Vengosha, N. Warnera, R. Jacksona, T. Darraha, Procedia Earth and Planetary Science 7 (2013) 863 – 866, siehe <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1878522013002944> (aufgerufen am 22.2.2015)

Warner, NR et al. 2013. Impacts of shale gas wastewater disposal on water quality in western Pennsylvania. Environ. Sci. Technol. 47(20), 11849-11857.

Waxman, Markey 2010. H.A. Waxman, E.J. Markey, MEMORANDUM To: Members of the Subcommittee on Energy and Environment, Examining the Potential Impact of Hydraulic Fracturing, February 18, 2010, siehe http://startelegram.typepad.com/files/hydraulic_fracturing_memo.pdf (19.2.2015)

Webb 2011. EU could meet carbon targets more cheaply with gas than renewables, say gas firms - Savings would be €900bn, gas producers tell European commission ahead of next month's energy policy road map, T. Webb, Guardian, 13. 2.2011, siehe <http://www.theguardian.com/business/2011/feb/13/gas-firms-lobby-europe-on-emissions> (aufgerufen am 3.3.2015)

Wickens and O'brian, 2014. Romania - a Peasants Revolt against fracking, Jim Wickens, Paraic O'Brien, 18th February 2014, The Ecologist, siehe http://www.theecologist.org/News/news_analysis/2288485/romania_a_peasants_revolt_against_fracking.html

Wille 2013. Der Traum vom Schiefergas, Joachim Wille, Berliner Zeitung, 14. Mai 2013, siehe <http://www.berliner-zeitung.de/wirtschaft/fracking-der-traum-vom-schiefergas,10808230,22759574.html> (aufgerufen am 5.3.2015)

WiWo 2014. Fracking Unternehmen fördert in Polen erstes Schiefergas, Wirtschaftswoche vom 23.1.2014, siehe <http://green.wiwo.de/fracking-unternehmen-foerdert-in-polen-erstmalserfolgreich-schiefergas/>

Wyoming 2015. Wyoming and Fracking, siehe http://www.sourcewatch.org/index.php/Wyoming_and_fracking (aufgerufen am 17.3.2017)

Wyputta 2014. Mehr Leukämiefälle in Bothel – Untersuchung zu Krebserkrankungen, TAZ vom 11.9.2014, siehe <http://www.taz.de/!145848> (aufgerufen am 2.3.2015)

Zucker 2014. A Public Health Review of HighVolume Hydraulic Fracturing for Shale Gas Development, Howard Zucker, New York State Department of Health, Dezember 2014, siehe https://www.health.ny.gov/press/reports/docs/high_volume_hydraulic_fracturing.pdf (aufgerufen am 22.2.2015)