



Kurzstudie „Unkonventionelles Erdgas“

Dr. Werner Zittel (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; zittel@lbst.de)

Für ASPO Deutschland (www.energiekrise.de) und Energy Watch Group (www.energywatchgroup.org)

Kurzfassung:

Seit einiger Zeit wird in der Öffentlichkeit der Eindruck erweckt, dass der Rückgang der konventionellen Erdgasförderung durch die rasche Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen ausgeglichen und übertroffen werden könnte. Genährt werden diese Spekulationen durch ein scheinbares Überangebot: Einmal ist der Bedarf an Erdgas in Nordamerika und in Europa gegenüber 2008 gefallen. Zusätzlich wurde in den letzten Jahren in den USA vor allem die Gasförderung aus Shale-Vorkommen deutlich erhöht. Sie hatte 2009 einen Förderanteil von etwa 10%. Dadurch konnten bereits für die USA kontraktierte Importmengen in Europa und anderswo vermarktet werden, so dass auch dort die Preise deutlich zurückgingen.

In den USA hat ein Boom zur Erschließung der Shale-Gasvorkommen eingesetzt, der – so die Hoffnung – die USA weitgehend von Importen unabhängig machen werde. Dieser Boom werde auch in Europa ankommen und auch dort zu einer neuen Bewertung der Gasversorgungssituation führen. Damit werde Erdgas ein hoher Stellenwert in der Reduktion der Treibhausgase zukommen. Dabei wird verschwiegen, dass in Europa die Gasförderung bereits seit einigen Jahren zurückgeht.

In dieser Kurzstudie wird beschrieben, was unkonventionelle Gasvorkommen sind, wie die Fördermethoden aussehen, welche Potenziale errechnet wurden und wie die Förderstatistiken sind. Da in Europa bisher keine kommerziellen Erfahrungen mit der Shale-Gasförderung vorliegen, werden beispielhaft entsprechende Aktivitäten in den USA beschrieben.

Insbesondere wird auf die Umweltauswirkungen der Fördertechniken eingegangen, die zu einer Freisetzung kanzerogener und biozider Chemikalien in die Umwelt führen. Nicht zufällig nimmt die Erschließung der Shale-Vorkommen in den USA erst seit der Lockerung der Umweltgesetze für Öl- und Gasfirmen im Jahr 2005 deutlich zu.

Die neu erschlossenen Gasquellen zeigen kurzzeitig einen schnellen Förderanstieg, der oft bereits innerhalb eines Jahres auf die Hälfte zurückgeht. Dies bedeutet mit Ausweitung der Förderung überproportional steigende Aufwendungen. Dabei erfordert die flächendeckende Erschließung der Shale-Vorkommen eine hohe Sondendichte mit 5-6 Bohrungen je km².

Mit fortschreitender Aktivität führt dies zu steigender geographischer Annäherung der Gasförderanlagen an Wohngebiete. Neben den Lärmbelastigungen steigen damit die lokalen Emissionen und die Gefährdung von Trinkwasservorkommen. Dies führt zu steigendem Widerstand der Anwohner. Vermutlich werden diese Probleme – schneller Abfall der Förderprofile mit steigendem technischem Aufwand und steigender Widerstand gegen diese Aktivitäten – die Förderung wesentlich schneller beschränken, als es die errechneten Gasressourcen zulassen würden. In Europa sind die geeigneten Vorkommen kleiner und die Umweltauflagen höher, so dass hier kein großer Anteil an der Gasförderung erwartet werden kann. Das schließt jedoch nicht aus, dass in der Öffentlichkeit entsprechende Hoffnungen genährt werden.

Kurzstudie: Unkonventionelles Erdgas, insbesondere Shale-Gas

Werner Zittel, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (zittel@lbst.de)

Einleitung

Seit einigen Jahren herrscht die Hoffnung, dass der Rückgang der konventionellen Erdgasförderung durch die rasche Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen ausgeglichen werden könnte. Die hier förderbaren Mengen seien so groß, dass die Endlichkeit von Erdgas mindestens um Jahrzehnte nach hinten verschoben werden könne [1]. Hierbei handelt es sich vor allem um sog. „Tight gas“, „Shale gas“ und „Coalbed Methane“-Vorkommen, also um Gas in dichtem Gestein, Gas in Schiefergestein und Gas in Kohleflözen.

Diese Annahmen scheinen dadurch gestützt zu werden, dass in den USA entgegen dem Trend der Vorjahre die Erdgasförderung seit 2006 um insgesamt 11% anstieg. Allerdings sind diese Zahlen nicht unumstritten, da die Energiebehörde ihre Statistiken in der Vergangenheit des öfteren nachträglich korrigieren musste. So musste die Energiebehörde auch bei den aktuellen Zahlen, insbesondere zu Shale-Gas, eingestehen, dass die Hochrechnung der stichprobenartigen Erhebung vermutlich zu überhöhten Fördermengen führte [2].

Der Förderanstieg führte zusammen mit dem durch die Wirtschaftskrise verursachten Nachfragerückgang dazu, dass die bereits über langfristige Verträge für den Import kontraktierten Mengen an LNG (verflüssigtem Erdgas) nicht in den USA benötigt wurden. Daher konnten sie auch in Europa vermarktet werden. Deshalb gab es ein Überangebot, das wiederum zu sinkenden Gaspreisen auch in Europa führte.

Daraus wird mancherorts der Schluss gezogen, dass mit dieser Entwicklung eine neue Ära der Erschließung von Gasvorkommen eingeleitet werde, die alle Endlichkeitsprognosen der vergangenen Jahre konterkariere [1]. Die Internationale Energieagentur bewertet diese Vorkommen ebenso positiv wie das sonst eher kritische Worldwatch Institute in Washington. Damit werde dem Erdgas in den kommenden Jahrzehnten eine wichtige Rolle bei der Reduktion klimarelevanter Emissionen zukommen.[3, 4]

Es werden bereits Überlegungen laut, dass auch in Europa große Mengen an Shale-Gas gefördert werden könnten. [5]

In diesem Papier werden Antworten zu folgenden Fragen gegeben:

1. Was sind das für Vorkommen?
2. Welche Fördermethoden gibt es?
3. Was sagen die Förderstatistiken?
4. Wie groß sind die Potenziale?
5. Wie lauten die Förderprognosen?
6. Welche Rolle spielt(e) die Politik?
7. Was sind die Umweltrisiken dieser Fördertechniken?
8. Sind die Hoffnungen berechtigt oder übertrieben?

Was sind das für Vorkommen?

In Bild 1 sind die unterschiedlichen Gasvorkommen skizziert. Sie lassen sich in konventionelle und unkonventionelle Vorkommen klassifizieren. Die weitere Unterteilung ist in der Abbildung schematisch dargestellt. Grundsätzlich ist Erdgas in den Gesteinsporen gespeichert. Abhängig von der Art des Speichergesteins und der Permeabilität (Durchlässigkeit) werden die im folgenden beschriebenen Typen unterschieden, wobei in Übergangsbereichen keine eindeutige Zuordnung möglich ist.

Aus konventionellen Erdgasvorkommen kann das Erdgas bei Druckentspannung aus den Poren entweichen, da die Permeabilität des Gesteins groß genug ist. Die reine Gasförderung wird hier von der „Begleitgasförderung“ unterschieden. Reine Gasfelder enthalten kaum Erdöl. Jedes Erdölfeld enthält einen gewissen Anteil an Erdgas. Die Förderung dieses Erdgases erfolgt meist zusammen mit dem Erdöl. Sie wird als Begleitgasförderung bezeichnet (associated gas).

Mit wenigen Bohrungen können bei konventionellem Erdgas große Bereiche eines Feldes erschlossen werden, da diese miteinander in Verbindung stehen und die Permeabilität groß ist. Bei alten Erdgasfeldern werden dennoch viele Bohrungen notwendig, um bei nachlassendem Lagerstättendruck restliche Gasmengen zu entnehmen. So zeigt sich bei konventionellen Erdgasfeldern ein typisches Förderprofil: Der Lagerstättendruck sinkt stetig. Ab einem bestimmten Zeitpunkt kann damit nicht mehr die volle Förderkapazität der Leitungen versorgt werden; dann lässt die Förderrate nach. Heute haben weltweit fast alle großen erschlossenen Erdgasfelder das Fördermaximum überschritten. Ihre Förderrate geht stetig zurück. Wenn die rückläufige Förderung nicht mehr durch den Anschluss neuer Felder ausgeglichen werden kann, dann geht die Förderung der ganzen Region zurück.

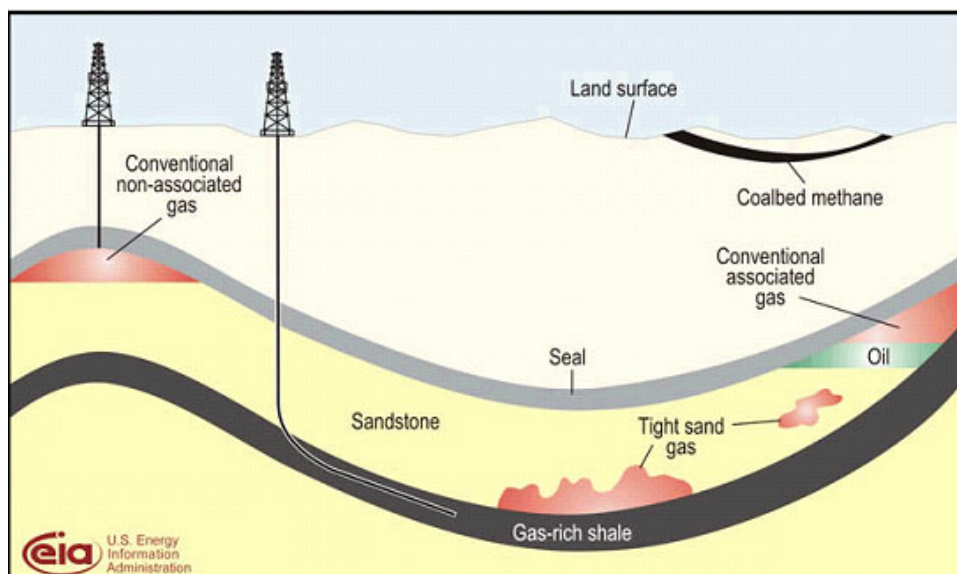
Großbritannien hat im Jahr 1999 das Erdgasfördermaximum überschritten. Seitdem ist die Förderung bereits um 40% zurückgegangen. Auch Norwegen kann dies nicht ausgleichen. Dies bringt die gesamte europäische Förderstatistik ins Minus. Auch in Russland haben die großen Gasfelder das Maximum lange hinter sich und die Gesamtförderung der Region geht zurück. Ein Förderanstieg kann nur noch dann erwartet werden, wenn es gelingt, die Felder im Norden auf der Jamal-Halbinsel oder im Offshore-Bereich (z.B. Shtokman) zeitgerecht zu erschließen.

Selbst in Nordamerika hat die konventionelle Erdgasförderung den Höhepunkt überschritten. Nur wenn es gelingt, die Förderung aus unkonventionellen Vorkommen schnell auszuweiten, kann dies noch für einige Zeit ausgeglichen werden. Daher entscheiden deren schnelle Erschließbarkeit und deren Potenzial über die künftige Rolle von Erdgas im Energiemix.

Vor allem in den USA werden seit vielen Jahrzehnten unkonventionelle Erdgasvorkommen erschlossen. Ab etwa 2005 hat sich ihr Förderanteil deutlich erhöht, was zu den eingangs angesprochenen neuen Hoffnungen geführt hat. Dabei versteht man unter unkonventionellen Vorkommen gashaltige Gesteine, in deren Poren oder Hohlräumen das Gas weitgehend eingeschlossen ist und deren Permeabilität sehr gering ist. Diese Eigenschaft ist allen hier besprochenen unkonventionellen Vorkommen gemeinsam. Daher ähneln sich hier die Fördertechniken: Um das Gas aus dichten Gesteinen mit einer ökonomisch

vertretbaren Rate entnehmen zu können, muss die Durchlässigkeit künstlich erhöht werden. Dazu wird die Gesteinsstruktur aufgebrochen, um möglichst großflächige Kanäle und Verbindungen im Gestein zu erzeugen, die das Gas aus den Poren entweichen lassen und der Förderleitung zuführen.

Welche unkonventionellen Gasvorkommen unterscheidet man? In sogenannten Kohlegasvorkommen (Coalbed Methane oder CBM) ist Methangas in den Poren eines Kohleflözes gespeichert, „Tight-Gas“-Vorkommen sind gasgefüllte Poren in festen Gesteinen und „Shale-Gas“-Vorkommen gasgefüllte Poren in Schieferschichten. In diesem Bericht werden vor allem Shale-Gas-Vorkommen beschrieben, da sich Fördertechniken und Umweltprobleme ähneln – auch wenn im Detail Unterschiede bestehen – und dort das bei weitem größte Potenzial gesehen wird.



Quelle: Energy Information Administration

Bild 1: Schematische Darstellung von konventioneller Erdgasförderung und unkonventioneller Erdgasförderung in Schiefergestein (Shale-Gas), dichtem Gestein (Tight-Gas) und Kohleflözen (Coalbed Methane)

Wie sind die „neuen“ Fördermethoden?

In diesem Abschnitt werden die Fördermethoden kurz beschrieben und deren Relevanz dargelegt.

Das in den Poren eingeschlossene Gas wird einem typischen Muster folgend erschlossen, das in mehrere Phasen unterteilt werden kann:

- Vorbereitung einer Bohrstelle;
- Niederbringung und Ablenkung der Bohrung (horizontale Bohrung);
- Aufbrechen des Gesteins in der Schieferschicht (sog. Frac-Prozess) durch Einpressen einer Flüssigkeit;
- Rückspülung, Zwischenlagerung und Entsorgung der Frac-Flüssigkeit;

- Förderphase;
- Bei nachlassender Förderrate gegebenenfalls Wiederholung des Frac-Prozesses.

Im Folgenden wird detaillierter auf die einzelnen Phasen eingegangen. Die Beschreibung basiert vor allem auf den Quellen [6, 7].

Um das Erdgas in ausreichendem Umfang fördern zu können, muss die gasführende Schicht flächendeckend aufgebrochen werden. Dazu werden im Abstand von einigen hundert Metern Bohrlöcher eingebracht. Im Barnett Shale ist es im Mittel eine Bohrung pro 160.000 m² (40 Acre). Das entspricht einer Fläche mit etwa 400 m Kantenlänge bzw. sechs Bohrungen je km². Die Bohrungen werden in der gasführenden Schicht meist horizontal abgelenkt, um eine möglichst große Wegstrecke innerhalb dieser Gesteinsschicht zurückzulegen und eine möglichst große Kontaktfläche zu erzeugen.

Die Tiefe der Bohrung hängt von der Tiefe der gasführenden Schichten ab. Geeignete Kohleflözschichten sind meist sehr oberflächennah. Schiefergestein ist in einem großen Tiefenbereich zu finden. So liegt das Antrim Shale in Michigan nur in 200 – 800 Metern Tiefe, wohingegen das Woodward Shale in Oklahoma 2000 – 4000 Meter unter der Oberfläche ist. Die Tiefe von Tight-Gas-Schichten variiert ebenfalls sehr stark. (siehe Bild 1)

Die horizontale Ablenkung der Bohrung beträgt ca. 600 Meter, kann im Einzelfall aber auch deutlich größer sein. Sie bestimmt den Abstand zwischen den einzelnen Bohrstellen, da der Untergrund flächendeckend erreicht werden soll. An einer Bohrstelle werden bis zu sechs horizontale Bohrstränge abgeleitet, um die Gasschicht in jeder Richtung erschließen zu können. Je mehr Verzweigungen eine Bohrstelle enthält, desto größer sind die oberirdischen Anlagenteile.

Die reinen Bohrarbeiten nehmen typischerweise 1 – 2 Monate je Bohrloch in Anspruch. Vorbereitend wird zu jedem Bohrloch eine mit schweren Fahrzeugen befahrbare Zufahrt geschaffen. In Bild 2 ist ein Ausschnitt der Fläche über dem Barnett Shale gezeigt. Deutlich erkennt man die freigelegten Flächen für Bohrplätze, Verdichter und andere Anlagen, die Abwasserteiche sowie die neugeschaffene Wegeinfrastruktur, damit jede Bohrstelle mit schwerem Gerät angefahren werden kann.



Bild 2: Blick auf Barnett Shale. Jede freigelegte Fläche ist für eine Bohrung oder für ein Sammelbecken für das Abwasser vorgesehen. (Quelle: www.un-naturalgas.org/image_gallery.htm [8])

In den folgenden 2 – 4 Monaten werden die frac-Arbeiten vorbereitet. Hierzu werden Lastwagen mit Wasser und Chemikalien betankt und an der Bohrstelle gelagert. Typischerweise wurden im Barnett Shale in der frühen Erschließungsphase 1997 im Mittel etwa 100 Lastwagenladungen Wasser je frac benötigt – bzw. 4 Mio. Liter. Diese wurden mit etwa 100 Tonnen Sand vermischt, und mit Chemikalien angereichert. [6]

Die genaue Menge an benötigtem Wasser ist nicht bekannt. Sie ist jedoch umso größer, je weitläufiger die Bohrungen sind. So werden gemäß dem Umweltbericht für Bohrungen im Marcellus-Gasfeld im Bundesstaat New York etwa 10 – 24 Mio. Liter Wasser je Bohrung benötigt. [7]

Bild 3 zeigt eine für das Einpressen vorbereitete Bohrstelle. Das benötigte Wasser, die zugesetzten Chemikalien sowie Behälter für die Aufnahme des Abwassers sind gut zu erkennen.

Im Anhang ist eine Übersichtsgrafik gezeigt, die alle für die Fraktionierung benötigten Anlagen an der Bohrstelle zeigt und identifiziert. Damit erhält man einen Überblick über den Aufwand, der an jeder einzelnen Bohrstelle anfällt.



Bild 3: *Frac*-Vorbereitung einer Bohrung des Marcellus-Gasfeldes im Bundesstaat West Virginia. Lastwagen mit Frischwasser und Tanks zur Aufnahme des Abwassers einer Bohrstelle. (Quelle: SGEIS – Report, 30. September 2009 [7])

In den folgenden Tagen wird der *frac* durchgeführt. Dazu wird das Wasser mit einem sogenannten Stützmittel (proppant) und Chemikalien vermischt unter hohem Druck in das Bohrloch eingepresst. Durch den hohen Druck wird das Gestein vor allem im Bereich der horizontalen Bohrung gesprengt. Es werden künstliche Klüfte im Gestein erzeugt. Damit sich die Klüfte bei nachlassendem Druck nicht wieder schließen, wird das Wasser mit dem Stützmittel, einem Material ähnlich dem Besatz von Schleifpapier, und Chemikalien vermischt. Letztere enthalten auch Biozide, um Bakterien abzutöten, die zu einer Verengung der Klüfte führen können. Bild 4 zeigt die Bohrstelle während des *frac*-Prozesses. In den Leitungen werden die benötigten Flüssigkeiten zugeführt.



Bild 4: Bohrstelle während des frac-prozesses. (Quelle: SGEIS – Report draft, 30. September 2009 [7])

Wenn genügend Klüfte erzeugt wurden, wird der Druck wieder reduziert. Damit wird die mit Überdruck eingepresste Flüssigkeit aus dem Bohrloch zurückgespült. Sie muss aufgefangen und entsorgt werden (Flowback). Diese Phase dauert etwa 2 – 8 Wochen. Das Stützmittel und die Biozide sorgen dafür, dass die künstlichen Klüfte sich nicht wieder schließen.

Die Menge der zurückgespülten und zu entsorgenden Flüssigkeit variiert in einem großen Bereich. So rechnet die Umweltbehörde New York in ihrem Bericht damit, dass je frac-phase 9 – 35% der eingepressten Flüssigkeit wieder zurückgespült werden. Dies entspricht einer zu entsorgenden Abwassermenge von etwa 1 – 10 Mio Litern je frac-Vorgang. [7]

Im Barnett Shale wurde eine siebenfach größere Menge Abwasser zurückgespült (20 – 35 Mio m³ je frac-phase) als unter Druck eingebracht wurde [6]. Dieses Wasser ist stark mit einem Teil der eingebrachten Chemikalien und mit natürlichen radioaktiven Nukliden aus der Lagerstätte angereichert. Es wird zunächst in Abwasserteichen oder in Containern an der Bohrung zwischengelagert.

In den darauf folgenden Wochen wird das zurückgespülte Abwasser entsorgt. Die Container werden mit Lastwagen und das Abwasser der eigens gegrabenen Auffangteiche mit Lastwagen oder über Leitungen zu einer Kläranlage gebracht.

Danach kann die Erdgasförderung beginnen.

Die Fördertechnik des hydraulic fracturing wurde erstmals 1949 von der Firma Halliburton angewendet. [9] Sie wurde im Laufe der Zeit kontinuierlich verbessert, ist aber keineswegs neu. Insbesondere gab es in den letzten Jahren keinen technologischen Sprung, der die in der Öffentlichkeit genährten Hoffnungen rechtfertigen würde.

Was sagen die Förderstatistiken?

In den USA wurde Shale-Gas bereits vor mehr als 70 Jahren gefördert. Allerdings hatte es nur einen unbedeutenden Anteil an der Förderung. Anfang dieses Jahrtausends wurde mit dem hohen Erdgaspreis auch die Förderung ausgeweitet. In großem Maße steigt sie jedoch erst seit 2006 an, wobei ein Zusammenhang mit der Lockerung der Umweltgesetze naheliegt. Darauf wird später noch eingegangen werden.

Die derzeit bedeutendsten Shale-Gasvorkommen in den USA sind Barnett (Texas), Fayetteville, Antrim (Michigan), Haynesville und Marcellus, das von Arkansas bis New York reicht [10]. In Bild 5 ist der Förderbeitrag seit 1990 eingetragen. In den 1990er Jahren wurde als erstes der großen Shales Antrim erschlossen. Es liegt nahe der Oberfläche und erforderte damit den geringsten technischen Aufwand. Die Förderung erreichte 1998 mit 57 Mio. m³/Tag den Höhepunkt und geht seitdem mit etwa 4% jährlich zurück. Heute trägt die Förderung aus dem Barnett Shale den Hauptanteil an der Gasförderung aus Shale-Vorkommen. Bisher wurden dort über 11.000 Bohrungen eingebracht [11]. Allerdings verlangsamt sich seit einiger Zeit der Förderzuwachs, andere Felder nehmen an Bedeutung zu.

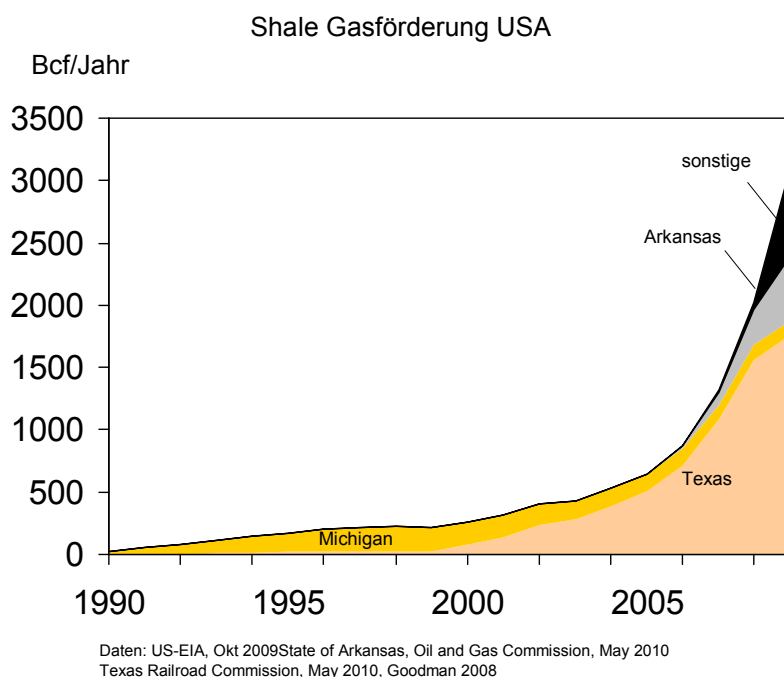
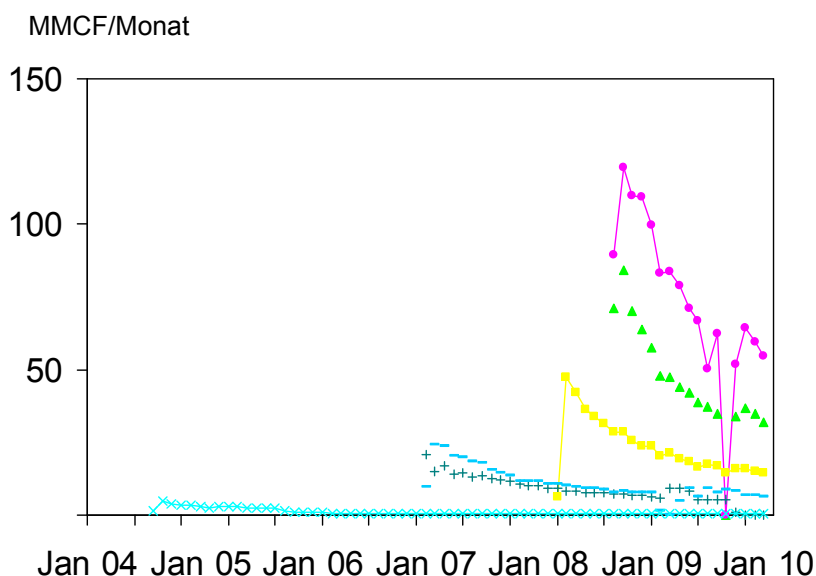


Bild 5: Shale-Gasförderung in den USA seit 1990. Die Angaben für 2009 für Michigan und sonstige wurden geschätzt nach [10]. (1 Bcf/Jahr = 1 Mrd. Kubikfuß pro Jahr ~ 28 Mio. m³/Jahr oder 77000 m³/Tag)

Eine ausführliche Analyse für das Fayetteville Shale zeigt, dass die einzelnen Bohrungen wesentlich schneller in der Förderrate nachlassen als bei konventioneller Gasförderung (siehe Bild 6). Oft halbiert sich die Förderrate bereits innerhalb eines Jahres. Neben dem Aufwand zur Erschließung der Bohrung ist dies ein wichtiger Unterschied zur konventionellen Erdgasförderung.

Es wird auch deutlich, dass die frühen Bohrungen in der Regel kleinere Förderraten zeigten. Das ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass neuere Bohrungen über längere horizontale Strecken geführt werden. Damit fällt die Fraktionierung größer aus und letztlich wird mit einer Bohrung ein größerer Bereich erschlossen. Diese Charakteristik resultiert in einem gegenüber konventioneller Förderung wesentlich höheren technischen und finanziellen Aufwand, der sich auch in wesentlich größeren ökologischen Schäden auswirkt, wie später noch gezeigt wird.

Gasförderung einzelner Fördersonden Fayetteville Shale, Arkansas, USA



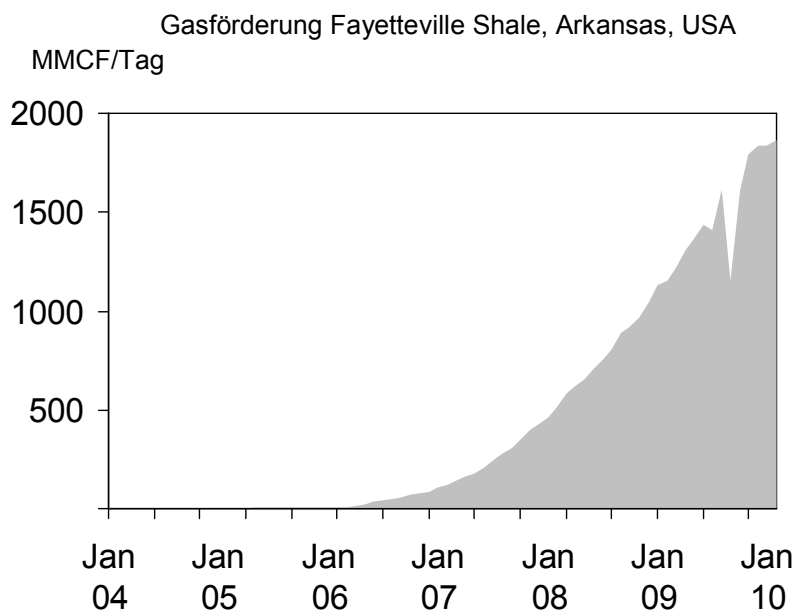
Data: State of Arkansas, Oil and Gas Commission, May 2010

Bild 6: Förderprofil einzelner Gasfördersonden (Wells) im Fayetteville Gas Shale (1 MMCF/Monat entspricht 1 Mio. Kubikfuß pro Monat bzw. 28300 m³/Monat oder ca. 1000 m³/Tag) [12]

Die Überlagerung der Förderprofile der einzelnen Bohrungen ergibt ein typisches Fördermuster: Der Förderanteil der älteren Bohrungen lässt in Summe immer stärker nach, eine Ausweitung der Förderung kann nur erfolgen, indem schnell genug neue Bereiche des Feldes erschlossen werden oder indem bei bestehenden Bohrungen der frac-prozess wiederholt wird. So wurden auch im Fayetteville Shale seit 2004 bereits mehr als 2000 Bohrungen niedergebracht. Das Förderprofil der Summe aller Sonden (Bild 7) deutet nach der raschen Ausweitung der ersten Jahre jetzt seit einigen Monaten erstmals eine Stagnation der Förderung an. Dies könnte bedeuten, dass der kumulierte Förderabfall bereits größer als die Anschlussrate neuer Bohrungen ist, so dass in Summe keine Förderausweitung, sondern gerade noch ein Ausgleich der rückläufigen Förderrate der älteren Bohrungen erfolgt.

Damit ergibt sich ein ähnliches Grundmuster wie für die konventionelle Gas- oder auch Ölförderung mit einem wichtigen Unterschied: Während dort das Förderprofil typisch für die einzelnen Felder ist und die Summe der Förderrate aller Felder das regionale Förderprofil bestimmt, trifft dies bei Shale-Gas für die einzelnen Bohrungen zu. Die typischen Decline-Raten sind um eine Größenordnung höher und betragen nicht einige Prozent pro Jahr, sondern einige Prozent pro Monat.

Ob damit die maximale Förderrate des Feldes erreicht ist, kann noch nicht beurteilt werden. Dennoch ist es ein Indiz dafür, dass die Förderbedingungen – ganz unabhängig von der Reservesituation – stetig schwieriger werden.



Data: State of Arkansas, Oil and Gas Commission, May 2010

Bild 7: Gasförderung im Fayetteville Shale [12]

Seit einigen Jahren wird auch die Erschließung des Marcellus Shales vorangetrieben. In Pennsylvania hat bereits flächendeckend dessen Erschließung begonnen, im Bundesstaat New York wird gerade damit begonnen. Dieses ist der Fläche nach das bedeutendste Vorkommen der USA und erstreckt sich über etwa 240.000 km². Im Vergleich dazu überstreicht das Barnett Shale-Vorkommen in Texas „nur“ etwa 13.000 km² [13].

In einer Studie der Umweltbehörde von New York [7] wird für das Marcellus-Gasfeld angenommen, dass die Gasförderung im ersten Jahr kurzzeitig 80.000 m³/Tag erreicht, bis zum Jahresende auf 25.000 m³/Tag, bis Ende des vierten Jahres auf 15000 m³/Tag und am Ende des 10ten Jahres auf ~6000 m³/Tag zurückgeht. Anschließend wird eine jährliche Abnahme von 3% erwartet.

Durch wiederholtes Stimulieren kann die Förderrate einer nachlassenden Bohrung wieder kurzfristig erhöht werden, wenn auch nicht mehr auf das Niveau des

vorhergehenden frac-Prozesses. Somit steigt mit jeder Stimulation der spezifische Förderaufwand. [7]

Die Methanföderung aus Kohleflözen hat in den USA vermutlich bereits das Fördermaximum erreicht oder ist nahe daran. Die Förderung von Gas aus dichtem Gestein (tight gas) hat bereits einen deutlich höheren Anteil. Allerdings wird sie in den verfügbaren Förderstatistiken nicht von der konventionellen Gasförderung unterschieden, so dass hierfür keine belastbaren Aussagen möglich sind. Diese Förderung wird in der aktuellen Diskussion als wesentlich weniger bedeutend erachtet, so dass sie hier nur erwähnt wird.

In Europa gibt es bisher sieben Demonstrationsprojekte zur Erschließung von unkonventionellem Erdgas, mit einer geringen Förderrate [14]:

- Exxonmobil ist in Sachsen und Ungarn aktiv;
- Eurenergy Resource in Großbritannien und Frankreich;
- OMV bei Wien;
- Shell in Südschweden;
- 3Legs Resources in Polen.

In Summe belief sich die Gasförderung dieser Projekte im Jahr 2008 auf 140 Mio. m³. Dies entspricht weniger als 1 Promille der konventionellen Gasförderung in Europa. Bis 2012 soll sie auf 175 Mio. m³ ansteigen [9].

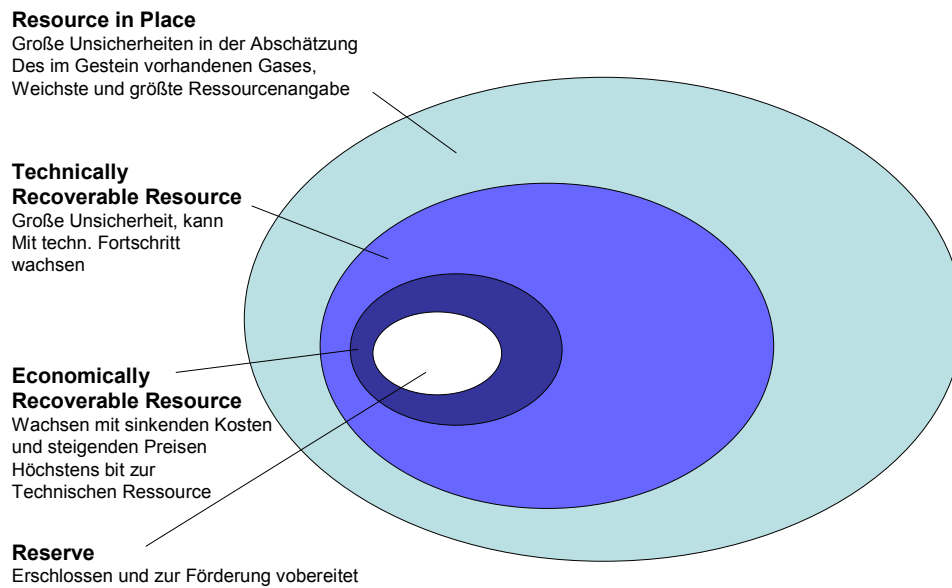
Wie groß sind die Potenziale?

Zum Verständnis der unterschiedlichen Definitionen von Ressourcen und Reserven ist in Bild 8 eine schematische Übersicht dargestellt.

Die weichste Ressourcenkategorie stellt die „Resource in Place“ dar. Diese bezeichnet die als im Gestein enthalten abgeschätzte Gasmenge, unabhängig von ihrer potenziellen Förderbarkeit. Somit stellt sie eine Obergrenze dar, die sicher nie entnommen werden kann.

Die technisch entnehmbare Gasmenge (Technically Recoverable Resource) ist die anhand der verfügbaren Daten abgeschätzte Gasmenge, die mit den technisch vorhandenen Möglichkeiten unabhängig von ökonomischen oder ökologischen Kriterien entnommen werden kann. Auch diese stellt eine Obergrenze der potenziellen Gasentnahme dar, kann aber mit dem technischen Fortschritt zunehmen. Die nach ökonomischen Kriterien denkbare Gasentnahme wird mit „Economically Recoverable Resource“ bezeichnet: diese wird ebenfalls mit Veränderung ökonomischer Randbedingungen angepasst werden.

Letztlich bezeichnet die „Reserve“ oder „nachgewiesene Reserve“ die Gasmenge, die mit getätigten oder genehmigten Bohrungen erschlossen werden kann. Diese Gasmenge wird parallel zum Verlauf der Erschließung eines Gasfeldes wachsen.



Quelle: K. Medlock III, Rice University 2010

Bild 8: Schematische Darstellung des Zusammenhangs von Ressourcen und Reserven (nach [9])

Bild 9 zeigt die geographische Lage und Ausdehnung der in den USA bekannten Shale-Gasvorkommen. Das Barnett Shale (nicht zu verwechseln mit „Barnett and Woodford“) in Texas, das Antrim Shale in Michigan, das Fayetteville Shale in Arkansas und Marcellus wurden bereits angesprochen. Bei Barnett, Antrim und New Albany ist die geschätzte Gasressource in der Grafik angegeben.

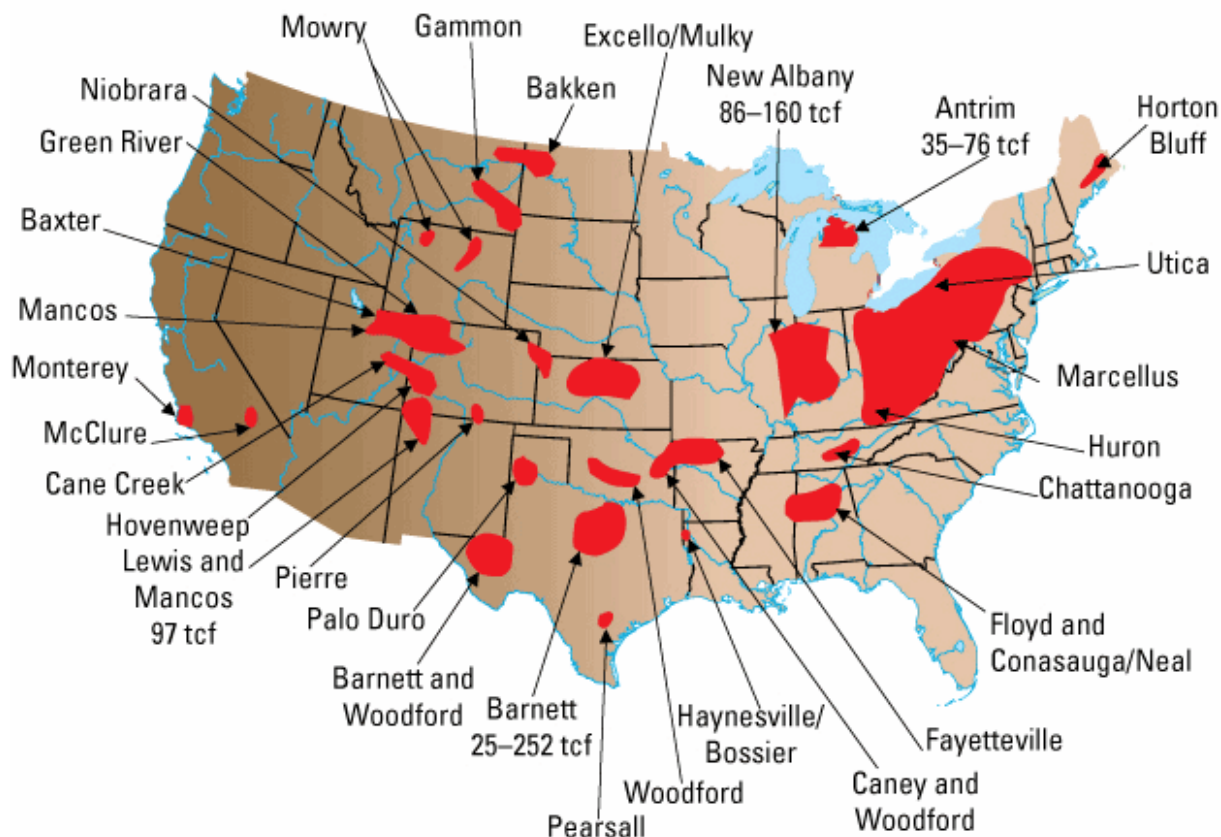


Bild 9: Geographische Lage der Shale-Gasvorkommen in den USA [15]

Eine bis heute viel zitierte Abschätzung der weltweiten Vorkommen von konventionellem und unkonventionellem Erdgas stammt aus dem Jahr 1997 [16]. Diese ist in Tabelle 1 differenziert in Kohleflözgas, Gas in Schiefergestein, Gas in dichtem Gestein und konventionelles Erdgas wiedergegeben. Hierbei ist anzumerken, dass es sich bei unkonventionellem Erdgas um „Resource in Place“-Angaben und bei konventionellem Erdgas um Ressourcenangaben handelt. Erstere beziehen sich auf eine Abschätzung des insgesamt im Gestein vorhandenen Gases, unabhängig von den Fördermöglichkeiten. Ressourcenangaben von konventionellem Erdgas entsprechen einer Abschätzung über mögliche Vorkommen ohne belastbare Quantifizierung.

1000 Mrd. m ³	Kohleflözgas (Coalbed methane)	Gasschiefer (Shale Gas)	Gas in dichten Gesteinen (tight gas)	Konventionelles Erdgas
Australien+Asien	49	165	36	38
Nordamerika	85	109	39	43
Frühere Sowjetunion	112	18	26	177
Afrika u. Mittlerer Osten	0	80	46	132
Lateinamerika	1	60	37	18
Europa	8	16	12	14
Welt	255	448	196	422

Tabelle 1: „Resource in Place“ von unkonventionellem Erdgas (H. Rogner 1997[16])

Wie groß der Mengenunterschied von der „Resource in Place“ bis zur nachgewiesenen Reserve ist, wird in Tabelle 2 exemplarisch für ganz Nordamerika und für einige Shale-Gasvorkommen explizit dargestellt.

Auch wenn dies im Einzelfall genauer quantifiziert werden muss, so liegt die technisch entnehmbare Gasmenge um etwa eine Größenordnung niedriger als die „Resource in Place“. Die nachgewiesene Reserve liegt meist nochmals um eine Größenordnung unter der als technisch entnehmbar abgeschätzten Gasmenge. Letztlich gibt die nachgewiesene Reserve einen Anhaltspunkt über die tatsächlich förderbare Gasmenge, aber noch keine Gewissheit. Diese kann wie bereits erwähnt letztendlich größer, aber auch deutlich kleiner als die angegebene Menge sein, da weitere Kriterien berücksichtigt werden müssen.

Region	Resource in Place (Tcf)	Tec. Rec. Resource (Tcf)	Proved Reserve Tcf	Resource in Place (Tcm)	Tec. Rec. Resource (Mrd. m ³)	Proved Reserve Mrd. m ³
Antrim	76	13,2		2156	374	
Marcellus	1500	134,2		42556	3807	
New Albany	160	3,8		4.539	108	
Haynesville	717	90		20342	2553	
Fayetteville	52	36	1,3 (2007)	1475	1021	37
Woodford	52	12,2		1475	346	
Barnett	327	54	18,5(2007)	9277	1532	525
sonst USA		144,7			4105	
Kanada		95			2695	
Nordamerika	3842	583	32,825 Tcf	109000	16543	930

Tabelle 2: Zusammenstellung der „Resource in Place“, der technisch entnehmbaren Reserve (Tec.Rec.Resource), und der nachgewiesenen Reserve (Proved Reserve) wichtiger Shale-Gasvorkommen in den USA (Quelle: Resource in Place Einzelstaaten: [13], Summe für Nordamerika: [16], Tec. Reserve: [9], Proved Reserve: [17])

Auch der US-Geological Survey (USGS) hat eigene Abschätzungen über die mögliche Resource in Place veröffentlicht, die teilweise über den Daten in [16] liegen.

Wie man Tabelle 1 entnehmen kann, gibt es auch in Europa Vorkommen von unkonventionellem Erdgas. Diese sind jedoch deutlich geringer als in anderen Regionen. In Bild 10 ist die geographische Lage der Vorkommen eingefärbt.

Shale-Gasvorkommen finden sich insbesondere in Großbritannien, Deutschland und Polen, Tight-Gasvorkommen vor allem in Deutschland, der Tschechischen Republik, Slowakei und Ungarn. Kohleflözgasvorkommen sind vor allem in Deutschland und Polen zu finden.

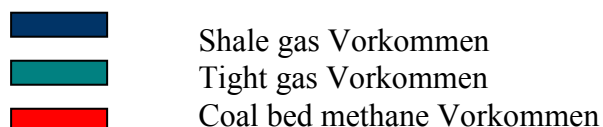
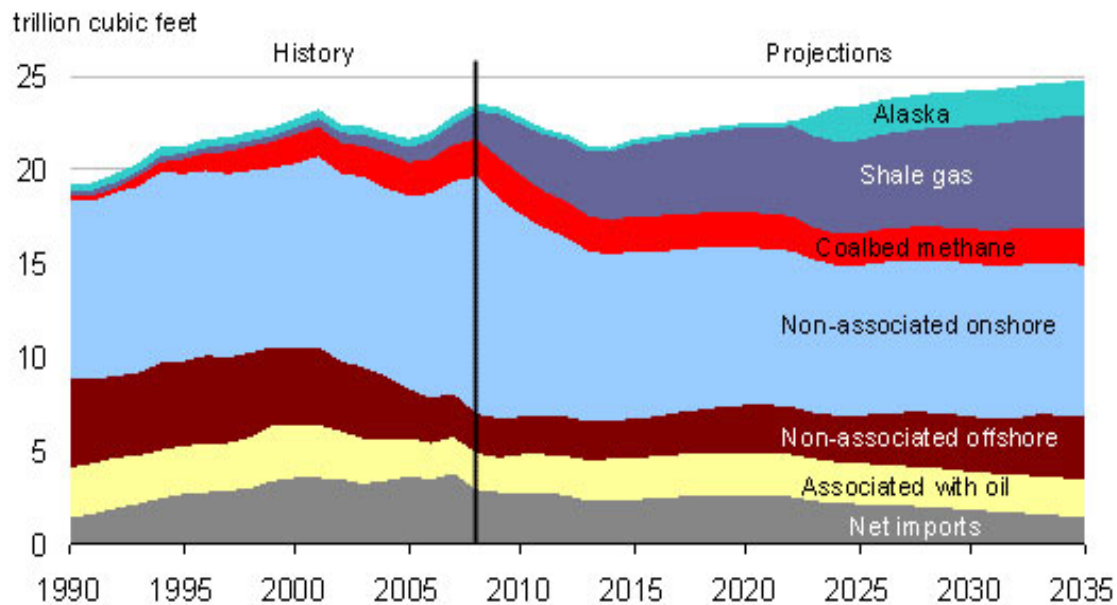


Bild 10: Vorkommen von unkonventionellem Erdgas in Europa (Quelle: Schlumberger, zitiert nach [14])

Wie lauten die Förderprognosen?

Die US Energy Information Administration (EIA) erwartet in ihrer aktuellsten Veröffentlichung des „Annual Energy Outlook“ vom Januar 2010, dass die Förderung von Shale-Gas in den USA bis 2030 etwa verdreifacht und auf 6 tcf (170 Mrd. m³) ansteigen wird, wie dies in Bild 11 dargestellt ist [18]. Damit würde Shale-Gas im Jahr 2030 mit etwa 25% zur Förderung des USA beitragen.

Die Förderung von Tight-Gas ist in dieser Grafik als Teil der konventionellen Erdgasförderung implizit enthalten. Ohne die Ausweitung der Shale-Gasförderung würde die gesamte Gasförderung der USA um 25% gegenüber 2008 zurückgehen. Die Prognose der EIA, die Gasförderung bis 2035 leicht auszuweiten, beruht also vor allem auf der angenommenen Förderausweitung von Shale-Gas. Damit kommt Shale-Gas eine wichtige Rolle in der amerikanischen Energiepolitik zu.



Source: Annual Energy Outlook 2010

Bild 11: Erdgasförderung und Importe der USA bis 2035, wie sie von der amerikanischen Energiebehörde gemäß der aktuellen Veröffentlichung des Annual Energy Outlook 2010 gesehen werden. [18].

Noch deutlich optimistischer sind die Prognosen von M. Medlock III von der Rice University [9]. Demnach sollte sich der Beitrag von Shale-Gas bis 2030 gegenüber 2008 verfünffachen. Der Anteil der einzelnen Fördergebiete ist in Bild 12 explizit dargestellt. Hier ist zusätzlich die Shale-Gasförderung in Kanada berücksichtigt.

Das Barnett Shale soll bis 2030 mit konstanter Förderrate auf heutigem Niveau fördern. Fayetteville wird erst nach 2012 deutlich ausgeweitet werden und die anderen Gas-Shales werden zügig erschlossen.

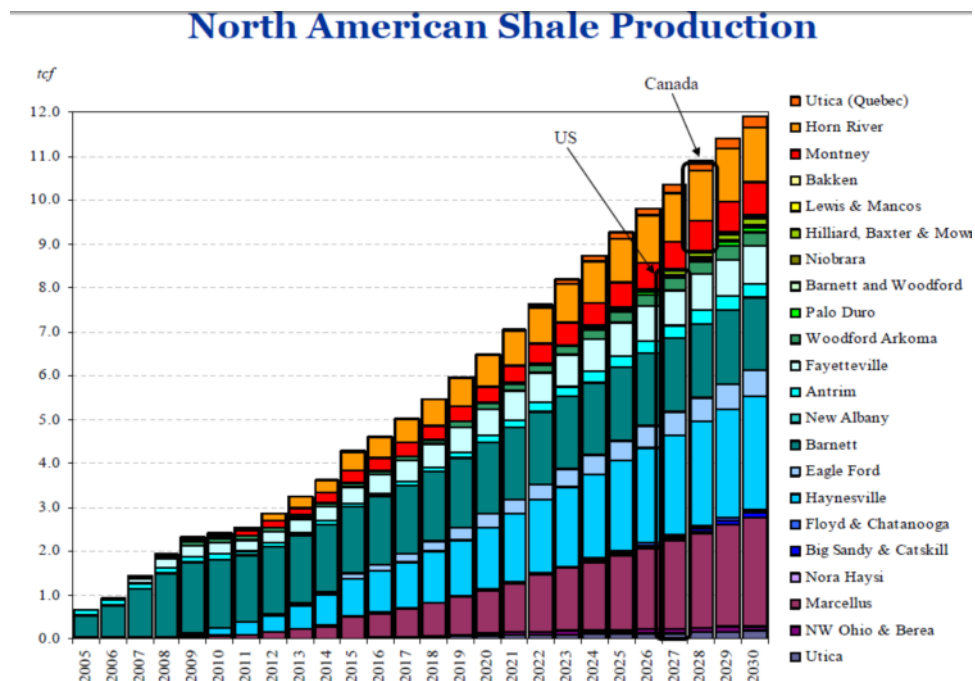


Bild 12: Beitrag von Shale-Gas in den USA und Prognose bis 2030. [9]

Wenn sich die Erschließung wie hier dargestellt vollzieht, dann hat das zur Voraussetzung, dass große Landstriche für die Gasförderung freigegeben werden. Darüber hinaus muss der Rückgang der Förderrate der einzelnen Gasbohrungen durch entsprechende Investitionen in neue Bohrungen ausgeglichen werden. Da – wie bereits beschrieben wurde – der kumulierte Förderrückgang der älteren Bohrungen immer größer wird, müssen in immer kürzeren Abständen neue Shale-Bereiche erschlossen werden.

Über die technischen Probleme hinaus würden damit Umweltbeeinträchtigungen in großem Maßstab akzeptiert, wie sie noch beschrieben werden. Ob dies in der Realität tatsächlich umsetzbar ist, wird sich erst zeigen. Die Euphorie der letzten Jahre in der öffentlichen Presse und in einschlägigen Firmenveröffentlichungen sollte man jedoch vorsichtig betrachten. Allzu leicht wird hier aus kurzfristigen Anfangserfolgen unter Negierung der Begleiterscheinungen und technischen Schwierigkeiten extrapoliert und in der Öffentlichkeit der Eindruck eines technologischen Durchbruchs erweckt, der alle bisherigen Entwicklungen als überholt erscheinen lässt. [19]

Tatsächlich müssen mehrere Aspekte parallel berücksichtigt werden, deren Analyse in Summe die optimistischen Abschätzungen in Frage stellt:

- Aus geologischen und geographischen Kenndaten wird die Resource in Place berechnet. Diese stellt eine errechnete Obergrenze des vorhandenen Gases dar. Unter Berücksichtigung technischer Restriktionen wird daraus die maximal entnehmbare Gasmenge errechnet. Dabei wird unterstellt, dass die errechnete Gasmenge auch gefördert wird.
- Zusätzlich ist jedoch die Förderdynamik zu berücksichtigen. Der rasche Rückgang der Förderrate und die Überlagerung der Förderprofile führen zu einem Wettlauf im Anschluss neuer Bohrungen. Je höher die Förderrate,

desto stärker wird dieser Druck, bis letztlich das Erschließungstempo nicht mehr aufrechterhalten werden kann. Dann geht die Förderung des gesamten Feldes zurück.

- Dieser Mechanismus wirkt stetig stärker, da den ökonomischen Gesetzmäßigkeiten folgend wie in der konventionellen Förderung die guten „claims“ frühzeitig erschlossen werden. Somit verbleiben im Lauf der Zeit immer weniger Claims mit günstigen Eigenschaften. Die stetige Erschließung ungünstigerer Claims (z.B. größere Entfernung zu Infrastruktur, geringere Schichtdicke, ungünstigere geographische Eigenschaften, Nähe zu Wohngebieten etc.) verlangsamt das Erschließungstempo, bis der Förderrückgang älterer Bohrungen nicht mehr ausgeglichen werden kann. Dies kann lange bevor das als technisch gewinnbar errechnete Erdgas entnommen wurde geschehen.
- Letztlich aber werden auch die zunehmenden Umweltauswirkungen der ungünstigeren Bohrstellen eine immer stärkere Beschränkung erwirken, die in den Statistiken überhaupt nicht berücksichtigt wird.

Tatsächlich haben weniger technologische Durchbrüche als vielmehr die Aufweichung umweltpolitischer Restriktionen zusammen mit den gestiegenen Gaspreisen zu dem Boom der letzten Jahre beigetragen. So wurde bereits 1949 von der Firma Halliburton die erste Hydro-frac-Bohrung durchgeführt. Es handelt sich also keineswegs um eine neue Technologie. Die „Innovation“ liegt vor allem in der breiten Anwendung des Prozesses, nachdem sich die angesprochenen Randbedingungen änderten. [9] Daraus lässt sich umgekehrt ableiten, dass dieser Boom sehr schnell an ein Ende kommen wird, wenn sich aus welchen Gründen auch immer die umweltpolitischen Rahmenbedingungen wieder den vorher gültigen Regularien annähern.

Auch in Europa ist diese Euphorie angekommen. Wie bereits beschrieben, gab es Anfang 2010 in ganz Europa sieben Projekte – eines davon in Deutschland. Die Prognosen gehen auch hier von einer deutlichen Ausweitung der Förderung aus. Bis zum Jahr 2030 könnte demnach Shale-Gas einen Anteil von 25% an der europäischen Gasförderung haben (siehe Bild 13). Da die konventionelle Erdgasförderung bis 2030 jedoch um den Faktor zwei bis drei zurückgehen wird, wird die unkonventionelle Gasförderung dann immer noch auf niedrigem Niveau liegen. Sie wird keinen großen Einfluss auf die Gasverfügbarkeit in Europa haben, selbst wenn die Potenziale entsprechend ausgeschöpft werden könnten.

Es herrscht weitgehender Konsens, dass die Erdgasförderung in Europa im Jahr 2030 deutlich geringer als heute sein wird. Unkonventionelle Gasvorkommen beeinflussen diese Einschätzung nur unwesentlich. Diese Einschätzung wird auch von Vertretern der europäischen Gasindustrie geteilt („No unconventional gas revolution in Europe“ [14]).

Diese künftige Gasverfügbarkeit in Europa wird vor allem von steigenden Importen abhängen. Die in Bild 13 dargestellte Importprognose ist keineswegs belastbar. Sie basiert auf Überlegungen von Cambridge Energy Research Associates, einem der Öl- und Gasindustrie nahe stehenden Beratungsinstitut. Darauf wird in diesem Papier jedoch nicht weiter eingegangen.

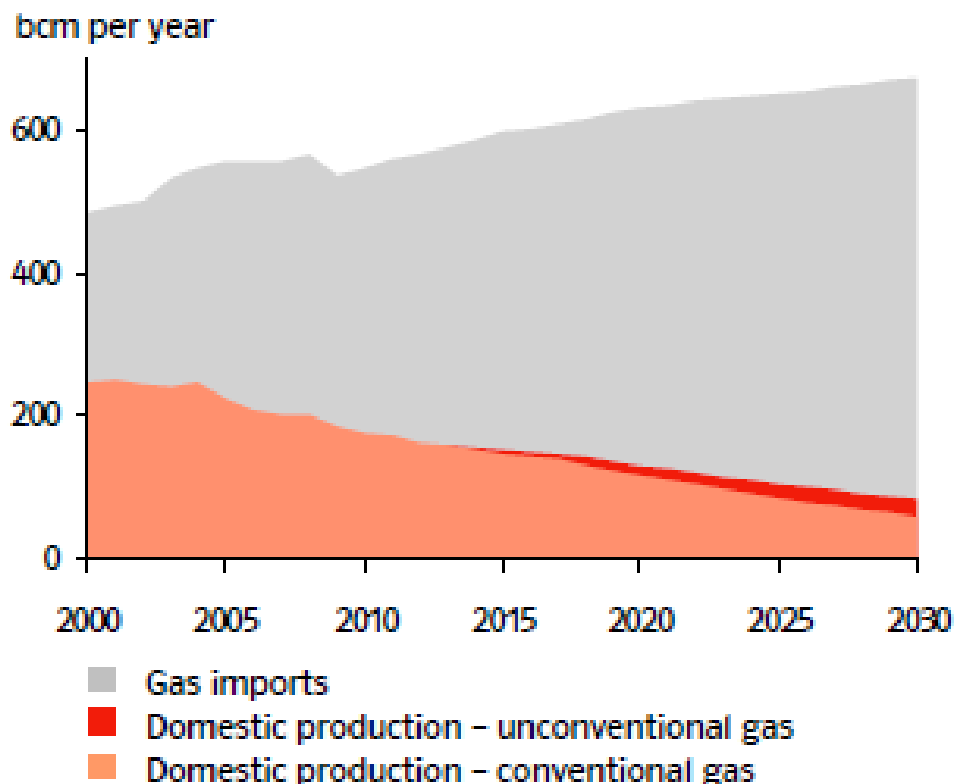


Bild 13: Prognose der europäischen Gasversorgung mit rückläufiger konventioneller Gasförderung (hellrot), steigender unkonventioneller Gasförderung einschließlich Shale-Gas (dunkelrot) und vom CERA erwarteter steigender Importe (grau) (Quelle: CERA 2008 zitiert nach [14])

Ein zusätzliches wesentliches Hemmnis für die zügige Ausweitung der Shale Gasförderung wird vermutlich die stärkere Bedeutung der Umweltgesetze in Europa bilden.

Welche Rolle spielt die Politik?

Am 12. Dezember 1974 wurde in den USA der Safe Drink Water Act (SWDA) als bindendes Gesetz verabschiedet. Damit wird dem Schutz des Trinkwassers hohe Priorität eingeräumt und jede Aktivität, die diesen Schutz gefährden könnte, muss der Umweltbehörde angezeigt und von dieser genehmigt und überwacht werden [20]. Dies bildet die gesetzliche Grundlage für das Eingreifen der Umweltbehörde und für ein Monitoring entsprechender den Trinkwasserschutz gefährdender Emissionen.

Im Jahr 2003 hatten sich die drei größten im frac-Prozess aktiven Firmen (Halliburton, BJ Services und Schlumberger) in einem „Memorandum of Agreement“ (MOA) mit der Umweltbehörde darauf geeinigt, Diesel als Komponente des Injektionsprozesses beim frac-Prozess zu eliminieren. [21]

Den eigentlichen Skandal bildete im Juli 2005 mit der Verabschiedung des Clean Energy Act die weitgehende Aufhebung des Gewässerschutzes, da die Öl- und Gasexplorations und –förderaktivitäten in größerer Tiefe explizit vom Safe Drink Water Act ausgenommen wurden. Nur falls entgegen dem MOA weiterhin Diesel in

der Injektionsflüssigkeit enthalten ist, bleibt der Umweltbehörde die Überwachungskompetenz im Sinne des SWDA erhalten [22].

Damit entfällt für die Umweltbehörde die rechtliche Grundlage für entsprechende Schritte. Die Öl- und Gasfirmen sind der Behörde gegenüber nicht mehr auskunftspflichtig, welche Chemikalien sie in den Untergrund verpressen, wie viel davon im Untergrund verbleibt und wie sie mit den Rückständen umgehen.

Diese Gesetzesänderung fällt zeitlich mit der raschen Ausweitung der Shale-Gasförderung zusammen, so dass ein direkter Zusammenhang vermutet werden kann. Sie bildet vermutlich den eigentlichen Grund für die neue Bewertung der unkonventionellen Gasvorkommen. Technische Neuerungen hatten – falls überhaupt – nur eine untergeordnete Bedeutung.

Tatsächlich zeigten sich die Firmen auch wenig kooperativ, auf freiwilliger Basis entsprechende Daten zu übermitteln. In der Zwischenzeit konnte nachgewiesen werden, dass auch Diesel in der Injektionsflüssigkeit enthalten ist, ohne dass dies entsprechende Reaktionen seitens des Gesetzgebers ausgelöst hätte. [21, 23]

Bemerkenswert ist, dass im Vorfeld dieser Gesetzesänderung vor allem Dick Cheney – damals Vizepräsident der Bush Administration – sich für die entsprechenden Passagen eingesetzt. Da ihn auch finanzielle Interessen mit der Firma Halliburton verbinden, wurde dies als „Halliburton loophole“ bezeichnet [21, 24]

Erst im September 2008 gab es einen Vorstoß von der mehreren Abgeordneten, die Ausnahmeregelung für die Öl- und Gasindustrie vom SDWA rückgängig zu machen. [25]. Dieser Vorschlag zur Gesetzesänderung wurde abgelehnt.

Ein neuerlicher Versuch, die Schieflage zu korrigieren, wurde am 18. Februar 2010 von den Vorsitzenden des Energie- und Umweltausschusses des U.S. Kongresses, H. Waxman, und E. Markey unternommen, indem die betreffenden Unternehmen aufgefordert wurden, die im frac-Prozess benutzten Chemikalien offenzulegen und stärker mit der Politik zu kooperieren. In einem Offenen Brief begründen sie diesen Schritt mit einer sehr detaillierten Ausführung von umwelt- und gesundheitlich relevanten Vorkommnissen [21].

Vor diesem Hintergrund sind die Vorgänge um die Erschließung des Marcellus Shale auf dem Gebiet des Bundesstaates New York beachtenswert.

Im Vorfeld hat die Umweltbehörde des Staates New York im September 2009 einen mehrere hundert Seiten umfassenden Umweltbericht mit einer ausführlichen Darstellung der zu erwartenden Ummweltauswirkungen erstellt. [7]

Zu diesem Bericht nahm auch die Bundesumweltbehörde in einem öffentlichen Schreiben vom 30. Dezember 2009 sehr kritisch Stellung [26]. Sinngemäß wurde dort in höflichen Worten bemängelt, dass die Untersuchung schlampig und fehlerhaft sei. Immerhin ist das Trinkwasserreservoir von New York durch potenzielle frac-Aktivitäten gefährdet. Dies wiege so schwer, dass der Umweltbehörde des Staates New York eine sorgfältigere Prüfung der Angelegenheit eindringlich nahegelegt wird. Ausführlich werden die Mängel aufgezeigt und kommentiert.

In der Zwischenzeit gibt es viele Einwendungen und Kommentare von Umweltgruppen zu dem Umweltbericht [27]. Diese sind deshalb interessant, da dort die bekannten Vorfälle und Umweltauswirkungen komprimiert zusammengestellt wurden. Diese Diskussion ist noch in vollem Gange und es bleibt zu hoffen, dass die Sicherheit des Trinkwassers der Bürger von New York letztendlich höher bewertet wird als die Interessen der Öl- und Gasindustrie an der Erschließung des Marcellus Shale.

Was sind die Umweltrisiken dieser Fördertechnologien?

In Europa sind bisher keine Umweltauswirkungen dokumentiert. Der Förderbeitrag ist heute noch vernachlässigbar. Da jedoch kein großer Unterschied in den verwendeten Technologien zwischen Europa und den USA besteht, kann man in der Abschätzung der künftigen Umweltauswirkungen auf die bisherigen Erfahrungen in den USA zurückgreifen. In diesem Abschnitt werden diese Erfahrungen kurz zusammengefasst und mit Beispielen belegt. Umgekehrt können diese Erfahrungen auch dazu dienen, um sicherzustellen, dass in Europa ähnliche Vorkommnisse nicht möglich werden.

Umweltbeeinträchtigungen sind während der Vorbereitungsphase, der Bohrungs- und frac-Phase und während des Betriebs zu erwarten, wie sie technisch bereits beschrieben wurden. Sie reichen von Lärmbelastigungen und Flächenverbrauch über Schadstoffemissionen bis zur Verunreinigung von Grund- und Trinkwasser. Die Vielzahl der bisherigen Bohrungen bestätigt, bieten viele Beispiele für Vorkommnisse. Es muss erwartet werden, dass die Probleme mit fortschreitender Erschließung zunehmen werden, da die Bohrungen zunehmend nahe bewohnter Gebiete durchgeführt werden.

Zunächst wird aus Bild 2 ersichtlich, dass der Flächenverbrauch enorm ist. Auch wenn ein Teil der Fläche nach Beendigung der Erschließungsphase wieder zurückgebaut wird, so bleiben aufgrund der hohen Bohrungsdichte von mehreren Bohrungen je km² die vielen Zufahrtswege und Restflächen für Leitungen, Verdichter, Gasaufbereitungsanlagen etc. Viele Bohrungen werden mehrmals mit Wasser und Chemikalien behandelt, um die Förderperiode zu verlängern, Dazu aber muss der Platz um die Bohrung für entsprechende Anlagen und Lastwagen verfügbar bleiben. Pro frac-Prozess sind hundert und mehr Lastwagenfahrten mit Frischwasser und bis zu 700 Fuhren mit Abwasser notwendig, wenn dieses nicht in neu angelegten Teichen gelagert werden kann. [6]

Bild 14 zeigt beispielhaft die Öl- und Gasbohrungen in Michigan. Das Antrim Shale im Norden ist Teil einer wesentlich größeren Shale-Formation. Im Bild entspricht jeder Punkt einer Bohrstelle. Seit mehr als 60 Jahren wird hier Gas gefördert. Heute sind im Antrim Shale etwa 10000 Bohrungen erfolgt. Der Höhepunkt der Gasförderung im nördlichen Antrim Shale wurde 1998 mit etwa 200 bcf/Jahr überschritten. Seit dieser Zeit geht dort die Förderrate mit etwa 4% p.a. zurück [28].

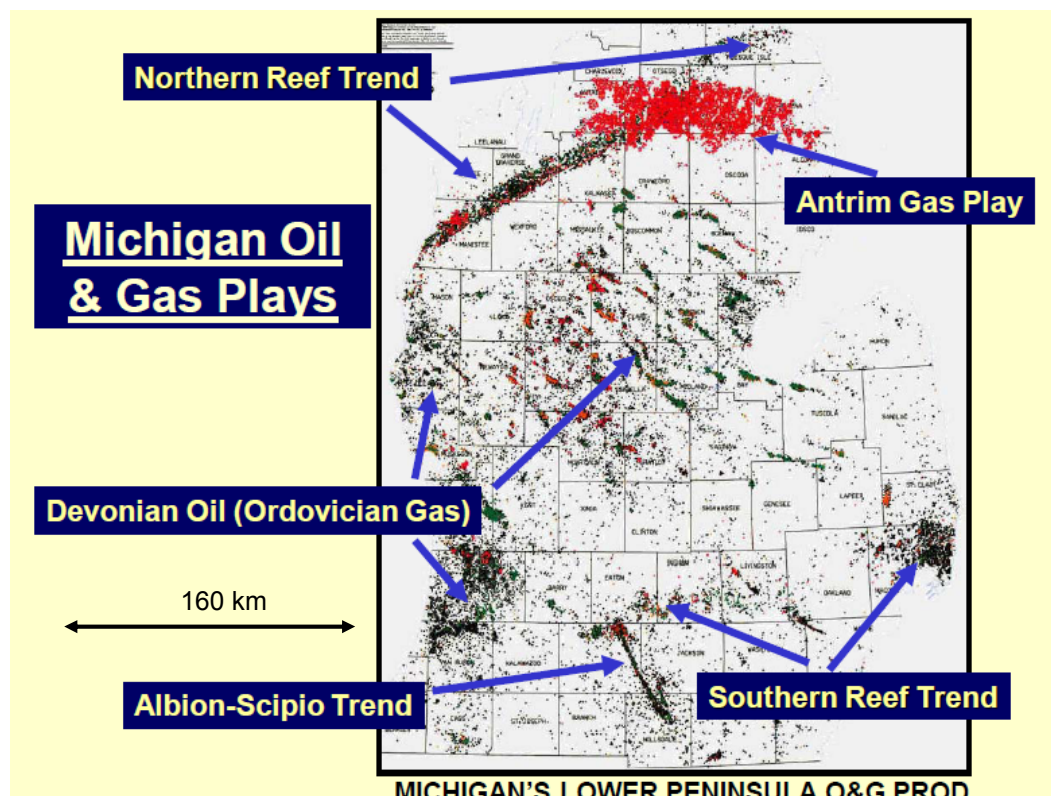


Bild 14: Darstellung der Bohrungen im Antrim Shale, Michigan [28]

Diese flächendeckende Erschließung der Shales wird weitab von Siedlungen ohne größere Beeinträchtigung der Bevölkerung möglich. Je weiter die Erschließung jedoch fortschreitet, desto näher liegen die Bohrungen an oder zwischenzeitlich sogar in Wohngebieten. Damit steigt auch die Sicht- und Lärmbelastung der Anwohner. Zusammen mit den Schadstoffemissionen und der Grundwasserverunreinigung nimmt deshalb der Widerstand der Bevölkerung gegen neue und bestehende Bohraktivitäten deutlich zu. Inzwischen haben sich viele Bürgerinitiativen gegründet, die durch lokale oder regionale NGO mit Fachinformationen unterstützt werden.

Nichtregierungsorganisationen mit informativen Internetauftritten sind beispielsweise ohne Anspruch auf Vollständigkeit:

- die Chenango Delaware Otsego Gasdrilling Opposition Group mit einer ausführlichen Internetseite zu technischen Informationen, umweltrelevanten Vorkommnissen im Gasbereich, Studien, politischen Aktivitäten und Reaktionen und weiterführenden links [29],
- Earthworks mit dem Oil&Gas Accountability Project (OGAP). OGAP gibt wissenschaftliche Untersuchungen in Auftrag und stellt Informationen im Internet zur Verfügung [30],
- Riverkeeper, nach eigenen Angaben ein „neighborhood watch dog“ zum Schutz der nationalen Wasservorkommen. Dokumentierte Vorfälle, Informationen und Einwendungen zu Anhörungen sind im Internet veröffentlicht [31].

Im September 2008 veröffentlichte das „Natural Resources Defence Council“ eine Studie der „University of Colorado School of Public Health“ mit einer Literaturlauswertung von Gesundheitsrisiken durch die Öl und Gasförderung [32].

Die Analyse zeigt, dass die Chemikalien die beim frac-Prozess benutzt werden ein potenzielles Gesundheitsrisiko für lokale Anwohner beinhalten. Es wird eine detaillierte Untersuchung der Risiken für die Gesundheit (thorough health impact assessment) empfohlen, bevor die Öl- und Gasaktivitäten ausgeweitet werden.

Nach dieser kurzen Übersicht über Studien und Internetseiten mit weiterführenden Informationen werden im Folgenden relevante Aspekte und Vorkommnisse explizit angesprochen.

Wasser:

Zunächst werden während des frac-Prozesses große Mengen Wasser in die Bohrung eingepresst. Dieses Wasser ist mit etwa 0,5 – 1 % Chemikalien und bis zu 20 % Sand vermischt. Die Firmen halten diese Chemikalien teilweise als Firmengeheimnis unter Verschluss. Dennoch wurden bisher mehr als 200 unterschiedliche Chemikalien und Biozide identifiziert.

So enthält die Studie der Umweltbehörde des Staates New York eine Liste mit in den Flüssigkeiten potenziell enthaltenen Chemikalien [7]. Es handelt sich um mehr als 200 Chemikalien und Biozide, deren häufigste sog BTEX Chemikalien (Benzole, Toluol, Ethyle, Xoluol), Methanol, Propylalkohol, Aromaten, Benzene, Naphtalene, Säuren Chloride und Biozide sind, wobei etliche Substanzen, der Umweltbehörde nicht bekannt sind.

Eine Umweltbeeinträchtigung kann in mehrfacher Weise erfolgen:

- Die Bohrung wird über die erste Strecke mit einem zementierten Ring umgeben (casing), so dass die Grundwasser führende Schicht sicher durchquert wird. Bei dem hohen Druck, dem die Bohrung während des frac-Prozesses ausgesetzt ist, kann es vorkommen, dass dieser Zementring dem Druck nicht standhält und aufgebrochen wird. Dann wird das mit Chemikalien vermischte Wasser durch den Druck in diese Schicht eingepresst werden und im Grundwasser gelöst.
- Das Aufbrechen der Gesteinsstruktur im Bereich der Shale Formation ist erwünscht. Es kann allerdings vorkommen, dass die erzeugten Klüfte unkontrolliert Wege für das Gemisch nach oben eröffnen, so dass auf diese Weise Kontakt mit Wasser führenden Schichten erfolgen kann.
- Nach dem frac-Prozess und dem Nachlassen des Überdrucks wird ein Teil der eingepressten Flüssigkeiten wieder aus der Bohrung nach oben geführt. Diese müssen aufgefangen und entsorgt werden.
- Während der Förderung wird zusätzlich zum Gas auch Lagerstättenwasser gefördert. Dieses ist teilweise radioaktiv. Es ist aber auch mit der eingepressten Flüssigkeit vermischt, so dass dieses Abfallwasser immer entsorgt werden muss.

Der Rückstand enthält auch aus dem Gestein ausgespülte Radionuklide, sogenannte „normally occurring radioactive substances“ (N.O.R.M.). Die Radionuklide werden mit

dem Lagerstättenwasser während der Förderung mit ausgespült. Im Barnett Shale wurden im County Denton im Jahr 2007 je 28 m³ Gasförderung im Mittel 10 m³ Wasser ausgespült. Von jedem m³ Lagerstättenwasser mussten etwa 0,5 Milliliter als radioaktiver Sondermüll entsorgt werden. Über den Zeitraum 2005-2007 summierte sich dies auf 13 m³. Im Wesentlichen handelt es sich hier um Radium 226 und Radium 228 [33].

Im Gegensatz zum Barnett Shale wird das Marcellus Shale als wesentlich radioaktiver eingestuft, so dass dort eine wesentlich höhere radioaktive Belastung erwartet wird [6]. Dies erkennt man bereits daran, dass in der Region Onondaga, wo die gasführende Schicht besonders nahe der Oberfläche ist, in den Kellern der Gebäude eine stark erhöhte Radioaktivität gemessen wird, die über dem zulässigen Grenzwert liegt. Von den behördlichen Einrichtungen gemessene Proben in Pennsylvania zeigen, dass der Radongehalt des geförderten Gases tausendfach über dem an der Oberfläche gemessenen Wert liegt [34]. Erste Proben aus dem Marcellus Shale im Gebiet des Bundesstaates New York, die aus dem Lagerstättenwasser entnommen wurden zeigten einen Radium-226 Gehalt, der 267 mal über dem Grenzwert lag und mehr als 1000 fach über dem Grenzwert für Trinkwasser liegt [35, 36, 37, 38].

Die eingepressten Chemikalien sind toxisch, teilweise kanzerogen und biozid. Es ist nicht gesichert, dass die Flüssigkeiten nicht ins Grund- und Trinkwasser gelangen. Tatsächlich gibt es viele Beschwerden von Anwohnern über eine starke Beeinträchtigung ihres Trinkwassers. Teilweise ist es mit Kohlenwasserstoffen angereichert.

Am 15. Dezember 2007 kam es zur Explosion in einem privaten Wohngebäude. Als Ursache wurde eine größere Gasakkumulation im Gebäude festgestellt. Dieses Gas war im Trinkwasser gelöst und wurde bei der Wasserentnahme freigesetzt. In einer nachfolgenden Untersuchung konnte die nahe gelegene Gasquelle English 1 als Ursache identifiziert werden. Das Gas war durch die während des frac-Prozesses erzeugten Klüfte aus Gas führenden Schicht nach oben in ein Wasseraquifer diffundiert und hatte sich im Wasser gelöst. [39]

Dies ist kein Einzelfall. Es wird inzwischen von vielen Vorfällen berichtet, in denen Erdgas im Trinkwasser gelöst ist und ein brennbares Gemisch bildet. So ereignete sich im September 2007 eine kleinere Explosion in einem kommunalen Wasserbehälter [27].

In Pennsylvania begannen im Herbst 2009 die Anlagen einer Stahlfabrik und eines Kraftwerkes überraschend zu korrodieren, da das aus dem Monongahela Fluß entnommene Wasser seit einiger Zeit extrem versalzt war. Als man der Ursache nachging, wurde deutlich, dass das Abwasser aus den Gasbohrungen gar nicht an den Kläranlagen fachgerecht entsorgt werden konnten, da deren Kapazität überfordert war. Aus der Öl- und Gasindustrie fielen dort im Jahr 2009 täglich etwa 40.000 m³ an Abwasser zur Entsorgung an. Diese Zahl soll sich bis 2011 mindestens verdoppeln [40, 41].

Luft:

Die Verdichter und Bohraggregate zeigen extrem starke Kohlenwasserstoffemissionen und Lärmentwicklung. Es wird von einer starken Beeinträchtigung der Gesundheit naher Grundstücksbesitzer und Bewohner berichtet [32]. Bild 15 zeigt eine Luftaufnahme über einem Gebiet des Barnett Shale. Die Abgase an flüchtigen Kohlenwasserstoffen sind deutlich zu sehen und können den Kompressoren als Emissionsquelle zugeordnet werden.



Bild 15: Luftaufnahme einer Bohrungsstelle und einer Verdichterstation des Barnett Shale Gasvorkommens, (Quelle: www.un-naturalgas.org/image_gallery.htm [8])

Besonders betroffen ist die Gemeinde Dish. Ausgelöst durch viele Beschwerden der lokalen Behörden wurden viele Luftproben analysiert. Einige Proben überschritten Luftgrenzwerte um mehr als den Faktor 100 [42, 43].

Besonders relevante Beispiele wurden vielfach von privaten Bürgern über Fotos und Videofilme dokumentiert, die teilweise im Internet (z.B. youtube [8]) einzusehen sind. Bild 16 zeigt in einer Momentaufnahme aus einem privaten Video die Bedingungen während des frac-Prozesses.



Bild 16: Schnappschuss aus einem in youtube veröffentlichten privaten Video, das die Abgaswolke eines Kompressors während des frac-Prozesses zeigt. (Quelle: http://www.youtube.com/watch?v=RMBFXzluFaY&feature=player_embedded [44])

Die Beschwerden und Vorkommnisse in der Gemeinde Dish wurden Auslöser für eine umfassendere Emissionsstudie. Diese wurde für das Barnett Shale durchgeführt [45]. Dabei wurden im Mittel für das Jahr 2007 für alle Öl- und Gasaktivitäten im Barnett Shale deutlich erhöhte Emissionen an Smog bildenden Substanzen (flüchtige Kohlenwasserstoffe – VOC – und NO_x) errechnet. Der Jahresmittelwert beträgt 60 mg NO_x/kWh und 108 mg VOC/kWh . Diese Werte werden im Sommer deutlich übertroffen. Zusätzlich fallen diese räumlich inhomogen an. So liegen Sie im Großraum Dallas – Fort Worth nochmals deutlich höher. Innerhalb dieses Großraumes liegen sie in Summe über den NO_x und VOC-Emissionen des gesamten Straßen- und Flughafenverkehrs.

In der Studie wurden auch die CO_2 -Emissionen aus den Öl- und Gasaktivitäten im Barnett Shale berechnet. Erdgas ist der am wenigsten klimaschädliche aller fossilen Brennstoffe. Bei der Verbrennung von Erdgas werden etwa 200g CO_2/kWh freigesetzt. Dies ist im Vergleich zu Erdöl (270 g/kWh) und Kohle (je nach Qualität 330 – 400 g/kWh) gering. Daher gilt Erdgas in Klimastrategien als klimafreundlicher Energieträger.

Zu den Emissionen beim Abbrand müssen die Emissionen aus der vorgelagerten Kette zusätzlich berücksichtigt werden.

Für das Barnett Shale wurden die klimarelevanten Treibhausgasemissionen aus der Gasförderung- und Aufbereitung auf 24 gCO₂ Äquivalent je kWh Erdgas berechnet.

Darüber hinaus kann in Shale-Gasvorkommen auch ein großer Anteil CO₂ gelöst sein, der durch die Druckentlastung freigesetzt wird. Dieser wurde bisher nur für das Antrim Shale dokumentiert. Dort enthält das Erdgas bis zu 30% CO₂-Anteil. Im Jahr 2008 wurden in den Abscheidungsanlagen etwa 1,1 Mio. t CO₂ freigesetzt [28]. Bezogen auf die Gasförderung des Jahres 2002 resultiert daraus eine spezifische Emission von 29 g CO₂/kWh Erdgas (eigene Berechnung). Allerdings kann der Anteil des im Shale-Gas gelösten CO₂ sehr unterschiedlich sein, so dass eine Übertragung dieses Wertes problematisch ist.

Umgekehrt sind die technologiebedingten Emissionen vom Standort weitgehend unabhängig. Daher ergibt die Hochrechnung der Treibhausgasemissionen auf die Gasförderung im Antrim Shale, dass dort über 50 g/kWh an klimaaktiven Treibhausgasen emittiert werden, wenn man Prozessbedingte Emissionen (24 g/kWh) und im Gas gebundenes und freigesetztes CO₂ (29 g/kWh) addiert.

Dies entspricht etwa 25% der Emissionen von Erdgas während der Verbrennung.

Resumee – Sind die Hoffnungen berechtigt oder übertrieben?

Shale-Gasvorkommen sind real und haben in den USA seit einigen Jahren einen steigenden Förderanteil. Allerdings ist es unwahrscheinlich, dass deren Erschließung die Versorgungssituation auf längere Sicht grundlegend beeinflussen wird.

In der frühen Erschließungsphase ist es leicht, die Förderung durch neue Projekte auszuweiten. Doch je länger diese Phase der Ausweitung andauert, desto stärker machen sich die problematischen Aspekte bemerkbar. Dies sind vor allem:

- Der schnelle Förderabfall der Einzelbohrungen innerhalb weniger Monate zwingt zu beschleunigtem Ersatz bereits erschöpfter Bohrungen. Dies reduziert bei steigendem Fördervolumen das Potenzial der Förderausweitung, da ein zunehmender Anteil des Aufwandes in die Aufrechterhaltung der Förderung geht.
- In dem Maß, wie die Anzahl der Bohrungen zunimmt, rücken diese immer näher an Wohngebiete heran. Dies führt zusammen mit den Lärm- und Schadstoffemissionen, mit dem Baustellenverkehr und mit der potenziellen Gefährdung der Grund- und Trinkwasservorkommen notwendigerweise zu steigenden Konflikten mit der Bevölkerung.

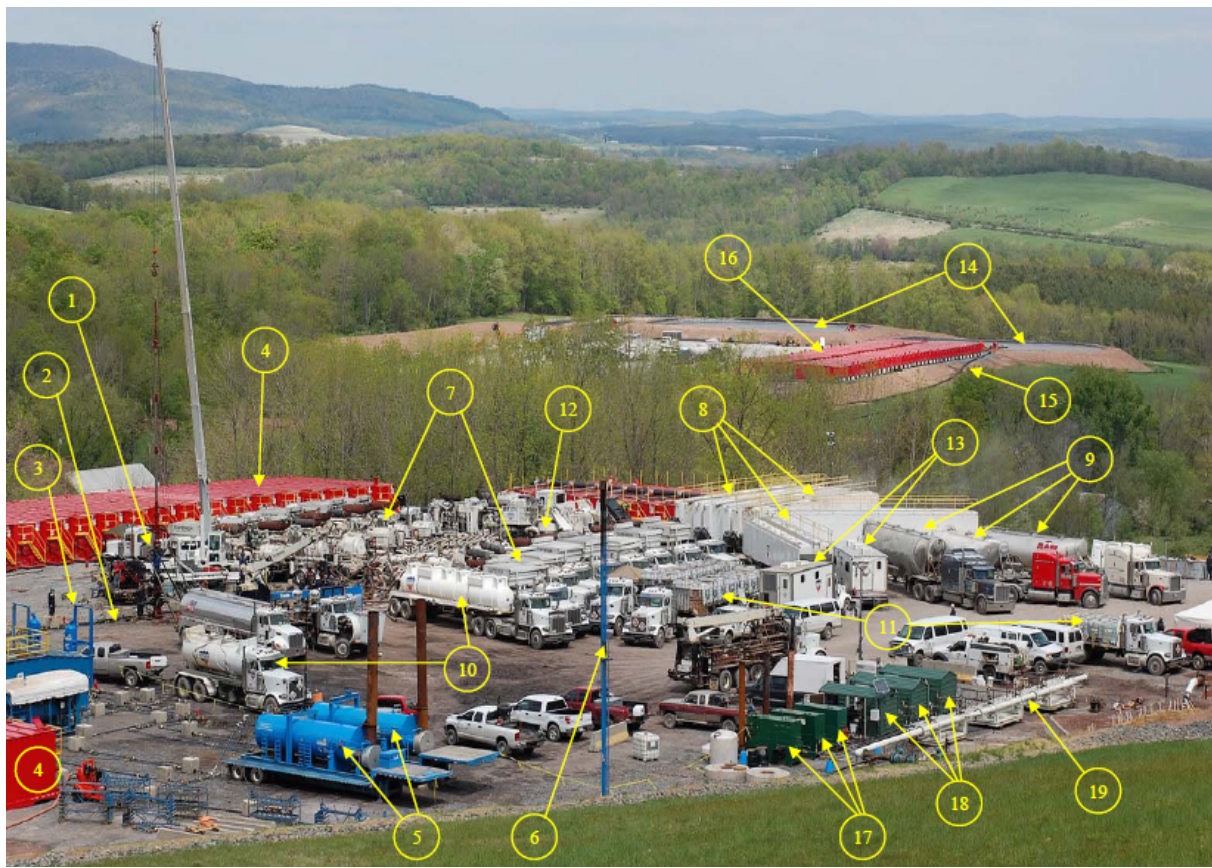
Es muss erwartet werden, dass die Zunahme dieser Probleme die künftigen Förderpotenziale viel stärker beeinflusst als eine theoretische Reserveabschätzung. Daher ist es sehr wahrscheinlich, dass Shale-Gasvorkommen in Europa keine große Bedeutung spielen werden. Angesichts der hier wesentlich niedrigeren Reserveabschätzungen und höheren Umweltauflagen ist es fast auszuschließen. Das schließt jedoch nicht aus, dass die Diskussion hierüber zunehmen wird.

Literatur

- 1 Förderboom lässt Rohstoffjäger träumen: Stefan Schulz; Spiegel online vom 22. April 2010, siehe <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,688667,00.html>
- 2 Shale gas prompts changes in US natural gas report: A. Rascoe, T. Gardner; Thompson Reuters 2010, siehe www.finanznachrichten.de/nachrichten-2010-04/16546313-update.html
- 3 World Energy Outlook 2009, Internationale Energieagentur Paris, November 2009
- 4 The Role of Natural Gas in a Low-Carbon Energy Economy: Ch. Flavin, S. Kitasei, World Watch Institute, Briefing Paper, Washington, April 2010
- 5 Erdgas aus Deutschland, Schatzsuche im Schiefer, Julia Kimmerle, Spiegel online vom 12. April 2010, siehe <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,688088,00.html>
- 6 Shale Gas: Focus on the Marcellus Shale, L. Sumi; For the Oil&Gas Accountability Project (OGAP) und Earthworks, Mai 2008, Durango, Colorado, siehe www.ogap.org
- 7 Supplemental Generic Environmental Impact Statement (SGEIS) prepared by the New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC) Division of Mineral Resources on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs. Draft, September 2009, siehe <http://www.dec.ny.gov/energy/45912.html>
- 8 http://www.un-naturalgas.org/image_gallery.htm
- 9 The Shale Gas Revolution and What It Means for Global Energy Markets, K. Medlock III, Rice University, Präsentation beim "Baker Institute Roundtable: Energy Market Consequences of an Emerging U.S. Carbon Management Policy", Rice University, 2. März 2010
- 10 Worldwide Gasshales and Unconventional Gas: A Status Report, V. A. Kuuskra, S. H. Stevens, Advanced Resources International, Arlington, Virginia, 12. Dezember 2009,
- 11 Texas Railroad Commission, Data & Statistics, siehe <http://www.rrc.state.tx.us/data/index.php>
- 12 Eigene Analyse der offiziellen Förderstatistiken, siehe: State of Arkansas, Oil and Gas Commission, Fayette Shale Gas Sales Information, siehe <http://www.aogc.state.ar.us/Fayproinfo.htm>
- 13 An overview of modern shale gas development in the United States J. D. Arthur, B. Langhus, D. Alleman, ALL Consulting, 2008
- 14 Prospects of unconventional gas in Europe, A. Kern, Eon, 5. Februar 2010
- 15 US-Energy Information Administration, maps: Exploration, Resources, Reserves and Production, siehe http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/maps/maps.htm#Top
- 16 H. Rogner, zitiert in [12],[13] und [16]
- 17 US-Energy Information Administration, Natural Gas, U.S. Data, siehe http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/info_glance/natural_gas.html
- 18 Annual Energy Outlook 2010, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, Januar 2010, siehe <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/>

- 19 Shale gas will rock the world – huge discoveries of natural gas promise to shake up the energy markets and geopolitics, A.M. Jaffe, Wallstreet Journal, 10. Mai 2010, siehe http://online.wsj.com/article/SB10001424052702303491304575187880596301668.html?mod=WSJ_hpp_MIDDLENexttoWhatsNewsThird
- 20 Save Drinking Water Act (SDWA) vom 12. Dezember 1974, siehe <http://www.osha.gov/dep/oia/whistleblower/acts/sdwa.html>
- 21 Examining the Impact of Hydraulic Fracturing, H. Waxman, Vorsitzender und E. Markey, 2.ter Vorsitzender des Ausschusses für Energie und Umwelt des U.S. Kongresses, Memorandum vom 18. Februar 2010, siehe auch http://energycommerce.house.gov/Press_111/20100218/hydraulic_fracturing_memo.pdf
- 22 Clean Energy Act 2005, siehe http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=109_cong_bills&docid=f:h6enr.txt.pdf
- 23 zur Geschichte und den Umständen unter denen der Clean Energy Act 2005 durchgesetzt wurde, siehe <http://www.energyjustice.net/energybill/epact2005.html>
- 24 The Halliburton Loophole, Editorial der New York Times vom 3. November 2009
- 25 Gesetzesvorlage H.R. 7321: “To repeal the exemption for hydraulic fracturing in the Safe Drinking Water Act, and for other purposes. 29. September 2008, siehe auch <http://www.govtrack.us/congress/billtext.xpd?bill=h110-7231>
- 26 Comments on the New York State Department of Environmental Conservation September 2009 draft: SGEIS for the Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs, John Filippelli, Leiter, Strategic Planning and Multi-Media Programs Branch, Environmental Protection Agency Region 2, 290 Broadway, NY, NY 10007, 30. Dezember 2009, siehe http://www.epa.gov/region2/spmm/pdf/Marcellus_dSGEIS_Comment_Letter_plus_Enclosure.pdf
- 27 Comments on EPA's Proposed Research Approach for Studying Relationships Between Industrial Gas Drilling Utilizing Hydraulic Fracturing and Drinking Water Resources, APPENIX: Case studies – Impacts and Incidents Involving High-Volume Hydraulic Fracturing from Across the Country, Riverkeeper, Appendix 1, siehe <http://www.riverkeeper.org/wp-content/uploads/2010/04/Riverkeeper-et-al-SAB-comments.pdf>
- 28 Michigan's Antrim Gas Shale Play – A Two-Decade Template for Successful Devonian Gas Shale Development, W.R. Goodman, T. R. Maness, Presentation at APG Annual Convention, San Antonio Texas, April 20-23, 2008
- 29 Chenango Delaware Otsego Gas Drilling Opposition Group (CDOG), siehe <http://un-naturalgas.org>
- 30 Oil & Gas Accountability Project (OGAP), siehe http://www.earthworksaction.org/oil_and_gas.cfm und www.ogap.org
- 31 Riverkeeper, <http://www.riverkeeper.org/>
- 32 Potential Exposure-Related Human Health Effects of Oil and Gas Development, NRDC, September 2008, siehe http://docs.nrdc.org/health/hea_08091702.asp
- 33 Gas drilling's dirty side effect, P. Heinkel-Wolfe, Special Report, Denton Record Chronicle, 15. Januar 2008, siehe

- http://www.dentonrc.com/sharedcontent/dws/drc/specialprojects/drilling/stories/DRC_NORM1_11-11.1fb48b711.html#
- 34 Radioactivity: A description of its Nature, Dangers, Presence in the Marcellus Shale and Recommendations by the Town of Dryden to The New York State Department of Environmental Conservation for Handling and Disposal of such Radioactive Materials, P.J. Davies, Cornell University, open letter, siehe <http://www.tcgasmap.org/media/Radioactivity%20from%20Gas%20Drilling%20OSGEIS%20Comments%20by%20Peter%20Davies.pdf>
- 35 Natural Gas Drilling Produces Radioactive Wastewater, A. Lustgarten, Scientific American, 9. November 2009, siehe <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=marcellus-shale-natural-gas-drilling-radioactive-wastewater>
- 36 Test show high concentration of radioactive waste in Marcellus. T. Wilber, 6. Dezember 2009, Ithacajournal.com und pressconnects.com, siehe <http://www.theithacajournal.com/article/20091206/NEWS01/912060349/Tests-show-high-concentration-of-radioactive-waste-in-Marcellus>
- 37 Questions raised as landfill seeks to increase intake of Marcellus drilling waste, T. Wilber, pressconnects.com, 31. März 2010 <http://www.pressconnects.com/article/20100331/NEWS01/3310383/1006/>
- 38 Radioactivity in Marcellus Shale, M. Resnikoff, Delaware River Basin Commission, Radioactive Waste Management Associates, 7. April 2010, siehe <http://www.state.nj.us/drbc/dockets/stone-energy/RadioactiveWasteManagement.pdf>
- 39 Report on the investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio, Ohio Department of Natural Resources, 1. September 2008, siehe http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/ohio_methane_report_080901.pdf
- 40 With Natural Gas Drilling Boom, Pennsylvania Faces an Onslaught of Wastewater, J. Sapien, ProPublica, 3. Oktober 2009, siehe <http://www.propublica.org/feature/wastewater-from-gas-drilling-boom-may-threaten-monongahela-river>
- 41 What can be done with wastewater? Rapid expansion of gas drilling has led to problems with disposal, contamination, J. Sapien, ProPublica, 4. Oktober 2009, siehe www.post-gazette.com/pg/09277/1002919-113.stm
- 42 The results are in for the DISH, TX Air Study, Evaluation of DISH, Texas Ambient Air Monitoring Analysis, C. Tillman, Bürgermeister von Dish, TX, 26. September 2009, siehe <http://baddish.blogspot.com/2009/09/results-are-in-for-dish-tx-air-study.html>
- 43 Dish Air Quality, Übersicht über Luft- und Gesundheitsanalysen der Gemeinde Dish, Texas, siehe <http://www.townofdish.com/>
- 44 http://www.youtube.com/watch?v=RMBFXzluFaY&feature=player_embedded
- 45 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, 26. Januar 2009

Anhang: Bohrstelle zur Fraktionierung [7]

Quelle: SGEIS – Report, 30. September 2009 [7]

- 1 Bohrstelle
- 2 Verrohrung für Rückflüsse und Tests
- 3 Sandseparator für zurückgewonnene frac-Flüssigkeit
- 4 Tanks für das Abwasser
- 5 Anlagen zum Beheizen der Leitungen
- 6 Gasfackel
- 7 Lastwagen mit Kompressoranlage
- 8 Container mit Sand
- 9 Lastwagen mit Sand
- 10 Lastwagen mit Chemikalien
- 11 Lastwagen mit sog. „Frac additives“
- 12 Anlage zum Mischen von Wasser, Chemikalien, Sand und sonst. Additiven
- 13 Kontrollzentrum
- 14 Wasserteich
- 15 Wasserleitung
- 16 Tanks
- 17 Anlagen zum Beheizen der Leitungen (Line heater)
- 18 Ölabscheider
- 19 Produktionsanlagen