

Aktionsbündnis No Moor Fracking

Thorben Gruhl

Mitglied des
Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft
für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V. (DGMK)



Stellungnahme Fracking-Gesetzentwürfe

Vorbemerkungen

Den vorliegenden Entwürfen zu einer Fracking-Regulierung können nur in ihrer Gesamtheit sinnvoll betrachtet werden. Im Wesentlichen wird – oft unzureichend – versucht, für einen Teil der bekannten Risiken und Probleme vermeintliche Begrenzungen zu schaffen. Dieses Vorgehen ist jedoch weder zweckmäßig, noch in Anbetracht der Risiken mit dem Vorsorgegebot vereinbar. Anstatt einen eng gefassten Korridor des Erlaubten zu schaffen, gewährt man weitgehende 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.

Grundsätzlich wird praktisch jede Form von Fracking mit dem vorliegenden Gesetzentwurf ermöglicht. Die im Koalitionsvertrag vereinbarte Ablehnung der Gasförderung aus unkonventionellen Vorkommen wird mit der Freigabe von Kohleflöz- und Schiefergasvorkommen tiefer 3000m unterlaufen, während zugleich ganze Anwendungsfelder wie die Erdölförderung oder neuerdings auch Fracking zur Metallgewinnung völlig ausgeblendet und überhaupt nicht geregelt werden.

Lagerstättentyp	tiefer 3000m	flacher 3000m	Anmerkungen
Tightgas	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

Das vorgebliche Ziel weltweit strengster Anforderungen wird in etlichen Punkten verfehlt und von anderen Nationen übertroffen. Es werden vielmehr sogar bereits bestehende Restriktionen gelockert.

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.

Inhalt

Vorbemerkungen	1
Inhalt	2
In aller Kürze	4
Wirtschaftliche Bedeutung	5
Vorkommen.....	5
Szenarien.....	5
Stellenwert der Erdgas-Förderung.....	6
Förderabgabe	7
Versorgungssicherheit.....	7
Energiekosten.....	8
Investitionsstau?.....	8
Fehllenkung von Investitionen	8
Kaum inhaltliche Neuerungen	9
Bergschadenshaftung	10
Umweltschäden	10
Senkungen.....	10
Beweislastumkehr.....	13
Erdgasspeicher.....	14
Maßnahmen zur Beweissicherung.....	15
Situation für den Geschädigten	16
Kommission	17
Vorbehalte.....	17
Freigabe-Automatismus.....	17
Getarnte Aufsuchung statt Forschung.....	17
Gegenbeispiel NRW.....	18
UVP-V Bergbau	18
Wirkungslos ohne Prüfkriterien.....	18
Salamitaktik.....	18
EU-Empfehlung.....	18
Schutz des Wassers	19
Aushebelung des Besorgnisgrundsatz.....	19
Entmachtung der Wasserbehörde	19
Konkretisierung durch Bergverordnung.....	19
Länderklauseln.....	20
Fracfluide.....	20
Untertägige Ausbreitung & Monitoring.....	20
Verpressung	21
Mangelhafte Abgrenzung zu Flowback.....	21
Wasserfreies Schiefergas?	21
Aufbereitung technisch möglich	22
Zielhorizonte.....	22
Aufgetretene Probleme	23
Wasserrechtliche Schwarzbauten.....	23
Druckhaltung	23

Allgemeine Bundesbergverordnung	24
Stand der Technik.....	24
Kontrollierter Betrieb	24
Emissionsvermeidung.....	24
Fracking-Erfahrung in Niedersachsen	25
Keine Umweltdaten erhoben	25
Keine Probleme bekannt?.....	25
Erdölfractioning.....	25
Risiko-Fracs.....	26
Saugerfracks	26
Ausweitung Tightgas	26
Anhang I - Verpressung.....	27
Anhang II - Ausbreitung, Monitoring	28
Beispiel Gronau, Leck in Öl-Kaverne, 2014	28
Anhang II - Ausbreitung Beispiel Primrose, Kanada, 2013.....	29
Anhang Ausbreitung Beispiel Hutchinson, 17.1.2001	30
Anhang II – Monitoring.....	31
Anhang II – Monitoring.....	31
Anhang III Erzfracking.....	32
Anhang III Erzfracking.....	33
Anhang IV Erdbeben.....	34
Anhang IV Erdbeben II	35
Anhang V - Deutsche Standards?! –.....	36
Bohrlochbild Völkersen Z7	36
Anhang V - Deutsche Standards?!.....	37
Anhang VI – Stellungnahme des LBEG zu UBA2-Gutachten.....	38
Begleitemail der Stellungnahme zur Vorabfassung.....	38
Anhang VII – Prozessbeschreibung BMBF	40

In aller Kürze

Grundsätzlich:

Fracking jeglicher Art gestattet, ganze Anwendungsfelder nicht abgedeckt; keine enge Vorgabe des erlaubten sondern lediglich reagieren auf Probleme

Wirtschaftliche Bedeutung:

Derzeit nur 0,8% des Energiebedarfs aus deutschem Fracking gedeckt, mit Schiefergas ggf. 2-3 %; Wirtschaftsfaktor hinter dem Sektor Käse & Quark in Niedersachsen; real 3000 statt 30.000 Arbeitsplätze; Schiefergasboom nicht zu erwarten, keine Preisrelevanz;

Inhaltlich nichts Neues:

große Teile der vermeintlichen Regelungen schon bekannt, keinesfalls schärfstes Gesetz aller Zeiten, weicht sogar niedersächsische Vorgaben auf

Bergschadenshaftung:

Beweislastumkehr Wirkungslos für Hauptproblem Erdbeben; Beweislastumkehr einfach aushebelbar durch bloße Möglichkeit des Drittverschuldens; nur Gebäudeschäden erfasst;

Kommission:

Verfassungsbedenken; schwächt Wasserbehörde; Prozessbeschreibung des BMBF beinhaltet verkappte Aufsuchung statt Forschung

UVP-V Bergbau:

Mangels Prüfkriterien im Fachrecht wirkungsloses Placebo, keine Umsetzung der EU-Empfehlung

Schutz des Wassers:

Aushebelung des Besorgnisgrundsatzes: Wasserbehörden entmachtet denn gestärkt; Schutzgebietesgrenzen aufgrund untertägiger Ausbreitungsweiten unzweckmäßig;

Verpressung:

Aufbereitung möglich; Schiefergas nicht wasserfrei; Flowback aufgrund großzügiger Abgrenzung verpressbar; Rückführung an Ursprungsort nicht gewährleistet

Bundesbergverordnung:

Stand der Technik nicht definiert; keine deutschen Standards; „kontrollierter Betriebs“ unwirksam; keine Emissionsreduktion (mehr)

Frackingerfahrung in Niedersachsen:

Keine Auswertung bisheriger Fracs; Keineswegs ohne Problemlos gelaufen; erhebliche Ausweitung im Tichtgas-Bereich zu erwarten; Neue Risikofaktoren wie Sauergas-Fracking

Wirtschaftliche Bedeutung

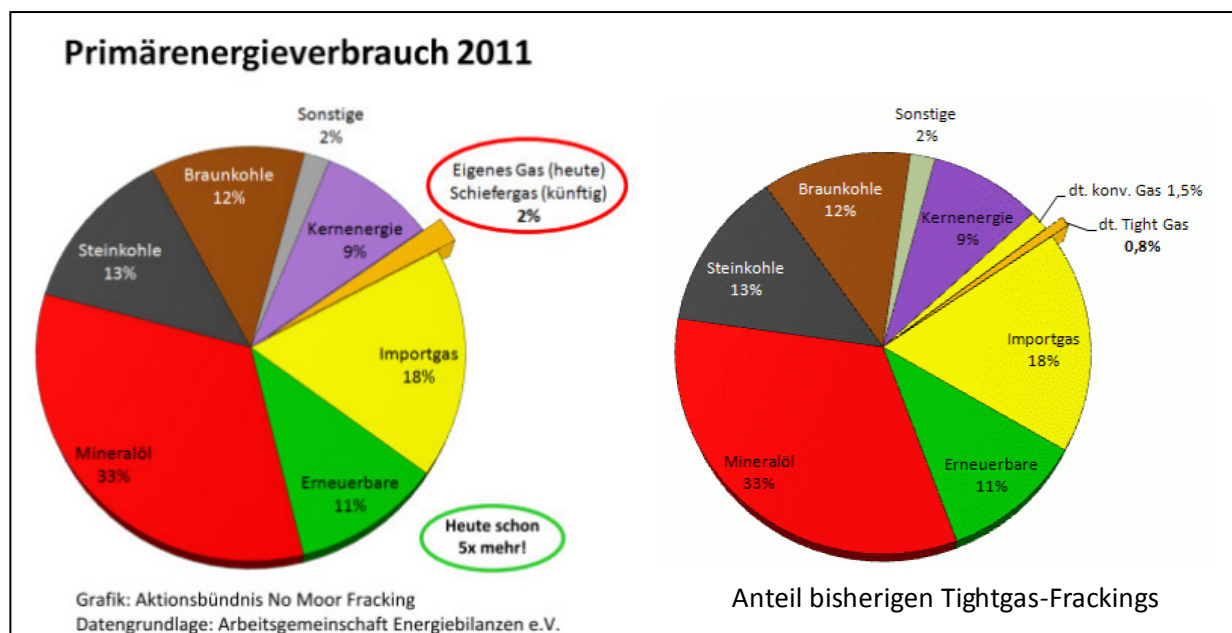
Vorkommen

Die förderbaren deutschen Schiefergasvorkommen wurden in einer Potentialabschätzung der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe mit einer Spanne von 0,7 – 2,3 Billionen Kubikmeter mit einem Erwartungswert von 1,3 Billionen m³ angegeben. War diese Abschätzung als konservativ bezeichnet worden, so scheint dennoch eine Korrektur nach unten bevorzugen zu werden. Bereits im November 2014 sprach Herr Kümpel von einer bevorstehenden Revision der Abschätzung, deren neue *Obergrenze* dann nur noch 1,3 Billionen Kubikmeter betragen soll. Auch würde sich die Gewichtung der drei relevantesten Schieferformationen untereinander ändern, der Posidonienschiefer solle neues Hauptvorkommen sein. Bezeichnenderweise kündigte man an, die „NiKo II“-Studie erst im Sommer 2015 *nach* der bis dahin erhofften Fracking-Gesetzgebung veröffentlichen zu wollen.

Mit welcher erheblichen Unsicherheit und zumeist zu optimistischen Annahmen die Abschätzungen verbunden sind, zeigt auch das Beispiel Polen. Hier variieren die Prognosen um den Faktor einhundert. Tatsächlich hat hingegen mit Conoco-Phillips auch der letzte Global Player die dortige Schiefergassuche in der vergangenen Woche eingestellt, keine einzige der etwa 70 Bohrungen liefert eine wirtschaftliche Gasmenge.

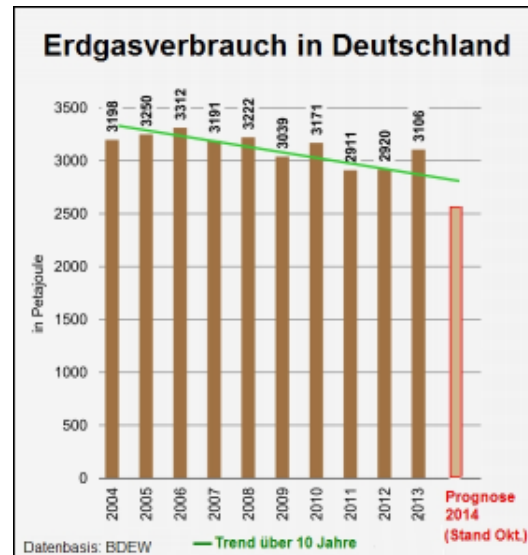
Szenarien

In Deutschland per Fracking gefördertes Gas trägt heute zu 0,8 % zur Deckung des gesamten deutschen Primärenergiebedarfs bei. Insgesamt erzielt die inländische Gasförderung einen Anteil von gut 2%.



Ein Schiefergas-Boom ähnlich der USA wird auch von der Branche selbst weitgehend ausgeschlossen. Herr Kalkhoffen selbst sprach im Mai letzten Jahres vor der Umwelt-Arbeitsgruppe der SPD davon, lediglich den rückläufigen heutigen Anteil von 10-12% langfristig halten oder vielleicht wieder 15% erreichen zu können. Damit beliefe sich der Beitrag aus deutschem Schiefergas auf 2-3 % des gesamten Energieverbrauchs

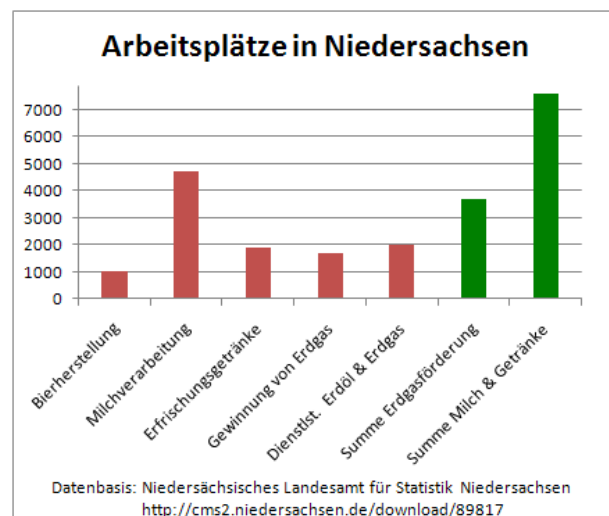
Der Aufbau der erforderlichen Infrastruktur wird zudem ohnehin einige Jahre erfordern, bis überhaupt nennenswerte Schiefergasmengen gefördert werden können.



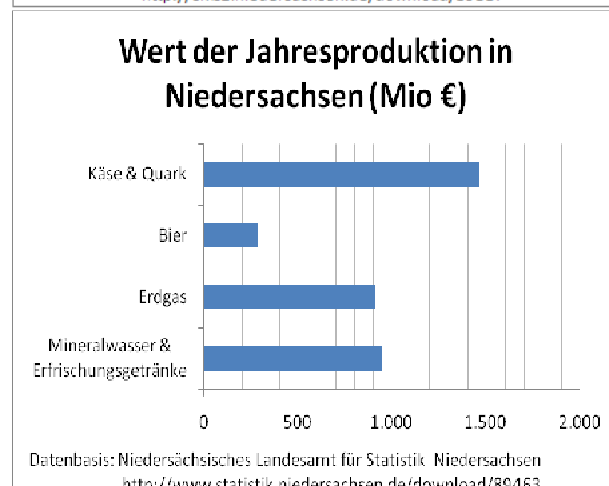
Demgegenüber zeigt der deutsche Erdgasverbrauch – nicht zuletzt Dank der Anstrengungen zur Energieeffizienz - einen rückläufigen langfristigen Trend. In den nun vier, fünf Jahren seit Aufkommen der Schiefergas-Diskussion ist praktisch mehr Verbrauch eingespart worden, als überhaupt an Beitrag an Schiefergas zu erwarten ist. Bis zum Aufbau einer Schiefergasinfrastruktur sind weitere Einsparungen zu erwarten.

Stellenwert der Erdgas-Förderung

Die im Raum stehenden Zahlen von 20.000 oder noch mehr am Fracking hängenden Arbeitsplätzen lassen sich nicht mit Fakten untermauern. Das statistische Bundesamt weist etwa 3200 Arbeitsplätze in der gesamten Förderung von Erdöl- und Erdgas aus. Dies deckt sich in etwa mit der niedersächsischen Statistik, welche für 2013 die Anzahl von 1710 Jobs in der Förderung sowie weitere 1989 bei den damit verbundenen Bergbaudienstleistungen nennt. Dabei ist zu beachten, dass 2/3 der deutschen Förderung ganz ohne Einsatz des Fracking-Verfahrens auskommt.



Hinsichtlich der wirtschaftlichen Leistung kommt der Branche keine sonderlich herausragende Bedeutung zu. Der Produktionswert der Förderung liegt in Niedersachsen gleichauf mit Produktion von Mineralwasser und Erfrischungsgetränken sowie deutlich unter dem Bereich der Käse- und Quark-Produktion. Insgesamt stellt sich die Wirtschaftskraft der potentiell von den Auswirkungen bedrohten Branchen deutlich größer dar, als die der Erdgasförderung als solches.



Branche (2013)	Unter-nehmen	Tätige Personen	Entgelte	Umsatz	...aus Eigen-erzeugung
Bierherstellung	10	1015	42 Mio €	330 Mio €	322 Mio €
Milchverarbeitung	23	4721	170 Mio €	3.984 Mio €	3.628 Mio €
Erfrischungsgetränke	12	1893	68 Mio €	520 Mio €	511 Mio €
Gewinnung von Erdgas	4	1710	125 Mio €	3.169 Mio €	1.603 Mio €
Dienstl. Erdöl & Erdgas	9	1989	115 Mio €	281 Mio €	267 Mio €
Summe Erdgasförderung	13	3699	240 Mio €	3.450 Mio €	1.870 Mio €
Summe Milch & Getränke	25	7629	280 Mio €	4.833 Mio €	4.461 Mio €

Datenbasis: Niedersächsisches Landesamt für Statistik

<http://cms2.niedersachsen.de/download/89817>

Förderabgabe

Die Förderung von Schiefergas bzw. gefracctem Gas im Allgemeinen unterliegt einer großzügigen Subventionierung bei der Erhebung der Förderabgabe, um überhaupt marktfähige Preise zu ermöglichen.

Grundsätzlich ist auf gewonnenes Erdgas eine Förderabgabe zu entrichten, deren jeweilige Höhe sich im vom Bundesberggesetz gewährten Rahmen nach Landesvorgaben bemisst. Als Bezugsgröße gilt dabei der Grenzübergangspreis für Importgas. Anfallende Feldesbehandlungskosten können mit dem gleichen Hebefaktor gegengerechnet werden, sodass effektiv eine Besteuerung der Differenz zwischen Behandlungsaufwand und Marktpreis erfolgt.

Auf dichten Gesteinen gewonnenes Erdgas unterliegt dabei im Hauptförderland Niedersachsen einem großzügigen Rabatt von 75% während der ersten 5 Jahre. Als Schwellenwert dient dabei eine Permeabilität kleiner 0,6 Millidarcy (mD). International üblich sind hingegen 0,1 mD, welche dann auch die Abgrenzung zwischen Tightgas und konventionellem Gas bilden. Schiefergas unterliegt aufgrund der nochmals deutlich geringeren Durchlässigkeit ebenfalls dieser Definition. In jüngerer Vergangenheit wäre die Gasförderung aus Tongesteinen sogar völlig befreit gewesen. Verdeutlicht man sich die rasche Abnahme der Fördermengen einer Schiefergasbohrung, ist zu erkennen, dass der Löwenanteil des Gases in den ersten fünf rabattierten Jahren anfällt. Die Staatskasse sieht so letztlich nicht viel vom geförderten Gas.

Versorgungssicherheit

Deutschland verfügt mit etwa 24 Mrd. Kubikmeter über die mit Abstand größte Speicherkapazität für Erdgas in Westeuropa. Rund ein Viertel des Jahresverbrauchs lässt sich so bevorraten. Die verfügbare technische Ausspeicherkapazität kann dabei auch den Ausfall größerer Lieferströme aus einem der drei Hauptlieferländer kompensieren. Hierzu sei zudem angemerkt, dass selbst Russland zu Zeiten atomarer Bedrohung die Lieferverträge weitestgehend erfüllt hat.

Im vergleich zum verfügbaren Speichervolumen ist die Inlandsförderung aus gefraccten Bohrungen nur von nachrangiger Bedeutung und beträgt nicht einmal ein Fünftel der Speichermenge.

Tatsächliche Versorgungseinschränkungen traten in der Vergangenheit einzig durch Überentnahmen in den Transitländern auf. Dieser Faktor wird durch die Nord Stream-Pipeline schon weitestgehend vermieden. Selbst der Ausfall einer Lieferantennation bedeutet letztlich nur eine Einschränkung von

7% im gesamten Energieaufkommen und kann zumindest teilweise durch Verlagerung auf andere Energieträger kompensiert werden.

Demgegenüber erzielt die deutsche Erdgasförderung weder heute noch künftig in den realistischen Schiefergasszenarien einen spürbaren Beitrag. Das Produktionsaufkommen liegt noch unterhalb der witterungsbedingten Schwankungen im Erdgas-Jahresverbrauch.

Energiekosten

Ein mit den USA vergleichbarer Boom der Schiefergasförderung ist in Deutschland selbst nach Ansicht der BGR nicht zu erwarten. Es ist vielmehr fraglich, ob hierzulande überhaupt eine wirtschaftliche Gewinnung möglich wäre. In Großbritannien musste die Regierung in mehreren Runden erhebliche finanzielle Geschenke für die Gasförderer anbieten, um sie bei Laune zu halten und die Projekte fortzuführen. Daneben ist der europäisch-asiatische Erdgasmarkt durch Pipelines wesentlich enger verzahnt, die Wirkung der marginalen deutschen Inlandsförderung auf das Marktgefüge nochmals deutlich kleiner. Eine spürbare Auswirkung auf das Preisniveau kann daher ausgeschlossen werden.

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau betrachtet die volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Schiefergasbooms in den USA. Im Ergebnis sieht die Studie keine nennenswerten Benachteiligung Deutschlands, was am geringen Anteil der Energiekosten unter den Gesamtkosten festgemacht wird.

Investitionsstau?

Genehmigungen für konventionelle Bohrungen sind nach wie vor ohne weiteres zu erlangen. Vergleicht man die Zahlen aus 2014 mit denen vor der Fracking-Diskussion in 2010, konnte die Bohrmeterleistung sogar gesteigert werden.

Während der WEG in einer Pressemitteilung davon spricht, „aus technischen Gründen“ einst dafür vorgesehene Bohrungen inzwischen nicht mehr fracken zu können, ist dem LBEG auf Nachfrage kein denkbarer Grund technischer Art ersichtlich. Auf Nachfrage räumte der WEG ein, dass damit die schon ohne Fracking erfolgte teilweise Förderung des Gases gemeint sei und für den Rest sich der Zusatzaufwand des Frackens nicht mehr lohne.

Fehllenkung von Investitionen

Legt man die Prognose des zweiten UBA-Gutachtens zu Grunde, sind knapp 50.000 Bohrungen für die deutschen Schiefergasvorkommen erforderlich. Für das Beibehalten der heutigen Förderleistung ergeben sich etwa 500 Bohrungen pro Jahr gegenüber etwa einem Dutzend heute. Insgesamt sind im deutschsprachigen Raum nur in die zwanzig Bohranlagen vorhanden, ein Großteil davon mit der Unterhaltung der heutigen Felder gebunden. Die Förderung von Schiefergas in großem Maßstab erfordert daher etwa einhundert weitere Bohrgeräte.

Die dafür erforderlichen Investitionen stehen dem langfristigen Ziel der CO₂-Reduktion nicht mehr zur Verfügung. Dies fällt insbesondere ins Gewicht, als dass ein Großteil der bekannten Gasvorkommen ohnehin nicht mehr gefördert werden darf, will man die Klimazielsetzungen einhalten. Es ist daher zielführender, mit erheblich weniger Investitionsaufwand nur noch den leicht zugänglichen Teil der Vorkommen zu erschließen.

Kaum inhaltliche Neuerungen

Während ein weltweit schärfstes Gesetz für Schiefergas und deutliche Einschränkungen des Tightgas-Frackings angekündigt wurden, entpuppen sich die Regelungen bei näherer Betrachtung als wenig innovativ. Ein Großteil ist bereits heute, zumindest im Hauptförderland Niedersachsen, ohnehin schon vorgegeben. Es mangelt hier weniger an der Rechtslage sondern einer seriösen Umsetzung dieser durch die Bergbehörden, die sich eher im kreativen Umgang mit den Vorgaben auszeichnen. Leider ist mit den wenig konkreten Gesetzentwürfe hier keine Besserung zu erwarten.

- **UVP-Pflicht:** Leitet die Niedersächsische Landesregierung bereits aus dem unzureichend umgesetzten EU-Recht her. (Siehe Vorwort zum „Fachgespräch UVS für Fracking“).
- **Öffentlichkeitsbeteiligung:** Die zudem grob mangelhafte Ausgestaltung der UVP-Pflicht im vorliegenden Gesetzentwurf beschränkt den Nutzen ohnehin nur auf die Beteiligung der Öffentlichkeit. Eine Auslegung der Betriebsplanunterlagen ist aber bereits heute nach BBergG möglich.

§ 48 BBergG, Absatz 2, Satz 3:

Soweit die öffentlichen Interessen zugleich den Schutz von Rechten Dritter umfassen, kann die für die Zulassung von Betriebsplänen zuständige Behörde den Plan auslegen, wenn voraussichtlich mehr als 300 Personen betroffen sind oder der Kreis der Betroffenen nicht abschließend bekannt ist.

- **Mindesttiefe:** Grundsätzlich ist in Niedersachsen seit 2012 ein Abstand von 1000 m zum nutzbaren Grundwasser vorgeschrieben. Diese Regelung wird durch das beabsichtigte Gesetz aufgeweicht, welches Fracking in jeder Tiefe gestattet. Die beabsichtigte 3000 m-Klausel greift ausschließlich für Kohleflöz- und Schiefergas und kann zudem mittels Kommission umgangen werden.

2. Erteilung der Erlaubnis zur Gewässerbenutzung

2.1 Nach § 30 Abs. 2 und 3 des Nds. Wassergesetzes — NWG — vom 7. 7. 1960 (Nds. GVBl. S. 105), geändert durch Gesetz vom 14. 12. 1962 (Nds. GVBl. S. 286), entscheidet die Bergbehörde im Einvernehmen mit der Wasserbehörde über die Erteilung der Erlaubnis, wenn ein bergrechtlicher Betriebsplan die Benutzung von Gewässern vorsieht. Zuständig sind die Bergämter

- **Einvernehmen der Wasserbehörde:** Ist mindestens bis 1966 zurückzuverfolgen

- **Beteiligungspflicht der Wasserbehörde** ist zudem seit Rundverfügung 18a2 aus 2011 ebenfalls gegeben:

zuzusenden. Die Untere Wasserbehörde erhält anschließend den Betriebsplan einschließlich dieser Bewertungen und prüft die Notwendigkeit einer wasserrechtlichen Erlaubnis.

- **Stand der Technik** einzuhalten wird sowohl in der Tiefbohrverordnung (BVOT) als auch in der Rundverfügung 4.17 zu den Genehmigungsvoraussetzungen für Frac-Behandlungen gefordert.

- **Maximal schwach wassergefährdend** ist einer weiterer Aspekt der Rundverfügung 4.17

- **Versenkung nur in alte Lagerstätten** wird bereits auf Basis der Rundverfügung 18a) 27 von 1988 gefordert, wenngleich sich das Bergamt in der Folge sich offenbar nicht an die eigenen Vorgaben hielt:

Um ein undifferenziertes Verpressen von verschiedenen Arten von Flüssigkeiten zu vermeiden, ist im Betriebsplan jeweils die Herkunft und Zusammensetzung der einzuleitenden Flüssigkeiten ggf. mit Grenzwerten festzulegen. Mit Ölrückständen, toxischen oder sonstigen umweltschädigenden Bestandteilen höher kontaminierte Flüssigkeiten sollten nur in aufgelassene Erdöl- oder Erdgasfelder oder in das Randwasser von Erdöl- oder Erdgaslagerstätten eingeleitet werden.

Bergschadenshaftung

Umweltschäden

So gilt die Bergschadenvermutung (§120 BBergG) nur für Gebäudeschäden. Weitere Schäden wie Umweltschäden, Grundwasserbeeinträchtigungen oder gesundheitliche Auswirkungen bleiben generell außen vor. In Anbetracht der wiederholt aufgetretenen Schäden (Pennsylvania veröffentlichte eine Liste von 243 Vorfällen; ebenso ist die texanische Unfalldatenbank öffentlich zugänglich und reich gefüllt) im Zusammenhang mit Fracking und der darauf basierenden Gasförderung haben diverse Teile der USA, aber auch Kanada oder Australien eine Reihe von Schutzvorschriften erlassen, die hierzulande fehlen. So gibt es keine Ausschlüsse für Siedlungsflächen oder ernsthafte Mindestabstände. Ebenso gibt es bislang und auch in den Gesetzentwürfen keinen Ansatz, für Grundwasserkontaminationen eine Beweislastumkehr einzuführen. Die bislang geplanten Monitorings sind das Papier nicht Wert.

Dies verdeutlicht der Ölaustritt aus der Kaverne in Gronau im letzten Frühjahr. Bei nur 200m Leck-Tiefe trat das Öl erst 200-600m entfernt an drei begrenzten Stellen zu Tage. Wochen zuvor war dem Betreiber ein unerklärlicher Druckabfall aufgefallen, die daraufhin durchgeführten Untersuchungen zur Sichtigkeit versagten jedoch offenbar. Ein Monitoringkonzept wie von Exxon für das Vorhaben Böttersen Z11 geplant oder im UBA2-Gutachten empfohlen, hätte diesen Vorfall höchstwahrscheinlich nicht erfasst. Das Öl war dann wenigstens in der Wiese für den Menschen nicht zu übersehen. Verdrängtes Tiefenwasser, Fracfluide etc. wären an seiner Stelle aber kaum zu erkennen gewesen. Bestenfalls wäre das Gras am Salzgehalt eingegangen oder die Tiere hätten das Tränkewasser nicht angenommen...

Senkungen

Bei den Gebäudeschäden lässt sich zunächst unterteilen nach der Art ihrer Ursache
Zum einen Schäden durch Senkungen der Oberfläche, zum anderen durch Erdstöße.

Zu den Senkungen kann es kommen, wenn eine Lagerstätte im Zuge der Förderung an Druck verliert, das Gaspolster nicht mehr stützend die Auflast mitträgt und das verbleibende Gestein überfordert ist und mehr oder minder elastisch nachgibt. Je nach Gas- bzw. Ölfeld können solche Senkungen durchaus beträchtlich sein, so werden Senkungen in der Größenordnung eines halben Meters, vereinzelt auch mehrere Meter durchaus in der Fachliteratur berichtet. Diese Senkungen sind dann nebenher auch ein erhebliches Risiko für die Bohrungen. Es gibt einzelne Felder in der Nordsee oder auch Kalifornien, wo ein Großteil der Bohrungen durch Scherung infolge de Zusammensackens des Feldes beschädigt wird, teils die Rohre an der grenze von Gesteinsschichten völlig abscheren. Noch ausgeprägter sind diese Setzungen bei den Kavernenspeichern im Steinsalz. so rechnet man für die Kavernenanlage in Etzel mit einem langfristigen Absacken um zwei, drei Meter, wenn das Salz seiner plastischen Eigenschaft folgend über die Jahrzehnte in die ausgespülten Hohlräume nachdrängt.

Besonders problematisch sind dabei die Randbereiche. Ein gleichmäßig absackendes Haus bekommt gegebenenfalls "nur" Probleme durch dann höheren Grundwasserstand. Insbesondere in den Randzonen kann die Setzung sich jedoch einseitig auswirken und zu einer Schräglage führen bzw. zu entsprechenden Rissen durch Absacken einzelner Teile. Ebenso rutscht der Boden in Richtung der entstehenden Mulde nach und staucht sich an deren Grund. Ferner ist zu beachten, dass der Untergrund in Norddeutschland in einzelne Schollen (Hausnummer: zwischen Gemeinde- und Landkreisgröße) gebrochen ist, die mehr oder minder auf den Salzlagen schwimmen und deren Randflächen mal mehr und mal weniger gut ineinander Verhaken. Die Senkungsschäden müssen sich daher nicht idealisiert auf die Randzonen beschränken sondern können auch innerhalb der Bereiche

zu Schäden führen.

Grundsätzlich betrifft die Gefahr der Senkungen immer das ganze Förderfeld (streng genommen zuzüglich eines Trichters nach oben), welches mehr oder minder gut miteinander in Verbindung steht. Eine Limitierung auf 500 m um Bohrungen wie im Entwurf zur Verbändebeteiligung verfehlt daher ihren Zweck. Schaut man auf Felder wie Klosterseele (Erdbeben am 1.5. 2014 bei Syke), liegen dort die Bohrungen teils mehrere Kilometer auseinander, der Einzugsbereich jeder Bohrung ist entsprechend groß.

Erdstöße

Dieser Punkt ist leider im Kabinettsbeschluss dann wieder vollständig gestrichen worden. Auch die Erdstöße lassen sich nochmals weiter Unterteilen und auf verschiedene Mechanismen zurückführen:

Infolge der Gasentnahme

Auch hier handelt es sich um ein Absacken in folge der Gasentnahme. Jedoch können sich die aneinandergrenzenden Schollen miteinander verhaken und dann ruckartig nachrutschen oder neue Brüche entstehen. Die Bebenaktivität in Holland und den niedersächsischen Feldern ist nach derzeitigem Wissensstand am ehesten auf diesen Mechanismus zurückzuführen. Zeitlich erkennt man in den Niederlanden eine deutliche Zunahme der Aktivität in den letzten Jahren, inzwischen werden mehrere hundert Erdstöße pro Jahr beobachtet. Auch die Abschätzung der zu erwartenden Maximalstärke wurde vom niederländischen Geologischen Dienst inzwischen nach oben korrigiert. Örtlich geht die Veränderung des Spannungsgefüges natürlich vom betroffenen Feld aus, jedoch können sich als Domino-Effekt auch in dessen weiterem Umfeld die Spannungsverhältnisse ändern. Wird zum Beispiel eine an das Feld angrenzende Scholle entlastet und verschiebt sich in Richtung des Feldes, kann sich eine mögliche Verhakung am gegenüberliegenden Schollenrand lösen. Als drastisches Beispiel wird auch das Norditalien-Beben 2012 (Magnitude 6,1; 24 Tote) von einem Geologen-Gremium mit der Ölförderung aus dem immerhin 20 km entfernten Cavone-Feld in Verbindung gebracht.

Infolge des Frac-Vorgangs selbst

Beim Fracking gehören kleinere Beben durch die Rissbildung selbst zwangsläufig zum Ablauf. Diese sind meistens ohne Auswirkungen auf die Oberfläche, doch gab es schon eine Reihe Vorfälle, wo doch deutlich spürbare Beben mit Schäden auftreten. Auch wenn möglicherweise die eingebrachte Energiemenge alleine nicht die Bebenstärke erklärt, so können vorhandene Vorspannungen angestoßen werden, die sich dann entladen. Diese Beben stehen meist im Zusammenhang von wenigen Stunden mit Frac-Operationen. Beim Kontinentalen Tiefbohr-Programm wurden bei moderaten Frac-Volumen von rund 200 m³ Aktivitäten noch etwa 50 h nach Beendigung des Einpressens festgestellt.

Jüngstes Beispiel ist das Beben bei Fox Creek, Kanada, im Januar 2015. Hier wurde immerhin eine Magnitude von 4,4 erreicht und auf eine Frac-Behandlung zurückgeführt. Weitere Beobachtungen von Beben beim Fracking selbst gibt es beispielsweise im Horn River-Becken in Kanada, in der Ortschaft Poland, Ohio (2014) oder auch in Großbritannien, bei der Preese Hall-Schiefergasbohrung der Firma Cuadrilla. Dort trat zudem eine untertägige Deformation an der Bohrung auf.

Besonders anfällig für diese Beben ist insbesondere auch die Geothermie. Hier wird zwar oft mit reinen Wasserfracs gearbeitet, dafür setzt man jedoch gezielt auf vorhandene Vorspannungen, die zu einem Verschieben der Rissflächen gegeneinander führen sollen. Durch den dann nicht mehr passgenauen Sitz der Wandflächen bleibt damit ein Riss auch ohne Stützmittel offen. Exakte Prognosen über die Vorspannungen sind jedoch schwierig. Das Beben beim Geothermieprojekt „Deep Heat Mining“ in Basel mit seinem Millionenschaden (min 9 Mio. Franken ausbezahlt) spricht für sich.

Infolge des Verpressens von Flüssigkeiten

Die Dritte Variante, Erdbeben auszulösen besteht im Verpressen von Flüssigkeiten. Der steigende Porendruck im Zielhorizont entlastet dabei eine unter Vorspannung stehende Verhakung der Schollen, sodass deren Haltekraft unter die Vorspannung sinkt. Anschaulich gesprochen wirkt die Flüssigkeit hier als Schmiermittel. Die Mehrzahl der nordamerikanischen Beben im Zusammenhang mit der Öl- und Gasförderung werden auf diesen Mechanismus zurückgeführt. So vervierzigfachte sich die Bebenhäufigkeit in Oklahoma in den letzten Jahren. Stärken bis 5,6 sind dort wiederholt (Oklahoma, Colorado, etwas schwächer Texas und Ohio) belegt, in eigentlich zuvor kaum aktiven Regionen. Ebenso kann sich hier die Änderung des Porendrucks über große Entfernungen erstrecken und noch in deutlicher Entfernung zu Erdstößen führen. Bereits 1967 wurde ein Ereignis bei Denver auf eine Verpressung von Chemikalienabfällen in 10km Entfernung zurückgeführt. Die Erdstöße bei Youngstown, Ohio werden Verpress-Bohrungen in 13km Entfernung zugeordnet. In Oklahoma wurden sogar noch 30km entfernte Beben auf das Versenken zurückgeführt. Zeitlich setzt die Bebenaktivität meist erst Monate oder Jahre nach Aufnahme der Einpressung ein und kann ebenso über deren Beendigung hinaus auftreten. Im Fall Denver war das Verpressen bereits seit einem Jahr eingestellt.

Auswirkungszone

Beben der Stärke 3 haben in der Vergangenheit bereits zu Schäden geführt. So gingen in Völkersen nach dem 2,9-Beben über einhundert Schadensmeldungen ein. Ab Magnitude 2 können oberflächennahe Beben bereits verspürt werden. Die betroffene Zone weist dabei einen Radius von zumeist einigen Kilometern auf.

Insgesamt sind Erdbeben nur schwer und mit erheblicher Unsicherheit zu verorten. Toleranzen von 5-10 km sind auch nach heutigem Stand möglich. Noch schwieriger ist die exakte Tiefe zu bestimmen, insbesondere bei schwachen Beben, wo Daten nur von den Stationen vor Ort zur Verfügung stehen. Wie obige Beispiele zeigen, sind Beben durchaus in größerer Entfernung noch möglich, zusätzlich muss die Ungenauigkeit der Ortung bedacht werden. Erschwerend kommt hinzu, dass die meisten Erfahrungswerte der Seismologie auf tektonischen Beben an den Rändern der Kontinentalplatten oder größeren Grabenbrüchen beruhen und vorrangig stärkere Beben untersucht werden. Damit ist die Übertragbarkeit der Erkenntnisse nur bedingt und mit großen Ungenauigkeiten möglich. Zwar sind solche Erdstöße vergleichsweise selten, doch werden andererseits praktisch alle Beben in Mittelniedersachsen nach derzeitiger Meinung des niedersächsischen Erdbebendienstes auf die Erdgasförderung zurückgeführt. Die gegenüber tektonischen Beben vergleichsweise flache Lage lässt auch bei geringen Herdmagnituden vermehrt Schäden beobachten, da weniger Dämpfung zwischen Bebenherd und Oberfläche erfolgt als bei tiefen Beben.

Gegenthese Eiszeitgletscher

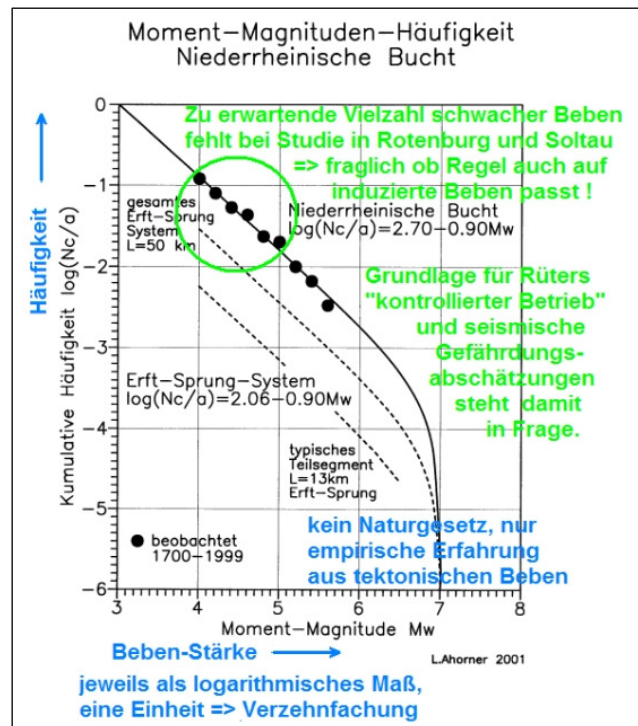
Derzeit wird aus dem Umfeld der Gasförderer an einer Gegenthese gearbeitet. So philosophiert man über die Möglichkeit, dass der Rückgang der eiszeitlichen Gletscher zu einem immer noch andauernden Entspannen/Rückfedern des Untergrunds infolge der nun fehlenden Auflast führt. Dieses erklärt jedoch nicht das zeitliche Einsetzen der Beben erst nach der Gasförderung. Zuvor waren solche Erdstöße in Mittelniedersachsen praktisch unbekannt, sodass zumindest für den Großteil ein Zusammenhang mit der Gasförderung besteht. Für den Einzelfall jedoch bedeutet diese Gegenthese, die derzeit von der BGR näher betrachtet wird, dass eine Ursache in aller Regel nicht eindeutig zuzuordnen ist. Ein Vertreter der BGR sprach bei der diesjährigen DGMK-Tagung davon, dass bei Bestätigung der Gletscher-Hypothese dann wohl 80-90% nicht klar zuordbar sein werden.

Kontrollierter Betrieb

Herrn Rüter, als Vize des Geothermieverbands selbst an weiterem Fracking interessiert, gelang es, das Seismizitäts-Kapitel des zweiten UBA-Gutachtens zu übernehmen. Er postuliert dort den „kontrollierten Betrieb“, wie bereits zuvor bei Geothermieprojekten. Offenbar hat diese Passage auch Eingang in die beabsichtigte Neufassung der Bundesbergverordnung gefunden. Im Wesentlichen verbirgt sich dahinter die triviale Erkenntnis, dass bei auftretenden Erschütterungen die Verpressrate wohl zu hoch war. Damit setzt dieser Mechanismus jedoch auf das erforderliche Auftreten unerwünscht starker Erdstöße und reagiert erst im Nachhinein darauf, statt sie dem Vorsorgeprinzip folgend im Vorfeld auszuschließen. Tatsächlich widerlegt dann auch die Praxis mit der anhaltenden Erschütterungsserie beim Geothermieprojekt Landau diesen Ansatz.

Gravierende Kenntnislücken

Jüngste von Herrn Joswig durchgeführte Studien zeigen, dass die Beben in Niedersachsen nicht der klassischen Magnituden-Häufigkeits-Verteilung entsprechen (auch Gutenberg-Richter-Beziehung genannt). Demnach sind in seismisch aktiven Regionen zu stärkeren Beben auch eine deutlich höhere Anzahl schwächerer Beben zu erwarten, sodass sich bei doppelt-logarithmischer Darstellung eine Gerade ergibt. Rüter stützt darauf auch einen quasi-Ausschluss stärkerer Beben. Tatsächlich zeigen Joswigs Untersuchungen, dass bei Rotenburg und Soltau als Ort vergangener Beben nicht die erwartete Vielzahl kleinerer Beben zu verzeichnen ist. Damit steht letztlich in Frage, ob die Magnituden-Häufigkeits-Beziehung



überhaupt von den tektonischen Beben auf induzierte Beben übertragen werden kann. Oder anders gesagt, die Mechanismen der Erdstöße in den Förderregionen sind noch lange nicht verstanden.

Beweislastumkehr

Voraussetzungen

Leider bleiben Erdstöße in den aktuellen Gesetzentwürfen vollends außen vor. Zwar beteuert die Bundesregierung, nun auch den Bohrlochbergbau in die Bergschadensvermutung aufgenommen zu haben, doch werden die dortigen Bedingungen von diesem gar nicht erfüllt. Erdstöße sind nach etablierter Rechtsprechung nicht unter den "Senkungen, Pressungen und Zerrungen" der Erdoberfläche wiederzufinden. Ergänzt werden soll laut Kabinettsbeschluss lediglich der Punkt "Hebungen". Das mag für den Spezialfall der Geothermie in Stauffen zwar hilfreich sein, jedoch nicht für die Gasförderung. Befremdlich ist zudem die Erwiderung der Bundesregierung auf die Bundesratsvorschläge. Hier wird bei der Ablehnung "Erderschütterungen" aufzunehmen suggeriert, dass "Erschütterungen" bereits enthalten sein. Der Kabinettsfassung fehlen jedoch solche Passagen.

Umgehungsmöglichkeit

Der aktuelle Gesetzentwurf krankt neben den Voraussetzungen auch an der Robustheit der Beweislastumkehr. So genügt bereits die bloße Möglichkeit, dass auch ein Dritter den Schaden verursacht haben kann, um die Vermutungswirkung außer Kraft zu setzen. Auch hier erfolgte gegenüber der Fassung zur Verbändebeteiligung eine Änderung zu Lasten des Geschädigten. Zuvor war es hingegen im Sinne einer echten Beweislastumkehr erforderlich, dass der vermutete Verursacher nachweist, dass die Schäden auf andere Ursachen zurückzuführen sind. Eine bloße Möglichkeit eines Drittverschuldens ist schnell begründet, ein echter Ausschluss, dass nicht jemand Drittes in Frage kommt hingegen praktisch nicht zu erbringen. Damit erweist sich die vorgebliche Beweislastumkehr als zahnlöser Tiger.

Rolle der BGR

Im Entwurfstand zur Verbändeanhörung war vorgesehen, dass im Falle eines Erdbebens die betroffene Fläche durch eine Behörde im Nachhinein festzulegen sei. Dieses erscheint äußerst fraglich, geht man doch nach aktuellem Kenntnisstand davon aus, dass praktisch alle Beben in den niedersächsischen Gasregionen von der Gasförderung verursacht wurden. Hinter der Behördenbeschreibung scheint sich am ehesten die BGR zu verstecken. Gerade diese fiel jedoch in der Vergangenheit mit ihrer Parteinahme für ihre Klientel auf. So erging laut Bericht im SPIEGEL nach dem Rotenburg-Beben in 2004 ein regelrechter Maulkorb für die Mitarbeiter, nicht die Gasförderung damit in Verbindung zu bringen. – Ein Zusammenhang, der heute vom niedersächsischen Erdbebendienst auch für die damaligen Beben zweifellos gesehen wird.

Erdgasspeicher

Kavernenspeicher

Kavernenspeicher werden durch Ausspülen von Hohlräumen in Steinsalzvorkommen angelegt. Die plastische Eigenschaft des Steinsalzes führt dazu, dass langfristig die Hohlräume durch ein zusammenfließen des Salzes wieder verschlossen werden. Damit ist unumgänglich eine Senkung der Erdoberfläche im Bereich des Speichers verbunden, die zu entsprechenden Schäden führen kann. Für die Kavernenanlage in Etzel rechnet man mit einer Senkung um 2-3 m, was an einem solch küstennahen Standort hinsichtlich des Grundwasserspiegels problematisch ist. Folglich sind die Regeln der Bergschadenshaftung auch für die Kavernenspeicher anzuwenden.

Der Kenntnisstand über eine langfristige Verwahrung nicht mehr genutzter Kavernen ist unbefriedigend. Etablierte Konzepte bislang nicht verfügbar. Während das Bergamt gegenüber der örtlichen Bürgerinitiative davon spricht, dass keine experimentellen Versuche zum Auflassen alter Kavernen genehmigt gewesen seien, finden sich in der englischsprachigen Fachliteratur hingegen Berichte über solche Versuche am Standort Etzel. Ebenfalls fragwürdig ist die Praxis, noch aktive Kavernen zum Ablagern von Bohrschlämmen zu nutzen. Eine Rückholbarkeit ist fraglich und vermutlich nicht beabsichtigt. Zugleich werden durch die Solewechsel in den Befüllzyklen wasserlösliche Schadstoffe aus den Schlämmen ausgetragen und ins Meer geleitet.

Poren- und Aquiferspeicher

Senkungen sind bei diesen Speichertypen eher weniger nicht zu erwarten, grundsätzlich besteht aber auch hier über die Änderung der Porendruckverhältnisse das grundsätzliche Risiko von Erdstößen, sodass eine Aufnahme in den Anwendungsbereich geboten erscheint.

Maßnahmen zur Beweissicherung

Seismisches Überwachungsnetz

Lediglich in der bekannten Problemregion im Raum Verden-Soltau-Rotenburg besteht bislang durch zusätzliche lokale Stationen ein halbwegs ausreichendes Überwachungsnetz. Doch selbst diese Daten waren beim Völkersen-Beben 2012 nur bedingt verwertbar, eine Station war nach Angaben der BGR nicht (mehr) richtig montiert. In den restlichen Teilen Niedersachsens bzw. auch weite Teile Deutschlands ist die Empfindlichkeit des staatlichen Messnetzes nicht ausreichend, um die typischen Bebenstärken in Folge der Gasförderung ausreichend zuverlässig zu erfassen. Ebenso beklagten Seismologen in der Vergangenheit Schwierigkeiten beim Zugang zu Daten der von den Gasförderern eingerichteten Stationen. Offenbar wurden teilweise Messungen nicht kontinuierlich bereitgestellt sondern erst bei Überschreiten einer Schwelle. Um hier für Transparenz und Manipulationssicherheit sowie weitere wissenschaftliche Kenntnisse auch aus Erschütterungen unterhalb der Schadensschwelle zu sorgen, ist jedoch ein kontinuierlicher Zugang in Echtzeit erforderlich.

Künftige Entwicklung von Gasfeldern und insbesondere Frac-Behandlungen sollten daher unter Vorbehalt eines entsprechend empfindlichen regionalen Messnetzes gestellt werden. Eine Erfassung ab Magnitude 1 sollte im gesamten Feldesbereich gewährleistet sein.

Geodätische Überwachung

Zur Erkennen von Lageänderungen der Erdoberfläche ist anzuraten, vor Aufnahme der Gasförderung eine sichere Erfassung von Senkungen und Bewegungen sicherzustellen. Zudem unterstützen geodätische Messpunkte das Nachvollziehen von Bruchbewegungen bei Erdstößen. Hierzu sind ausreichend viele Messpunkte in ihrer Lage und Höhe in regelmäßigen Abständen zu erfassen. Das Messnetz muss jede Scholle des Untergrunds umfassen, die als ganzes oder in Teilen oberhalb einer Lagerstätte oder einer Versenkungszone befindet. Werden diese Bereiche durch Störungszonen zwischen Schollen begrenzt, so sind auch die im Bereich der Lagerstätte oder der Verpress-Zone jeweils an die Störung angrenzenden Schollen zu überwachen.

Die Punkte sind so zu wählen, dass laterale und vertikale Bewegungen sowie Rotationen um jede Raumachse für jede Untergrund-Scholle zuverlässig erkannt werden. Die Messpunkte sind unter Berücksichtigung besonders aussagekräftiger Positionen über die jeweilige Scholle zu verteilen und so zu bemessen, dass auch bei Verlust, Beschädigung oder Datenfehler zu einem Messpunkt die Aussagekraft erhalten bleibt. Jeder Messpunkt ist entsprechend Messpunkten erster Ordnung des amtlichen Vermessungsnetzes in seiner Position zu erfassen, dauerhaft zu markieren und durch ausreichend Sicherungspunkte gegen Verlust, Beschädigung und Manipulation zu schützen.

Eine Neuaufnahme der Punkte sollte jährlich oder nach Bebenereignissen ab Magnitude 2,5 vorgenommen werden. Die Öffentlichkeit muss problemlosen Zugang zu den Daten erhalten.

Situation für den Geschädigten

Schäden durch bergbauliche Tätigkeiten sind praktisch von allen deutschen Gebäudeversicherern von vornherein ausgeschlossen. Hier besteht also kein etwaiger Regressanspruch gegen den Verursacher, sondern es wird eine Leistung gar nicht erst erbracht. Ebenso schließen die hierzulande erhältlichen Rechtsschutzversicherungen bergbauliche Streitthemen weitestgehend aus.

Waren bislang Erdbebenschäden als natürliche Ereignisse grundsätzlich abgedeckt, so schafft die Aufnahme der Gasförderung nun die Situation, dass die Versicherung auf einen Zusammenhang verweisen kann und aller Voraussicht nicht zahlen wird. Letztlich ist nach heutigem Stand der Technik eine einwandfreie Bebenzuordnung nicht möglich und jede Partei wird die für sie günstigste Lesart beanspruchen. Zwar mag die Gasförderung dann hinter 90% der Beben stehen, doch ist dies im Einzelfall nicht konkret belegbar. Damit schafft die Gasförderung eine nicht ehr zu behebende Unklarheit zu Lasten des Geschädigten und der Allgemeinheit, während sie sich der Regulierung ihrer verursachten Schäden entziehen kann.

Schlichtungsstellen

Die Erfahrung mit den Schlichtungsstellen im Kohlebergbau in NRW zeigt, dass diese bestenfalls im Bereich der Steinkohle mit ihrem untertägigen, der bisherigen Bergschadenvermutung unterfallenden Abbau im Sinne der Geschädigten funktioniert. Für den – wie die Gasförderung – nicht von der Bergschadenvermutung umfassten Braunkohleabbau sind die Erfahrungen deutlich nüchterner.

Auch die ersten Ergebnisse der niedersächsischen Schlichtungsstelle sind verhalten. Laut Medienberichten stellen sie zumeist anteilige Teilungen der Kosten dar. Dies ist bei einer binären Schuldfrage jedoch unangemessen. Bezeichnenderweise fordert die Erdgasindustrie selbst in ihrer Stellungnahme zur Verbändeanhörung, dass man doch lieber auf Schlichtungsstellen setzen möge. Offenbar spekuliert man hier bereits darauf, mit anteiliger Schadensbehebung besser zu fahren, als dem Geschädigten einen echten, auch praktisch durchsetzbaren, Anspruch einzuräumen.

Kommission

Vorbehalte

Die beabsichtigte Einrichtung der Kommission begegnet erheblichen Vorbehalten und Unklarheiten über ihre Rolle und Verzahnung mit dem Genehmigungsverfahren. Einerseits trifft sie nicht die Entscheidung über das Vorhaben, andererseits entscheidet sie hingegen über eine notwendige Voraussetzung für die Genehmigung von Fracs in Schiefergas- oder Kohleflözgasvorkommen flacher 3000 m. Das rechtliche Konstrukt und die Tragweite bleiben unklar. Ebenso ist die Besetzung zu hinterfragen, haben sich doch schon drei der vorgesehen Institutionen in der „Hannover-Erklärung“ klar zum Fracking bekannt. Vertreter der Zivilgesellschaft fehlen unterdessen in dem Gremium völlig. Ebenso ist das fehlende Konsensprinzip zu bemängeln, ernsthafte Bedenken können hier einfach niedergestimmt werden.

Freigabe-Automatismus

Es befremdet, dass statt von den im Bergrecht bereits bekannten „Aufsuchungserlaubnissen zu wissenschaftlichen Zwecken“ gebrauch zu machen, ein neues Konstrukt über eine Kommission für Probebohrungen geschaffen wird. Diese sollen jedoch auf Basis kommerzieller Aufsuchungserlaubnisse erfolgen. Damit bleibt jedoch §12 BBergG in Kraft, wonach eine erfolgreiche Aufsuchung zu einem Bewilligungsanspruch für die Gewinnung führt. Sollte im Anschluss eine weitere Bohrung in der näheren Umgebung beantragt werden, wird die Frackingkommission sie aufgrund ähnlicher geologischer Situation kaum ablehnen können. Selbst ohne die drohende grundsätzliche Freigabe von Schichten ist hier eine Förderung kaum noch aufzuhalten, ganz egal, wie die Erfahrungen während der Probevorhaben ausfallen. Eine sachliche Auseinandersetzung mit dem dann erweiterten Wissen findet gar nicht mehr statt sondern ist durch den Bewilligungsautomatismus obsolet.

Getarnte Aufsuchung statt Forschung

Die aus dem Forschungsministerium durchgesickerte Prozessbeschreibung macht zudem deutlich, dass offenbar nicht die Wissenschaft im Vordergrund stehen soll, sondern schnellstmögliche (positive) Ergebnisse. Ausdrücklich soll der Forschungsauftrag so bemessen werden, dass in 2018 auch sicher Ergebnisse vorliegen. Auch die weiteren Rahmenbedingungen sind danach ausgerichtet. So hat die Kommission letztlich kaum eine wirkliche Mitsprache sondern schaut lediglich zu, was der Antragsteller so vorlegt. Es ist nicht zu erkennen, wie hier etwaige Fragen zur Sicherheit gegebenenfalls auch durch Bohrungen in „sicherer“ Umgebung erfolgen sollen. Die kommerziellen Förderer dürften daran wenig Interesse haben. Vielmehr soll nun die 2012 mit etwa zehn Projekten zum Erliegen gekommene Aufsuchungstätigkeit wieder vorangetrieben werden.

Zieht man die Unfallwahrscheinlichkeiten aus dem UBA2-Gutachten heran oder auch die US-Erfahrungen, wird schnell deutlich, dass einzelne Vorhaben ohnehin keine belastbare Aussage zur Beherrschbarkeit bieten. Grob überschlägig liegt das Risiko für gravierende Schäden bei 1:100. Zu wenig, um in Probevorhaben entdeckt zu werden, zu viel um es in Anbetracht von prognostizierten 50.000 Bohrungen mit Hunderttausenden Fracs zu ignorieren.

Gegenbeispiel NRW

Derzeit erarbeitet das Land einen wesentlich zielführenderen Ansatz, welcher nicht in einem parallelen Loslegen und Zugucken besteht. Vielmehr sollen offene Fragen zunächst zusammengetragen, dann auf ihre Klärbarkeit abseits von Bohrungen oder notfalls auch einfache Bohrungen ohne Fracking als Wissensbasis dienen.

UVP-V Bergbau

Die Durchführung einer UVP für solche Vorhaben sollte eigentlich eine Selbstverständlichkeit sein. Dennoch ist ihr tatsächlicher begrenzt und in der vorliegenden Form völlig wirkungslos. Generell können ohnehin keine über die fachrechtlichen Vorgaben hinausgehenden Anforderungen aus einer UVP resultieren, es kommen also keine neuen Aspekte in Spiel. Zugleich fehlt es im Hinblick auf Fracking an jeglichem fachrechtlichen Prüfkriterien. Folglich können diese auch gar nicht im Verfahren geprüft werden. Es handelt sich daher um ein reines Placebo.

Wirkungslos ohne Prüfkriterien

Es ist auch nicht zu erkennen, dass derzeit an Prüfkriterien im jeweiligen Fachrecht gearbeitet wird. Auch das niedersächsische „Fachgespräch Umweltverträglichkeitsstudie für Fracking“ führt hier nicht zum Ziel. Das bislang vorliegende Dokument stellt zwar einen Zusammenschrieb verschiedener, bestehender Anforderungen aus diversen Gesetzen, Verordnungen etc. dar, bietet aber nicht die benötigte Konkretisierung abstrakter Zielbegriffe der Gesetzesebene in handhabbare Prüfkriterien.

Salamitaktik

Zur Ausgestaltung der UVP-Pflicht muss auf einen klaren Vorhabensbegriff geachtet werden und eine Umgehung mittels Salamitaktik verhindert werden. Eine Prüfung von Standortalternativen etc. macht nur Sinn, solange nicht schon mit einer Bohrung Fakten geschaffen sind. Demgegenüber reduzieren bisherige UVPs in Niedersachsen das Vorhaben allein auf die Frage der Aufnahme der Gasförderung als solches und werden praktisch für den Betrieb der Gastrocknungsanlage etc. auf dem Betriebsplatz vorgenommen, während die Bohrung völlig ausgeklammert und der eingerichtete Bohrplatz als Ausgangssituation der Prüfung gewertet wird statt dem ursprünglichen Zustand der Fläche.

EU-Empfehlung

Ferner ist festzuhalten, dass Deutschland mit der beabsichtigten Frackingregulierung nicht die Empfehlungen der EU zu einer strategischen Umweltverträglichkeitsprüfung umsetzt, wie sie die Niederlande anstreben.

Schutz des Wassers

Aushebelung des Besorgnisgrundsatz

Den Ausführungen der Bundesregierung soll der Schutz des Grundwassers oberste Priorität haben. Umso unverständlicher ist es dann, dass mit den Regelungen im Wasserhaushaltsgesetz der Besorgnisgrundsatz als dessen zentrales Element ausgehebelt werden soll. Mit der Trennung des Frackens vom Tatbestand des Einleitens greift der Besorgnisgrundsatz aus §48 WHG nicht mehr. Denn dieser bezieht sich ausdrücklich auf den Umstand des Einleitens.

Will die Wasserbehörde künftig ein Vorhaben aufgrund von Bedenken untersagen, bleibt ihr bestenfalls noch der Weg über §12 WHG, hierzu muss aber eine Schädigung *zu erwarten* sein, das heißt die Wasserbehörde muss den Nachweis einer erheblichen Eintrittswahrscheinlichkeit führen. Auch das Bewirtschaftungsermessen hilft an dieser Stelle nicht weiter, verlangt doch die Rohstoffsicherungsklausel eine möglichst bergbaufreundliche Ausübung des Ermessens.

Die Beispielsausführungen in der Gesetzesbegründung wie auch die harsche Ablehnung zweier Bundesratsanregungen, den Besorgnisgrundsatz wieder ins Spiel zu bringen, zeigen deutlich, dass es sich hier nicht um eine unglückliche Formulierung handelt.

Entmachtung der Wasserbehörde

Ebenfalls in ihrem Handeln eingeschränkt wird die Wasserbehörde durch die beabsichtigte Fracking-Kommission. Ohnehin muss in Niedersachsen der Gewässerkundliche Landesdienst beteiligt werden, welcher für Bergbaubelange vom Bergamt selbst verkörpert wird. Hier schreibt sich praktisch das Bergamt die Vorlage für die erbetene Stellungnahme der Wasserbehörde selbst. Die Kommission stellt nun einen weiteren Fürsprecher des Frackings dar und wird im Zweifel auch bei einer Klage auf Betriebsplanzulassung als Kronzeuge aller Voraussicht mehr Gewicht haben als die lokale Wasserbehörde. Letztlich wird die Wasserbehörde mit dem Gesetzentwurf keineswegs gestärkt sondern in ihren Handlungsmöglichkeiten letztlich eher beschränkt.

Die Erfahrung zeigt, dass die angesprochenen Stellungnahmen oftmals relevante Faktoren verschweigen. So fehlt zum Vorhaben „Düste Z10“ jegliche Angabe zu Nachbarbohrungen. Selbst auf Nachfrage konnte der Verfasser der Stellungnahme gegenüber dem Umweltausschuss des Landkreises Diepholz keine näheren Angaben machen, außer dass der Antragsteller sie aufzählen müsse. Tatsächlich kreuzt sich hingegen die Bohrspur in der Draufsicht sogar mit der von „Düste Z9“. Ebenso wird lediglich drauf verwiesen, dass die simulierte Rissausbreitung keine bekannten Störungszonen erreicht. Unter den Tisch fällt hier die hohe Schwankung zwischen Simulationsergebnissen verschiedener Programme bei gleicher Aufgabenstellung von bis zu 50% in den Rissdimensionen.

Konkretisierung durch Bergverordnung

Für das Verpressen von Lagerstättenwasser wird zur Konkretisierung auf die Anforderungen aus der Allgemeinen Bundesbergverordnung abgestellt. Dieser Umstand ist bemerkenswert, wird hier doch die Sicherstellung des Gesetzeszwecks, nämlich der Schutz des Wassers, praktisch vollständig auf die Verordnungsebene und noch dazu eines anderen Ressorts übertragen. Eine parlamentarische Mitsprache findet so nicht mehr statt, es ist nicht einmal gesichert, ob die Verordnung im Nachgang überhaupt in angekündigter Form realisiert werden wird.

Zugleich stoßen hier verschiedene Denk- und Begriffswelten aufeinander. Das klassische Wasserrecht geht davon aus, dass jedes Gefährdungspotential zu meiden ist. Hingegen soll plötzlich für einen Teilbereich gelten, dass die Einhaltung des nicht näher definierten „Standes der Technik“ die Vermutung begründet, dass keine Gefahr bestünde.

Länderklauseln

Die beabsichtigten Länderklauseln führen dazu, dass die Bevölkerung nicht mehr im Ganzen vor möglichen schädlichen Auswirkungen geschützt wird. Es wird geradezu die Situation heraufbeschworen, dass die gleichen geologischen Situationen wie beispielsweise Altbergbaugebiete je nach Bundesland unterschiedlich behandelt werden. Mag NRW ein hohen Bergbauanteil aufweisen und einen Landesausschluss auf den Weg bringen, könnte das Thema in Niedersachsen aufgrund der geringeren Verbreitung des Grubenbergbaus unter den Tisch fallen, obwohl sich die jeweils konkrete Situation an alten Bergbaustandorten in Niedersachsen nicht unterscheidet.

Fracfluide

Es ist zu bemängeln, dass der Phantasiebegriff „umwelttoxisch“ aus dem Koalitionsvertrag nun offenbar ausschließlich mit „wassergefährdend“ übersetzt wird. Andere Gefahrenmerkmale nach CLP-Verordnung fallen damit unter den Tisch. Längst ist nicht jeder gefährliche Stoff automatisch wassergefährdend. Hormonell wirksame Substanzen besitzen in der Regel gar kein Gefahrenmerkmal nach CLP.

Während die Schiefergasförderung ein eher mittelfristiges Ziel ist, liegen im TIGHTGASbereich praktisch fertige Anträge in der Schublade von Exxon und Wintershall. Gerade diese Vorhaben werden jedoch nicht mit den besonders chemikalienarmen Rezepturen durchführbar sein. In Polen wurden zudem die besten (aber immer noch nicht wirtschaftlichen) Ergebnisse nach Rückkehr zu den klassischen cross-linked-Gelen erzielt statt mit den schiefertypischen Slickwater-Rezepturen. Ob die „trinkbaren“ Zusammensetzungen funktionieren, ist daher fraglich.

Eine vollständige Offenlegung der Zusammensetzungen ist zweifellos zu begrüßen, es ist jedoch unverständlich, wieso lediglich eine Ermächtigungsgrundlage für ein Kataster beabsichtigt ist, jedoch kein solches zugleich eingerichtet werden soll.

Untertägige Ausbreitung & Monitoring

Die Beschränkung auf bestehende Wasserschutzgebiete und Einzugsgebiete als Maßgabe von Fracking-Ausschlüssen unterschlägt die Möglichkeit untertägiger Einträge. So wurden vielfach Vorkommen gar nicht mit Schutzgebieten versehen, wenn sie gegen Einträge von oben gut abgeschottet sind. Daneben zeigen reale Vorfälle mit Freisetzungen von Gas oder Öl, dass erhebliche Distanzen bis zu einem Austritt an der Oberfläche zurückgelegt werden können. Naheliegendstes Beispiel ist hier der Ölschaden am Kavernenspeicher Gronau. Bei nur 217m Lecktiefe erfolgte eine Verschleppung über Distanzen bis 600 m. Die derzeit für Fracvorhaben diskutierten Monitoring-Konzepte hätten diesen Schaden höchstwahrscheinlich nicht bemerkt, und hätte es sich nicht um optisch auffälliges Öl gehandelt, hätte auch der betroffene Landwirt so schnell nichts von der Kontamination seiner Flächen mitbekommen.

Verpressung

Mangelhafte Abgrenzung zu Flowback

Die vorgesehenen Regelungen entsprechen nicht dem von Frau Hendricks verkündeten Verbot des Verpressens. Viel mehr wird hier der Ausnahmefall zur Regel. Die vorgesehene Abgrenzung von „0,1% wassergefährdende Stoffe aus dem Fracfluid“ zum Lagerstättenwasser ist so großzügig gewählt, dass praktisch aller Flowback als Lagerstättenwasser zu deklarieren. Das tatsächliche Gefährdungspotential der zu verpressenden Flüssigkeit spielt dabei keine Rolle, das Kriterium zielt einzig auf den Anteil ab, der aus dem Fracfluid stammt und zugleich wassergefährdend ist. Eine mögliche hochgradige Belastung des Lagerstättenwassers mit geogenen Substanzen wird nicht beachtet. Ebenso fallen Umwandlungsprodukte aus dem Fracfluid nicht unter die Definition.

Wasserfreies Schiefergas?

Die in jüngerer Vergangenheit verbreitete Darstellung, Schiefergaslagerstätten seien wasserfrei ist weder mit den Ergebnissen der einzigen deutschen Schiefergasfracks in Damme zu untermauern, noch mit Erfahrungen aus den USA. So wurde während der 50tägigen Freiförderphase in Damme mit 69% mehr als doppelt soviel Lagerstättenwasser gefördert wie Fracfluide, insgesamt fielen rund 1000 m³ Flowback an. Dabei betrug am Ende der Phase der Fracfluidanteil nur noch 10 Prozent. Insgesamt konnten lediglich 8% des Fracfluids zurück zur Oberfläche gefördert werden, 92% verblieben im Boden und würden langfristig mit weiterem Lagerstättenwasser bei einer Förderung nach oben gelangen und der Verpressung zugeführt werden.

Auch in den US-Lagerstätten sind Wasseranteile in ähnlicher Größenordnung wie in der deutschen konventionellen Förderung üblich nicht selten. ExxonMobil gab in der Vergangenheit etwa 50 cm³/m³ an, aus den Angaben des WEG zum transportieren Lagerstättenwasser lassen sich unter der Prämisse, dass 90% dem Zirkulationsbetrieb der Ölförderung zuzurechnen sind, etwa 35 cm³/m³ für die Gasförderung ableiten.

Table 1. Produced water by US Shale Play.⁹⁸

Shale	Initial water production (first 10 days) (gallons per well)	Long-term water production
Barnett	500,000 – 600,000	High > 130cm ³ /m ³
Fayetteville	500,000 – 600,000	Moderate 26-130 cm ³ /m ³
Marcellus	500,000 – 600,000	Low < 26 cm ³ /m ³
Haynesville	250,000	Moderate 26-130 cm ³ /m ³

High "long term" produced water generating play: > 1,000 Gallons per MMCF
Moderate "long term" produced water generating play: 200 – 1,000 Gallons per MMCF
Low "long term" produced water generating play: < 200 Gallons per MMCF
The unit of measurement used for comparison of long-term produced water is gallons of water per million cubic feet (MMCF) of gas or hydrocarbon liquid equivalent.

Source: Data from Chesapeake Energy.

**Exxon:
konv.: 50 cm³/m³**

Aufbereitung technisch möglich

Es entspricht jedoch nicht den deutschen Standards im Entsorgungswesen, mit dem Argument der Verdünnung eine Abscheidung von Schadstoffen zu vermeiden, weil man diese dann entsorgen müsste. Es ist vielmehr Konsens, dass eine sichere Verbringung der konzentrierten Schadstoffe insgesamt besser zu handhaben ist. Anderenfalls könnte man auch die Müllabfuhr einsparen und Einjeder seine Abfälle wieder im Garten oder Stadtpark verscharren.

Dass eine Aufbereitung möglich ist, zeigt bereits DGMK-Forschungsprojekt 629 unter der Leitung der RWE Dea, welches bereits vor knapp zehn Jahren verschiedene Aufbereitungsverfahren identifizierte und bewertete.


Zielhorizonte

Die Festlegung auf ein Verpressen in alte Lagerstätten stellt nicht die propagierte Verbringung an den Ursprungsort sicher. Unter die möglichen Zielhorizonte fallen bei der beabsichtigten Regelung etliche alte Ölfelder. Diese zeichnen sich dadurch aus, dass sie erheblich flacher, oftmals keine 1000 m Tiefe aufweisen. Zugleich findet sich hier eine erheblich höhere Dichte an Bohrungen, oftmals noch aus der Nachkriegszeit mit fraglichem Zustand hinsichtlich ihrer Dichtheit. Soweit sie schon verfüllt sind, ist praktisch überhaupt keine belastbare Aussage zum Zustand mehr zu treffen. Während man Fracfluide nur tiefer 3000 m im Boden akzeptieren möchte, dürfen sie als Flowback mit zusätzlichen Schadstoffen aus dem Tiefenwasser in 300 m „entsorgt“ werden. Hier wäre wenigstens eine Festlegung zum Verpressen in das ursprüngliche Feld aufzunehmen, besser auf ein Verpressen zu verzichten.

Ebenso bleibt unklar, was „druckabgesenkt“ bedeuten soll. Die deutschen Gasvorkommen weisen initial häufig einen Überdruck gegenüber dem hydrostatischen Druck auf. Das heißt, der Druck innerhalb der Lagerstätte ist größer als der, einer Wasser/Solesäule bis zur Oberfläche. Sobald sich hier Wegsamkeiten bieten, setzt ein Fließen auch entgegen der Wassersäule ein. Will man dieses ausschließen, ist eine Druckabsenkung der Lagerstätte unter den hydrostatischen Druck der Verpressteufe Voraussetzung. Eine diesbezügliche Klarstellung fehlt.

Verpressbohrungen

- Scheinen zu funktionieren, aber man weiß nicht so recht wieso...
- Datenlage dünn
- Monitoring unzureichend



BGR Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
GEOZENTRUM HANNOVER

10

Aufgetretene Probleme

Grundsätzlich ist diese Anforderung in alte Lagerstätten zu verpressen in Niedersachsen nicht neu, wurde jedoch in der Praxis ignoriert und dennoch eine Verpressung auch außerhalb von Lagerstätten genehmigt. Bezeichnenderweise sprach die BGR in einem Vortrag im März davon, dass das Verpressen zwar funktioniere, man aber nicht wisse wieso eigentlich. Tatsächlich scheint es aber keineswegs unproblematisch zu sein. So überprüft das LBEG derzeit die Verpressung in den Kalkarenit, nachdem die Druckentwicklung sich dort nicht darstellt wie erwartet. Erste Bohrungen wurden bereits stillgelegt.

Aus der Verpressung der Kali-Abwässer in Hessen und Thüringen sind Schädigungen des lokalen Grundwassers teils durch die eingeleiteten Wässer selbst, mehr aber noch durch das von diesem verdrängte Tiefenwasser bekannt geworden.

Im Rahmen eines Antrags der RWE Dea AG aus dem Jahr 2010 zur Erhöhung der jährlichen Lagerstättenwasser-Versenkungen für die Wittorf Z1 zeigten Druckmessungen für diese und für die umliegenden Versenkbohrungen zum Teil deutlich abweichende Druckanstiege. Demzufolge war das für die fachliche Bewertung von Versenkprojekten im Kalkarenit zugrundegelegte geologische Konzeptmodell eines „unendlich großen Porenraums“ anzupassen. Dies bedeutet, dass trotz der grundsätzlichen großregionalen Verbreitung des Kalkarenits in Niedersachsen und im LK ROW für jedes einzelne Versenkvorhaben geprüft werden muss, wie groß das jeweils für das Vorhaben zur Verfügung stehende Porenvolumen ist, bzw. welche hydraulischen Randbedingungen gelten. Die Bohrung Soltau Z6, die den größten Druckanstieg und damit die größten Abweichungen gegenüber den prognostizierten Drücken zeigte, wurde daraufhin Mitte 2010 auf Veranlassung des LBEG stillgelegt.

Wasserrechtliche Schwarzbauten

Bis vor kurzem erfolgte in Niedersachsen die Genehmigung von Verpressbohrungen ohne Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis. Damit handelt es sich faktisch um wasserrechtliche Schwarzbauten. Eine Amnestie in Form eines fünfjährigen oder gar unbegrenzten Weiterbetriebs ist nicht nachzuvollziehen, gerade in Anbetracht der auftretenden Probleme mit der Versenkung in Niedersachsen.

Druckhaltung

Ins Reich der Legenden zu verweisen ist die im Umweltausschuss getätigte Äußerung des Herrn Emmermann, dass das Lagerstättenwasser ohnehin an seinen Ursprungsort zurückgeführt würde. Nur ein verschwindend geringer Teil der niedersächsischen Verpressbohrungen (siehe Anhang I) liegt überhaupt in gasführenden Tiefen. Selbst wenn alte, ausgeförderte Gasbohrungen zur Verpressung nachgenutzt werden (z.B. Wittorf Z1), erfolgte hier in aller Regel ein Umbau auf flachere Einpresstiefen von häufig nicht einmal 1000 m. Ein einpressen in alte Lagerstätten mag zwar in kleinem Maße zur Druckhaltung beitragen, jedoch führen steigende Wasserpegel in der Lagerstätte zugleich dazu, dass tieferliegende Bohrungen zunehmend verwässern bzw. letztlich ganz unter dem Flüssigkeitspegel liegen und kein Gas mehr fördern können. Daneben sind gerade die frachbedürftigen Lagerstätten aufgrund der geringen Gesteinsdurchlässigkeit ein nur schlecht zum Einleiten von Flüssigkeiten geeigneter Ort, da diese sich dort nur schwer ausbreiten können.

Ebenfalls unzutreffend ist die Darstellung, dass die genehmigten Drücke immer unterhalb des ursprünglichen Drucks lägen. Große Teile der Verpressung erfolgen in Niedersachsen in den Kalkarenit, aus dem zuvor keine Kohlenwasserstoffe gefördert wurden. Hier wurden Druckanstiege um 10% akzeptiert, was bei typischer Tiefe um 1000 m etwa 10 bar entspricht. US-Studien sehen eine signifikante Gefahr von Erdbeben jedoch bereits bei einer Porendruck-Änderung von 0,1 bar. Da sich die Dichte von Gas Wasser deutlich unterscheiden, lassen sich nicht Druck und Gewichtskraft der Lagerstättenzone zugleich konstant. Ob ein künftiges Verpressen in druckreduzierte Lagerstätten tatsächlich das Bebenrisiko mindert ist daher ebenfalls fraglich.

Allgemeine Bundesbergverordnung

Stand der Technik

Es wird mehrfach auf den Stand der Technik abgezielt, ohne ihn näher zu konkretisieren. Dies ist insofern problematisch, als dass es keine etablierten deutschen Standards in diesem Bereich gibt. In der Branche wird weitgehend amerikanisches API-Regelwerk angewandt, wenn es über die abstrakte Gesetzesebene hinausgeht. Gerade diese Standards führten jedoch in den USA zu den Problemen. Nach deutscher Philosophie geschaffene Normen sind in diesem Wirtschaftsbereich kaum vorhanden. Bestenfalls einige Leitfäden des WEG, doch diese sind nicht verbindlich. Zudem werden sie zum Teil zum Umgehen eigentlich bestehender Auflagen oder Beschränkungen verwendet. So durfte sich im Zuge der Benzolaustritte aus Lagerstättenwasserleitungen der WEG die Beurteilungsgrundlage für Bodenuntersuchungen selbst schreiben, welche dann das niedersächsische Bergamt zur offiziellen Bewertungsgrundlage erklärt hat – und schon durfte fünfmal soviel Benzol im Boden sein, wie im „zivilen“ Leben. Weitere Beispiele für keineswegs erstrangige deutsche Praxis finden sich im Anhang V.

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. ***Damit erfordert dieser Ansatz jedoch praktisch das Auftreten von Schadensereignissen, was nicht mit Vorsorgegebot zu vereinbaren ist.*** Auch in der Geothermie ist der Ansatz spätestens seit den anhaltenden Erschütterungen in Landau als gescheitert anzusehen.

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 werden, ohne dass der „kontrollierte Betrieb“ diese Auswirkung berücksichtigt.

Emissionsvermeidung

Die Zielsetzung, Emissionen zu vermeiden ist gegenüber der Verbändebeteiligung wieder gestrichen worden. Sie sollen jetzt nur noch erfasst werden. Dies wiegt besonders schwer, da mehrere Forscherteams in den USA Methanleckagen bis zu 12% der Feldesproduktion nachgewiesen haben. Dass Deutschland hier keineswegs auf der Höhe der Zeit ist, zeigte die RWE Dea. Die in jüngerer Vergangenheit verwendeten „enclosed Burner“ statt offenem Abfackeln musste das Unternehmen erst aus Frankreich und Italien anmieten, da hierzulande nicht verfügbar.

Leider gibt es für Deutschland praktisch keine belastbaren Daten zur Methanemission. Die Eigenangaben des WEG beruhen wie in den USA auf inventarbasierten Abschätzungen, die sich dort jedoch nicht mit den Messungen tatsächlicher Methankonzentrationen decken. Eine Anfrage nach Ansprechpartnern bei den Förderunternehmen, die detailliertere Auskünfte zur Methodik geben können, ist trotz Nachhaken seit letztem Herbst vom WEG unbeantwortet geblieben..

Fracking-Erfahrung in Niedersachsen

Keine Umweltdaten erhoben

Zu den ca. 340 Fracs in etwa 150 Bohrungen gibt es bis heute keine nähere Auswertung zu etwaigen Schäden. Ein systematisches Monitoring erfolgte während der Fracs in der Vergangenheit jedoch ebensowenig. Bevor ohne nähere Kenntnis über bisherige Resultate des Frackens es weiter vorangetrieben wird, wäre vielmehr eine systematische Analyse der verfügbaren Daten dringend geboten.

Keine Probleme bekannt?

Ob Umweltschäden aufgetreten sind, ist mangels der spärlichen Datenerhebung gar nicht mehr zu klären. Technische Probleme mitsamt beschädigter Verrohrung sind jedoch aktenkundig:

- TEILVERFÜLLUNG DER BOHRUNG VOR UMSTELLUNG AUF VERSENKBETRIEB	
Situation:	Siehe Bohrlochsbild
Geplante Verfüllung:	Siehe Verfüllungsschema
Steigrauminhalt:	Gas
Bemerkung:	3 1/2" Steigrohrbereich ist nach Screen Out bei der Fracbehandlung nicht mehr befahrbar (Engstelle)

Auch Marder erwähnt in „Hydraulic Proppant Fracturing an Gravelpacking“ aufgetretene Fehlschläge technischer Art.

Inzwischen ist das Wirtschaftsministerium Niedersachsen zu einer erheblich vorsichtigeren Ausdrucksweise übergegangen, wie die jüngste Antwort auf eine Landtagsanfrage zeigt:

Vorbemerkung der Landesregierung

Die Erdgasförderung findet in Niedersachsen unter Beachtung international anerkannter Sicherheitsstandards statt. Dennoch ist die Anwendung dieser Technologie, wie jede andere Technologieanwendung auch, nicht ohne Risiken. So ereigneten sich seit Beginn der Erdgasförderung in Niedersachsen vor über 50 Jahren wiederholt Vorfälle, die zu Umweltbeeinträchtigungen oder auch Personenschäden geführt haben. Diese Vorfälle konnten jedoch nicht ausschließlich auf den Einsatz der sogenannten Frack-Technologie zurückgeführt werden.

Erdölfracking

Für den Bereich der Erdölförderung hat man nach Auskunft eines Mitarbeiters „selbst den Überblick verloren“. Dies führte man zunächst auf kaum dokumentierte kleinstvolumige Fracs in der Ölförderung vor 50 Jahren zurück. Allerdings erwähnt hingegen Marder auch großvolumige Fracs im Emsland in den 80er Jahren.

Risiko-Fracs

Anhang V zeigt das Bohrlochbild der Bohrung Völkersen Z7. Aufgrund von feststehendem Bohrgestänge mussten über 1000 m der Bohrung aufgegeben werden. Dieser Bereich im Deckgebirge zwischen 2400 und 3400 m ist weder verrohrt worden noch konnte aufgrund der Blockade eine Zementierung erfolgen. Hier sind nun 1000 m Deckgebirge hydraulisch miteinander kurzgeschlossen. Dennoch wurde die aus einer Ablenkung oberhalb der Blockade zu Ende geführte Bohrung gefrackt.

Sauergasfracks

Praktisch noch völlig neu ist das Fracken von Bohrungen in Zechsteinlagerstätten. Für diese ist insbesondere ein hoher Anteil sehr giftigen Schwefelwasserstoffs charakteristisch. Bisher wurde lediglich eine solche Bohrung (Goldenstedt Z17) gefrackt. Die Erfahrung ist hier also nicht größer als beim Schiefergas, während die Giftigkeit des Gasgemischs die Risiken erheblich erhöht.

Für den Exxon-Expertenkreis betrachtete Uth ein Störfallszenario in Form eines Blowouts von unplanmäßig angetroffenem Sauergas. Im Ergebnis waren noch tödliche Gaskonzentrationen im Abstand von 1,3 km zu erwarten, Beeinträchtigungen der Gesundheit bis zu 21 km noch möglich. Beim Fracking in Zechstein-Lagerstätten sind die Grundvoraussetzungen für ein solches Szenario nun praktisch der Regelfall und nicht mehr die unerwartete Ausnahme.

Ausweitung Tightgas

Erfolgt bislang knapp 350 Fracs in 50 Jahren, so plant(e) Wintershall allein für das Vorkommen Düste Karbon hingegen mit etwa 200 Bohrungen.

Anhang I - Verpressung

Versenkbohrung	Gemeinde	Landkreis	Versenkmenge bisher in m³	V.Tiefe min	V.Tiefe max	km WSG-Name	km TWGG
Garrel H1	Garrel	Cloppenburg	657.000	375	375		
Groothusen H1	Krummhörn	Aurich		410	410		
Staffhorst Z2	Pennigsehl	Nienburg		544	544	0,6 Liebenau II / Blockhaus	
Steimbke H2	Steimbke	Nienburg		596	596		
Mellinghausen H1	Siedenburg	Diepholz		670	860		
Siedenburg 30	Siedenburg	Diepholz	246.188	680	950		
Dickel 65	Rehden	Diepholz		711	711		
Staffhorst Z5	Siedenburg	Diepholz		744	744		
Sottrum Z 1	Sottrum	Wümme		785	785		
Walsrode H 1	Walsrode	Heidekreis		786	786		
Siedenburg H4	Siedenburg	Diepholz	954.988	861	861		
Wittorf Z-1	Visselhövede	Wümme		932	932		
Düste H1	Barnstorf	Diepholz		980	980		
Düste H2	Barnstorf	Diepholz		1002	1002		
Grauen Z 2	Neuenkirchen	Heidekreis		1005	1005		
Staffhorst 8	Siedenburg	Diepholz		1006	1006		
Buchhorst Z2	Kirchdorf	Diepholz	87.791	1011	1011		
Dickel 112	Rehden	Diepholz		1021	1021		
Osterbrock H3	Geeste	Emsland		1038	1038		0,0 Geeste-Varloh
Vorhop 30a	Wittingen	Gifhorn		1066	1066	0,0 Schönewörde	
Völkersen H1.	Langwedel	Verden		1075	1075	0,0 Panzenberg	
Düste-Jura 13	Barnstorf	Diepholz		1083	1083		
Dethlingen H 1	Munster	Heidekreis		1100	1150		
Gilkenheide Z1	Visselhövede	Wümme		1118	1118		
NEAG H1 (Voigtei)	Fl. Steyerberg	Nienburg	921.859	1121	1121		
Stapel Z 1	Horstedt	Wümme		1143	1143		
Düste-Jura 20	Barnstorf	Diepholz		1150	1150		
Groß Lessen Z1	Sulingen	Diepholz	305.957	1186	1186		
Düste-Jura 2	Barnstorf	Diepholz	1.216.487	1224	1224		
Soltau Z-6	Soltau	Heidekreis		1227	1227	1,0 Soltau-Schüttenbusch	
Dörpel 1	Barnstorf	Diepholz	917.875	1241	1241		
Siedenburg Z24a	Sulingen	Diepholz		1306	1306		
Wietingsmoor H1	Schwaförden	Diepholz	777.887	1310	1355		
Wietingsmoor H3	Schwaförden	Diepholz		1380	1470		
Söhlingen H1	Bothel	Wümme		1634	1634		
Itterbeck-Halle Z7	Uelsen	Bentheim		1945	1945		
Wielen Z3	Uelsen	Bentheim		2039	2039		0,0 Getelo-Itterbeck
Kalle S102	Emlichheim	Bentheim		2120	2132		
Adorf Z5	Twist	Emsland		2794	2794		
Adorf Z6	Twist	Emsland		2844	2844		
Hellbusch Z1	Großenkneten	Oldenburg	2.800.000	2872	2897	0,8 Großenkneten	
Emlichheim-Nord Z7 (2.)	Emlichheim	Bentheim		2908	2908		
Dötlingen Z5	Dötlingen	Oldenburg		2998	3160	0,5 Großenkneten	
Nuttel Z1	Dötlingen	Oldenburg		3032	3050	0,2 Sandkrug	
Barenburg Z04	Kirchdorf	Diepholz	866.295	3250	3250		
Bethermoor Z2	Garrel	Cloppenburg	550.000	3902	3902		
Alfeld-Elze Z3	Elze	Hildesheim		?	1496	0,0 Poppenburg	0,0 Elze
Buchhorst Z20	Sulingen	Diepholz		?	3350		
Osterbrock H1	Geeste	Emsland		1094 ?	1094		0,0 Geeste-Varloh
Osterbrock H2	Geeste	Emsland		1136 ?	1136		0,0 Geeste-Varloh

Durchgestrichen; stillgelegt (in jüngerer Vergangenheit)
Fehlend: Schon länger aufgegebene Versenkbohrungen

Anhang II - Ausbreitung, Monitoring

- Ernsthaftes **Monitoring kaum möglich**
- Bisherige Konzepte mit drei Brunnen am Bohrplatz völlig untauglich
- **Untertägige Verschleppung über weite Distanzen möglich**
- **Erhebliche Anzahl** Proben erforderlich, um überhaupt punktuelle Schadensflächen zu entdecken

Reichweite untertägiger Gas-/Flüssigkeitsausbreitung						abgeleitet auf Schiefergas	
Ereignis	Rohstoff	Teufe	Distanz	Faktor hor/vert	Böschungswinkel	Schiefer 1000m	Schiefer 2500 m
Gronau	Rohöl	217 m	600 m	2,8	19,9 °	2,8 km	6,9 km
Yaggy/Hutchinson	Erdgas	595 ft	8 mi	66	0,9 °	66 km	165 km
		181 m	12 km				
Primrose	Bitumen verfl.	500 m	10 km	20	2,9 °	20 km	50 km

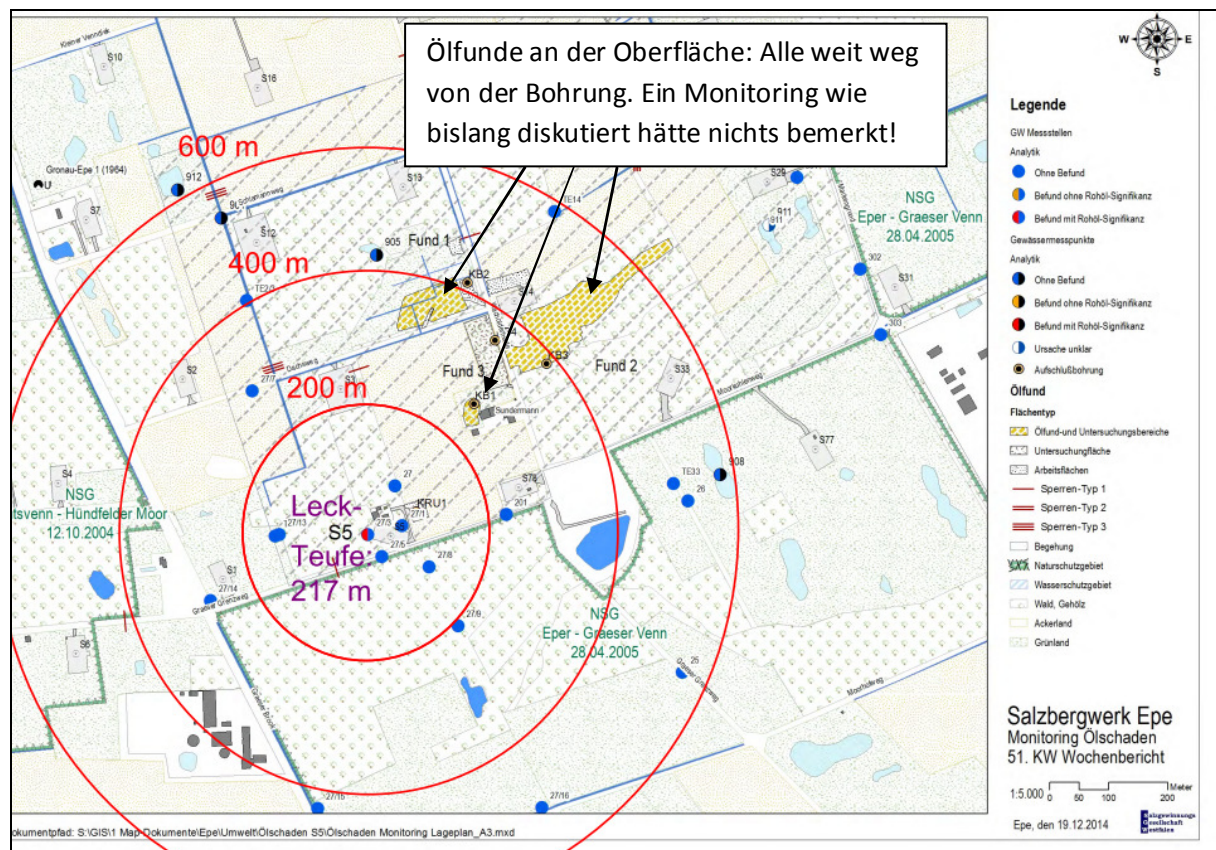
Beispiel Gronau, Leck in Öl-Kaverne, 2014

Speicherleck Gronau		
Austrittsfläche	Kreisfläche 600m-Radius	Flächenanteil*
40.000 m ²	1.131.000 m ²	3,54%

* ausgehend von 600 m - erforderlicher Beobachtungsradius jedoch vorab unklar

Man beachte:

- Keine Austritte in Nähe des Bohrlochkopfs
- Verschleppungsdistanz vom 1- bis 3-fachen der Tiefe
- Nur auf 3% der Fläche ist der Ölaustritt feststellbar
- Nur jede dreißigste Monitoring-Bohrung zufällig auf der Kreisfläche wäre ein Treffer
- Untersuchung nach Druckabfall zunächst erfolglos!

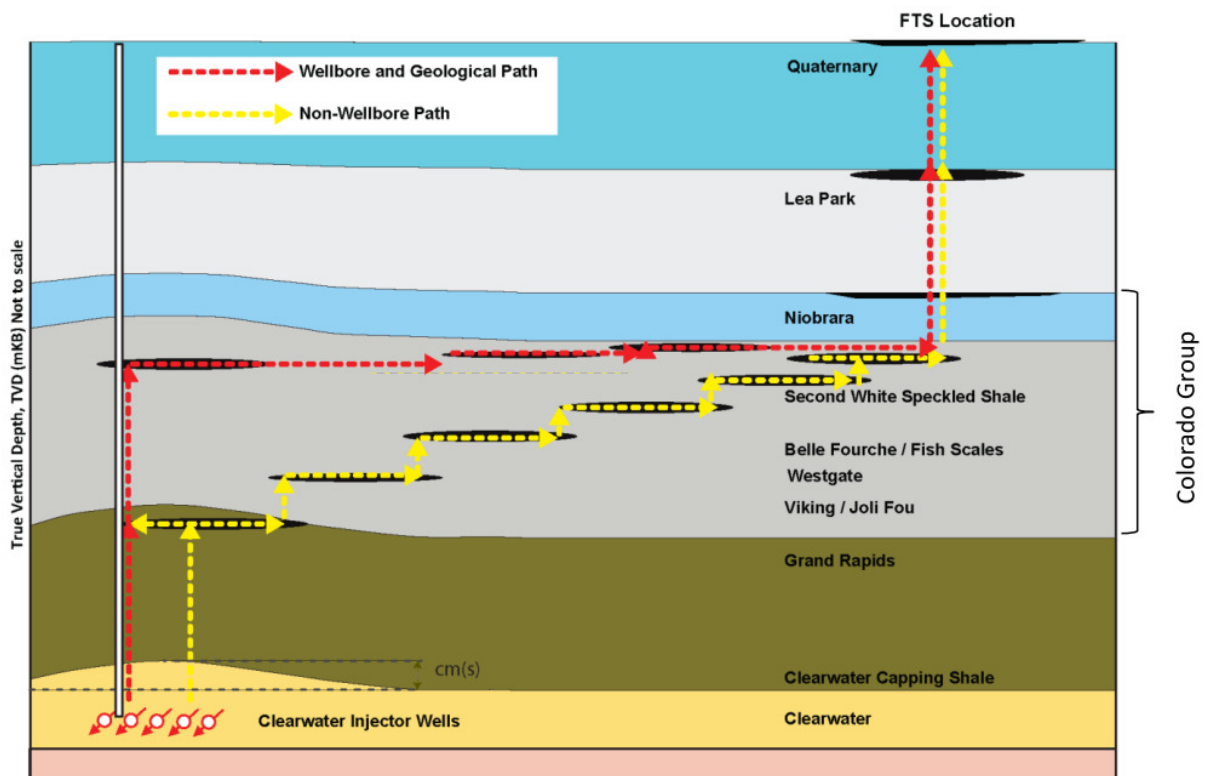


Anhang II - Ausbreitung Beispiel Primrose, Kanada, 2013

- Übermäßige Dampfinjektion zur Bitumenförderung in etwa 500 m Tiefe
- Durchbruch des Bitumens durch mehrere Barrierschichten zur Oberfläche **bei 10 km Distanz**.
- Stufenweiser Versatz an den Barrierschichten, bis eine Schwachstelle nachgibt



Bruchgraben

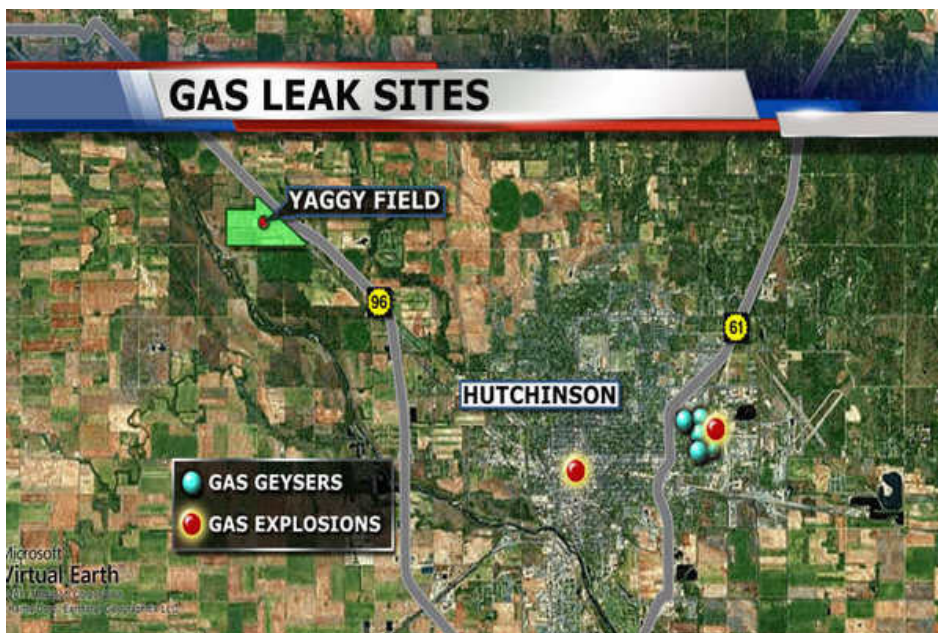
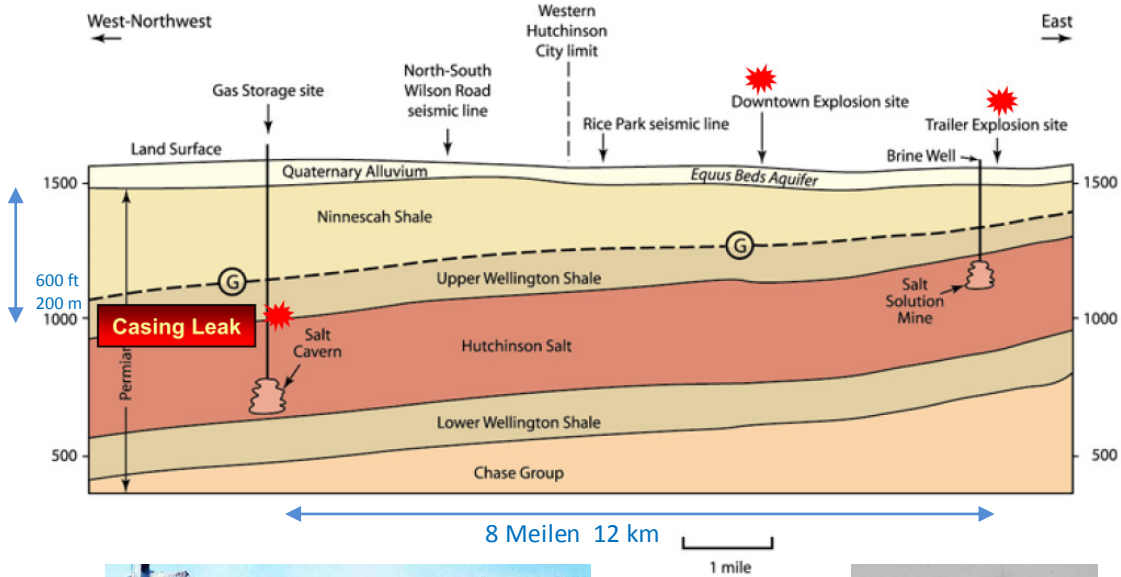


Darstellung aus Untersuchungsbericht (Anmk.: Clearwater = Name der Gesteinsformation)

Anhang Ausbreitung Beispiel Hutchinson, 17.1.2001

- Yaggy-Kavernenspeicher leckt aus Bohrung in 180m Tiefe
- Austritt in Hutchinson, Kansas, 8 Meilen entfernt
- Explosion eines Geschäftshauses und einer Wohnwagensiedlung.
- 2 Tote, mehrere Brände,
- Ein Dutzend Schlammgeysire aus alten Brunnen.

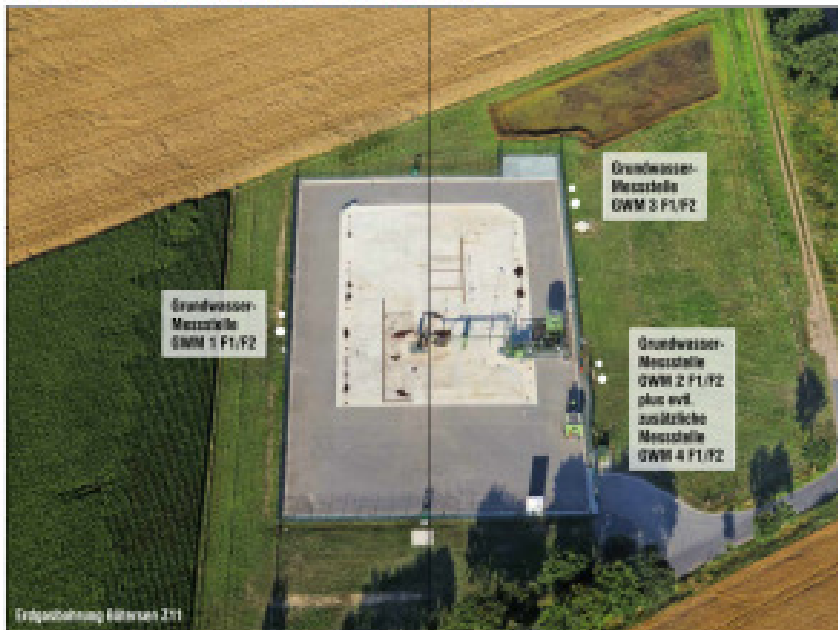
Cross Section Showing Hutchinson Salt Member in Relation to other Geologic Strata



US-Medien-
berichte
zum Yaggy-
Unglück.

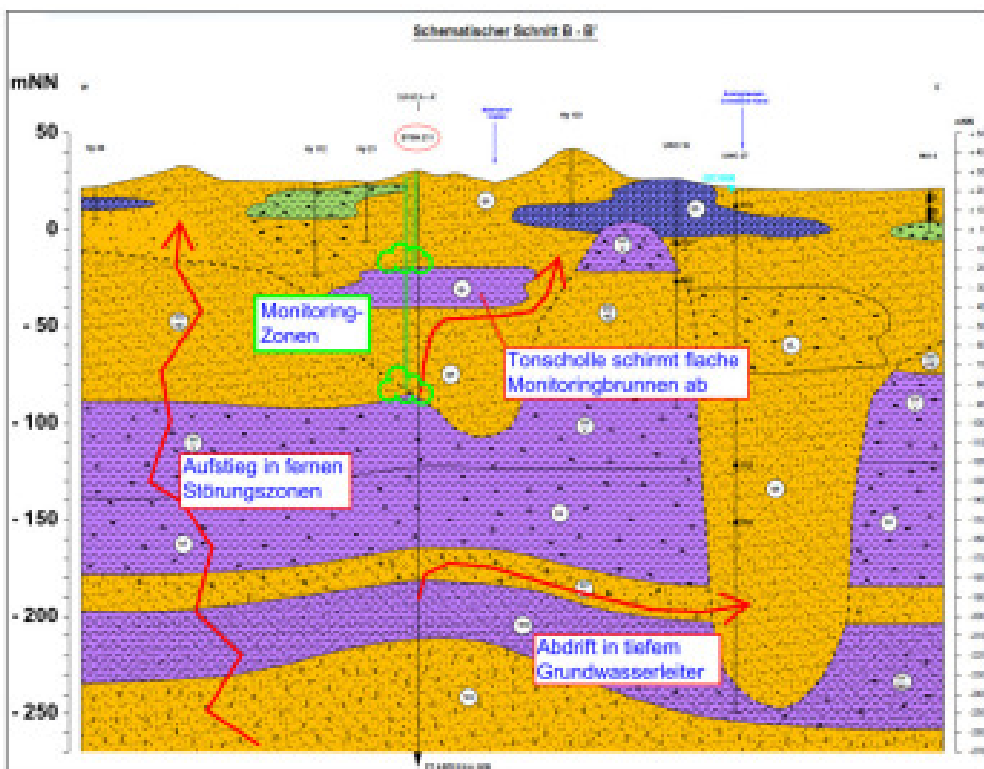
Anhang II – Monitoring

Monitoringkonzept Böttersen Z11



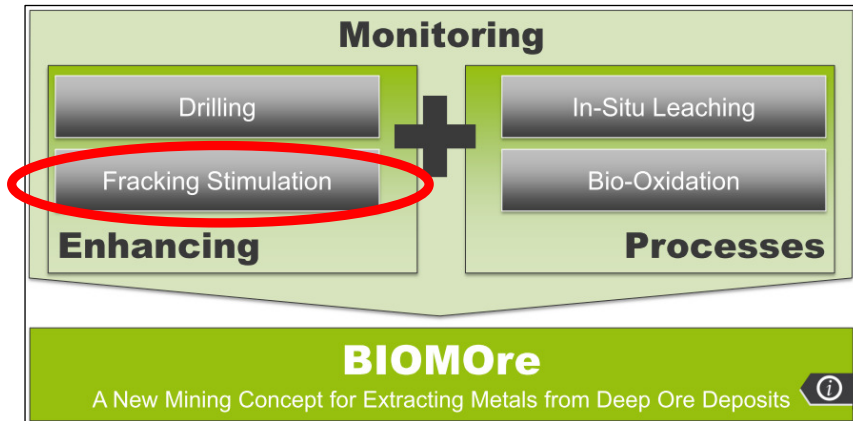
Untaugliches Konzept

- Messstellen nur unmittelbar neben Bohrplatz
- Fläche Messstellen von Tonscholle abgeschildert
- „Tiefe“ Messstellen nur bis 130 m
- Keine Erfassung der Abdrift in Rotenburger Rinne bei 180 m
- **Hätte Kavernenschaden Gronau nicht bemerkt**
- Keine Erfassung oberhalb der Horizontalstrecke

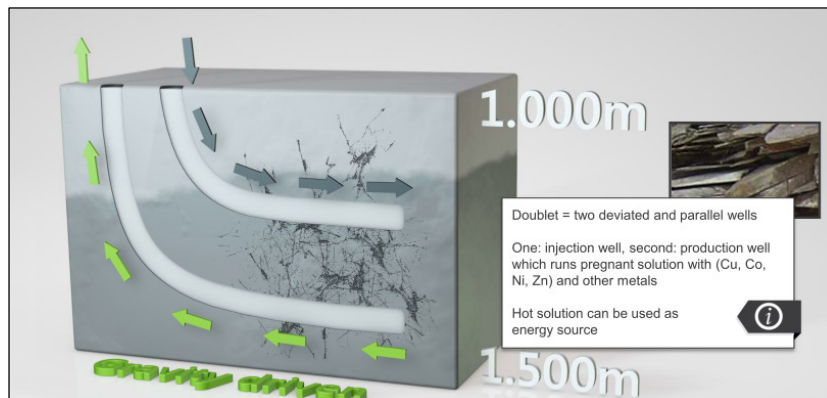


Anhang III Erzfracking

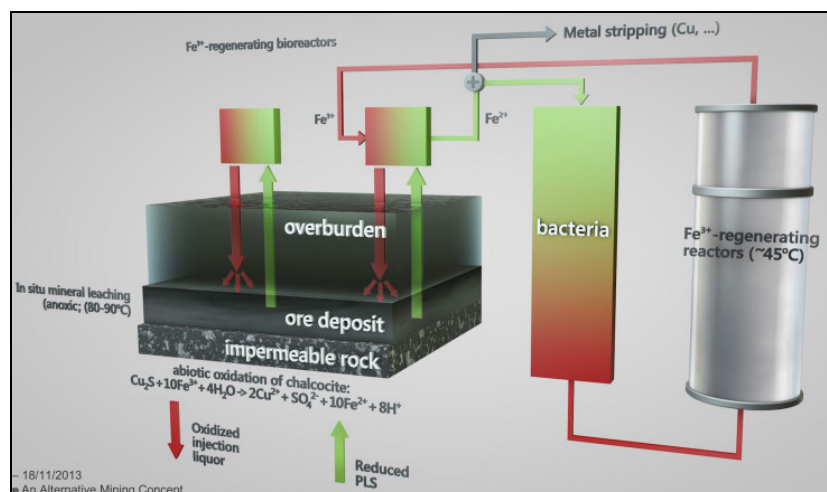
- **Fracken des Kupferschiefers**, dann chemisches Laugen mittels Säure und anschließend Abscheidung mittels Mikroorganismen aus der abgepumpten Brühe
- EU-gefördertes Projekt „BIOMore“
- Helmholtz und **BGR involviert**
- Firma KGHM hat Antrag auf Probebohrung bei Weißwasser, Sachsen, gestellt
- **Ungeeigneter Standort** ohne sichere Abgrenzung zum genutzten **Grundwasser**
- **Frac-Anwendung für 2018 angestrebt**



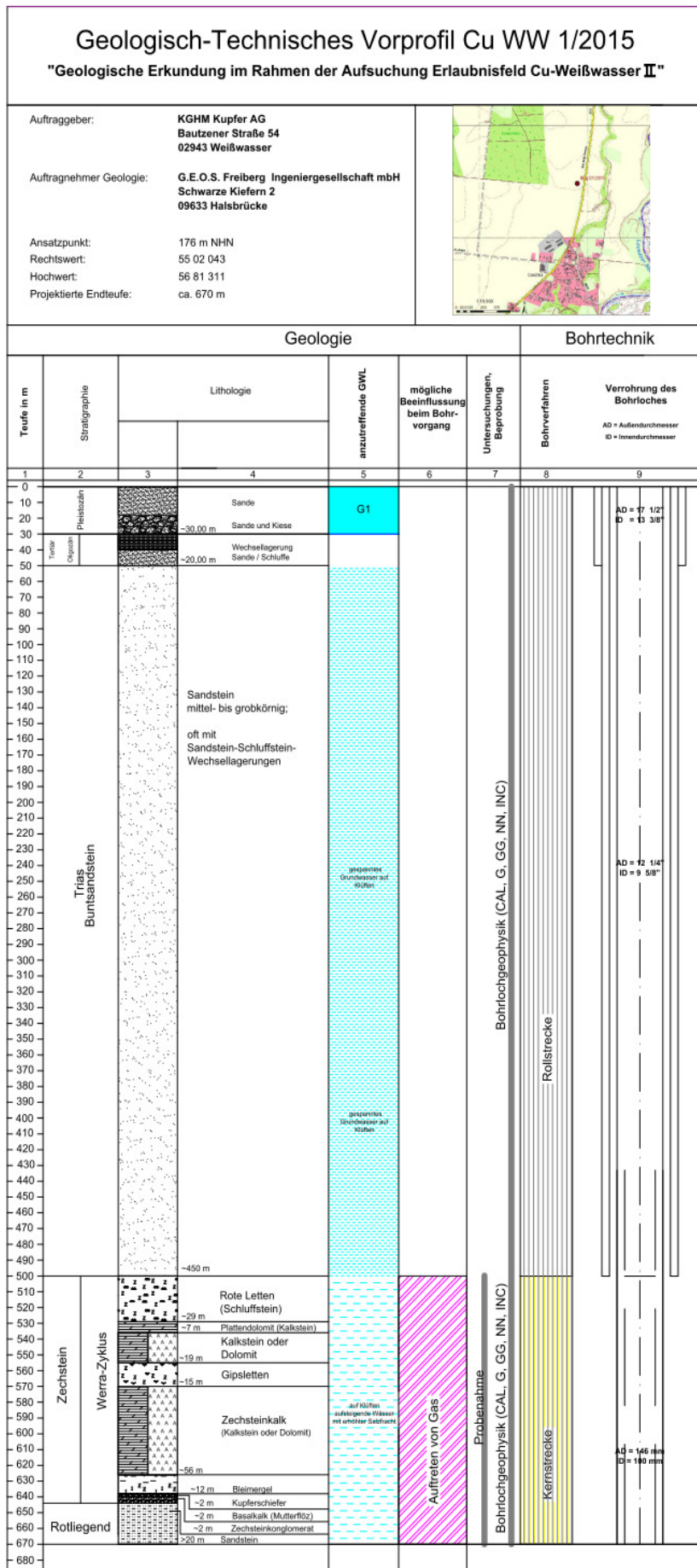
- **Fracking** klar als Bestandteil benannt in Projekt-Flyer



- Im Schiefer: Fracking praktisch nicht verzichtbar, da zu undurchlässig.



Anhang III Erzfracking



Völlig ungeeigneter Standort:

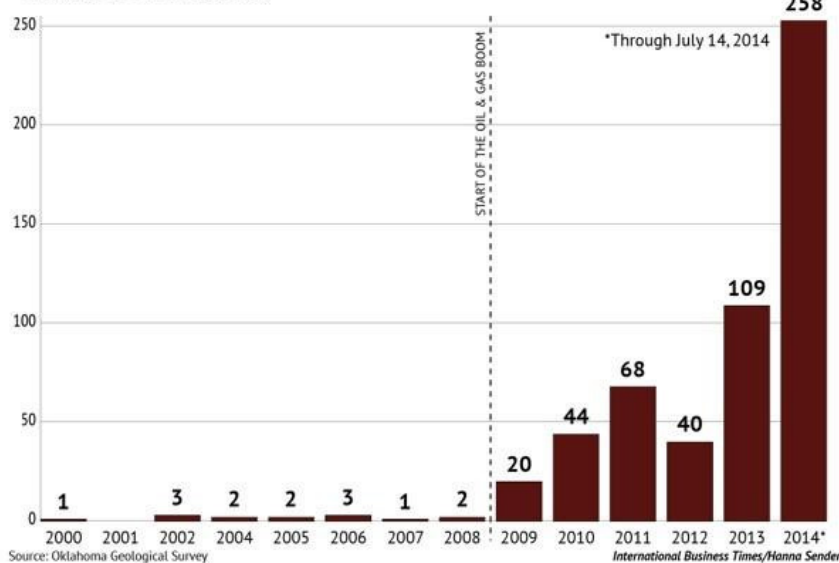
- Nur 500m Tiefe
- Deckgebirge nur Sandstein und Schluff (kein Ton oder Salz als Dichtung)
- Kaum Barrieren zum genutzten Grundwasser
- Gespanntes Grundwasser
- In Klüften vermutete Salzwasseraufstiege
- Wenig hydrogeologische Kenntnisse
- Stark von Störungszonen durchzogene Region
- Mögliches Gaspotential im Kupferschiefer

Anhang IV Erdbeben

- beim Verpressen (Beispiel Oklahoma, M 5,6), schafft Vorspannungen für Remote-Beben.
- durch Druckabsenkung der Lagerstätte (Nordsee; Grohningen; Völkersen-, Rotenburg-Beben)
- **beim Frac selbst** (Poland, Ohio; **Fox Creek (M 4,4)**, Kanada; **Preese Hall, GB (Bohrlochscha-den)**)
- In Groningen starke Zunahme
- „kontrollierter Betrieb“ – widerlegt durch Geothermie Landau
- Insbesondere Schiefer-Grenzflächen anfällig für Scherung der Bohrung.

EARTHQUAKES IN OKLAHOMA

of magnitude 3.0 and greater



Deutlicher Anstieg der Beben seit der Gasförderung im bislang seismisch ruhigen Oklahoma.

Wird überwiegend auf Verpress-Tätigkeit zurückgeführt.

2014 nur Halbjahreswert!

David Eaton <eatond@ucalgary.ca> hat am 2. Februar 2015 um 16:06 geschrieben:

Dear [REDACTED]

It is suspected that the M4.4 earthquake near Fox Creek occurred as a result of hydraulic fracturing, rather than large-volume wastewater injection as seems to be the case more commonly in the U.S.

Best regards,

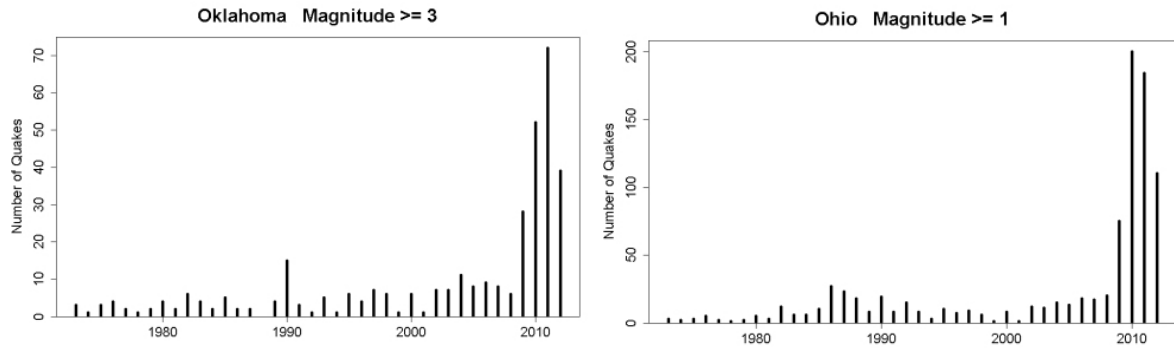
David W. Eaton, PhD
Professor of Geophysics, Department of Geoscience
University of Calgary
ES 214 | 2500 University Drive NW, Calgary, Alberta, Canada T2N 1N4
T: +1 403 220-4233 | <http://people.ucalgary.ca/~eatond/>

Fox Creek, Alberta,
Kanada, 22.1.2015
**Erdbeben der Magnitude
4,4 während Frac-Arbeiten**

- British Columbia Oil and Gas Commission führt **193 kanadische Beben auf Frac-Vorgänge** zurück, weitere 38 auf Verpressstätigkeiten (*Investigation of Observed Seismicity in the Montney Trend, BCOGC, 2014*)
- Kansas, 12.11.2014: Beben der Stärke 4,8 in zuvor gefracktem Feld.
- Erdbeben bis 15 km Entfernung von Verpressstellen möglich
<http://www.katiekeranen.com/2014/06/17/warning-of-quake-risk-from-fracking-operations/>

Anhang IV Erdbeben II

Entwicklung in Oklahoma und Ohio:



Kanada – Oftmals vom Fracking selbst ausgelöst:

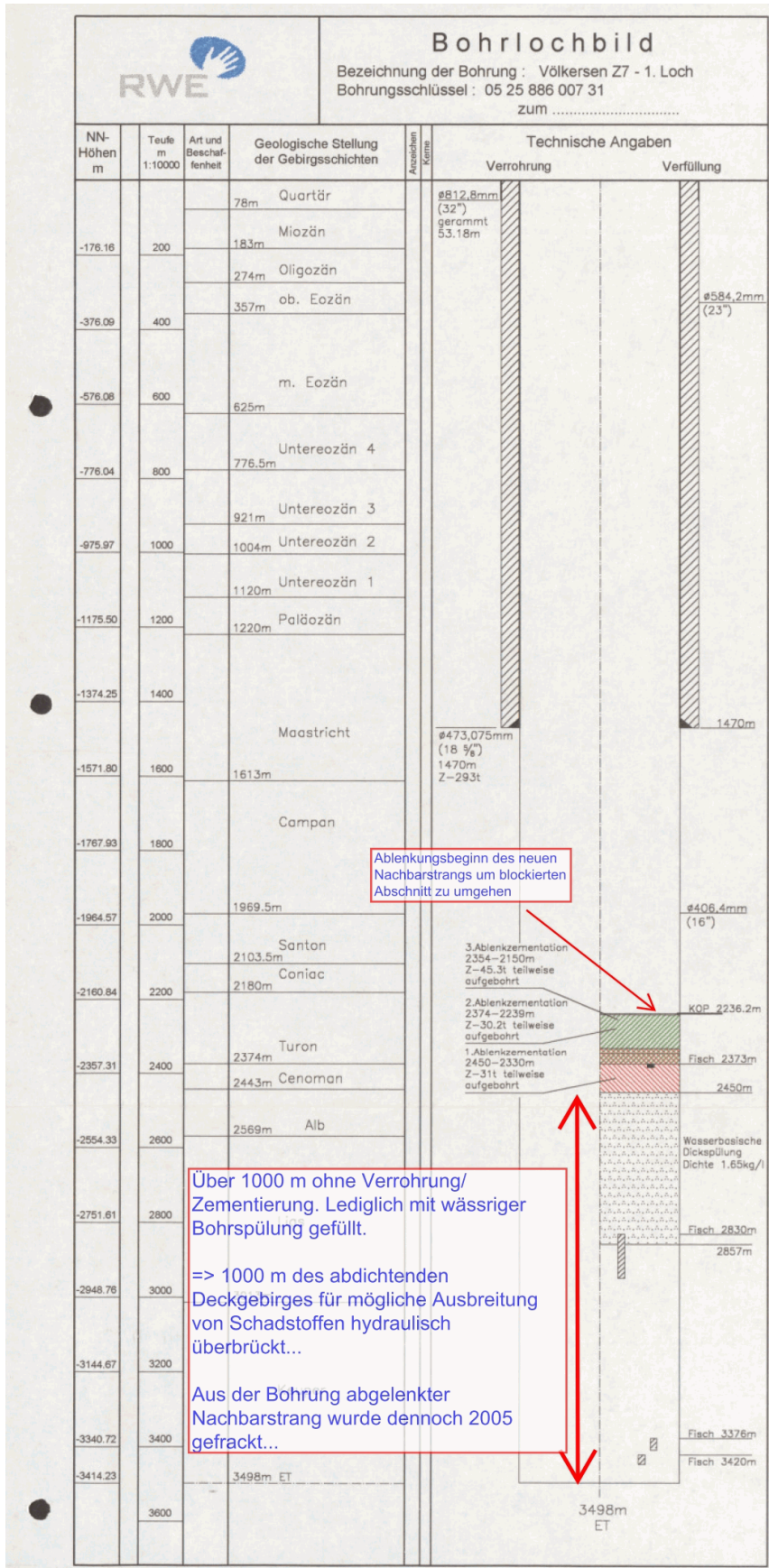
Table 2 – Summary of Montney Induced Seismic Event Clusters (Maps and graphs shown in Appendix 3)

Area	Cluster	Number of Events	Magnitudes	Dense Array (DA) coverage	Felt (Mercalli Scale)	Coincidence with hydraulic fracturing (HF)	Coincidence with water disposal operations	Distance from operations triggering events
1. Doe-Dawson	Oct. 18-28, 2013	16 NRCan events	1.2 to 2.8 M_L	Not at time of events; DA ordered	Yes – 6 felt events (III-IV)	All events occurred during or within 2 hours of HF	No evidence of wastewater induced activity	Within 3 km
2. Septimus	May 28, 2013	8 NRCan events	2.1 to 4.2 M_L	Not at time of events; DA ordered	Yes (III-IV)	All events occurred during or within 2 hours of HF	1 km from disposal well, cumulative 4,800 m ³ as of May 28. No evidence wastewater was trigger mechanism	Within 3 km
3. Altares	Nov. 5-6, 2013	14 DA events	1.2 to 2.2 M_L	Yes; DA monitoring HF	Yes (III-IV)	4 events within 2 hours of HF, 3 events during HF and 7 events within 7.5 hours of HF	No	Within 1 km
4. Beg-Town	Oct. 7-26, 2013	6 NRCan events	1.8 to 3.0 M_L	Not at time of events; DA now in place	None reported	Events vary from 2 hours to 12 days post-HF	No evidence of wastewater induced activity	1-3 km
5. Beg-Town	Aug. 18-31, 2013	10 NRCan events	1.5 to 3.4 M_L	Not at time of events; DA now in place	None reported	3 events occurred during HF. 3.0 ML event occurred 21 hours post HF	No evidence of wastewater induced activity.	1-3 km
6. Caribou	Jan. 15-23, 2014	9 NRCan events	1.3 to 3.0 M_L	Not at time of events; DA now in place	Yes (III-IV)	5 events occurred during or within 15 minutes of operations; 1 event 3 hours post-HF. 3 events within 48 hours	No evidence of wastewater induced activity	5 events within 1-3 km
7. Caribou	Mar. 2-13, 2014	11 NRCan events	1.2 to 3.2 M_L	Not at time of events; DA now in place	Yes (III-IV)	1 event occurred during HF. Other events 30 to 72 hours post-HF	No evidence of wastewater induced activity	500 m-3 km

Table 3 – Wastewater Disposal Induced Seismicity

Area	Cluster	#Events	Magnitudes	Dense Array Coverage	Felt	Coincidence with disposal operations	Distance
8. Pintail	Jan. 19, 2013 to present	5 NRCan events	2.9 to 3.1 M_L	DA in place	None reported	Events began six months after initiation of disposal	500 m-3 km
9. Graham	Mar. 2003 to present	>122 NRCan events	1.6 to 4.0 M_L	DA coverage since Mar. 2014	Yes (III-IV)	Events began 13 months after initiation of disposal	1-5 km of disposal well

Anhang V - Deutsche Standards?! – Bohrlochbild Völkersen Z7



Anhang V - Deutsche Standards?!

Beispiel Anlagensicherheit



Durch Mähwerke beschädigte Ölleitungen in niedersächsischen Ölfeldern. Laut Tiefbohrverordnung wäre hier ein mechanischer Schutz der Leitung erforderlich. Doch selbst nach Reparatur fehlt dieser weiterhin. Nicht einmal eine Kennzeichnung durch Warnpfosten oder dergleichen erfolgt.

Beispiel Entsorgung



Wilder Schrottplatz der ExxonMobil



Sanierungsbedürftige Bohrschlammdeponien

Anhang VI – Stellungnahme des LBEG zu UBA2-Gutachten

Begleitemail der Stellungnahme zur Vorabfassung

Von: [REDACTED]@lbeg.niedersachsen.de
Gesendet: Mittwoch, 15. Januar 2014 15:49
An: Kirschbaum, Bernd; Uwe Dannwolf; anke.heckelsmueller@riskcom.de
Cc: [REDACTED]
Betreff: AW: UBA Gutachten "Umweltauswirkungen von Fracking - Teil II" - Kommentierung
Anlagen: UBA III _1_2014 Kommentar LBEG end.docx

Sehr geehrte Frau Heckelsmüller,
sehr geehrte Herren,

entsprechend der Verabredung auf unserer gemeinsamen Besprechung am 10.01.2014 übersende ich Ihnen anliegend eine Arbeitsversion des LBEG zu Kommentierung des Rohentwurfs zum UBA-Forschungsvorhaben „Umweltauswirkungen von Fracking – Teil II“. Für eventuelle Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

[REDACTED]

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
Dienstszitz Clausthal-Zellerfeld
An der Marktkirche 9
38678 Clausthal-Zellerfeld

[REDACTED]

www.lbeg.niedersachsen.de

Von: [REDACTED]
Gesendet: Freitag, 6. Dezember 2013 12:42
An: [REDACTED]@uba.de
Cc: [REDACTED]
Betreff: AW: UBA Gutachten "Umweltauswirkungen von Fracking - Teil II" - Kommentierung

Sehr geehrte [REDACTED]

zunächst danken wir Ihnen, dass Sie uns die Möglichkeit geben, die Studie "Umweltauswirkungen von Fracking - Teil II" zu kommentieren. Trotz des sehr knappen Zeitraumes haben wir uns für einige der von uns zu vertretenen Disziplinen wie Geologie, Hydrogeologie, Tiefbohrtechnik, Lagerstättentechnik, Seismologie, Geothermie und Justizariat intensiv mit dem Entwurf auseinandergesetzt. Wir haben es sehr begrüßt, dass die von Ihnen beauftragten Unternehmen mehrfach den fachlichen Austausch mit uns gesucht haben.

Insgesamt stellen wir fest, dass der Entwurf **deutliche, fachliche Defizite** aufweist. Bei uns entstand der Eindruck, dass hinter einigen Kapiteln **nicht die erforderliche fachliche Expertise** steht. In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass **trotz der Gespräche** mit unserem Hause das LBEG zum Teil **falsch wiedergegeben** wurde. Wir bedauern, dass zahlreiche unserer **Empfehlungen und Hinweise auf Fehler nicht berücksichtigt** wurden.

Besonders wichtig ist uns in diesem Zusammenhang die Korrektur folgender fehlerhafter Formulierungen, da diese **negativ auf das LBEG zurückfallen könnten**:

- Seite AP1-2, 2. Absatz, 5. Satz: *„Allerdings wird seitens der Bergbehörden die kritisch betrachtete Frackausbreitung in den Schiefergaslagerstätten im Gegensatz zu den z. T. horizontal erschlossenen Tightgaslagerstätten als weniger kritisch eingestuft, da die Ausbreitungsprognose von Fracks sehr gut mit den ex-post Ergebnissen übereinstimmt.“*

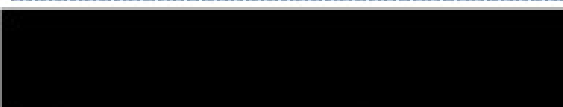
Sollte das LBEG diese Rissausbreitungen bewerten, kämen wir zu dem **gegenteiligen Ergebnis**, dass wir die Rissausbreitung in Tight-Gas-Lagerstätten durch die bereits seit Jahrzehnten durchgeführten Fracs als besser bekannt und besser modellierbar einstufen als in Shale-Gas-Lagerstätten für die in Niedersachsen bisher nur ein Beispiel existiert.

- Seite AP1-7, Abb. 3: Die Legende zu den Druckdaten des LBEG enthält die fehlerhaften/missverständlichen Beschreibungen „Suprasalinär, Salinar und Subsalinar“. Diese stammen **nicht** vom LBEG. Das wurde mit dem Autor im Rahmen einer Besprechung am 05.09.2013 eingehend erörtert. Alternative Vorschläge wurden leider nicht umgesetzt.

Vor diesem Hintergrund möchten wir uns zum jetzigen Zeitpunkt nicht detaillierter in schriftlicher Form äußern, sondern Ihnen vorschlagen unsere Kommentare und Empfehlungen in einem persönlichen Gespräch mit Ihnen, beispielsweise im Januar 2014 zu erläutern. Wir **empfehlen** aus den o. g. Gründen **die Studie erst nach einer intensiven Prüfung**, zu der wir mit dem angebotenen Gespräch gerne beitragen, **zu veröffentlichen**. Für eine entsprechende Terminplanung und ein Treffen in unserem Hause stehen wir gerne zur Verfügung.

An diesem Gespräch würden auch die Vertreter des Niedersächsischen Umweltministeriums teilnehmen, denen Sie auch eine Kommentierung angeboten hatten und die sich unserem Vorschlag für ein gemeinsames Gespräch anschließen.

Mit freundlichen Grüßen



Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
Dienstszitz Clausthal-Zellerfeld
An der Marktkirche 9
38678 Clausthal-Zellerfeld



www.lbeg.niedersachsen.de

Anhang VII – Prozessbeschreibung BMBF

Fracking Gesetz: Prozessbeschreibung Erprobungsmaßnahmen

(Vorschlag: Die in fett+kursiv abgesetzten Punkte sollten als Präzisierung in der Begründung des Gesetzentwurfes ergänzt werden)

a) Expertenkommission

- Die Erstellung der jährlichen Erfahrungsberichte der unabhängigen Expertenkommission „für Erprobungsmaßnahmen in Schiefergas- und Kohleflözgas-Vorkommen in Deutschland“ soll in einem transparenten inter- und transdisziplinär angelegten Prozess erfolgen.
- **Die Expertenkommission ist verantwortlich für die Koordinierung und das Monitoring des wissenschaftlichen Begleitprozesses, zu standortbezogenen Themen der Erprobungsmaßnahmen.**
- **Die Expertenkommission verabschiedet eine Geschäftsordnung, in der ihre Aufgaben festgelegt werden. Zur Unterstützung wird eine Geschäftsstelle eingerichtet.**
- **Die Expertenkommission ist unabhängig und auf reine Wissenschaftlichkeit verpflichtet, die Mitglieder sind weisungsungebunden.**

Kommentar [.1]: Selbstbedienungsladen für branchennahe Forscher

b) Wissenschaftlicher Begleitprozess

- Die Expertenkommission definiert in einem transparenten Abstimmungsprozess (i.F.v. öffentlichen Workshops) die Forschungsthemen für einen Forschungsplan.
- **Auf Basis des Forschungsplans werden Forschungsprojekte öffentlich ausgeschrieben, auf die sich bundesweit Wissenschaftler in sogenannten Verbundvorhaben bewerben (Einschaltung eines Projektträgers durch BMBF). Die Auswahl der Projekte erfolgt durch die Expertenkommission.**
- **Die Ergebnisse aus den Verbundvorhaben werden der Expertenkommission sukzessive zugeleitet und veröffentlicht.**
- **Die Expertenkommission führt die Ergebnisse ab 30.06.2018 zu jährlichen Erfahrungsberichten zusammen.**
- **Der Forschungsplan ist so auszurichten, dass ein erster gemeinsamer Erfahrungsbericht zum 30.6.2018 vorliegt.**

Kommentar [.2]: Zieltermin hat offenbar Vorrang vor Gründlichkeit ...

c) Dialogprozess

- Im Rahmen eines Dialogprozesses soll den Bürgern/innen in den Regionen der Erprobungsstandorte die Möglichkeit eingeräumt werden, **eigenverantwortlich** Experten auszuwählen, um die Ergebnisse der Erprobungsmaßnahmen fachlich besser bewerten zu können.

Kommentar [.3]: Was soll das heißen? Auf eigene Rechnung?! Jedenfalls haben die KE NE Mitsprache in der eigentlichen Expertenkommission.

- Durch regelmäßige Anhörungen mit der Expertenkommission soll ein kontinuierlicher Austausch mit den Dialogprozessen vor Ort gewährleistet werden.
- Die Begleitmaßnahmen incl. Dialogprozess werden **durch das BMBF finanziert**.
- **Die Bürger in den Regionen der Erprobungsstandorte sollen kontinuierlich vor Ort über den Verlauf und die Ergebnisse der Erprobungen unterrichtet werden.**

Kommentar [.4]: Der Steuerzahler soll also noch mitfinanzieren, gefrückt zu werden?! Staat übernimmt hier die PR für die bislang auf Protest gestoßenen Projekte...

Kommentar [.5]: Realität: Exxon verweigert das 6. Jahr in Folge eine Fündigkeitsstatusmeldung über die Schiefergasbohrung Damme 3!

d) **Erprobungsmaßnahmen**

- **Die an Erprobungsmaßnahmen in Kohleflöz- und Schiefergaslagerstätten interessierten Unternehmen können auf der Grundlage der bisherigen Lizenzgebiete Erprobungsstandorte auswählen. Die Zahl der Erprobungsstandorte wird insgesamt auf bis zu 10 Standorte beschränkt. Die Kosten für die Erprobungsmaßnahmen sind durch die Unternehmen zu leisten.**
- **An der Entscheidung über die Standortauswahl ist die Expertenkommission zu beteiligen, um sicher zu stellen, dass die beantragten Erprobungsmaßnahmen den notwendigen Erkenntnisgewinn bringen können.**
- **Die Expertenkommission legt für jeden Erprobungsstandort fest, für welche jeweilige unterirdische geologische Formation ihre Aussagen im Erfahrungsbericht gelten. Die Expertenkommission nimmt auch für jeden Standort zu technisch zu beachtenden Kriterien Stellung.**

Kommentar [.6]: Insgesamt: Reines Umstempeln der ohnehin geplanten kommerziellen Vorhaben zu Alibi-Forschungsprojekten

Kommentar [.7]: Das heißt, bei Fündigkeit greift automatisch der Bewilligungsanspruch zur Gewinnung nach BBergG – Das Bergrecht kennt hingegen heute schon Aufsuchungserlaubnisse zu Forschungszwecken, die will man hier offensichtlich gerade umgehen.

Kommentar [.8]: Das entspricht dem normalen Aufsuchungstempo, dessen Vorhaben man nun einfach einen Forschungstempel als Alibi aufdrückt. Insbesondere kein sukzessiver Kenntnisausbau sondern parallel es Loslegen gewünscht!

Kommentar [.9]: Nur zu Beteiligten, keine Entscheidungsgewalt

Kommentar [.10]: Bei EINEM positiven Vorhaben wird dann automatisch die gesamte Formation freigegeben?!