

Stellungnahme zu den Referentenentwürfen bezüglich Fracking – erweiterte Fassung –



Vorbemerkungen

Allgemeines

Nach Auffassung unseres Bündnisses stellt die Anwendung des Hydraulic Fracturing zur Aufsuchung und Gewinnung unkonventioneller Gasvorkommen einen erheblichen Eingriff in die natürliche Umgebung dar, dessen Auswirkungen nur unzureichend abzusehen sind. Die vorliegenden Entwürfe stellen hierzu eine nur unzureichende Regulierung dar, die nicht einmal die Mindestanforderungen der einschlägigen Gutachten vollständig aufgreift.

Methodik

Den vorliegenden Entwürfen zu einer Fracking-Regulierung mangelt es an einer geeigneten Struktur. Im Wesentlichen wird – oft unzureichend – versucht, für einen Teil der bekannten Risiken und Probleme vermeintliche Begrenzungen zu schaffen. Dieses Vorgehen ist jedoch nicht zweckmäßig noch in Anbetracht der Risiken mit dem Vorsorgegebot vereinbar. Anstatt einen eng gefassten Korridor des Erlaubten zu schaffen, gewährt man relative Freizügigkeit und reagiert dann erst auf eingetretene Probleme. Zusammen mit der gesetzgeberischen Trägheit sowie der Stückelung auf diverse Fachgesetze und Verordnungen kann so nicht zeitnah auf neue Erkenntnisse reagiert werden. Stattdessen sollte – sofern nicht auf Fracking ganz verzichtet wird – ein das Bundesberggesetz ergänzendes Gesetz eine eng gefasste Linie des Zulässigen sowie die dafür zu beachtenden Nebenbestimmungen beschreiben.

Eigene Zielsetzung verfehlt

Die im Koalitionsvertrag vereinbarte Ablehnung der Gasförderung aus unkonventionellen Vorkommen wird mit der Freigabe von Kohleflöz- und Schiefergasvorkommen tiefer 3000m unterlaufen. Das vorgebliche Ziel weltweit strengster Anforderungen wird in etlichen Punkten verfehlt und von anderen Nationen übertroffen. Auch der beteuerte Grundsatz „Sorgfalt vor Schnelligkeit“ spiegelt sich in den Referentenentwürfen nicht wieder. Vielmehr wird eine Pauschalfreigabe für jegliches Fracking erteilt, lediglich flache Kohleflöz- und Schiefergaslagerstätten werden mit einem temporären Kommissionsvorbehalt versehen

Begriffsumdeutung

Die Umdeutung des Begriffs „unkonventionelles Erdgas“ lehnen wir ab und verweisen auf die international übliche Definition, dass „unkonventionelle Vorkommen“ sich über die Erfordernis des Frackens definieren. Selbst ein im Dezember publiziertes Exxon-Dokument ordnet Tightgas den unkonventionellen Vorkommen zu. Im Rahmen des „Fachgespräch UVS für Fracking“ wurde dies mit zahlreichen Fundstellen untermauert.¹

Risiken

Leider scheinen die beabsichtigten Änderungen im Wesentlichen nur auf eine mögliche Kontamination von Trinkwasservorkommen durch Bestandteile der beim Fracking eingesetzten Flüssigkeiten abzielen. Diese stellen jedoch nur einen kleinen Ausschnitt der Risiken dar:

- Grundwasserkontamination durch Fracfluide
- Grundwasserkontamination durch Ausbreitung von giftigem Lagerstättenwasser entlang von geschaffenen Wegsamkeiten – auch bei ungiftigen Frac-Rezepturen
- Aufstieg von mobilisiertem Methan und daraus resultierende Verschiebung der Wasserqualität
- Entsorgung von Frackfluid und mitgefördertem Lagerstättenwasser durch Verpressen, was heute Teils sogar in Trinkwasserschutzgebieten geschieht.
- Verbrauch von typisch 500 Mio-2 Mrd. Liter Frischwasser pro Bohrplatz (5000 m³/Frac *
- 10-20 Fracs/Bohrung*10-20 Bohrungen/Bohrplatz), die dem Wasserkreislauf dauerhaft entzogen werden
- Erdstöße in Folge des Auslösens bereits bestehender Spannungen
- Erdstöße in Folge zusammensackender durch Risse geschwächter Gesteine bei Absinken des Lagerstättendrucks in Folge der Förderung
- Schleichend über Nebenwege entweichendes Methan (aktuelle US-Studie: bis 12% Verluste) mit 20-fachem Treibhausgas-Potential verglichen mit CO₂
- Grundwasserabsenkung und diffuse Methanemissionen bei Kohleflözgasförderung – unabhängig von der Frage des Frackings.
- Vernachlässigtes Risikopotential der Sauegasförderung, neuerdings auch in Kombination mit dem erhöhten Risikopotential des Frackings
- Emissionen aus Abfackeln von verunreinigtem/überschüssigen Gas
- Anreicherung radioaktiver Elemente in Krusten und Tankschlämmen

Standpunkt

Wir halten aus diesen Gründen die Anwendung des Hydraulic Fracturing zur Öl- und Gasförderung für nicht vertretbar. Technische Verbesserungen, welche die in der prinzipiellen Natur dieser Fördertechnik liegenden Risiken umgehen, sind derzeit nicht absehbar. Unser Bündnis fordert daher

¹ http://www.gegen-gasbohren.de/wp-content/uploads/2014/06/FG_2_kom.pdf

ein umfassendes Verbot, welches Frac-Vorhaben unabhängig vom Bearbeitungsstand etwaiger Genehmigungen ausschließt. Wir halten es nicht für zielführend, dass einer beliebig einberufenen Kommission ohne echte Verantwortung zu tragen eine Entscheidungskompetenz über beabsichtigte Versuchsbohrungen zukommt. Ebenso wenig ist es verantwortbar, Fracking in anderen Lagerstätten generell zu ermöglichen.

Die weiteren Aussagen stehen unter der Prämisse eines verlangten generellen Frackingverbots, mindestens zur Gewinnung von Kohlenwasserstoffen, wobei auch in der Geothermie die Kenntnislage nicht besser zu sein scheint. Etwaige auf Fracking bezogene Anpassungsforderungen zu den Entwürfen sind nicht als Zustimmung zu einer grundsätzlichen Frackingermöglichung sondern lediglich als absolutes Mindestmaß der Beschränkung bei nicht ausgesprochenem Frackingverbot zu verstehen und erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Fracking-Etablierungsgesetz

Weitestgehende Freigabe

Entgegen den medienwirksamen Beteuerungen bewirken die Rechtsänderungsentwürfe keineswegs ein Verbot sondern die weitreichende Etablierung des Fracking. Tichtgas-, Erdöl-, Schieferöl- und Geothermie-Fracs werden in jeder Tiefe gestattet. Kohleflözgas sowie Schiefergas erhalten unter 3000 m ebenfalls eine Freigabe. Lediglich Kohlföz- und Schiefergasvorkommen flacher 3000 m sollen der Zustimmung einer zu gründenden Kommission genügen, der aber die Freigabe auch dieser Tiefenlage in sehr absehbarer Zeit zugestanden wird.

Lagerstättentyp	tiefer 3000m	flacher 3000m	Anmerkungen
Tichtgas	erlaubt	erlaubt	Bisherige Fracs bislang nie auf Folgen ausgewertet!
Schiefergas	erlaubt	Kommission	sofort: "Forschung" mit komm. Nachnutzung Ab 2018: Freigabe kommerzieller Vorhaben
Kohleflözgas	erlaubt	Kommission	sofort: "Forschung" mit komm. Nachnutzung Ab 2018: Freigabe kommerzieller Vorhaben
Schieferöl	erlaubt	erlaubt	Wealden: 700-1300m Posidonienschiefer: 800-1800m
sonst. Erdöl	erlaubt	erlaubt	Bohrdatenbank: 99% < 3000m; 57% < 1000m! CEP hat bereits im Juni in M-V gefrackt
Geothermie	erlaubt	erlaubt	Basel-Beben 2006

Erdöl-Fracking

Bislang völlig aus der Betrachtung gelassen wurde ein Einsatz von Fracking zur Erdölförderung, wie im Sommer 2014 in Mecklenburg-Vorpommern praktiziert. Ebenso lassen Aufsuchungsvorhaben und Projektbeschreibungen der Kimmeridge GmbH sowie von PRD Energy eine Explorationsabsicht nicht nur auf altbekannte Öllagerstätten sondern auch auf den Posidonienschiefer als Muttergestein selbst erkennen. Dabei liegen gerade die Nordwestdeutschen Erdöllagerstätten recht Oberflächennah, die

Mehrzahl der Bohrungen erreicht nicht einmal die Tiefe von 1000 m. Die Anwendung des Frac-Verfahrens ist dabei keineswegs illusorisch,

Sauergas

Auch erweiterte ExxonMobil 2010 mit der Bohrung Goldenstedt Z17 die Anwendung des Frac-Verfahrens auf sauerstoffführende Zechsteinkarbonate. Ein möglicher Austritt von stark schwefelwasserstoffhaltigem Gas ist damit nicht mehr auf seltene Unfallszenarien des unverhofften Anbohrens solcher Vorkommen wie in Exxons Expertenkreisstudie beschränkt und stellt gegenüber bisheriger Sauergasförderung eine weitere, unberücksichtigte Eskalation des Risikopotentials dar. So errechnete UTH für den Exxon-Expertenkreis für einen Sauergas-Ausbruch basierend auf Parametern des LBEG-Merkblatts eine Überschreitung des AEGL-1 Werts für Gesundheitsbeeinträchtigungen bis zu einem Abstand von 21 km, und eine tödliche Wirkung (AEGL-3) bei einstündiger Exposition im Abstand von 1,3 km. Fracking-Unfälle mit Blowout, teils gar völligem Abreißen der Bohrloch-Verrohrung in Folge der Druckbeaufschlagung sind derweil mehrfach belegt.

Stand der Forschung

Medienkampagne der Akademie der Technikwissenschaften

Wir bedauern sehr, dass die Befürworterseite sich offenbar im Herbst entschlossen hat, den wissenschaftlichen Dialog aufzukündigen. Statt faktenbasierter Diskussion von Risiken und Verbesserungspotentialen greift man zur PR-Maschinerie. Augenscheinlich aus Richtung des Acatech-Wirtschaftszirkels – zumindest tummeln sich fast alle Fracking-Protagonisten der letzten Wochen dort – wurde eine breit angelegte Medienkampagne gestartet. In gleich vier aufeinanderfolgenden Ausgaben der eigenen Formate sowie weiteren Sendungen vom gleichen Team in Spartenkanälen berichtete das NDR-Magazin Panorama über vermeintlich problemloses Fracking. Eine solch geballte Vehemenz ist schwerlich mit journalistischem Ehrgeiz zu erklären, zumal die Darstellungen vollends einseitig ausfielen. Über Stunden von den Redakteuren geführte Gespräche mit kompetenten Frackingkritikern wurden ignoriert, lieber Comiczeichner und möglichst ahnungslose Besucher einer Gründungsveranstaltung vor die Kamera gezerrt. Parallel dazu häuften sich Interviews und Radiofeatures mit Acatech-Vertretern wie Emmermann, Kümpel und Burri, während Acatech sich mit Infoständen auf Ärztekongresse und Bundestag einmietete. Einsilbiger Tonfall: Gasland sei ein Missverständnis, bei uns sowieso alles anders und sicher und das UBA unfähig Gutachten zu lesen.

Qualität des UBA2-Gutachtens

Während dem UBA vorgeworfen wird, dem ehrenwerten Experten Dannwolf nicht folgen zu wollen, zeichnete die Vorabpräsentation im Januar 2013 ein deutlich anderes Bild. So insistierte der Konsortialführer und Geologe gegen allen versammelten Sachverstand darauf, dass Schiefergas generell tiefer Läge und damit sowieso unproblematischer sei. Eine kaum haltbare Aussage angesichts aktueller Schiefergasprojekte zwischen 1000 und 2500m. Während in der Bohrung Damme 3 die Wealden-Formation bei rund 1000m als einziges deutsches Schiefergasexperiment überhaupt gefracked wurde, sollte jedoch die benachbarte Bohrung Damme 2 mit dem dort untypisch

fast 3000m tief liegenden Posidonienschiefer als repräsentatives Beispiel im weiteren Gutachten dienen. Der Rest des Gutachtens erscheint ähnlich fragwürdig. In Folge der erforderlichen Nacharbeiten verschob sich die Veröffentlichung am Ende um ein halbes Jahr, wenngleich die Kritik sich nur wenig darin wiederfindet. Ohnehin ist das Gutachten nur von begrenzter Aussagekraft, denn den zunächst aufgezählten Problemen folgt innerhalb der Kapitel meist eine wenig begründete Schlussfolgerung der problemlosen Beherrschbarkeit während im Fazit dann doch wieder deutlich zurückgerudert und auf erhebliche Unsicherheiten verwiesen wird. Bezeichnend ist, dass an diesem Gutachten gleich eine ganze Reihe Autoren zuvor auf Rechnung der Exxon für deren Expertenkreis tätig waren oder als Geothermie-Vertreter selbst ein Interesse am Fracking vorzuweisen haben.

Im Rahmen der Stellungnahme zu Fritsches Klimabilanz-Kapitel kontaktierte Peer-Reviewer seines ähnlichen Beitrags zum Exxon-Expertenkreis teilten überraschend mit, dass sie entgegen der Aufführung auf dem Deckblatt der Teilstudie (Jungbluth, Zittel) beziehungsweise der Expertenkreis-Abschlusspräsentation (Alvarez) gar keine abschließenden Reviews durchgeführt haben.

Für inhaltliche Punkte zum UBA 2-Gutachten verweisen wir auf die BBU-Stellungnahme² hierzu.

Ungeklärte Fragen

Erhebliche Wissensdefizite und Probleme zum Fracking-Verfahren bestehen weiterhin insbesondere in folgenden Punkten

- Klimabilanz und Bezifferung diffuser Methanemissionen von gemessenen bis zu 12% gegenüber 0,02% aus Inventarabschätzungen
- Aufbau des Untergrunds
- Rissausbreitung – Unterschiede von über 50% in den Rissdimensionen zwischen verschiedenen Simulations-Programmen bei gleicher Aufgabenstellung
- Lagerstättenwasser (Damme 3 widerlegt Exxons Aussage von trockenem Schiefer)
- Fracfluide, insbesondere auch für Tightgas, wo kritischere Chemikalien benötigt werden.
- Erdbebenrisiko sowohl beim Frac selbst (siehe Poland-Bebenserie) als auch beim Verpressen
- Anlagentechnische Beherrschbarkeit
- Zementierung und langfristige Bohrlochintegrität
- Übertragbarkeit von Erkenntnissen

² http://www.gegen-gasbohren.de/wp-content/uploads/2014/05/BBU_Stellungnahme_zum_2UBA_Frackinggutachtenentwurf.pdf

Erfahrungen mit der bergbehördlichen Praxis

Auskunftspflichten

Es zeigt sich in der Praxis ein erhebliches Defizit in der Informationspolitik der Bergbehörden. Trotz Informationsfreiheitsgesetzen bzw. Umweltinformationsgesetzen sind Unterlagen nur äußerst spärlich zu erlangen. Vorgegebene Bearbeitungszeiten werden oftmals ignoriert. So schickt das niedersächsische LBEG zumeist nach einem Monat statt der dann im Regelfall fälligen Antwort lediglich eine Belehrung über etwaige Kostenpflichten und meint damit seiner Bearbeitungspflicht ausreichend nachgekommen zu sein. Mittlerweile sind diesbezügliche Klagen auf Aktenzugang anhängig.

Eine nachvollziehbare Abwägung von öffentlichem Interesse – gerade bei umweltbezogenen Informationen – und Firmeninteressen findet bei der Bearbeitung offenbar nicht statt. Der weitgehende Konkurrenzschutz der Bergbaukonzessionen sollte hier hingegen eigentlich eine freizügige Informationspolitik ermöglichen. In der Praxis ist hingegen das Gegenteil anzutreffen, Unterlagen werden äußerst großzügig bis zur Wertlosigkeit geschwärzt.

Eingegangene Anträge auf Bergbauberechtigungen werden je nach Bundesland völlig unterschiedlich behandelt. So sieht das Bundesberggesetz ausdrücklich den Konkurrenzgedanken um eine Zuteilung an den effizientesten Förderer der Rohstoffe vor, nicht an den ersten Antragsteller. Während NRW und Schleswig-Holstein mehr oder minder umfangreich informieren, unterbleibt in Niedersachsen auch auf Nachfrage jegliche Information – vorgeblich zum Schutz der Interessen des Antragstellers, welche aber durch den Konkurrenzschutz der Bergbauberechtigungen bereits gewahrt sind bzw. vor der Erteilung dem Effizienzgebot des Bundesberggesetzes widerstreben.

Umweltverträglichkeitsprüfung

Fragliche Qualität

Bisher durchgeführte Umweltverträglichkeitsprüfungen weisen erhebliche Defizite in ihren fachlichen Standards auf. So verzeichnen die ausgelegten Unterlagen zur geplanten Anhebung der Förderrate auf dem Förderplatz Völkersen Z3/Z11³ eine längst zurückgebaute Pipeline für Lagerstättenwasser als Entsorgungsweg. Dieser gravierende Fehler der technischen Beschreibung ist offenbar weder dem Antragsteller noch dem Bergamt aufgefallen.

Vorzeitig Fakten schaffen

In der Praxis wurden in der Vergangenheit in Niedersachsen Bohrungen bereits vor Abschluss eines Planfeststellungsverfahrens begonnen.⁴

³ Antrag der RWE Dea zur Erhöhung der Produktion über 500.000 m³/h; Öffentliche Auslage im Juli 2013, bis heute kein Eörterungstermin.

⁴ Burgmoor Z4: Bohrungsbeginn laut LBEG-Bohrdatenbank 27.12.2007; Planfeststellung 18.3. 2008

Unklarer Vorhabensbegriff, Salami-Taktik

Ohnehin besteht im niedersächsischen Bergamt keine Klarheit über den „Vorhaben“-Begriff. Laut Bergdirektor Söntgerath⁵ sei dieser auch amtsintern nicht festgelegt, man würde den Umfang heranziehen, den der Antragsteller als ein Vorhaben im Antrag benenne. Das könne von einem Frac als solches bis zu zusammengefasster Betrachtung mehrerer Bohrungen reichen. Zumeist werden Fracs separat von Bohrungen beantragt und umgehen damit den Aspekt „Standortalternativen“.

Nach Auslegung des niedersächsischen Bergamts bezieht sich die Erfordernis einer UVP nach bisherigem 500.000 m³/d-Kriterium auf die tatsächliche Förderrate, eine Vielzahl von Bohrungen wird auf 20.000 m³/h gedrosselt betrieben. So findet sich beispielsweise die Bohrung „Goldenstedt Z23“ nicht in einer Aufstellung vom LBEG durchgeführter UVPs wieder, obwohl der Betreiber ExxonMobil nach Presseberichten 30.000 m³/h und damit mehr als 500.000 m³/d erwartete.

Ferner ist offenbar lediglich die Anlagentechnik (Gastrocknung etc.) des Förderplatzes, nicht aber die Bohrung als solches Gegenstand der bisherigen UVPs gewesen.

Unzureichender Umfang

Im Rahmen des „Fachgesprächs Umweltverträglichkeitsprüfung für Fracking“ der niedersächsischen Umwelt- und Wirtschaftsministerien zeigte sich die als Sachverständige der Gasförderunternehmen und für diese in der Vergangenheit mit UVP-Gutachten betraute Landschaftsarchitektin höchst erstaunt über Nachfragen zu luftgetragenen Emissionen. Diese habe man beim Fracking doch gar nicht. – Was in Anbetracht von etlichen Dieselpumpen, Millionen über die Fackel verbrannter Kubikmeter dürrftig gereinigten Gases und diversen Ausdünstungen aus Fracfluid und Flowback schlichtweg absurd ist, aber ein typisches Beispiel für die Qualität bisheriger UVPs im niedersächsischen Erdgassektor darstellt.

Fragliche Objektivität staatlicher Dienste

In der aktuellen Diskussion fällt eine deutliche Nähe staatlicher Institutionen aus dem Bergbauumfeld zu den Bergbauunternehmen auf. Eine objektive, auf wissenschaftliche Fakten gegründete Argumentation ist nicht zu erkennen, wenn beispielsweise mit Pseudo-Belegen wie „ein Apfel fällt auch nicht nach oben“ jegliche Interaktion von tiefem Untergrund und oberflächennahen Horizonten ausgeschlossen werden soll.

Im Folgenden eine beispielsweise Übersicht fraglicher Nähe der Aufsichtsbehörden:

- Der Geologische Dienst NRW **suggerierte** in seiner Stellungnahme für den Landtag bereits die **Fündigkeit** der 2008 abgeteufte Schiefergas-Bohrung „Oppenwehe 1“ und berichtete *„Die Ergebnisse der Bohrung Oppenwehe 1 haben das Vorhandensein beträchtlicher Gasmengen*

⁵ Aussage am Rande der DGMK-Konferenz 2013

*bestätigt.*⁶ Tatsächlich kündigte ExxonMobil im Herbst 2014 an, die Bohrung mangels relevanter Gasvorkommen zu verfüllen.

- Im Nachgang zum **Rotenburg-Beben** (2004) erteilte die BGR nach Recherchen des SPIEGELS⁷ ihren Seismologen einen **Maulkorb**, nicht über deren Vermutung eines möglichen Zusammenhangs mit der Erdgasförderung zu sprechen. Nach heutigem Kenntnisstand des niedersächsischen Erdbebendienstes wird das Rotenburg-Beben ebenfalls eindeutig den induzierten Beben der Gasförderung zugerechnet.⁸
- Die Stellungnahme des **Gewässerkundlichen Landesdiensts** – in Niedersachsen für Bergbaubelange vom Bergamt selbst verkörpert – gegenüber der Wasserbehörde des Landkreises Diepholz zum Frac-Vorhaben in der Bohrung „Düste Z10“ weist eklatante Mängel auf und **verschweigt zur Beurteilung relevante Umstände**. So werden benachbarte Bestandsbohrungen überhaupt nicht aufgeführt, während sich die Bohrspur in der Draufsicht sogar mit derjenigen von „Düste Z9“ kreuzt.
- Zum gleichen Vorhaben attestierte das LBEG als Gewässerkundlicher Landesdienst, dass die Rissausbreitung keine bekannten Störungszonen erreiche. Vernachlässigt wird dabei, dass zum einen die Fluidfront durch Einsickern in den Porenraum die Risslänge übersteigt, zudem die Druckübertragung noch weiter reicht und durchlässige Schichten in der horizontalen sehr viel weitere Ausbreitung ermöglichen als die vertikale Schichtung aus Barrieren und undurchlässigen Schichten. Ebenso unerwähnt bleibt die hohe Unsicherheit über die Frac-Dimensionen.
- Für den Fall eines **versagten**, nach Landesregelung aber seit 2012 zwingenden, **Einvernehmens der Wasserbehörde** zum Frac-Vorhaben Düste Z10 drohten Vertreter des LBEG gegenüber dem Umweltausschuss des Kreistags Diepholz offen ihre Sympathie für eine **Schadenersatzklage** des Antragstellers und die Weiterreichung der Kosten an den Landkreis an.
- Im Falle des Umbaus der Bohrung „Wittorf Z1“ gestatte das niedersächsische Bergamt 1994 der RWE Dea dort **Quecksilber-Abfälle eines Mitbewerbers als Verfüllmaterial** einzubauen,⁹ für deren, nicht den üblichen Vorschriften entsprechenden Transport wiederum eine Sondergenehmigung der Norddeutschen Erdgas Aufbereitungs GmbH herangezogen wurde.
- Während nach Tiefbohrverordnung Leitungen mit gefährlichen Stoffen (einschließlich Rohöl und Sole) bei ausnahmsweise oberirdischer Führung zu schützen sind, ereignen sich

⁶ Geologischer Dienst NRW: Unkonventionelle Erdgasvorkommen in Nordrhein-Westfalen

⁷ <http://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/erdbeben-durch-gasfoerderung-behoerde-legt-sich-mit-forschern-an-a-407533.html>

⁸

http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/80075/Erdbeben_bei_Voelkersen_Landkreis_Verden_am_22.11.2012.pdf

⁹ Sonderbetriebsplan Wittorf Z1

wiederholt Schäden an **Nassölleitungen** (mitsamt Ölfreisetzung) durch Kollision mit **Mähwerken**, insbesondere bei freitragenden Grabenquerungen. Offenbar mit Duldung des LBEG erfolgt nicht einmal bei Reparatur der Schäden eine schützende oder zumindest warnende Abgrenzung mittels Poller, Trassenpfosten oder Rammschutz-Bügeln.



Beschädigte Nassöl-Leitungen ohne vorgeschriebenen Schutz

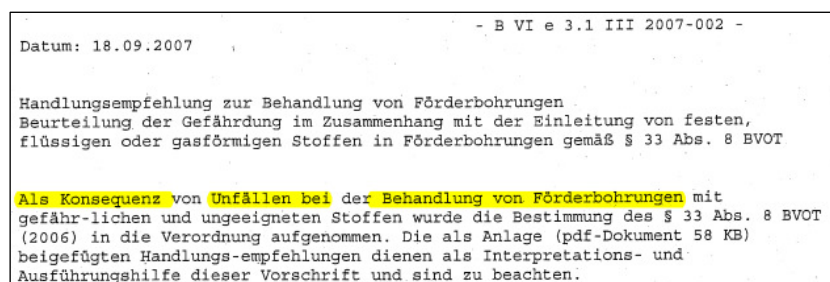
- Für die Bohrung Völkersen Z7 wurde eine **Frac-Behandlung genehmigt**, obwohl das ursprüngliche Bohrloch in Folge feststehenden Gestänges auf über 1000 m Länge aufgegeben und eine neue Ablenkung an der Blockade vorbei gebohrt werden musste. Der blockierte Bereich konnte weder verrohrt noch zementiert werden und **überbrückt so 1000 m Deckgebirge** als möglicher Ausbreitungspfad.¹⁰

Frac-Schäden

Bisherige Fracs erfolgten in Deutschland keineswegs frei von Zwischenfällen. So liegt uns ein Sonderbetriebsplan vor, der klar ein Scheitern eines niedersächsischen Fracs mitsamt Beschädigung der Bohrloch-Verrohrung ausweist. Ebenso sind Kommunikationsereignisse zwischen Bohrungen belegt.

Auch in der einschlägigen Fachliteratur finden sich Hinweise auf nach Störungen im Betriebsablauf gescheiterte Fracmaßnahmen innerhalb Deutschlands.¹¹

Zudem begründete das LBEG die Rundverfügung 4.15 mit aufgetretenen Unfällen bei Bohrlochbehandlungen und dafür ungeeigneten Stoffen.



Für das Feld Hengstlage sind mindestens zwei erforderliche Ankerrohrtour-Sanierungen an gefrackten Bohrungen belegt. Dabei treten als typisches Schadensbild vertikale Verschiebungen der Verrohrung im Bereich einiger Zentimeter auf. Woraus einerseits ein Abriss der Anschluss-Armaturen

¹⁰ Bohrlochbild siehe Anhang

¹¹ MARDER: Hydraulic Proppant Fracturing and Gravel Packing

resultieren kann, andererseits sich aber die Frage nach der verbleibenden Dichtigkeit der Zementierung stellt.

Im Wasserschutzgebiet Vechta erlitt eine einstmals gefrackte Bohrung nach überlieferter Betreiberaussage einen „Rohrkollaps“. Im Rahmen des Fachgesprächs UVS für Fracking lehnten die Vertreter ExxonMobils jegliche Klärung des Ereignisses ab.

Keine Umweltdaten in Niedersachsen

Eine systematische Auswertung bisheriger Fracs erfolgte noch immer nicht. Meiners et al. fragten beim LBEG nach Umweltdaten für das NRW- bzw. UBA1-Gutachten. Damals lautete die Auskunft, dass die Daten gerade in einer Datenbank zusammengetragen wären und deswegen gerade nicht auszuhändigen seien.¹² Im Rahmen der DGMK-Tagung 2013 wiederholte Meiners seine Bitte um Daten, wiederum ohne Erfolg. Bislang ist lediglich eine erwiesenen unvollständige Liste niedersächsischer Erdgasfracs zusammengetragen worden. Laut Auskunft des LBEG arbeitet man gar nicht mehr bzw. nur noch auf Sparflamme an der Liste. Ebenso divergieren die Aussagen, ob es über die veröffentlichte Liste hinausgehende Informationen im LBEG gibt, welches vom Abteilungsleiter zurückhaltend bejaht, vom damit befassten Referat hingegen bestritten wird. Festzuhalten ist jedenfalls, dass bis heute aus einer fraglichen Liste der Bohrungsnamen keine verwertbaren Daten vorliegen. Mindestens sieben weitere Bohrungen konnten von uns zwischenzeitlich ermittelt werden, die in der Aufstellung fehlen. Nach uns vorliegenden Emails teilte das LBEG auf Anfrage mit, dass es systematische Monitorings begleitend zu Fracmaßnahmen bislang nicht gegeben habe. Folglich werden etwaige Beeinträchtigungen auch kaum aufgefallen sein.

Begonnene Aufsuchung, fehlende Transparenz

Hinsichtlich der Schiefergasförderung hat die Aufsuchung bereits vor Jahren begonnen. Schon 2007 wurden erste Aufsuchungserlaubnisse erteilt. Seitens ExxonMobils wurden bereits sechs solcher Erkundungsbohrungen abgeteuft (Damme 2; Damme 3; Lünne 1/1a; Schlahe 1; Niedernwöhren 1 Oppenwehe 1) sowie eine weitere genehmigt (Nöpke 2, Bohrplatz innerhalb Wasserschutzgebiet hergerichtet) und drei weitere Vorhaben konkret angekündigt (Bahrenborstel Z14, Ortland 26, Leese Ost 1).

Entgegen den Beteuerungen der Förderunternehmen mangelt es jedoch weitgehend an einer Transparenz. So verweigert Exxon im nunmehr sechsten Jahr, einen Fündigkeitsstatus für die 2009 gefrackte Schiefergas-Bohrung Damme 3 zu benennen. Auch zu den anderen Bohrungen sind kaum Daten zu erhalten. Auf Anfrage nach niedersächsischem Umweltinformationsgesetz beschied das LBEG 2013 ganz offenbar wahrheitswidrig, keine Betriebsplanunterlagen, weder zu Damme 3, noch zur Bohrung Lünne 1/1a zu besitzen.

¹² Westfälische Nachrichten, 06.09.2012: NRW-Experten überrascht von Antwort aus Hannover - Niedersachsen hat keine Fracking-Umweltdaten <http://www.wn.de/NRW/2012/09/NRW-Experten-ueberrascht-von-Antwort-aus-Hannover-Niedersachsen-hat-keine-Fracking-Umweltdaten>

Aushebelung von Landesmoratorien

In Anbetracht dessen, dass die perspektivischen Hauptländer NRW und Niedersachsen sich bereits mit Weisungen auf Nichterteilung von Frac-Genehmigungen gegen eine Förderung von Schiefergas und Kohleflözgas mittels Fracking ausgesprochen haben, stellt sich die Frage der Erfordernis des vorliegenden Regulierungsentwurfs. Sofern dieser eine aushebelnde Wirkung gegenüber den Landesmoratorien besitzt, ist es mehr als zynisch von einer besseren Beteiligung der Öffentlichkeit zu sprechen, wenn diese sich bereits über ihre mehrheitlich gewählten Vertreter dagegen ausgesprochen hat und nun diese Blockade gebrochen werden soll.

Fragliche Erfordernis

Ohnehin zeigen die bisherigen Bohrresultate wenig Potential. Zwei Kohleflözgasbohrungen bei Osnabrück hat ExxonMobil aufgegeben und verfüllt, die Schiefergasbohrung in Oppenwehe zur Verfüllung angekündigt, sowie die Kernbohrung Niedernwöhren bereits verfüllt. Die Bohrung Schlahe soll nun teilverfüllt zur Unterstützung der dortigen Ölförderung aus durchteuften Ölfeldern dienen. Die einzig bislang gefrackte Schiefergas-Bohrung Damme 3 hat nie die Produktion aufgenommen und man verabschiedete sich bei der Gemeindeverwaltung mit dem Hinweis, so schnell wohl nicht wiederzukommen.

Im November kündigten Vertreter der BGR auf einer Hamburger Veranstaltung an, im Sommer 2015 in einer überarbeiteten Version der NIKO-Studie die prognostizierten Vorkommen deutlich nach unten zu korrigieren. Statt einer oberen Grenze von 2,3 Billionen Kubikmeter soll diese dann bei nur noch etwa 1 Billion Kubikmetern liegen. Mit einer Veröffentlichung ist jedoch erst nach einer Es drängt sich der Verdacht auf, dass hier mit voreilig-optimistischen Zahlen Einfluss auf Gesetzgebung genommen werden soll(te).

Regelungen im Detail

Wasserschutz

Aufgrund der Vielzahl der erwiesenen Risiken (siehe insbesondere auch BBU-Stellungnahme zum UBA2-Gutachten) ist Fracking nach unserer Auffassung generell nicht mit einer nachhaltigen Bewirtschaftung des Wassers vereinbar.

Mangelnde Kenntnisse des Untergrunds

Über den tatsächlichen Aufbau des Untergrunds bestehen nur unzureichende Kenntnisse für eine sichere Beurteilung „opferbarer“ Wasservorkommen. Der unerwartete Sole- und Methanfund in der Erdwärmebohrung für das Nienburger Ganzjahresbad in nur 200m Tiefe belegt die Kenntnisdefizite schon oberflächennaher Schichten.

Kein Dichtheitsbeweis

Erschwerend kommt bei Schiefergasvorkommen hinzu, dass es sich hierbei um fest im Muttergestein eingeschlossenes Gas handelt. Damit fehlt der sonst von der Natur erbrachte Beweis der Dichtheit der zumindest ersten Deckschicht, unter der sich in klassischen Lagerstätten das aufsteigende Gas

gesammelt hat. Wird das Gas nun durch großflächige Zertrümmerung der Schieferschicht mobilisiert, bestehen Ausbreitungspfade entlang etwaiger Durchlässigkeiten in der Deckschicht. Zudem fehlen bei den heute interessierenden Schiefervorkommen die vergleichsweise mächtigen Salzbarrieren.

Weitgehende Freigabe

Die vorgelegte Fassung ermöglicht entgegen den öffentlichen Beteuerungen ein weitreichendes Fracking in praktisch allen Tiefen. Lediglich flacher 3000m soll ein Kommissionsvorbehalt gelten, wenn es sich denn um Schiefer- oder Kohleflözgas handelt. Andere Lagerstätten sind hingegen nicht ausgeschlossen.

Gewässerbenutzung; Andere Bohrlochbehandlungsverfahren

Die Aufnahme als erlaubnispflichtiger Benutzung erfolgt sogar nur in der abgeschwächten Form der unechten Benutzung. Dieses ist nicht nachvollziehbar, werden hier doch sowohl Wasser als auch Fremdstoffe in den Porenraum des Untergrunds eingebracht, welcher wiederum zu mehr oder minder großem Teil bereits mit Wasser gefüllt ist (insbesondere auch abseits des Schiefergases führen sowohl die Sandsteinlagerstätten als auch besonders Kohleflöze erhebliche Mengen Wasser). Zudem verbleiben nennenswerte Teile der eingebrachten Stoffe im Untergrund. Je nach genauer Fluidrezeptur und Behandlungsmethode wird ferner gezielt die Eigenschaft des Wassers im Lagerstättenbereich verändert (Benetzer, Tenside, Biozide). Dies gilt insbesondere auch für weitere Behandlungsmethoden abseits des Fracking wie Säuerungen zur Zersetzung von Zementresten und Permeabilitätserhöhung in Karbonatlagerstätten und Tensid- oder Polymerfluten in der Erdölförderung. Hier ist daher von einer echten Benutzung auszugehen. Ebenso ist die Klarstellung der Erlaubnispflicht auf jegliche Bohrlochbehandlungsmethoden auszudehnen, die Stoffe in den Untergrund einbringen.

Nutzungskonkurrenz und Entschädigungspflicht

In der beabsichtigten Form wird Fracking zu einer legitimen Benutzung erhoben, die in Konkurrenz zu anderen Nutzungsformen treten kann. Gegenseitige Einschränkungen der legitimen Benutzung sind jedoch in der Regel entschädigungspflichtig. Es droht hier eine Konkurrenzsituation zu privilegiert geschützten Nutzern wie Trinkwasserbrunnen, welche dann die Nutzungsbeschränkung innerhalb der Schutzgebiete entschädigen müssten. Folglich müsste hier das Volk sein Trinkwasser aus der Geiselhaft der Erdgasförderer freikaufen, ein völlig inakzeptabler Zustand. Fracking ist daher bestenfalls als ein gegebenenfalls zu schaffendes Konstrukt einer nachrangigen Benutzung denkbar.

Wasserschutzgebietsgrenzen ungeeignet als Maßgabe

Ein Ausschluss ist lediglich für die öffentliche Trinkwasserversorgung vorgesehen und bemisst sich an den Wasserschutzgebieten. Diese Bemessung ist in keinster Weise nachvollziehbar, richtet sie sich doch nach Eintragungspfaden und Reaktionszeiten auf Einträge von der Oberfläche. Die je nach Schicht erhebliche höhere horizontale Permeabilität oder Eintragungswege von unten bleiben dabei völlig unbeachtet. Es zeigt sich an Schadensfällen, dass aufsteigende Gase und Flüssigkeiten erheblichen horizontalen Versatz erfahren können.

- Die Ölaustrittsflächen in Gronau befanden sich 200-400m von der leckenden Kaverne entfernt bei einer Lecktiefe von etwa 200m.
- Der Austritt von Bitumen zur Oberfläche nach übermäßiger Dampfinjektion in Primrose (Kanada) verteilte sich nach durchbrechen mehrerer vermeintlich dichtender Deckschichten über eine Länge von gut 10 Kilometern bei einer Gewinnungstiefe von etwa 500m.
- Aus dem Yaggi-Speicher entweichendes Gas legte in 2001 eine Distanz von über 12 km zurück, bis es in Hutchinson, Kansas zu Tage trat und mehrere Explosionen mit zwei Toten verursachte.

Ein adäquater Schutz der Trinkwasservorkommen wäre daher nur mit erheblichen Pufferzonen zu gewährleisten, keinesfalls jedoch mit den bestehenden Grenzen der Wasserschutzgebiete. Ohnehin zeigt sich bei Überarbeitung der Wasserschutzgebiete nach heutigen hydrogeologischen Kenntnissen, dass diese vor Jahrzehnten oftmals falsch verortet wurden. Siehe Neufestsetzung der WSG des Wasserverbands Rotenburg Land.

Entgegen den Entwürfen von Rösler/Altmaier ist keine zusätzliche Schutzmöglichkeit außerhalb der Schutzgebietsgrenzen vorgesehen.

Trinkwassergewinnungsgebiete

Der Ländervorbehalt für Trinkwassergewinnungsgebiete führt zu einer uneinheitlichen Anwendung innerhalb Deutschlands und ist daher abzulehnen, da dem Vereinheitlichungszweck der Bundesgesetze widerstrebend. Sie sind den Wasserschutzgebieten gleichzustellen.

Besorgnisgrundsatz für Mineralbrunnen und Lebensmittelproduktion

Die Nennung von zur Lebensmittelproduktion dienenden Wasserentnahmen stellt keinen qualitativen Fortschritt gegenüber dem ohnehin geltenden Besorgnisgrundsatz dar. Vielmehr droht die explizite Nennung den Umkehrschluss zu unterstützen, dass dann in den verbleibenden Gebieten kein Besorgnisgrundsatz Anwendung finden soll. Damit wären 80% der Landesfläche faktisch freigegeben zur Inkaufnahme ungewollter, aber doch als möglich erachteter Kontaminationen.

Fehlender Schutz sonstiger Nutzer

Es ist nicht nachvollziehbar, dass andere Grundwassernutzer keinen Schutz gewährt bekommen. Dies wiegt umso schwerer, als dass Grundwasserbeeinträchtigungen nicht als Schäden geltend gemacht werden können, denn es

Wasserwerke	Nur ausgewiesene Schutzgebiete; Bemessung nach rein obertätigen Eintragungspfaden!	
Heilquellen		
Tw-Gewinnungsgebiete	Nur nach Landesregelung	
Mineralbrunnen	kein Ausschluss	Nur ohnehin geltender Besorgnisgrundsatz des WHG; Stand auch bislang Fracking nicht im Wege; Nds. Bergamt drohte Wasserbeh. Schadenersatzforderungen an (Projekt Düste Z10, Wintershall)
Brauereien	kein Ausschluss	
Lebensmittelverarb.	kein Ausschluss	
priv. Trinkw.Brunnen	kein Ausschluss	
Gartenbrunnen	kein Ausschluss	
Viehtränken	kein Ausschluss	
Feldberegnung	kein Ausschluss	

gibt weder Eigentum an noch Recht auf nutzbares Grundwasser und somit formal auch bei einer Kontamination kein Vermögensschaden¹³ am Grundstück. Real dürfte eine belastete Fläche jedoch kaum noch verkäuflich sein. Es wären daher entsprechende Entschädigungsklauseln aufzunehmen, dass ein Nutzungsausfall des Grundwassers in Folge von Fracking-Kontaminationen wie auch eine Verkehrswert-Minderung zu kompensieren ist.

Altfälle

Bestehende Versenkbohrungen wurden in Niedersachsen häufig ohne wasserrechtliche Genehmigung betrieben bzw. die Zustimmung zur Bohrung auch als Zustimmung zu späterem Versenkbetrieb gedeutet. Eine generelle Heilung durch die beabsichtigte Klausel ist abzulehnen.

Wasserbehörden

Die beabsichtigte Einrichtung der Frackingkommission schwächt die Position der Wasserbehörden. Ohnehin müssen diese im Erdgas-Hauptland Niedersachsen den Gewässerkundlichen Landesdienst beteiligen, der jedoch vom Bergamt selbst verkörpert wird. Faktisch schreibt sich hier das Bergamt die gewünschte Stellungnahme der Wasserbehörde nahezu selbst. Die bisherige Erfahrung zeigt, dass seitens des LBEG in der Stellungnahme gegenüber der Wasserbehörde relevante Daten wie beispielsweise Altbohrungen unterschlagen wurden¹⁴. Ebenso wird die befürwortende Haltung der Bergbehörde als verkappte Erwartung an die Wasserbehörde deutlich hervorgehoben.

Demgegenüber mangelt es den Wasserbehörden zumeist an eigener Fachkompetenz hinsichtlich der Bergbautechnik und des tieferen Untergrunds. Es ist daher kaum zu erwarten, dass eine Kreisbehörde sich gegen ein Landesbergamt stellt. Kommt zudem noch die Kommission als weitere Partei hinzu, können sich Bergbehörde und Kommission gegenseitig als Beleg anführen, sodass Zweifel der Wasserbehörde trotz formalem Vetorecht kaum mehr durchzusetzen sind. Schon ohne Kommission drohte das LBEG dem Landkreis Diepholz im März 2013 mit möglichen Schadenersatzzahlungen, sollte der Kreistag nicht die Wasserbehörde mit der Zustimmung zur Frac-Behandlung der Bohrung „Düste Z 10“ beauftragen.

Kommission

Die beabsichtigte Schaffung der fraglich legitimierten Kommission schafft ein Verantwortungsvakuum, in welchem im Zweifel niemand zur Rechenschaft gezogen werden kann.

Die Besetzung ist weder durch einen demokratischen Prozess legitimiert noch ansatzweise für die Bevölkerung repräsentativ oder alle berührten Interessen vertreten. Es wird das Land zum Spielball mit geradezu extralegislativer Kompetenz ausgestatteter Forscher, die im Zweifel auf die Freiheit der

¹³ Siehe Infobroschüre Bremen: Altlastenbedingte Grundwasserverunreinigungen im Land Bremen http://www.umwelt.bremen.de/sixcms/media.php/13/Bericht_komplett_06-12-07.pdf

¹⁴ Zusammenfassende Ergebnisse der geologischen und hydrogeologischen Prüfungen der Referate L 2.2 und L 3.2 des Sonderbetriebsplans für die Durchführung von Frac- und Freiförderarbeiten auf der Teilfeldsuchbohrung Düste Z10 der Wintershall Holding GmbH Deutschland

Wissenschaft pochend von jeglicher unmittelbaren Verantwortung entbunden sind. Deren mehrheitlich pauschale Befürwortung zeichnet sich bereits ab. So sind mit GFZ, UFZ und BGR bereits die Hälfte der Plätze mit eindeutigen Befürwortern besetzt, weitere geneigte Vertreter sind für den Platz einer bergbaunahen Uni sowie eines Bergamts zu erwarten. Damit ist nicht einmal mehr eine paritätische Besetzung von Befürworter- und Gegenseite gegeben, eine Bevölkerungsrepräsentative schon gar nicht.

Sollten die Überlegungen zur Kommission nicht verworfen werden, sind Geschäftsordnung und Handlungskompetenzen der Kommission umgehend zu definieren und vor weiterer Beratung der Entwürfe festzuschreiben und zu veröffentlichen, um überhaupt eine Diskussionsbasis zu haben. Zudem ist das in der Normung außerordentlich bewährte Konsensprinzip für die Entscheidungsfindung zur Grundlage zu machen statt mit einfachem Mehrheitsentscheid tiefgehende Bedenken selbst mehrere hochkarätiger Vertreter zu übergehen zu können.

Die Kommissionsbesetzung ist dann ebenso einer pluralistischen und repräsentativen Vertretung wenigstens der möglicherweise Betroffenen anzupassen.

Die Freigabe kommerzieller Förderung durch die Kommission bei „grundsätzlicher“ Unbedenklichkeit der Förderung aus einem Horizont lässt als juristisches „grundsätzlich“ zugleich Ausnahmen zu. Gerade bei Bestehen etwaiger Grenzfälle wäre aber das Knowhow der Kommission erforderlich anstatt eine Blanco-Freigabe zu erteilen. §13a Abs. 7 Nr. 1 WHG(vorgesehene Fassung) „[...] mehrheitlich als grundsätzlich unbedenklich“ ist zu streichen und durch „[...] einstimmig als ausnahmslos unbedenklich“ zu ersetzen.

Forschungsvorhaben

Grundsätzlich stellt sich die Frage nach dem Ziel der Forschungsvorhaben. Insbesondere die oft gebrauchte Bezeichnung „Probebohrung“ steht im üblichen Sprachgebrauch eher für Erkundungsbohrungen zur Rohstoffsuche denn für wissenschaftliche Forschung. Das Argument „um zu gucken, ob überhaupt was da ist“ verfängt jedoch nicht. Die frackingspezifischen Risiken manifestieren sich in der Regel pro Bohrloch oder pro Frac. Schaden und Nutzen steigen beide mit der Anzahl der Bohrungen, das Verhältnis bleibt somit unabhängig von der Größe der Vorkommen in etwa konstant.

Für echte Forschung bezüglich der Risiken sieht hingegen das Bergrecht bereits die Möglichkeit einer Aufsuchungserlaubnis zu wissenschaftlichen Zwecken vor. Dass ein Parallelkonstrukt in Form der Frackingkommission geschaffen werden soll, lässt erwarten, dass dieses auf Basis kommerzieller Erlaubnisse operieren soll. Dann folgt jedoch – unabhängig vom wissenschaftlichen Ergebnis – automatisch auf die Fündigkeit der Aufsuchung nach §12 Abs. (2) BBergG ein Anspruch auf die Bewilligung der Gewinnung, womit lediglich ein verkappter Startschuss für die kommerzielle Produktion verschleiert wird.

Stattdessen ist sicherzustellen, dass etwaige Forschungsvorhaben rein unter der Prämisse des Erkenntnisgewinns zur Beherrschbarkeit erfolgen. Dazu gehört insbesondere:

- Beschränkung auf den geringstmöglichen Umfang der Forschungsvorhaben

- Darlegung, dass alternative Erkenntniswege ausgeschöpft sind (einschließlich gerichtlicher Überprüfungsmöglichkeit der Erfordernis)
- Entkopplung von kommerziellen Aufsuchungserlaubnissen, kein Bewilligungsanspruch der Förderung bei Fündigkeit; Stattdessen separate Aufsuchungserlaubnisse zu wissenschaftlichen Zwecken
- Wahl der Standorte zwingend vorrangig nach Beherrschbarkeit und Auswirkungsminimierung
- Ausschluss von jeglichen Siedlungsgebieten
- Ausschluss einer kommerziellen Nachnutzung, zumindest aber einer langfristigen Karenzregelung für die Bohrung selbst sowie die Umgebung (10 km), um eine kommerziellen Interessen geschuldete Beeinflussung der Standortwahl auszuschließen.
- UVP-Pflicht auch für die Forschungsvorhaben

Die bisherigen Erkundungsmaßnahmen zur Schiefergassuche werden einem vorsichtigen Vorgehen nicht gerecht. So soll beispielsweise in Exxons angekündigtem Vorhaben Leese Ost 1 vom Ortsrand ausgerechnet mitten unter den Ortskern gebohrt werden, um dort bislang unerprobte Mehrfachfracs im Posidonienschiefer zu testen.¹⁵

Chemikalien

Das Einbringen jedweder Stoffe im Rahmen des Frackings ist generell abzulehnen.

Insbesondere gestatten die Regelungen in vorgelegter Form den Einsatz auch gefährlicher Chemikalien. Das Merkmal „umwelttoxisch“ wird lediglich auf die Eigenschaft „wassergefährdend“ reduziert und lediglich als verdünnte Mischung betrachtet, während die tatsächlichen Konzentrationen während der Frac-Phasen variieren. Die Eigenschaft wassergefährdend lässt jedoch keinen verlässlichen Rückschluss auf die gesundheitliche Bedeutung zu. So gibt es durchaus giftige und kanzerogene Stoffe, die nicht wassergefährdend sind wie auch Substanzen die überhaupt nicht als gefährlich nach CLP bzw. REACH zu bewerten sind, jedoch als hormonell wirksame Stoffe noch in extremster Verdünnung Auswirkungen auf den Mensch zeigen können.

Jegliche als Zutat für sich bereits gefährliche Stoffe sind auszuschließen.

Kataster

Zu einem Kataster wird lediglich eine Ermächtigungsgrundlage geschaffen, jedoch ist keine Umsetzung ersichtlich. Insbesondere ist ein möglicherweise freiwilliges Kataster des Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung abzulehnen und durch staatliches, verpflichtendes Kataster zu ersetzen. Insbesondere sind dabei auch variable Konzentrationen in den einzelnen Behandlungsphasen zu berücksichtigen. Gegebenenfalls verwendete Tracer sind mit Angaben zur

¹⁵ Siehe Anhang

Identifizierung und Lebensdauer bzw. Nachweisgrenzen zu versehen. Das Kataster ist auf jegliches Einbringen von Stoffen zur Bohrlochbehandlung anzuwenden.

Naturschutz

Das Ausklammern der NATURA2000-Gebiete erscheint durchsichtiger Weise einer möglichst geringen Beeinträchtigung der Rohstoffförderung geschuldet zu sein. Eine fachliche überzeugende Begründung ist nicht ersichtlich. Um dem Schutzzweck zu gewährleisten, sind NATURA2000-Gebiete ebenfalls von Anlagen freizuhalten.

Das Verpressen – sofern nicht ohnehin untersagt – in Schutzgebieten ist generell zu untersagen. Im Gegensatz zur Förderung liegt hier keine ähnlich starke Ortsbindung vor, ein Ausweichen auf andere Bereiche ist also durchaus möglich.

Aufgrund der besonderen Empfindlichkeit und damit schwerwiegenden Auswirkungen bei Schadensfällen ist auch das Fracken unterhalb von Schutzgebieten von Anlagen außerhalb dieser zu untersagen.

UVP

Die vorgeschlagenen Regelungen zur Umweltverträglichkeitsprüfung sind weder zielführend noch ausreichend. Die Beschränkung auf kommerzielle Vorhaben klammert Forschungsvorhaben aus. Diese Ausnahme ist nicht nachvollziehbar, der experimentelle Charakter lässt eher noch größere Risiken erwarten. Es ist nicht sichergestellt, dass die beabsichtigte Fracking-Kommission nach ähnlichen Maßstäben verfährt. Insbesondere ist keine Möglichkeit der juristischen Überprüfung gegeben. Folglich ist die UVP-Pflicht auf jegliche Fracking-Vorhaben auszuweiten.

Es ist klarzustellen, dass die im Rahmen einer UVP geprüften Kriterien aufgrund unterschiedlicher geologischer Gegebenheiten für jede Bohrung (sic) separat zu betrachten sind.

Es ist klarzustellen, dass jedwede Arbeiten erst nach Abschluss des Planfeststellungsverfahrens beginnen dürfen. Dieses wurde in Niedersachsen bislang nicht so gehandhabt.

Es ist klarzustellen, dass sämtliche Aspekte von Bohrung, Frac sowie Förderplatz mitsamt Anlagentechnik zu berücksichtigen sind und nicht nur die obertägige Anlage.

Es ist sicherzustellen, dass das Planfeststellungsverfahren bereits vor der Bohrung durchgeführt und nicht als Salami-Taktik eine Frac-Behandlung nachträglich beantragt wird. Für Bestandsbohrungen sind die UVPs gegebenenfalls nachzuholen. Es muss sichergestellt sein, dass kein Frac ohne UVP erfolgt.

Es ist zu befürchten, dass auch die UVP nach Auffassung der Bergbehörden der Rohstoff-Sicherungsklausel unterworfen ist, jeglicher Beurteilungsraum also nach Selbstverständnis der Bergbehörden zwingend zu Gunsten des Vorhabens ausgelegt werden muss. Die RSK ist daher zu streichen und/oder eine entsprechende Klarstellung aufzunehmen.

Im Rahmen einer UVP können nur bestehende, im Fachrecht verbrieft Kriterien abgeprüft werden. Solche sind für Frackingspezifische Risiken und Beeinträchtigungen jedoch bislang gar nicht definiert.

Folglich können nur vergleichsweise belanglose Nebenaspekte wie Schallemissionen beurteilt werden, jedoch kein Maß der Umweltbeeinträchtigung ermittelt werden. Es ist daher sicherzustellen, dass erst nach fachrechtlicher Definition entsprechender Kriterien überhaupt eine UVP erstellt werden kann.

Als zentrale Orte fungieren im ländlichen Raum bestenfalls die Hauptorte der Kommunen. Eine besondere Berücksichtigung nur dieser für standortbezogene UVPs ist keineswegs ausreichend. Sämtliche zusammenhängende Siedlungsflächen sind dem gleichzusetzen.

Rohstoffsicherungsklausel

Die Rohstoffsicherungsklausel § 48 Abs. 1 Satz 2 BBergG ist zu streichen. Sie führt in der bergbehördlichen Praxis dazu, dass Spielräume immer zu Gunsten des Bergbaubetreibenden ausgelegt werden. Faktisch werden damit Abwägungen öffentlicher Interessen in gebundene Entscheidungen zu Gunsten des Bergbaus, selbst bei größerem entgegenstehendem Interesse überführt.

Ein wirkliches öffentliches Interesse an Bergbauvorhaben kann bereits über die Interessensabwägung im Rahmen eines Bewirtschaftungsermessens ausreichend berücksichtigt werden. Unsicherheiten dürfen jedoch aus Vorsorgegründen nicht zu einer faktischen Freigabe der fraglichen Tätigkeit führen.

Anpassung an Richterrecht

Die Bestimmungen des Bundesberggesetzes sind den inzwischen ergangenen, höchstrichterlichen Urteilen zwingend anzupassen. Anderenfalls kann das Beibehalten antiquierter, als unzulässig befundener Regelungen als ausdrücklicher Wunsch des Gesetzgebers interpretiert und damit die faktische Anwendung der korrigierenden Rechtsprechung fortan untergraben werden.

Es ist zudem sicherzustellen, dass eine frühzeitige Beteiligung der Kommunen erfolgt.

Ferner ist sicherzustellen, dass die Träger öffentlicher Belange auch bei Verlängerungen beteiligt werden. So bittet das LBEG die Wasserbehörden selbst dann nicht um Stellungnahme, wenn die Aufsuchungs-Verlängerung auch die Ausweitung auf zuvor nicht geplante Bohrungen vorsieht.

Bergbauschäden

Die angedachte Regulierung auftretender Bergschäden ist unzureichend.

Senkungen

Die Begrenzung der Setzung auf mindestens 10 cm ist zu streichen. Jeglicher Schaden der hinreichend auf den Bergbau zurückzuführen ist, muss entschädigt werden. Im Zweifelsfall muss der Bergbaubetreibende als Herbeiführer der nicht mehr eindeutigen Unterscheidbarkeit zwischen natürlicher und induzierter Ursache als unternehmerisches Risiko haften.

Der Beeinflussungsbereich ist auf mindestens die Grenzen des Feldes zuzüglich eines geeigneten Puffers auszuweiten. Teilweise erstrecken sich die Einzugsbereiche der Gasbohrungen über Kilometer, zusätzlich verbreitert sich der Setzungstrichter nach oben.

Erdstöße

Für Schäden durch Erdstöße fehlt schlicht die Verankerung im Bundesberggesetz. Neben Pressungen und Zerrungen sind auch Stöße und Schwingungen des Bodens mit als qualifizierendes Merkmal für die Bergschadensvermutung aufzunehmen.

Die zeitliche Befristung ist zu streichen.

Hinsichtlich der Zuordnung eines Erdbebens zur Gasförderung ist auf die erhebliche Unsicherheit insbesondere in der vertikalen Komponente hinzuweisen. Ebenso können aus Einpressstätigkeiten noch Beben in einer Entfernung von 15 km¹⁶ resultieren. Für Beben in nicht den Erdbebenzonen nach DIN entsprechenden Regionen ist eine Vermutungswirkung bei Lage des Epizentrums innerhalb einer Schütterzone entsprechend der Feldesgröße zuzüglich eines nicht unter 10 km breiten Saums um Fördergebiete sowie einem Radius von nicht unter 20 km um Einpressbohrungen vorzusehen (5 km für laterale Unsicherheit der Verortung sowie 5 bzw. 15 km resultierend aus der Reichweite Beeinflussung des Druckregimes).



Gebäudeschäden nach Beben (2,9) im Feld Völkersen der RWE Dea. Links: Haus von MdB Mattfeldt.

Seismische Untersuchungen

Seismische Untersuchungen sind mit in den Anwendungsbereich der Bergschadensvermutung aufzunehmen. Sowohl aus Schleswig-Holstein¹⁷ wie auch der Pfalz¹⁸ sind Berichte über Schäden nach Seismik-Kampagnen bekannt.

¹⁶ <http://news.nationalgeographic.com/news/energy/2014/05/140502-scientists-warn-of-quake-risk-from-fracking-operations/>

¹⁷ <http://zeitungen.boyens-medien.de/serien/fracking/artikel-ansicht/artikel/gasfoerderer-schliesst-fracking-nicht-aus.html>

Beschränkung auf Bauwerksschäden

Nicht auf Gebäude abzielende Schäden werden überhaupt nicht erfasst. So sind Kontaminationen jeglicher Art nicht der Bergschadensvermutung unterworfen und auch nicht von der Regelung zum Umweltschadensgesetz vernünftig erfasst.

Umweltschadensgesetz

Der Bohrlochbergbau ist nicht in der Liste der qualifizierenden Tätigkeiten des Anhangs aufgeführt, die Regelung somit ein weitestgehend unwirksames Placebo. Entsprechend ist die Liste zu erweitern und jegliche Form des Frackings sowie des Bohrlochbergbaus einzuschließen.

Bergverordnung

Den vorgesehen Festlegungen in der Bergverordnung sind unpräzise und überlassen die Deutungshoheit in weiten Teilen den Bergbehörden. Deren Auslegung der Rohstoffsicherungsklausel steht einer angemessenen Ausgestaltung entgegen. Vielmehr ist zu erwarten, dass nicht explizit vorgeschriebene Maßnahmen auch nicht getroffen werden.

Stand von Wissenschaft und Technik

Der Stand der Technik wird nirgends definiert. Hier wies im Fracking-Dialog des Landes NRW die Vertreterin der Wasserbehörde auf erheblich divergierende Auslegung des Begriffes zwischen Wasserbehörden und Bergbehörden hin. Aufgrund des Risikopotentials sind hier Anforderungen klar zu definieren und soweit nicht möglich, der „Stand von Wissenschaft und Technik“ einzufordern.

Verpressung

Die Abgrenzungsklausel zwischen Flowback und Lagerstättenwasser zielt ausschließlich auf wassergefährdende Stoffe des Fracfluids, lässt aber die Schadstofffrachten aus der Lagerstätte außer acht. Zudem ist die Schwelle mit zulässigem Gehalt von 0,1% wassergefährdender Fracfluid-Stoffe bei ohnehin nur <1% im Fracfluid enthaltender Zusätze dermaßen hoch gewählt, dass praktisch jegliches Flowback als Lagerstättenwasser deklariert und verpresst statt entsorgt werden kann.

Stattdessen ist jegliches Verpressen von Lagerstättenwasser und Flowback zu untersagen. Ersatzweise die Grenze bei 0,1% des Fracfluids und nicht seiner gefährdenden Bestandteile zu ziehen.

Die Beschränkung auf druckabgesenkte Kohlenwasserstofflagerstätten als Einpressort ist unzureichend. Dieser Definition können auch etliche der oberflächennahen Ölfelder mit teils Hunderten Bohrungen auf technischem Stand vor einem halben Jahrhundert entsprechen. Eine Abdichtung zum Grundwasser nach oben ist hier nicht mehr sicher gegeben.

¹⁸ <http://www.pfalz-express.de/aufstand-in-bornheim-kampf-gegen-die-ruttler/>

Um einen „Giftmülltourismus“ zu vermeiden, ist Lagerstättenwasser ortsnah, d.h. Innerhalb des gleichen Förderfeldes in seinen Ursprungshorizont zurückzuführen.

Kontrollierter Betrieb

Bei dieser Regelung handelt es sich offenbar um einen aus dem Gutachtenteil von Rüter im UBA2-Gutachten übernommenen Ansatz. Rüter propagiert ihn bereits länger in der Geothermie. Im Wesentlichen verbirgt sich dahinter jedoch nur die triviale Erkenntnis, dass es, wenn es bebt wohl zuviel an Beanspruchung des Untergrunds war. Auch in der Geothermie ist der Ansatz spätestens seit den Anhaltenden Erschütterungen in Landau als gescheitert anzusehen. Weitere Aussagen von Rüter werden beispielsweise von der Bebenaktivität in den holländischen Feldern in den Schatten gestellt.

Gerade das – im Idealfall – Herantasten an den Spannungszustand noch ohne seismische Aktivität ist problematisch, hinterlässt es doch eine kritisch vorgespannte Struktur. Solche können in Folge globaler Seismizität plötzlich ausgelöst werden¹⁹, ohne dass der „kontrollierte Betrieb“ diese Auswirkung berücksichtigt.

Emissionsminderung, Green Completion

Es fehlen klare Vorgaben zur Emissionsminimierung. Gerade zu diffusen Methanverlusten besteht in Deutschland keine verwertbare Datenlage. Lediglich vom WEG selbst publizierte Zahlen sind verfügbar und bilden mangels anderer Quellen dann auch die Basis für den Klimabericht des UBA. Messungen in den USA zeigen jedoch erhebliche Diskrepanzen um mehrere Größenordnungen zwischen tatsächlichem Methangehalt in der Luft und den dort – wie hierzulande auch – inventarbasierten Emissions-Abschätzungen. So ermittelte die NOAA Methanverluste in Messflügen bis zu 12% der Feldesproduktion.²⁰ Ähnlich weit über der Erwartung liegende Emissionen zeigten sich in der australischen Förderung von Kohleflözgas.²¹

Flaring

Ein offenes Abfackeln ist zu untersagen, es sind sogenannte „Incinerator“ am Markt verfügbar, die deutlich sauberer verbrennen. Zudem ist in Deutschland aufgrund seines dichten Erdgasnetzes die Einspeisung aufgefangener Methanausgasungen durchaus zumutbar.

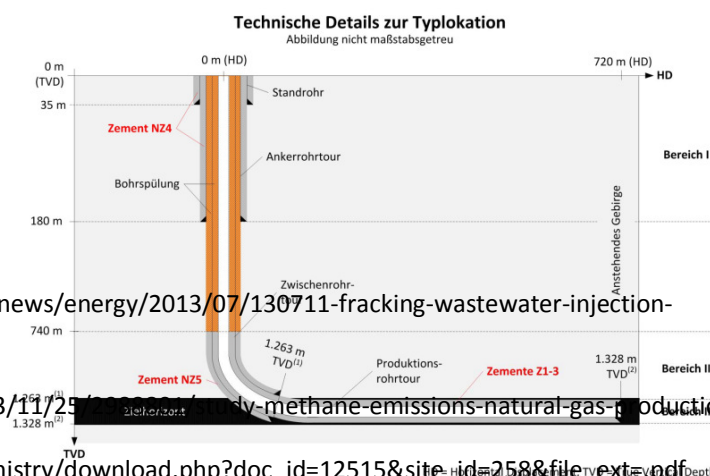
Zementierung

Hinsichtlich der Bohrlochzementierung als einer der Hauptpfade möglicher Ausbreitung von Methan, Fracfluiden oder

¹⁹ <http://news.nationalgeographic.com/news/energy/2013/07/130711-fracking-wastewater-injection-earthquakes/>

²⁰ <http://thinkprogress.org/climate/2013/11/25/fracking-methane-emissions-natural-gas-production/>

²¹ http://scu.edu.au/coastal-biogeochemistry/download.php?doc_id=12515&site_id=258&file_ext=pdf



Lagerstättenwasser fehlen verbindliche Anforderungen. Eine Vollzementierung der äußeren Rohrtour gegen das Gebirge erfolgt zwar häufig, ist aber keineswegs vorgeschrieben. Nebenstehende Skizze aus Exxons Expertenkreis deutet sogar auf den Versuch, bei flachen Schiefergasbohrungen noch einen deutlichen Teil des Zements einzusparen, indem nur einzelne Abschnitte zementiert werden, rund 500m der gut einen Kilometer tief skizzierten Bohrung hingegen nicht.

Fehlende Aspekte

Die Ausnahme des Bergbaus aus dem Anwendungsbereich der Störfallverordnung ist nicht nachvollziehbar und zu beseitigen. Der Begründung „das Handhaben wir dort ohnehin so“ hält einem objektiven Vergleich nicht stand. Vielmehr sind weitaus niedrigere Sicherheitsstandards im Bohrloch-Bergbau anzutreffen. So bemisst sich der Sicherheitsabstand zu einem Kavernenkopf in Niedersachsen rein nach der dritten Wurzel aus dem eingespeicherten Volumen, keineswegs jedoch nach den für die Freisetzungsrates oder Flammenhöhe relevanten Parametern wie Rohrlänge, Durchmesser und Druck. Dass die Bohrungen keineswegs Risikolos sind, zeigt die Explosion einer Ölbohrstelle während Workover-Arbeiten im Emsland November 2014. Drei Mitarbeiter erlitten schwerste Verbrennungen, ein vierter Verstarb an seinen.



Schutzabstände

Schutzabstände zur Bebauung sind entgegen den Beteuerungen eines vorgeblich weltweit strengsten Frackinggesetzes nicht gegeben.

Radioaktive Ablagerungen

Das Problem radioaktiver Abfälle wird nicht betrachtet. Gerade die Schwarzschiefer des Unterkarbon, wo nach bisheriger BGR-Schätzung 2/3 der Vorkommen verortet werden, sind für ihre

Schwermetallhaltigkeit bekannt und dienten sowohl in Schweden als auch der DDR der Urangewinnung. Entsprechend hohe Belastungen in Lagerstättenwasser und Tankschlämmen sowie Freisetzungen von ausperlendem Radon sind zu erwarten.

Stadt/Staat/Region	Schutzabstände [m]	
	Gebäude	Brunnen
Maryland	-	610
Denton (TX)	366 + Moratorium	
Dallas (TX)	610	610
Pennsylvania	305	305
Colorado	305	305
New York	alt: 610 neu: Verbot	
Queensland	2000m Pufferzone	
New South Wales	2000m Pufferzone	
Deutschland (Nds)	100	0

Fazit

Der vorliegende Entwurf verfehlt seinen Zweck. Ein sicheres und umweltverträgliches Fracking ist unter diesen Voraussetzungen – sofern denn überhaupt möglich – nicht gewährleistet.

1. Anhang

Aufstellung diverser Fundstellen zu problematischer Langzeit-Integrität von Bohrungen

Osborne, S.G. et al., Duke University, 2011,
Methane Contamination of Drinking Water Accompanying Gas-Well Drilling and Hydraulic Fracturing
<http://www.nicholas.duke.edu/cgc/pnas2011.pdf>

- Nachweis von thermogenen Methan in Nähe von Bohrungen
- Isotopenanalyse identisch mit gefördertem Gas

SINTEF Petroleum Research, April 2010
http://www.sintef.no/upload/Petroleumforskning/Brosjyrer/Well_Integrity.pdf

- SINTEF Study (2007)
 - Increasing well integrity failure trend
 - 25% of the wells had at least one reported leak
- Norwegian Petroleum Safety Authority study (2006)
 - 18% of the wells had reported well integrity problems
 - New wells showed more well integrity problems than old

Oilfield Review, Schlumberger, 2009:
From Mud to Cement
<http://www.spectraenergywatch.com/wp-content/uploads/2011/09/From-Mud-to-Cement-article.pdf>

Carey, Ziock, Simpson, Los Alamos National Laboratory 2011:
Shale-Gas Experience as an Analog for Potential Wellbore Integrity Issues in CO2 Sequestration
<http://permalink.lanl.gov/object/tr?what=info:lanl-repo/lareport/LA-UR-11-10378>

- über 30 Beeinträchtigungen privater Brunnen, 9 Explosionen
- Radius von 2-3 Meilen um Bohrungen
- Methan in Grundwasser erhöht Mangan- und Eisen-Gehalt, pH-Wert und reduziert Sulfate
- "methane gas leakage most likely occurs via defects in wellbore systems"

Anthony Ingraffa, PSE, 2012:
Fluid Migration Mechanisms due to faulty well design and/or construction: An overview and recent experiences in the Pennsylvania marcellus play
<http://catskillcitizens.org/learnmore/PSECementFailureCausesRateAnalysisIngraffea.pdf>

- 7,2% Fehlerrate an neuen Bohrungen im Marcellus-Shale (142 von 1979 Bohrungen in 2011)

Watson TL, Bachu S., Society of Petroleum Engineers, 2009:
Evaluation of the Potential for Gas and CO2 Leakage along Wellbores
<http://www.ieaghg.org/docs/WBI3Presentations/SBachuTWatson.pdf>

- Abgelenkte Bohrungen erheblich häufiger von Zementierungsfehlern/Leckagen betroffen

COGCC-Report 2010, Colorado Oil and Gas Conservation Commission:
http://cogcc.state.co.us/Library/WQCC_WQCD_AnnualReports/WQCC09_10RPT.pdf

The Cadmus Group, Inc., 2009:
Hydraulic Fracturing: Preliminary Analysis of Recently Reported Contamination
http://docs.nrdc.org/energy/files/ene_12113001a.pdf

Dusseault et.al., Society of Petroleum Engineers, 2000:

Why Oilwells Leak: Cement Behavior and Long-Term Consequences
<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?id=00064733>

- Schadensmechanismen

Summary Report of 2nd Well Bore Integrity Network Meeting , 2006

- Golf von Mexiko: 60-70% Bohrungen betroffen (sowohl on- wie offshore)

Tom Myers, Groundwater, Vol 50, Issue 6, 2012:

Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers

<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1745-6584.2012.00933.x/abstract>

- 3-6 Jahre zu neuem Gleichgewichtszustand innerhalb der Porenräume

Tyndall Centre, University of Manchester, 2011

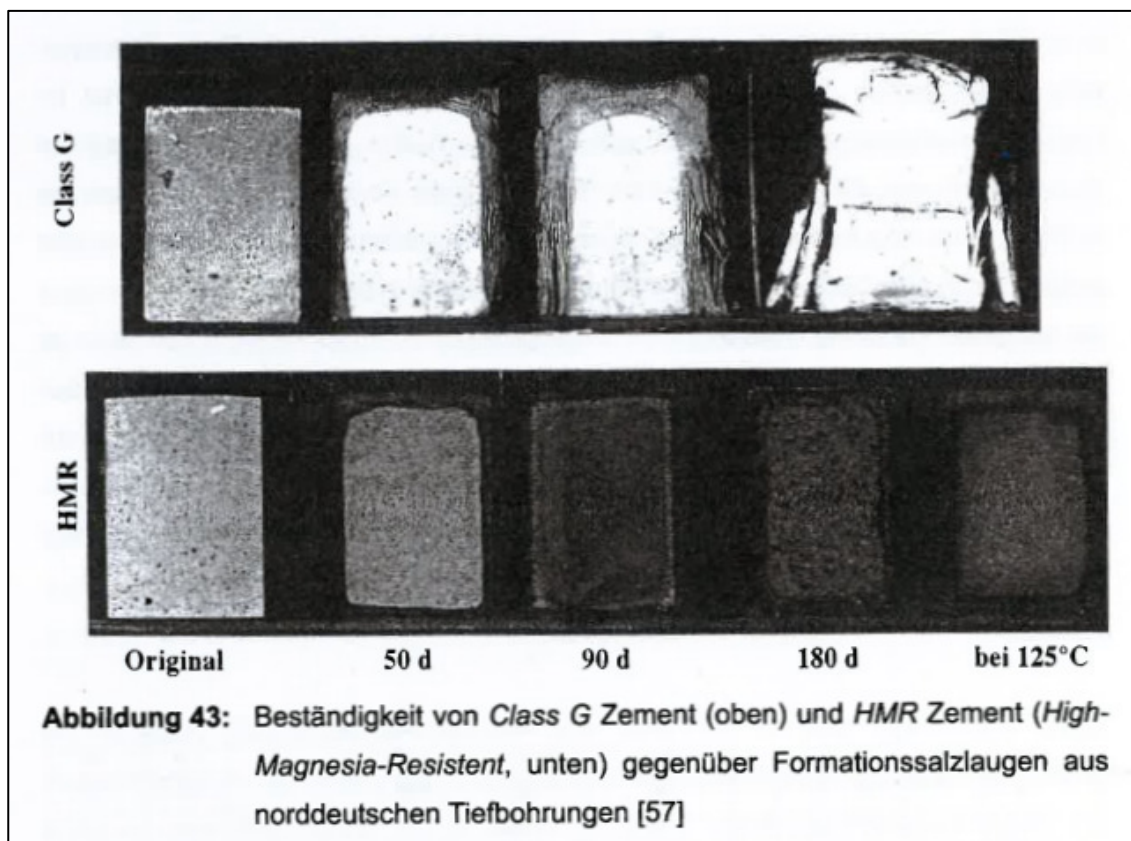
Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts

http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf

- Flowback: 15-80%; 20-85% verbleiben

Southwestern Energy, 2011

Assessment Methods for Well Integrity during Hydraulic Fracturing Cycle,



DGMK-Forschungsbericht 552: Dauerbeständigkeit von Standardzementen



Bohrlochbild

Bezeichnung der Bohrung : Völkersen Z7 - 1. Loch
 Bohrungsschlüssel : 05 25 886 007 31
 zum

NN-Höhen m	Tiefe m 1:10000	Art und Beschaffenheit	Geologische Stellung der Gebirgsschichten	Anzeichen Kern	Technische Angaben	
					Verrohrung	Verfüllung
-176.16	200		78m Quartär	Ø812,8mm (32") gerammt 53.18m		Ø584,2mm (23")
			183m Miozän			
			274m Oligozän			
-376.09	400		357m ob. Eozän			
-576.08	600		625m m. Eozän	Ø473,075mm (18 5/8") 1470m Z-293t		1470m
-776.04	800		776.5m Untereozän 4			
			921m Untereozän 3			
-975.97	1000		1004m Untereozän 2			
			1120m Untereozän 1			
-1175.50	1200		1220m Paläozän			
-1374.25	1400		Maastricht	1613m		1613m
-1571.80	1600		Campan			
-1767.93	1800		1969.5m Santon	2103.5m 2180m 2374m 2443m 2569m		2103.5m 2180m 2374m 2443m 2569m
			Coniac			
-2160.84	2200		Turon			
			2443m Cenoman	2450m 2569m		2450m 2569m
-2357.31	2400		Alb			
-2554.33	2600		2569m Alb	2354-2150m Z-45.3t teilweise aufgebohrt 2374-2239m Z-30.2t teilweise aufgebohrt 2450-2330m Z-31t teilweise aufgebohrt		KOP 2236.2m Fisch 2373m 2450m Wasserbasierte Dicksplüfung Dichte 1.65kg/l Fisch 2830m 2857m Fisch 3376m Fisch 3420m
-2751.61	2800					
-2948.76	3000					
-3144.67	3200					
-3340.72	3400			3498m ET		3498m ET
-3414.23	3600					

Ablenkungsbeginn des neuen Nachbarstrangs um blockierten Abschnitt zu umgehen

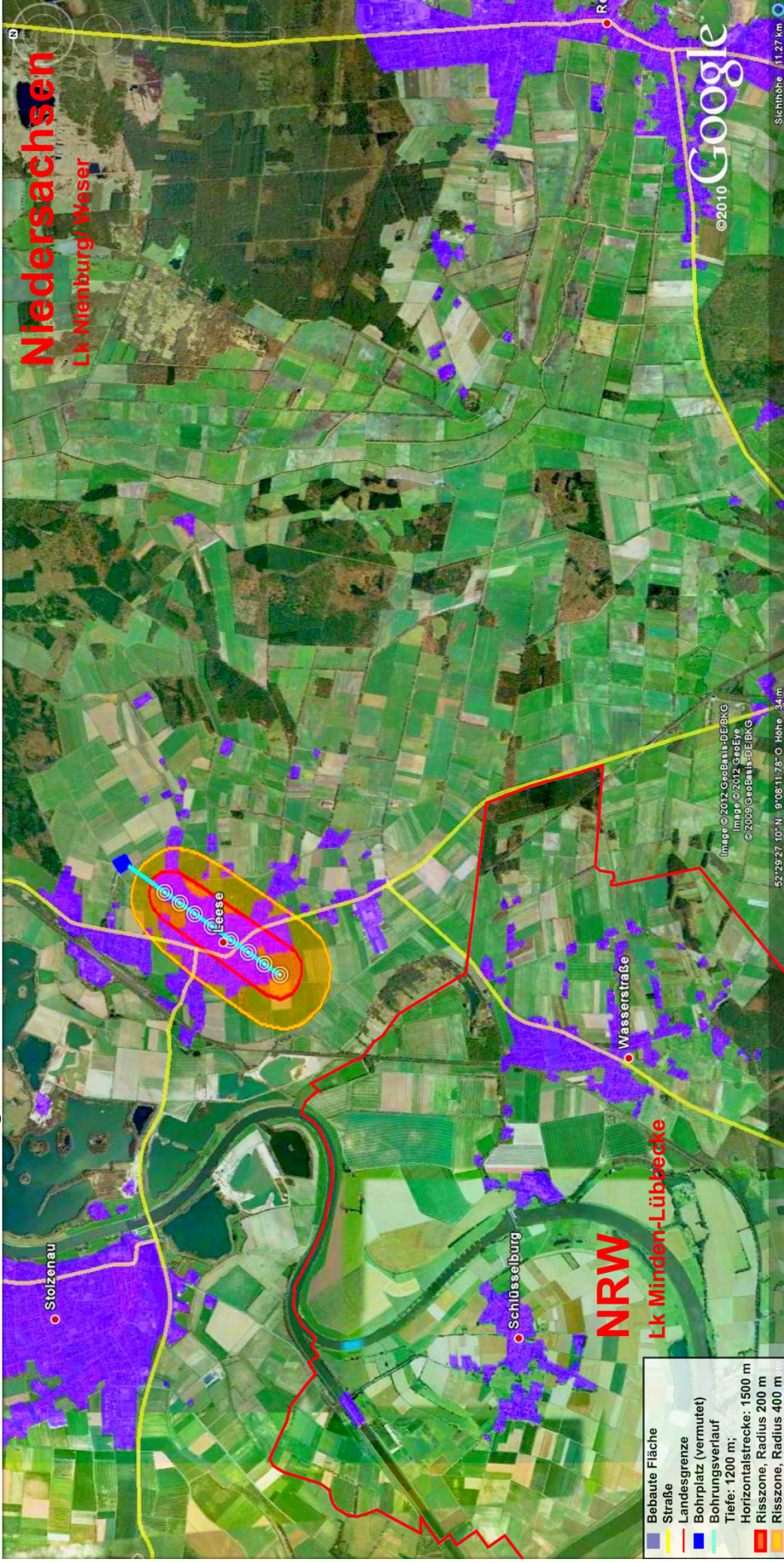
Über 1000 m ohne Verrohrung/
 Zementierung. Lediglich mit wässriger
 Bohrspülung gefüllt.
 => 1000 m des abdichtenden
 Deckgebirges für mögliche Ausbreitung
 von Schadstoffen hydraulisch
 überbrückt...
 Aus der Bohrung abgelenkter
 Nachbarstrang wurde dennoch 2005
 gefrackt...

Bohrlochbild
 Völkersen Z7

Bohrvorhaben Leese Ost 1

Schiefergas

BEB Erdöl und Erdgas GmbH & Co KG / ExxonMobil Production Deutschland GmbH



Geplante Tiefe: 1200 m *
Horizontalstrecke: 1500 m *
Richtung Südwest (unter Ortskern)*
Anzahl Fracks: 7-15 *

Bohrzeit: 1-2 Monate *
Flächenverbrauch: 1 Hektar *
Wasserbedarf: 60.000.000 Liter **
Chemikalienmenge: 100.000 Kg **

Quellen:
* Angaben von ExxonMobil
** Schätzung abgeleitet aus
Exxon's Expertenkreis-Studie
Angaben für erste Bohrung. Bei
Fündigkeit Ausbau zu Cluster-
Bohrplatz mit 5-20 Bohrungen
zu erwarten.