

BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE
HANNOVER

Stellungnahme der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
zum Gutachten des Umweltbundesamtes (UBA)
„Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas
aus unkonventionellen Lagerstätten – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und
Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen“
UFOPLAN-NR. 3711 23 299
vom August 2012

Autoren:

Dr. M. Kosinowski
Dr. U. Berner
Dr. D. Franke
Dr. C. Gaedicke
Dr. P. Gerling
Prof. Dr. T. Himmelsbach
Dipl.-Ing. R. Jatho
Dr. H. Klinge
Dipl.-Ing. S. Krug
Dipl.-Geol. S. Ladage
Dr. T. Tischner
Dr. S. Vassolo
Dipl.-Geol. M. Zaepke

Auftraggeber:

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Datum:

01.10.2012

Inhaltsverzeichnis

Seite

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | Zusammenfassung | 3 |
| 2 | Vorbemerkung | 5 |
| 3 | Struktur des UBA-Gutachtens | 5 |
| 4 | Kohlenwasserstoffgeologie und Geologie des tiefen Untergrundes | 5 |
| 4.1 | Abgrenzung nicht-konventionelle/konventionelle Kohlenwasserstoffe | 5 |
| 4.2 | Ressourcenabschätzung NiKo | 6 |
| 4.3 | Geologie des tieferen Untergrundes | 7 |
| 4.4 | Beispielregionen für Schiefergas-Vorkommen: Molasse und Harz | 7 |
| 4.5 | „Wirkungspfade in Bezug auf die Risikoanalyse“ | 8 |
| 5 | Bohr- und Frack-Technologie | 9 |
| 5.1 | Ausführungen zur Frack-Technologie | 9 |
| 5.1.1 | Bohrung und Zementation (Kap. A3 des UBA-Gutachtens) | 9 |
| 5.1.2 | Rissausbreitung, Risskontrolle und Perforation (Kap. A3) | 9 |
| 5.2. | Vorschlag für eine Systematik der Frack-Technologie | 10 |
| 5.2.1 | Hydraulische Risserzeugung („Fracking“) | 11 |
| 5.2.2 | Anwendungsfelder in Deutschland | 11 |
| 5.2.3 | Empfehlung | 12 |
| 6 | Umweltauswirkungen | 12 |
| 7 | Stellungnahme zu Teil D des Gutachtens „Handlungs- und Verfahrensempfehlungen“ | 14 |
| 8 | Fazit | 14 |
| 9 | Literaturverzeichnis | 15 |

1. Zusammenfassung

Im UBA-Gutachten ist durchgängig erkennbar, dass es federführend von Hydrogeologen verfasst wurde, deren Expertise im Themenfeld oberflächennaher Grundwasserleiter liegt. Es ist nicht hinreichend berücksichtigt worden, dass es weit verbreitete Gebiete gibt, in denen poröse Schichten in großer Tiefe zwar wasserführend sind, dieses Wasser aber nicht am Wasserkreislauf teilnimmt. Als einzige hydraulische Sperre erwähnen die Gutachter Schichten des Zechstein (S. A21/22) und geben an, dass ihnen Informationen über Potenzialdifferenzen und großräumige Grundwasserströmungen nicht vorliegen. Aus der Erdöl- und Erdgasexploration sind die hydraulischen Verhältnisse der Sedimentbecken tatsächlich jedoch gut bekannt. Nicht nur die Zechsteinsalze, sondern auch Salzlagen in anderen stratigraphischen Schichten sowie mächtige Tonschichten wirken als hydraulische Sperren (vergl. Speicherkataster Deutschland, Müller & Reinhold 2011). Die oberflächennahen Grundwasserleiter, die der Trinkwassergewinnung dienen, stehen mit diesen tiefen Geosystemen und der Biosphäre meistens nicht in Verbindung. Für die Fluidbewegungen, also die Fließvorgänge von Gasen und Flüssigkeiten in tiefliegenden Schichten, sind die gängigen Vorstellungen und Verfahren zur Grundwassermodellierung ungeeignet.

Grundsätzlich sollte „Tight Gas“ nicht mit Schiefergas gleichgestellt werden. Bei der Erschließung von Erdgas aus dichten Gesteinen (Tight Gas) liegen inzwischen Erfahrungen aus vier Dekaden vor; anfangs war die Bezeichnung „unkonventionelles Gas“ hierfür vielleicht gerechtfertigt, weil der Erschließungsaufwand deutlich höher ist als bei der Förderung aus gut durchlässigen Gesteinen. Inzwischen ist es Stand der Technik, diese Ressourcen durch hydraulische Bohrlochbehandlungen zu erschließen und in Reserven zu überführen. Beim Tight Gas findet heute eine strikte Abgrenzung vom konventionellen Erdgas vielfach nicht mehr statt. So wird in Deutschland und in anderen Staaten in den Förderstatistiken zwischen der Produktion von Erdgas aus konventionellen Lagerstätten und aus Tight Gas-Vorkommen nicht mehr differenziert.

Obwohl die Gutachter anfangs eine Unterscheidung zwischen Tight Gas und Schiefergas vornehmen (S. A1), wird im weiteren Gutachten diese Differenzierung nicht beibehalten. Das ist umso verständlicher, als anerkannt wird, dass die „Zechstein Ablagerungen“ (gemeint ist das mächtige Zechstein-Salz, S. 21/22) als „hydraulische Barriere angesehen werden kann“. Tight Gas in dichten Sandsteinen des Rotliegenden liegt stets unter dieser Barriere, die das Durchbrechen von Frack-Fluiden in höhere Horizonte verhindert. Diese Barriere wirkt nicht nur hydraulisch abdichtend, sondern auch als geomechanische Barriere, über die hinaus keine Frackausbreitung erfolgt. Die Wirksamkeit dieser Barriere ist durch die Tatsache belegt, dass unterhalb des Zechsteinsalzes in Norddeutschland ein anderes Druckregime herrscht als in höheren Gesteinsschichten. Diese grundlegende Information ist Stand von Wissenschaft und Technik, findet im Gutachten aber keine Würdigung.

Weiterhin werden in Norddeutschland mögliche Barrieren im Mesozoikum und Känozoikum nicht genannt und offensichtlich ausgeschlossen, was sachlich unzutreffend ist.

Bisher durchgeführte Frackoperationen für die Erschließung von Gaslagerstätten werden im Gutachten keiner substantiellen Analyse unterzogen. Es fehlen insbesondere eine Einschätzung und die Beurteilung von Frackoperationen hinsichtlich erzielter bzw. erzielbarer Rissdimensionen. Die mechanischen Prozesse beim Frackvorgang werden nicht korrekt dargestellt (S. A3) und die geomechanische Wirkung von Barrieregesteinen nicht betrachtet.

In der „Bewertung der Gefährdungspotenziale ausgewählter Frack-Fluide“ (S. C11ff) zeigt sich die subjektive Argumentation der Autoren. So heißt es auf S. C15: „Anhand der Beurteilungswerte nach TrinkwV, WHO und MTVO wird die Eignung und Zulässigkeit eines Wassers als Trink- oder Mineralwasser beurteilt. Wenn Grundwasser durch Schadstoffeinträge die Nutzbarkeit als Trinkwasser verliert, liegt eine nachteilige Grundwasserveränderung vor.“ Diese Aussage ist unzutreffend. Das zitierte

Regelwerk gilt für Wasser oder Mineralwasser, das zum Trinken abgegeben wird, nicht aber für Grundwasser allgemein. Grundwasser ist nicht mit Trinkwasser gleichzusetzen. Die Geringfügigkeits-schwellenwerte aus den oben genannten Regeln sind für die Beurteilung des Gefährdungspotenzials der Frack-Fluide deshalb ungeeignet (Tab. C6). Im gesamten Gutachten ist die Trinkwasserverordnung fast 40-mal zitiert, um das Gefährdungspotenzial der Frack-Fluide zu belegen.

Die Aufgabe, die existierende breite Wissensbasis und die existierenden modernen Methoden der geophysikalischen, geochemischen, geologischen, hydrogeologischen und mineralogischen Erkundung und Untersuchungen herauszuarbeiten, ist nicht erfolgt. Dagegen wird in der Studie der Eindruck erweckt, dass generell erhebliche Wissensdefizite über den geologischen Untergrund bestehen. Die angeblich fehlende Datengrundlage für regionale Bewertungen entspricht nicht den Tatsachen.

Die in der UBA-Studie gewählten Typlokalitäten zu Schiefergasvorkommen sind nicht relevant, weil es in diesen nur ein geringes oder kein Schiefergaspotenzial gibt. Die durch die BGR-Studie ausgewiesenen Regionen mit hohem Schiefergaspotenzial (Norddeutsches Becken) wurden nur randlich betrachtet.

Zu den Ausführungen zur Frack-Technologie ist kritisch zu bemerken, dass vielfach Belege für die Aussagen in den zusammenfassenden Abschnitten über angebliche Unsicherheiten und/oder Wissensdefizite (A3.3, A4.4 und A5.4) fehlen.

Die vorläufigen Mengenangaben der BGR in der Studie „Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland“ (BGR 2012) wurden im UBA-Gutachten übernommen.

Die Hauptaussagen im Gutachten unterstreichen, dass eine Erkundung und Förderung von **Schiefergas** unter bestimmten Voraussetzungen mit dem Trinkwasserschutz vereinbar ist. Dieses deckt sich mit der Kernaussage der BGR (BGR 2012): Sofern die gesetzlichen Regelungen eingehalten, die erforderlichen technischen Maßnahmen getroffen und standortbezogene Voruntersuchungen durchgeführt werden, ist aus geowissenschaftlicher Sicht grundsätzlich ein umweltverträglicher Einsatz der Technologie möglich.

Hinsichtlich einer systematischen Einordnung unterschiedlicher Einsatzfelder der Frack-Technologie wird in dieser Stellungnahme empfohlen

- tiefe Frack-Operationen für die Gewinnung **geothermischer Energie** wegen der Rahmenbedingungen
 - überwiegend Einsatz von Frischwasser als Frack-Fluid,
 - große Anwendungstiefe (mehr als 3000m),
 - begrenzte Rissausbreitung nach oben, oft durch Salzhorizonte limitiert,

- sowie die Erschließung von **Tight Gas- und konventionellen Erdgaslagerstätten** aufgrund der Rahmenbedingungen
 - große Anwendungstiefe (in der Regel von 3000 bis 5000 m),
 - relativ geringe Menge von Stützmittelfluid,
 - Reservoirgestein immer von Barrieregesteinen (zumeist von Salz) überlagert

nicht in die zukünftige Bewertung der Erdgasgewinnung aus Tonschiefern und Kohleflözen **einbeziehen**.

2. Vorbemerkung

Das Umweltbundesamt hat das im Titel genannte Gutachten bei einem Konsortium bestehend aus

- ahu AG Wasser Boden Geomatik,
- IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasser – Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH in Kooperation mit der
- Kanzlei Gassner, Groth, Sieder & Coll. sowie der
- TU Darmstadt, Institut für Angewandte Geowissenschaften

in Auftrag gegeben. Es wurde im August 2012 unter der UFOPLAN-Nr. 3711 23 299 im Umfang von 351 Seiten veröffentlicht.

Auf S. A1 des Gutachtens wird ausgeführt, dass „am 29.02.2012 ein Abstimmungsgespräch mit der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in Hannover stattfand“. Das ist unzutreffend. Richtig ist, dass Vertreter des Umweltbundesamtes in Begleitung einiger Autoren der Studie die BGR an diesem Tag zu einem Informationsaustausch besucht haben. Eine inhaltliche Abstimmung zwischen den Autoren des Gutachtens und den Vertretern der BGR fand nicht statt. In der vorliegenden Stellungnahme kommen wir an entscheidenden Stellen zu einer anderen Einschätzung als die Gutachter des Umweltbundesamtes.

In der vorliegenden Stellungnahme ist die (sonst unübliche) Schreibweise „Frack“ und „Frack-Fluid“ anstelle der üblichen Bezeichnung „Frac“ (englisch Riss) aus dem UBA-Gutachten übernommen, um nicht fortlaufend zwischen unterschiedlichen Schreibweisen zu wechseln. Wir ziehen die übliche Schreibweise „Frac“ vor, wollen aber in unseren Zitaten aus dem UBA-Gutachten keine Veränderung an der Schreibweise vornehmen.

3. Struktur des UBA-Gutachtens

Das Gutachten umfasst die Teile

- Teil A: Vorkommen, Technik und Stoffe
- Teil B: Evaluierung rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen
- Teil C: Risikobewertung und Defizitanalyse
- Teil D: Handlungs- und Verfahrensempfehlungen

Die vorliegende Stellungnahme der BGR behandelt die Teile A, C und D.

4. Kohlenwasserstoffgeologie und Geologie des tiefen Untergrundes

4.1 Abgrenzung nicht-konventionelle/konventionelle Kohlenwasserstoffe

Im Gutachten werden neben Schiefergas auch Erdgas in dichten Gesteinen (Tight Gas) und Kohleflözgas behandelt. Nicht erwähnt werden Gashydrate und Aquifergas, die nach BGR-Klassifikation auch zu den nicht-konventionellen Erdgasvorkommen zählen. Beim Tight Gas findet heute eine strikte Abgrenzung vom konventionellen Erdgas vielfach nicht mehr statt. So wird in Deutschland und in anderen Staaten in den Förderstatistiken zwischen der Produktion von Erdgas aus konventionellen Lagerstätten und aus Tight Gas-Vorkommen nicht mehr differenziert. Zu Kohleflözgas hat BGR in der Schiefergasstudie nicht Stellung genommen. Wir stimmen der Aussage im UBA-Gutachten zu, dass „bei den Kohleflözgas-Vorkommen in Deutschland derzeit noch nicht geklärt ist, ob und in welchem Umfang eine hydraulische Stimulation der Zielformation zur Gewinnung von Erdgas notwendig ist“ (S. A23). Als Referenz zu Kohleflözgasvorkommen in NRW und im Saarland wird BGR 2012 genannt (S. A6), was nicht korrekt ist. BGR hat sich hierzu nicht geäußert.

Entgegen der Aussage auf Seite A1, dass sich konventionelle und nicht-konventionelle Lagerstätten vor allem im Lagerstättendruck unterscheiden würden, bezieht sich die Unterscheidung vornehmlich auf die Permeabilität und Porosität. Insbesondere aufgrund der geringen Permeabilität in Tongesteinen müssen durch entsprechende Methoden Wegsamkeiten geschaffen werden, um Erdgas fördern zu können.

In diesem Zusammenhang gilt es zu erwähnen, dass das UBA-Gutachten in dem Text-Block „Die natürlichen geologischen Verhältnisse in einer Schiefergas-Formation in 3000 m Tiefe“ (S. A3/A4) darauf abhebt, dass Schiefergas-Lagerstätten generell ähnliche Ablagerungsgeschichte und Ablagerungsräume aufweisen würden. Diese Darstellung ist wissenschaftlich nicht haltbar, was sich anhand der Beispiele des marinen jurassischen Posidonienschiefers und der unterkretazischen Wealden Formation (Brackwasserfazies) belegen lässt. Anders als in der UBA-Studie dargestellt ist nicht der Anteil des organischen Kohlenstoffs entscheidend für die Kohlenwasserstoffbildung, sondern der Anteil des organischen Kohlenstoffs erhält erst durch die Qualität des organischen Materials (definiert durch das Wasserstoff-Kohlenstoffverhältnis des Kerogens) ein Potenzial zur Kohlenwasserstoffbildung.

Die Sichtweise des UBA-Gutachtens, dass ein Teil der gebildeten Gase durch Auftrieb durch das Gestein nach oben migriert ist sicherlich übersimplifiziert, da generell zwischen einer primären Migration, angetrieben durch Konzentrationsunterschiede (Stichwort: Diffusion), und einer sekundären Migration, bei der auch Auftrieb eine Rolle spielt, unterschieden werden muss. Speziell für die Verteilung von Kohlenwasserstoffen in Muttergesteinen ist jedoch die Primärmigration von entscheidender Bedeutung, denn höffige Schiefergashorizonte zeichnen sich durch schlechte Primärmigration und entsprechend geringes Abwandern der gebildeten Kohlenwasserstoffe aus.

4.2 Ressourcenabschätzung NiKo

Die vorläufigen **Mengenangaben der BGR** in der Studie „Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland“ (BGR 2012) **wurden im UBA-Gutachten übernommen**. Völlig ungewöhnlich ist die Darstellung potenzieller Erdgasvolumina in der Mengeneinheit Kubikkilometer (km³). Allgemein gebräuchlich und als SI-Einheit vorgegeben ist die Mengeneinheit Kubikmeter (m³). Auch konventionelle Erdgasvorkommen werden durchgängig in der Mengeneinheit Kubikmeter (m³) (oder im angelsächsischen Raum in tcf; trillion cubic feet) angegeben.

Tabelle A1 stellt missverständlich einen Bezug potenzieller Schiefergasformationen (nach BGR 2012) mit Regionen her. Die BGR-Studie weist für den Posidonienschiefer im Molassebecken kein Potenzial aus. Es wurden weiterhin von BGR lediglich die bituminösen Tonschiefer des Unterkarbon betrachtet (und nicht wie dargestellt karbonische und devonische Tonsteine). BGR weist weder für den Harz noch für das Rheinische Schiefergebirge aussichtsreiche Vorkommen aus. Tight Gas gibt es in Deutschland nicht in Karbonaten. Die Lagerstätte Leer liegt nicht im nordostdeutschen Becken, sondern in Ostfriesland. Eine „Weservorgebirgsmulde“, in welcher die Wealden-Tonsteine anzutreffen wären, ist uns nicht bekannt.

Abgesehen von den potenziellen Schiefergasmengen in Deutschland wird sehr wenig Bezug auf die Ergebnisse der BGR-Studie genommen. Das UBA-Gutachten folgt allerdings in einigen Kernaussagen der BGR-Untersuchung:

1. Standortbezogene Voruntersuchungen mit einer detaillierten Analyse des regionalen Gefüges sind eine Voraussetzung zur umweltgerechten Förderung von Schiefergas.
2. Nutzungskonkurrenzen sind absehbar und werden zu einer Verringerung des heimischen Schiefergaspotenzials führen. Allerdings stehen Kavernen im Salz keineswegs in Konkurrenz mit der Gewinnung nicht-konventioneller Erdgase (S. A16). Kavernen werden im Salz angelegt, das seinerseits kein

Erdgaspotenzial aufweist. Auch stehen Kavernen nicht in einem hydraulischen Zusammenhang mit klastischen Sedimenten außerhalb des Salzstocks.

4.3 Geologie des tiefen Untergrundes

Die Darstellung der regionalen geologischen Verhältnisse im tieferen Untergrund ist aus unserer Sicht unzureichend. **Die wichtigste Region in Deutschland bezüglich Schiefergasvorkommen, das Norddeutsche Becken, wird im UBA-Gutachten nicht weiter betrachtet.** Diese Region wird im UBA-Gutachten fast ausschließlich bezüglich Erdgases aus dichten Gesteinen (Tight Gas) behandelt (S. A18ff).

Unter der Überschrift „Tight Gas Vorkommen“ werden hier auch kurz potenzielle Schiefergasformationen (Posidonienschiefer (Jura) und Wealden (Unterkreide) angerissen (S. A20)). Die behauptete Unterteilung (S. A19) in überwiegend Tight Gas im nördlichen Bereich des Norddeutschen Beckens in Niedersachsen und Schiefergas im südlichen Bereich ist unbegründet.

Es folgt die sachlich falsche Aussage, dass sich für Schiefergas-Vorkommen oberhalb der Zechstein-Ablagerungen in Norddeutschland zurzeit noch keine Erkundung diskutiert wird (S. A23). Vielmehr stellen wir fest, dass dieses die meistversprechenden Schiefergas-Vorkommen in Deutschland sind. Die Zielformationen Posidonienschiefer und Wealden wurden in der BGR-Studie klar benannt. Die Karte im UBA-Gutachten zu Bergbauberechtigungen in Deutschland (S. A9, Quelle BGR 2012) zeigt dieses ebenso eindeutig wie die Karte der Schiefergas-Erkundungsbohrungen (Abb. A8, S. A21).

Entgegen den Aussagen im UBA-Gutachten, dass die Datengrundlage für regionale Bewertungen fehlt, liegt tatsächlich eine Vielzahl frei verfügbarer Quellen vor, die jedoch im Gutachten keine Berücksichtigung fanden. Standardwerke zur Geologie Norddeutschlands wurden ebenfalls nicht berücksichtigt. Dazu zählen der Geotektonische Atlas von Nordwest-Deutschland (Baldschuhn et al. 2001) oder der Southern Permian Basin Atlas (Doornenbal & Stevenson 2010). Alleine diese beiden Werke entkräften eine ganze Reihe der Argumente über angeblich fehlende Datengrundlagen. Zusätzlich werden Online-Werkzeuge zur Konstruktion frei wählbarer geologischer Schnitte im Norddeutschen Becken vom LBEG unentgeltlich zur Verfügung gestellt.

Die Entstehung des Harzes im Rahmen einer „geosynklinalen Entwicklung“ (S. A37) zu diskutieren, ist seit den 1970er Jahren überholt. Die potenziellen Schiefergasformationen Posidonienschiefer (Jura) und Wealden (Unterkreide) finden sich strenggenommen nicht im Norddeutschen Becken (S. A20), sondern im Niedersächsischen Becken, das im UBA-Gutachten keine Erwähnung findet. Dieses stellt ein WNW-ESE verlaufendes Becken zwischen der Rheinischen Masse, der Hildesheimer Halbinsel und der Pompeckj'schen Schwelle mit einer Ausdehnung von etwa 300 km x 65 km dar, die sich seit Beginn des Malm im Oberjura entwickelte. Diese Unterscheidung ist wichtig, da sich im Trog andere Ablagerungen sammelten als an den Rändern, bzw. in anschließend angehobenen Bereichen.

4.4 Beispielregionen für Schiefergas-Vorkommen: Molasse und Harz

Unter A2.4.3 „Schiefergas-Vorkommen“ werden im Gutachten zwei Regionen in Deutschland betrachtet. Während das Molasse-Becken möglicherweise noch ein geringes Schiefergaspotenzial hat, kann dieses für den Harz nahezu sicher ausgeschlossen werden. Entgegen der Behauptung im UBA-Gutachten wird in der BGR-Studie der Harz als ein Gebiet genannt, in dem sich obertägige Aufschlüsse potenzieller Schiefergashorizonte finden. Dieses obertägige Auftreten schließt ein Schiefergaspotenzial aus, da dafür die Formationen tief versenkt sein müssen. In der BGR-Studie wurden nur Formationen in einer Tiefenlage von 1000 bis 5000 Metern Tiefe untersucht.

Die Auswahl dieser zwei Regionen für das UBA-Gutachten ist aus unserer Sicht nicht nachvollziehbar. Nachdem auch laut UBA-Gutachten in diesen Regionen kaum oder kein Schiefergas anzutreffen

ist, bleibt es unverständlich, wie anhand dieser „Typlokalitäten“ der Einsatz der Fracking-Technologie als Methode zur Förderung von Schiefergas diskutiert werden kann. Kluft- und Störungssysteme in Mittelgebirgsregionen sind nicht relevant für Schiefergas. Gemäß der BGR-Studie finden sich potenzielle Schiefergas-Vorkommen in Beckenstrukturen. Damit verringert sich die im UBA-Gutachten behauptete Heterogenität deutlich.

4.5 „Wirkungspfade in Bezug auf die Risikoanalyse“

Der Begriff „Wirkungspfad“ ist suggestiv. Sachlich richtig wäre der Begriff „potenzieller Freisetzungspfad“.

Bei der Betrachtung von Barrieren für eine mögliche Fluidmigration ist das UBA-Gutachten nicht konsistent. Für Tight Gas werden die mächtigen Schichten des Zechstein-Salzes als eine sehr gute Barriere diskutiert (S. A20). Das UBA-Gutachten stellt hierzu fest: „Für die unkonventionellen Erdgas-Vorkommen unterhalb der Zechstein-Ablagerungen (Tight Gas), die derzeit im Fokus der Erkundung stehen, können die Wirkungspfade über durchgehende Störungen oder unmittelbar durch die Deckschichten als wahrscheinlich nicht relevant angesehen werden“ (S. A23). Für Kohleflözgas wird festgestellt: „Die Migration von Stoffen oder Gas ohne besondere Wegsamkeiten, direkt durch den Emscher Mergel, ist im Geosystem zentrales Münsterland aufgrund der sehr großen Mächtigkeit und der geringen Durchlässigkeit des Emscher Mergel für eine Gefährdung oberflächennaher Grundwasservorkommen wahrscheinlich nicht von Bedeutung“ (S. A27).

Diese Aussagen unterstützen wir und merken an, dass somit auch die potenziellen Schiefergasformationen des Unterkarbons aufgrund deren stratigraphischer Positionen unterhalb des Zechstein-Salzes ähnlich bewertet werden dürften. Dennoch empfiehlt BGR, auch in diesen Fällen den Einsatz der Fracking-Methode von einer detaillierten standortbezogenen Voruntersuchungen abhängig zu machen.

Bezüglich Schiefergases werden im UBA-Gutachten mögliche Barrieren nur ansatzweise und ausschließlich für die wenig relevanten Regionen Molassebecken und Harz andiskutiert.

Im Gebiet Norddeutschland werden im UBA-Gutachten mögliche Barrieren im Mesozoikum und Känozoikum nicht genannt und offensichtlich ausgeschlossen: „Auch im Norddeutschen Becken werden unkonventionelle Erdgas-Vorkommen im Posidonienschiefer (Jura) und im Wealden (Unterkreide) vermutet (s.a. BGR 2012). Diese potenziellen Vorkommen liegen dann in geringeren Tiefen und oberhalb der Barriere durch die Zechstein Salze“ (S. A20). „Bei einer Erkundung und Erschließung von Schiefergas aus dem Jura (Posidonienschiefer) fehlen die abdeckenden Zechstein-Ablagerungen als Barriere und es kann zu Nutzungskonkurrenzen mit der tiefen Geothermie kommen.“ (S. A22).

Es ist sachlich falsch, vom Fehlen der Zechstein-Barriere auf das nicht-Vorhandensein einer hydraulischen Barriere zu schließen. Auch feinklastische Ablagerungen oder Salze jüngerer Formationen, soweit sie flächenhaft vorkommen und eine gewisse Mindestmächtigkeit erreichen, zeigen gute bis sehr gute Barriereeigenschaften. Im Bereich des westlichen Norddeutschen Beckens wären neben den Zechsteinsalzen als hydraulische Barriere die Tonsteine des Jura, der Unterkreide sowie die mächtigen Tone des Tertiärs (z.B. der Rupelton) zu nennen (siehe z.B. „Untersuchung und Bewertung von Tongesteinsformationen“ (Hoth et al. 2007) oder „Speicher-Kataster Deutschland“ in Müller & Reinhold 2011).

Die Tiefenlage der in dieser BGR-Studie betrachteten Zielhorizonte variiert zwischen 1500 bis 2100 m für den Posidonienschiefer bzw. zwischen 1300 und 1600 m für den Wealden. Beide Zielformationen werden durch mehrere mächtige Tongesteinspakete überlagert. Während des Unteren Jura wurden im Niedersächsischen Becken tonige Sedimente in sog. Beckenfazies abgelagert, die mehrere hundert

Meter bis maximal 1500 m mächtig sind. Diese Sedimente bestehen meist aus dunklen, mergeligen bis teilweise kalkigen Tonsteinen. Im östlichen Teil des Norddeutschen Beckens sind überwiegend Mächtigkeiten von 100 m bis 400 m vorhanden. Ganz im Osten des Beckens können lokal sogar maximale Mächtigkeiten von bis zu 800 m erreicht werden. Generell sind jurassische Tongesteine im gesamten Norddeutschen Becken vorhanden. Lediglich in einigen Gebieten von Niedersachsen und Schleswig-Holstein sind nur noch Restmächtigkeiten vorhanden oder fehlen vollständig. Tonsteine des Mittleren Jura sind flächenmäßig im Norddeutschen Becken weit verbreitet. Die Mächtigkeiten schwanken dabei zwischen 10 m und mehr als 1000 m. Die Ausbildung dieser Gesteine variiert ebenfalls stark. Tonsteine bilden zwar die Hauptgesteinsart, aber es sind auch Einlagerungen von Kalksteinen sowie Silt- und Sandsteinen vorhanden.

Mächtige Tonsteinsfolgen sind ebenfalls aus der Unterkreide bekannt. Während dieses Zeitabschnittes wurden erst Mergel und teilweise Evaporite (Gips und Salz) abgelagert, gefolgt von sandig-tonigen Sedimenten (Wealden), die dann in marine tonig-mergelige Sedimente übergehen. In der späten Unterkreide wurden vermehrt kalkige und mergelige Sedimente abgelagert. Im Niedersächsischen Becken können die Ablagerungen der Unterkreide maximale Mächtigkeiten von über 2000 m erreichen.

Als weitere Barrieregesteine im Norddeutschen Becken sind die Tone und Evaporite (Salz und Gips) des Mittleren Keupers zu nennen (Unterer und Oberer Gipskeuper). Die Ablagerungen bestehen aus einer Wechselfolge von Tonen und Salzen und können Mächtigkeiten von ca. 200 m bis maximal 480 m für den Unterer Gipskeuper aufweisen und bis zu 3000 m für Steinsalzlagen des Oberen Gipskeupers.

Aus dem Tertiär sind mächtige und weitverbreitete tonige Sedimentgesteine im Norddeutschen Becken bekannt. Generell bilden die Tone aus dem Tertiär eine wichtige hydrologische Barriere zwischen dem Salz- und dem Süßwasserstockwerk. Dabei stellen die Rupeltone des Oligozäns in Norddeutschland die wichtigste Barriere zwischen beiden Grundwasserstockwerken dar.

Geologische Störungen stellen entgegen der Annahme im UBA-Gutachten nicht generell einen potenziellen Wirkungspfad dar. Störungen können verheilt sein (z.B. Zemente) oder tektonisch eingespannt sein. Das UBA-Gutachten ordnet dagegen Störungen generell der Pfadgruppe 2 zu (S. A13 bis 15). Wir stellen vielmehr fest, dass Störungen häufig strukturelle Fallen in konventionellen Lagerstätten begrenzen. Somit ist an vielen Stellen in Norddeutschland der Nachweis geführt, dass sie oft **keine Wegsamkeiten** für Fluide oder Gas in hangende Schichten bieten.

5. Bohr-und Frack-Technologie

5.1 Ausführungen zur Frack-Technologie

5.1.1 Bohrung und Zementation (Kap. A3 des UBA-Gutachtens)

Hier erfolgt im UBA-Gutachten im Wesentlichen nur eine grobe Darstellung des Ablaufs der Bohrarbeiten und der Zementationen ohne ausreichende Betrachtung der Sicherheitsvorschriften in Bezug auf grundwasserführende Schichten. Folgende Aspekte werden z.B. nicht erwähnt:

- Der Schutz der grundwasserführenden Schichten muss laut Tiefbohrverordnung der einzelnen Bundesländer durch mindestens zwei Rohrtouren (Standrohr und Ankerrohrtour), die vollständig zementiert werden, sichergestellt werden.
- Es findet stets eine Drucküberwachung aller nicht vollständig zementierten Ringräume statt. Eventuelle Leckagen werden hierdurch sichtbar. Insofern erfolgt sehr wohl ein Monitoring der Dichtigkeit von Zementationen entgegen der Darstellung im UBA-Gutachten (A3.4, S. A59).

5.1.2 Rissausbreitung, Risikontrolle und Perforationen (Kap. A3 des Gutachtens)

Die Mechanismen der Rissausbreitung werden nicht korrekt und die Methoden zur Rissausbreitungskontrolle nicht ausreichend dargestellt. Mehrfach werden Passagen aus Lehrbüchern und Artikeln zitiert, die aber inhaltlich nicht korrekt in den Kontext eingefügt werden bzw. nicht zur Thematik passen. Grafische Darstellungen sind mehrfach nicht konsistent im Bezug zum Text.

Bisher durchgeführte Frackoperationen für die Erschließung von Gaslagerstätten werden keiner substantiellen Analyse unterzogen. Es fehlen jedwede Einschätzung und Beurteilung von Frack-Operationen hinsichtlich erzielter bzw. erzielter Rissdimensionen. Weiterhin fehlt der Hinweis auf die bisherige sichere Durchführung von zahlreichen Frack-Operationen bei Gasbohrungen.

Die Existenz und Wirkung von Barrieregesteinen zur mechanischen Begrenzung der Rissausbreitung werden nicht erwähnt oder diskutiert.

Jeder Frackoperation werden sogenannte „Minifracks“ oder „Datafracks“ zur Ermittlung wichtiger Gesteins- und Frackparameter vorgeschaltet. Diese Minifracks sind essentiell für die Prognose der Rissausbreitung und die Kalibrierung entsprechender Modelle. Im Gutachten wird hierauf aber nicht eingegangen.

Es werden falsche Behauptungen zum Prozess der Rissentstehung aufgestellt. Grundsätzlich werden nur Mechanismen der Entstehung von Scherrissen beschrieben, aber am Ende des Kapitels (A3) nur Prognosemodelle für Rissdimensionen von Zugrissen gegeben. Zugrisse werden textlich überhaupt nicht erwähnt, obwohl diese für den Frackprozess bei Gasbohrungen wichtiger sind als Scherrisse.

Die mikroseismische Rissortung als wichtige Methode zur Kontrolle der Rissausbreitung wird nur randlich erwähnt. Auf das Potenzial und die Limitierungen dieser Methode wird nicht eingegangen.

Einzelne weitere Punkte im Detail:

- Das **Kriterium für die Rissausbreitung** ist nicht das Überschreiten der Scherfestigkeit (S. A43). Die Behauptung, dass die vertikale Spannungskomponente höher sein kann als der lithostatische Druck (Gleichung 4 S. A55) ist irreführend.
- Der **Perforationsprozess** wird z.T. nicht korrekt dargestellt (S. A54). Üblicherweise werden keine Geschosse benutzt, sondern Hohlladungen.
- Der Abschnitt über das Darcy-Gesetz (S. A44) dient nicht dem weiteren Verständnis zum Frackprozess und ist hier überflüssig.
- Phase 1 einer Frack-Maßnahme besteht in der Regel **nicht aus einer Säuerung**, entgegen der Darstellung im Text (S. A53).

5.2 Vorschlag für eine Systematik der Frack-Technologie

Im UBA-Gutachten wird an verschiedenen Stellen zur Anwendung der Frack-Technologie Stellung bezogen. Im Kern des Gutachtens geht es um die Gewinnung von Erdgas aus den nicht-konventionellen Lagerstättentypen „Tonschiefer mit hohen Gehalten an organischer Substanz“ (Schiefergas) und „Kohleflözen“ (Flözgas) – beide Gesteinstypen werden von Geologen als Muttergesteine für Erdöl bzw. Erdgas klassifiziert, weil in ihnen Erdöl und Erdgas gebildet wurden und im Muttergestein verblieben sind ohne in ein Speichergestein abzuwandern und dort eine Lagerstätte zu bilden. Das UBA-Gutachten stuft weiterhin „Tight Gas-Lagerstätten“ – hier handelt es sich um geringdurchlässige Speichergesteine – wegen des Einsatzes der Frack-Technologie ebenfalls als nicht-konventionellen Lagerstättentyp ein. Im Teil D *Handlungs- und Verfahrensempfehlungen* (S. D3) des Gutachtens wird dann „... ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Stimulation im Rahmen der Erschließung tiefer geothermischer Reservoirs hier nicht behandelt wurde und dass deshalb unsere Emp-

fehlungen nicht ohne Weiteres auf entsprechende Stimulationsmaßnahmen für die Geothermie angewandt werden können“.

Diese geowissenschaftlich-geotechnisch nicht konsistente Systematik bedarf einer Korrektur. Im Folgenden wird hierzu ein Vorschlag gemacht.

5.2.1 Hydraulische Risserzeugung („Fracking“)

Die hydraulische Risserzeugung (englisch: hydraulic fracturing) ist die Schlüsselmethode zur Erschließung gering permeabler Gesteinsformationen. Per Fluidinjektion mit Drücken oberhalb der Gebirgsspannung werden im Untergrund Risse senkrecht zur kleinsten Gebirgsspannungsrichtung erzeugt. Man unterscheidet grundsätzlich zwischen „Wasserfrack“ und „Stützmittelfrack“. Die wesentlichen Charakteristika respektive Unterscheidungsmerkmale sind:

➤ Wasserfrack

- Medium: reines Wasser,
- Injektion großer Mengen (in der Regel mehr als 10.000 m³),
- Erzeugung einer großen Rissfläche (bis zu 1 km²) – ohne räumliche Beschränkung auf eine konkrete geologische Formation,
- Ziel: Verbesserung der Durchlässigkeit im stimulierten Gestein.

➤ Stützmittelfrack

- Medium: hydraulische Suspension aus Wasser, Chemikalien und Stützmittel (Sand/Keramik),
- Injektion relativ kleiner Mengen (in der Regel weniger als 1.000 m³),
- Chemikalien sollen eine Entmischung der Suspension sowie ein Wachstum von Biofilmen verhindern,
- Stützmittel zum Erhalt der Rissöffnung,
- Ziel: Verbesserung der Durchlässigkeit im bohrlochnahen Bereich in einer konkreten geologischen Formation.

5.2.2 Anwendungsfelder in Deutschland

Die hydraulische Risserzeugung zur Gewinnung von Energierohstoffen aus gering durchlässigen bzw. dichten Gesteinen wird in Deutschland grundsätzlich in drei Fällen angewendet:

In der **tiefen Geothermie** wird vorrangig das Konzept des „Wasserfracks“ zur Erschließung von sogenannten petrothermalen Geothermielagerstätten eingesetzt. In geringpermeablen bzw. dichten Gesteinen werden mittels Wasserfrack große Rissflächen hergestellt (bis mehr als 1 km²). Auf diese Weise wird ein unterirdischer „Wärmetauscher“ generiert, um die Gesteinswärme durch das temporär injizierte Wasser zu erschließen. Diese Technologie durchläuft zurzeit eine Lernkurve – vorstellbar sind zyklische Injektions-Förder-Phasen oder auch zirkulierende Systeme durch ein oder zwei Bohrlöcher. Durchgeführt wurden derartige Wasserfracks beispielsweise bereits im HDR-Projekt Soultz-sous-Forets (Oberrheingraben, Frankreich) und im Projekt GeneSys in Hannover (Bohrung Groß Buchholz Gt1). Die Anwendungstiefen zur Gewinnung petrothormaler Wärme sind in der Regel sehr groß (mehr als 3000 m), um ein möglichst hohes Temperaturpotenzial zu erschließen. Die – gewünschte – große Rissausbreitung wird insbesondere durch die petrophysikalischen Gesteinseigenschaften limitiert. Beispielsweise kann sich ein Riss nicht durch eine Salzformation hindurch entwickeln.

Bezüglich Tight Gas-Erdgaslagerstätten stellt das UBA-Gutachten fest, dass für die derzeit im Fokus der Erkundung stehenden Vorkommen potenzielle Freisetzungspfade über durchgehende Störungen oder unmittelbar durch die Deckschichten als wahrscheinlich nicht relevant angesehen werden können. Tight Gas-Erdgaslagerstätten werden in Deutschland bereits seit vier Jahrzehnten mithilfe von bisher etwa 300 Stützmittelfracks – erfolgreich und frei von umweltrelevanten Zwischenfällen – erschlossen.

Eine **Erschließung von Schiefergas oder Flözgas** durch Frack-Operationen ist dagegen in Deutschland bisher nur an je einem Standort versucht worden.

5.2.3 Empfehlung

Es wird empfohlen

- tiefe Frack-Operationen für die Gewinnung geothermischer Energie wegen der Rahmenbedingungen
 - überwiegend Medium Frischwasser,
 - große Anwendungstiefe (mehr als 3000m),
 - begrenzte Rissausbreitung nach oben, oft durch Salzhorizonte limitiert,

- sowie die Erschließung von Tight Gas- und konventionellen Erdgaslagerstätten aufgrund der Rahmenbedingungen
 - große Anwendungstiefe (in der Regel mehr als 3000 bis 5000 m),
 - relativ geringe Menge von Stützmittelfluid,
 - Reservoirgestein immer von Barrieregesteinen (zumeist von Salz) überlagert

nicht in die zukünftige Bewertung der Erdgasgewinnung aus Tonschiefern oder Kohleflözen **einzu-
ziehen**.

6. Umweltauswirkungen

Die hydrogeologischen Aspekte in Kapitel A2 (Systemanalyse und Wirkungspfade) des UBA-Gutachtens sind nachvollziehbar dargestellt.

Bei der Beschreibung der großräumigen geologischen/hydrogeologischen Situation des Norddeutschen Beckens fehlt jedoch ein im Hinblick auf die Gefährdungsabschätzung des Fracking wichtiger Aspekt:

Im Norddeutschen Tiefland existiert eine durchgängig vorhandene vertikale Gliederung in einen oberflächennahen Süßwasserkörper und einen unterlagernden Salzwasserkörper. Aufgrund seiner geringeren Dichte überlagert der Süßwasserkörper die Salzwässer, ohne dass es zu einer nennenswerten Vermischung von Süß- und Salzwässern kommt. Dieses, als Ghyben-Herzberg-Effekt hinlänglich bekannte Phänomen ist die Voraussetzung dafür, dass eine Grundwassernutzung in Norddeutschland überhaupt erst möglich ist. Für die Diskussion der Auswirkung einer vertikalen Ausbreitung von Fracking-Fluiden ist dies insofern von Bedeutung, als sich Gemische von Fracking-Fluiden und Formationswässern aufgrund ihrer hohen Salzgehalte und der damit verbundenen höheren Dichte praktisch nicht mit oberflächennahen nutzbaren Süßwässern vermischen können, sondern im wesentlichen lediglich innerhalb des Salzwasserkörpers ausbreiten würden.

Die Vorgehensweise bei der Bewertung der Toxizität ist aus unserer Sicht bis auf einen – wichtigen – Aspekt nachvollziehbar. Die angegebenen Toxizitätswerte beruhen auf nationalen und internationalen Klassifizierungsmaßstäben. Nicht nachvollziehbar ist für uns jedoch die Vorgehensweise bei der Behandlung möglicher Verdünnungseffekte der Fracking-Fluide bei der Ausbreitung durch das Deckgebirge. Nach Auffassung der Gutachter sollen mögliche Verdünnungseffekte bei der Freisetzung in die

Umwelt bewusst nicht berücksichtigt werden. Dies wird damit begründet, dass es bei einer Ausbreitung durch das Deckgebirge (Pfadgruppen 1 bis 3) „in erster Linie eine Mischung und Reaktion mit salinaren Tiefengrundwässern erfolgt, die ihrerseits hohe Gefährdungspotenziale aufweisen“ (S. C13). Die Gutachter heben sich damit von den „Arbeiten im Zuge des ExxonMobil Informations- und Dialogprozesses ab, in denen die Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide nach einer angenommenen Verdünnung bewertet werden“ (S. C13). Entsprechende Aussagen finden sich auch in den Handlungsempfehlungen (S. D2).

Diese Begründung ist aus unserer Sicht nicht nachvollziehbar.

Saline Tiefenwässer enthalten Natriumchlorid (Kochsalz) als dominierenden Bestandteil von 80 bis 90 Gewichtsprozenten. Zusammen mit Calcium und Magnesium liegen die entsprechenden Anteile bei 95 bis 99 %. Hochsaline Tiefenwässer können auch Schwermetalle in toxischen Konzentrationen enthalten. Solche Wässer sind schon alleine aufgrund ihrer hohen Natriumchloridgehalte weder als Heil-, Brauch- oder gar als Trink- oder Bewässerungswasser geeignet. Solen mit 200g/L Gesamtsalzgehalt weisen Chloridgehalte von mehr als 100 g/L auf. Bereits Gehalte von 100 mg/L Chlorid, also mit einem Faktor 1.000 verdünnt, führen zu einer geschmacklichen Beeinträchtigung des Wassers. Dementsprechend liegt der Grenzwert für Chlorid in Trinkwasser bei 200 mg/L. Somit erscheint es uns logisch, entsprechende Verdünnungsfaktoren von zumindest 3 Größenordnungen anzusetzen. Berücksichtigt man noch die dispersive Verdünnung entlang eines möglichen Ausbreitungspfades im Deckgebirge, so ist der im Rahmen des erwähnten Dialogprozesses gewählte Verdünnungsfaktor von 4 bis 5 Größenordnungen bei der Bewertung der Toxizität der Fluide schlüssig und konsequent. Modellstudien im Rahmen von Studien zur Verbringung von Reststoffen in offene Grubenräume z.B. des Ruhrkarbons haben dies belegt (GRS 1998).

Im Zusammenhang mit der Diskussion der Schutzwürdigkeit tiefer saliner Grundwässer wird argumentiert, „dass tiefes Grundwasser insoweit schutzwürdig ist, als es für menschliche Nutzungen in Frage kommt oder am Naturhaushalt der Biosphäre teilnimmt. Hierbei sollten für die menschliche Nutzbarkeit nicht nur aktuell wirtschaftlich in Frage kommende Nutzungen, sondern auch solche unter veränderten klimatischen Randbedingungen berücksichtigt werden“. Als Beispiel wird eine mögliche Nutzung als Trink- und Bewässerungswasser unter veränderten klimatischen Bedingungen nach Entsalzung genannt (S. C83).

Zunächst sehen wir einen eklatanten Widerspruch zu der zuvor aufgebauten Argumentationslinie insofern, als in Zusammenhang mit der Frage der Verdünnung durch Salzwässer zum einen von Wässern mit hohem toxischen Potenzial ausgegangen wird, in anderem Zusammenhang mit der Schutzwürdigkeit nunmehr die menschliche Nutzbarkeit in den Vordergrund gestellt wird. Ein weiterer Grund für die Absurdität einer Entsalzung von Salzsolen ergibt sich schon rein aus physikalischen Gründen. Für die Entsalzung hochkonzentrierter Salzsolen ist ein immenser Energieaufwand notwendig, der sich niemals wirtschaftlich verantworten ließe.

Unabhängig davon unterstellen Szenarien des IPCC zur künftigen Klimaentwicklung für Deutschland eine teilweise Verlagerung der Niederschläge vom Sommer- in das Winterhalbjahr bei etwa gleicher Niederschlagsmenge. Dies begünstigt insgesamt die Grundwasserneubildung. Aufgrund höherer Verdunstungsraten im Sommerhalbjahr ist je nach Bodentyp von einer geringfügigen Erhöhung oder Erniedrigung der Grundwasserneubildung auszugehen. Die o.a. zitierte Argumentationskette für die Entsalzung bricht endgültig zusammen, wenn man die Tatsache berücksichtigt, dass in Deutschland derzeit lediglich 20 % der verfügbaren Wasserressourcen genutzt werden.

Im Zusammenhang mit der Frage der Erlaubnis von Fracking-Maßnahmen in Grundwasserschutzgebieten wird ausgeführt: „Wenn Risiken für das Grundwasser infolge eines Fracking innerhalb des Wasserschutzgebietes in mehreren tausend Meter Tiefe nicht ausgeschlossen werden können, liegt es

vielmehr geradezu nahe, den Trinkwasserschutz nicht nur innerhalb des Wasserschutzgebietes bis in solche Tiefen, sondern in das relevante Umfeld in alle Richtungen, also auch jenseits der räumlichen Grenzen des Schutzgebietes auszudehnen. Weiteres Defizit der geltenden Schutzgebietsregelungen sind deshalb fehlende Regelungen zum Umgebungsschutz“ (S. C85). Dieser Argumentation wird aus unserer Sicht klar widersprochen.

Die Ausweisung von Schutzgebieten dient dem Schutz des Trinkwassers von Trinkwassergewinnungsanlagen. Die Schutzzone III deckt das Einzugsgebiet der Wasserfassungen ab, d.h. sie erfasst alles Grundwasser, das der Wasserfassung zufließt. Kommt es zu einer Grundwasserkontamination außerhalb des Schutzgebietes, ist die Trinkwassergewinnung logischerweise nicht betroffen. So gesehen ergibt die obige Argumentation aus unserer Sicht keinen Sinn.

7. Stellungnahme zu Teil D des Gutachtens „Handlungs- und Verfahrensempfehlungen“

In Kapitel D3 (*Spezielle Empfehlungen zum Bereich Umwelt/Geosystem*) des UBA-Gutachtens wird ein abgestuftes Vorgehen bei der Quantifizierung der Risiken empfohlen. Danach kann eine erste Risikoabschätzung mit Hilfe konzeptioneller hydrogeologischer Modelle erfolgen. Die Erstellung hydrogeologischer Modelle unter Zuhilfenahme des Expertenwissens lokaler zuständiger Behörden und/oder regional oder überregional tätiger Ingenieurbüros wird von unserer Seite klar unterstützt.

Nicht unterstützt wird von unserer Seite hingegen die unbedingte Forderung zur Erstellung umfangreicher numerischer Modellierung, falls durch die hydrogeologischen Modelle etwaige wasserbezogene Umweltbelastungen nicht völlig ausgeschlossen werden können. Von den Gutachtern wird gefordert, dass die weitergehende Quantifizierung der Risiken auf der Basis numerischer Grundwasserströmungsmodelle erfolgen muss. Hierzu sollen zunächst regionale Fließmodelle erstellt werden, auf deren Grundlage dann lokale verfeinerte Modelle aufbauen sollen. Letztere sollen „dreidimensional und instationär (...) die dichteabhängige Strömung darstellen“ und die teilgesättigte Gasphasenströmung sowie die „hydrogeochemischen Wechselwirkungen“ berücksichtigen (S. D8).

Die Unsicherheiten in der Bestimmung der zahlreichen Eingangsparameter für dichteabhängige Strömung, Stofftransport und -reaktion verbessern diese Modellierung nur scheinbar in ihrer Aussage-schärfe. Es kommt quasi zu einer Multiplikation der Unsicherheiten aus den hydraulischen, geomechanischen, thermischen und chemischen Eingangsgrößen. Diese komplexen Modelle stellen daher gegenüber einer sorgfältigen Risikoanalyse potenzieller Ausbreitungspfade im Rahmen von konzeptionellen Modellen keine Verbesserung dar.

8. Fazit

Im Ergebnis unterstreicht das UBA-Gutachten, dass eine Erkundung, Erschließung und Förderung von nicht-konventionellem Erdgas grundsätzlich umweltverträglich möglich ist.

Zu dieser Feststellung kommt auch die Risikostudie Fracking des Informations- und Dialogprozesses der ExxonMobil (Exxon 2012). Damit wird die Kernaussage der BGR Studie (BGR 2012) bestätigt: Sofern die gesetzlichen Regelungen eingehalten und die erforderlichen technischen Maßnahmen getroffen werden, ist aus geowissenschaftlicher Sicht prinzipiell ein umweltverträglicher Einsatz der Fracking-Technologie möglich.

Voraussetzung sind detaillierte standortbezogene Voruntersuchungen unter Berücksichtigung des lokalen geologischen Aufbaus des tieferen Untergrundes. Heute kommt eine Vielzahl an modernen geo-

logischen, geophysikalischen, gebirgsmechanischen, geochemischen, petrophysikalischen und hydrogeologischen Methoden, Untersuchungen und Modellierungen zum Einsatz. Dieses dient neben der Bewertung des Erdgaspotentials in erster Linie der Untersuchung und Bewertung von Barrieregesteinen, die einen Austausch von Fluiden (Flüssigkeiten und Gasen) aller Art zwischen unterschiedlichen Horizonten verhindern.

9. Literaturverzeichnis

Baldschuhn, R., Binot, F., Fleig, S. & Kockel, F. (2001): Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor. – Geol. Jb., 153: 88 S., mit 3 CD-ROMs; Hannover.

BGR (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tonsteinen (Schiefergas) in Deutschland. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; 56 S.; Hannover

Doornenbal, J. C. & Stevenson, A. G. (Ed.) (2010): Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. – EAGE Publications b. v., 342 S.

Exxon (2012): Risikostudie Fracking. – erstellt in Zusammenhang mit dem Informations- und Dialogprozess der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung. April 2012 ISBN 978-3-00-038262-8

Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS mbH) (1998): Entwicklung und Anwendung analytischer Methoden zur Eignungsuntersuchung der Verbringung bergbaufremder Rückstände in offene Grubenräume im Festgestein- Abschlussbericht – Hauptband).

Hoth, P., Wirth, H., Reinhold, K., Bräuer, V., Krull, P. & Feldrappe, H. (2007): Endlagerung radioaktiver Abfälle in tiefen geologischen Formationen Deutschlands – Untersuchung und Bewertung von Tongesteinsformationen. - 118 S.; Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; Berlin/Hannover.

Müller, C. & Reinhold, K. (Hrsg.) (2011): Informationssystem Speichergesteine für den Standort Deutschland – eine Grundlage zur klimafreundlichen geotechnischen und energetischen Nutzung des tieferen Untergrundes (Speicher-Kataster Deutschland). – Abschlussbericht, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; Berlin/Hannover.