

TEXTE

53/2014

Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergaslagerstätten

Teil 2 - Grundwassermonitoringkonzept, Fracking-
chemikalienkataster, Entsorgung von Flowback,
Forschungsstand zur Emissions- und Klimabilanz,
induzierte Seismizität, Naturhaushalt, Landschafts-
bild und biologische Vielfalt

TEXTE 53/2014

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3712 23 220
UBA-FB 001972

Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergaslagerstätten

**Teil 2 - Grundwassermonitoringkonzept, Frackingchemikalien-
kataster, Entsorgung von Flowback, Forschungsstand zur
Emissions- und Klimabilanz, induzierte Seismizität, Naturhaushalt,
Landschaftsbild und biologische Vielfalt**

von

Uwe Dannwolf, Anke Heckelsmüller
RiskCom GmbH, Pforzheim

unter Mitwirkung von

Nikolaus Steiner, Carola Rink
Anwaltskanzlei Steiner

Dirk Weichgrebe, Katrin Kayser, Ralph Zwafink, Karl-Heinz Rosenwinkel
Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Abfalltechnik der Leibniz
Universität Hannover

Uwe R. Fritsche, Kevin Fingerman, Suzanne Hunt
IINAS - Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –
strategien GmbH

Horst Rüter, Andreas Donat, Stefan Bauer
HarbourDom GmbH

Karsten Runge, Sebastian Heinrich
OECOS GmbH

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

RiskCom GmbH, Friedrich-Naumann-Weg 38, 75180 Pforzheim

Abschlussdatum:

Juni 2014

Redaktion:

Fachgebiet II 2.1 Übergreifende Angelegenheiten Wasser & Boden
Bernd Kirschbaum

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/umweltauswirkungen-von-fracking-bei-der-aufsuchung>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Juli 2014

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Forschungskennzahl 3712 23 220 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Im vorliegenden Gutachten werden Gesichtspunkte, die die momentanen umweltrelevanten Themen bei der Schiefergasgewinnung widerspiegeln, in sieben Einzelbeiträgen (Arbeitspaketen) betrachtet.

Im Einzelnen sind dies:

- Entwicklung eines Grundwassermonitoringkonzeptes;
- Bewertung der Möglichkeit eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters;
- Bewertung einer umweltverträglichen Entsorgung von Flowback;
- Aufbereitung des Forschungsstandes zur Emissions-/Klimabilanz;
- Untersuchung hinsichtlich potenzieller Gefährdung durch induzierte Seismizität;
- Aufzeigen und Bewertung der raum- und flächenrelevanten Aspekte sowie der Auswirkungen auf Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt.

Zielsetzung des vorliegenden Gutachtens ist die technische und wissenschaftliche Bewertung der oben aufgeführten Gesichtspunkte sowie der damit einhergehenden Risiken. Darüber hinaus werden sowohl die sich ergebenden offenen Fragen und Wissenslücken benannt wie auch Ansätze und Vorschläge zur Lösung dieser erörtert.

Zusammenfassende Ergebnisse und Empfehlungen:

Es wird die Durchführung eines Baselinemonitorings zur Erlangung eines fundierten Kenntnisstands über vorhandene Stoffe im Grundwasser vor dem Beginn des Frac-Prozesses empfohlen. Im Anschluss daran soll die Durchführung eines Überwachungsmonitorings, insbesondere während des gesamten Frac-Vorgangs, aber auch während der Gewinnungsphase und des Rückbaus erfolgen. Das Überwachungsmonitoring soll über Grundwassermessstellen in vier voneinander unabhängigen Grundwasserleitern erfolgen. Vor dem Hintergrund der Rechtslage in Deutschland wird die Errichtung und das Führen eines bundesweiten rechtlich verbindlichen Frackingchemikalienkatasters durch eine Bundesbehörde auf der Grundlage eines eigenen Bundesgesetzes mit freiem Zugang für jede Person über das Internet empfohlen.

Die Aufbereitung von Flowback sollte entsprechend des Aufbereitungsziels (Wiedereinsatz, Einleitung oder Entsorgung, z.B. durch Verpressung) differenziert erfolgen. Es wird festgestellt, dass der zu betreibende Aufwand für eine Aufbereitungsanlage in Abhängigkeit der geforderten Aufbereitungsqualität erheblich variieren kann. Die adäquate Aufbereitung kann nur durch eine sinnvolle Kombination verschiedener Verfahrenstechniken erfolgen. Die kumulativen Umweltauswirkungen inklusive einem seismologischen Basisgutachten müssen im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung sowie einer strategischen Umweltprüfung bewertet werden.

Vereinfachte Klimabilanzen für Schiefergas und der Vergleich mit fossilen Energieträgern wurden pro Energieeinheit durchgeführt. Zur Berücksichtigung von globalen Verdrängungseffekten sowie Investitionsmittelkonkurrenzeffekten müssen genauere Datenanalysen durchgeführt werden.

Generell wird empfohlen, wissenschaftlich begleitete Erprobungsmaßnahmen durchzuführen, da ohne solche Erprobungsmaßnahmen weitere wissenschaftliche Erkenntnisse zu den Chancen und Risiken der Frackingtechnologie begrenzt sind.

Abstract

In this study aspects reflecting the current environmental topics associated with shale gas development were considered in seven single contributions (work packages).

The topics discussed are:

- The development of a groundwater monitoring concept;
- The evaluation of a nationwide register of fracking chemicals;
- The collation of the current state of research on carbon footprint;
- The evaluation of environmentally sound disposal options for flowback;
- The investigation into potential threats resulting from induced seismicity;
- The collection of data and evaluation thereof with respect to land use and impact to nature, ecosystem, landscape, and biodiversity.

The overarching goal of the current study is the technical and scientific assessment of the aforementioned topics and the associated risks. Open questions and knowledge gaps were unanimously discovered and solutions for problem solving were suggested.

Summarised results and recommendations:

It is recommended to perform a baseline monitoring to obtain the current status of available substances in the groundwater before fracking processes commence. Subsequently and after the baseline monitoring has been performed, the entire fracking process as well as the exploitation and the dismantling phase must be monitored. For monitoring purposes groundwater monitoring wells have to be installed in four aquifers that are separated from each other.

Based on the current legislation it is recommended to establish and implement a nationwide legally enforceable “fracking register” led by a federal authority. The register should be based on an appropriate federal law with free access via internet for each person.

The treatment of flowback should be carried out in a differentiated way according to the treatment goal (further use, discharge or disposal, e.g. injection). It was determined that the associated effort for a treatment plant can vary significantly depending on the required treatment quality. The appropriate treatment can only be achieved through a reasonable combination of different treatment technologies.

The accumulative impacts on the environment must be evaluated through an environmental impact assessment including a seismological baseline survey and a strategic environmental assessment.

Simplified greenhouse gas balances (carbon footprints) for shale gas and a comparison with fossil energy sources were derived based on specific energy units. For consideration of global crowding-out effects and competing effects of investment funds further detailed data analyses need to be conducted.

It is generally recommended to perform scientifically supervised testing measures due to the fact that without testing measures, further scientific knowledge on chances and risks of the fracking technology is limited.

Inhalt

- Allgemeine Einführung
- Arbeitspaket 1 – Monitoringkonzept Grundwasser
- Arbeitspaket 2 – Fracking-Chemikalienkataster
- Arbeitspaket 3 – Flowback-Entsorgung
- Arbeitspaket 4 – Aufbereitung des Forschungsstands zu Energie- und Klimabilanzen
- Arbeitspaket 5 – Scoping - Untersuchung der Klimabilanz in Deutschland
- Arbeitspaket 6 – Induzierte Seismizität
- Arbeitspaket 7 – Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz
- Arbeitspaket 8 – Handlungsempfehlungen
- Anhang - Tagungsbericht 22. Januar 2014

Allgemeine Einführung

von

Uwe Dannwolf

Anke Heckelsmüller

RiskCom GmbH

IM AUFTRAG

DES UMWELTBUNDESAMTES

Juni 2014

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Abkürzungen

1	Einleitung.....	1
1.1	Zielsetzung und Vorgehensweise	1
1.2	Projektbearbeitung.....	3
1.3	Vorgängerstudien.....	5
2	Rechtliche Anforderungen	7
3	Betrachtungsszenarien	10
4	Begrifflichkeiten und Definitionen.....	11
5	Quellenverzeichnis.....	15

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Organigramm Projektbearbeiter 4

1 Einleitung

Im ersten Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamts (UBA) zum Thema Fracking (Meiners et al., 2012) wurden mögliche wasserbezogene Umweltauswirkungen von Fracking und die damit verbundenen Risiken für Mensch und Umwelt diskutiert sowie Kenntnislücken benannt. Im vorliegenden Gutachten werden in der Vorgängerstudie benannte offene Fragen sowie weitere Gesichtspunkte, die die momentanen umweltrelevanten Themen bei der Schiefergasgewinnung widerspiegeln, in mehreren Einzelbeiträgen (Arbeitspaketen) betrachtet.

Im Einzelnen sind dies:

- Entwicklung eines Grundwassermonitoringkonzeptes;
- Bewertung der Möglichkeit eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters;
- Bewertung einer umweltverträglichen Entsorgung von Flowback;
- Aufbereitung des Forschungsstandes zur Emissions-/Klimabilanz;
- Untersuchung hinsichtlich potenzieller Gefährdung durch induzierte Seismizität;
- Aufzeigen und Bewertung der raum- und flächenrelevanten Aspekte sowie der Auswirkungen auf Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt.

1.1 Zielsetzung und Vorgehensweise

Zielsetzung des vorliegenden Gutachtens ist die technische und wissenschaftliche Bewertung der oben aufgeführten Gesichtspunkte sowie der damit einhergehenden Risiken. Darüber hinaus werden die sich ergebenden offenen Fragen und Wissenslücken benannt sowie Ansätze und Vorschläge zur Lösung dieser erörtert. Das Gutachten enthält Empfehlungen, die ins Fachrecht umgesetzt werden können.

Die oben genannten Themenschwerpunkte sind aufgeteilt in sieben einzelne, voneinander unabhängige Beiträge, die jeweils von unterschiedlichen Projektbearbeitern erstellt wurden.

Monitoringkonzept Grundwasser

Im Rahmen dieses Themengebietes wird ein risikobasiertes, diversitäres Konzept zur Überwachung der Auswirkungen von Tätigkeiten auf das Trink- und Grundwasser im Rahmen der Erkundung und Gewinnung von Schiefergasvorkommen vorgestellt. Zudem wird ein Grundwassermonitoringkonzept zur Überwachung von Auswirkungen bei der Injektion von Fluiden in Versenk- bzw. Verpresshorizonte, wie sie nach der Erkundungs- und Gewinnungsphase anfallen, entwickelt. Es wurden dabei jeweils Konzepte erarbeitet, die zur Erfassung systemrelevanter Parameter und Veränderungen erforderlich sind. Weitere Gesichtspunkte sind die Anforderungen an das Messnetz, die dazu gehörenden Parameter sowie die Betrachtung aussagekräftiger Indikatoren, wie sie zur Beurteilung und Steuerung von festgestellten Veränderungen im Grundwasser herangezogen werden können.

Frackingchemikalienkataster

Untersucht wird die Möglichkeit der Schaffung eines bundesweiten Katasters zur Erfassung und Offenlegung der verwendeten chemischen Additive. Dabei wird die rechtliche Ausgangssituation dargestellt, Inhalt und Handhabung eines Frackingchemikalienkatasters diskutiert sowie dessen rechtliche Verankerung geprüft.

Flowback – Stand der Technik bei der Entsorgung, Stoffstrombilanzen

Schwerpunkt ist die Prüfung, inwieweit die Entsorgung, des aus wasserwirtschaftlicher Sicht problematischen Flowbacks, umweltverträglich und unter Berücksichtigung einschlägiger strahlenschutzrechtlicher Regelungen erfolgen kann. Außerdem wurden alternative verfahrenstechnische Lösungen zur Behandlung des Flowbacks auf Anwendbarkeit und Wirtschaftlichkeit untersucht und Vorschläge zur Behandlung und Entsorgung des Flowbacks erarbeitet. Dies beinhaltet auch die Erstellung von Stoffstrombilanzen der eingesetzten Wassermengen, des erzeugten Abwassers und des weiteren Verbleibs in der Umwelt.

Aufbereitung des Forschungsstandes zur Emissions-/Klimabilanz

Ziel der Aufarbeitung des Forschungsstandes ist es, die Energie- und Klimabilanz von Erdgas aus Schiefergaslagerstätten im Vergleich zu anderen Energiequellen, darzustellen. Dabei werden insbesondere Kohlendioxid- und Methanemissionen über den gesamten Prozess der Schiefergasgewinnung betrachtet. Um die Auswirkungen von Kohlendioxid- und Methanemissionen auf die Klimabilanz zu zeigen, wurden künstliche und natürliche Wegsamkeiten sowie Undichtigkeiten beim Transport von Erdgas durch Leckagen als Freisetzungspfade bilanziert.

„Scoping“ Untersuchung der Emissions-/Klimabilanz in Deutschland

Dargestellt wird der Rahmen, in dem eine wissenschaftlich fundierte Datenerhebung zur Einschätzung der Klimabilanz von Schiefergas unter deutschen Förderbedingungen erfolgen muss. Zudem wird analysiert, ob die bestehenden Methoden des IPCC für die Berichterstattung über die Emissionen aus der Förderung von Schiefergas ausreichen oder ob diese ggfs. weiterentwickelt werden müssen.

Induzierte Seismizität

Vor dem Hintergrund der potentiellen Gefährdung durch das Induzieren oder Triggern von seismischen Ereignissen wird ein Überblick erstellt, wie das Risiko einzuschätzen ist und untersucht, ob mit dem gegenwärtigen Wissensstand Handlungsempfehlungen zu Vorbereitung, Durchführung und Beobachtung möglich sind. Dabei wird auf verschiedene Fragestellungen eingegangen, wie

- Wie kann abgeschätzt werden, welche Magnituden ggf. in Abhängigkeit der geologisch-tektonischen Situation für unterschiedliche seismotektonische Regionen bzw. an einzelnen Standorten zu erwarten sind?
- Ab wann wären Schäden u.a. in Abhängigkeit von der Herdtiefe oder den Dämpfungseigenschaften des Untergrunds zu erwarten? Welche Schäden wären maximal zu erwarten?
- Können Grenzwerte für Erschütterungseinwirkungen so festgelegt werden, dass Schäden ausgeschlossen sind?

Anschließend werden verschiedene Aspekte wie Voruntersuchungen für Standorte, Monitoringmethoden, Vermeidungsstrategien und Spätfolgen diskutiert.

Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz (Raum- und Flächenbezogene Aspekte)

Im Rahmen dieses Themengebietes werden anhand ausgewählter Vorkommensgebiete, das Ausmaß der möglichen Flächeninanspruchnahme und vorhandene Konkurrenzen und Konflikte mit anderen raumrelevanten Nutzungen an der Erdoberfläche und im Untergrund aufge-

zeigt und bewertet. Zudem wird angesichts des zu erwartenden Flächenbedarfs bei der Schiefergasgewinnung und der möglichen Reichweite direkter oder indirekter Auswirkungen auf den Naturhaushalt, das Landschaftsbild und die biologische Vielfalt, einschlägige Wirkfaktor-Beeinträchtigungsketten ermittelt und hinsichtlich ihrer Natur- und Landschaftsschutzrelevanz bewertet. Dabei wurden Naturschutzstandards für die Erkundung möglicher Gebiete sowie die Förderung entwickelt. Weiterhin werden erste Einschätzungen hinsichtlich der zu erwartenden Lärmemissionen durch den erforderlichen Zubringerverkehr getroffen.

Die getroffenen Aussagen im Gutachten beziehen sich auf Umweltauswirkungen, die mit der Schiefergasgewinnung mittels Fracking zusammenhängen. Tightgaslagerstätten werden nur mit betrachtet wenn sich der thematische Zusammenhang ergibt. Umweltaspekte hinsichtlich Gasgewinnung aus Kohleflözlagerstätten sind nicht Teil dieses Gutachtens.

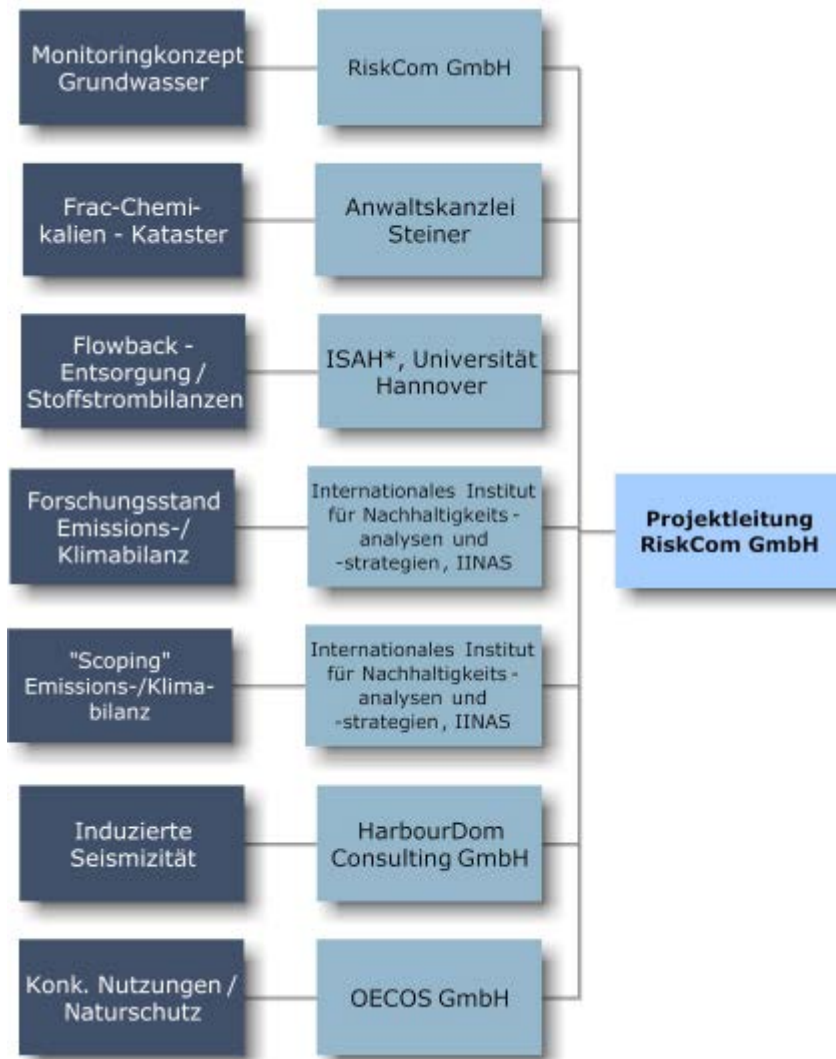
Handlungsempfehlungen

Im letzten Abschnitt des Gesamtgutachtens werden die Ergebnisse und die Handlungsempfehlungen aus den einzelnen Beiträgen zusammengefasst sowie themenübergreifende Handlungsempfehlungen erläutert.

1.2 Projektbearbeitung

Die Arbeitspakete wurden von einem Forschungskonsortium unter Leitung der RiskCom GmbH bearbeitet. Die Bearbeiter der einzelnen Beiträge repräsentieren Beratungsunternehmen für risiko- und umweltrelevante Themen, wissenschaftliche Einrichtungen und eine auf Umweltrecht spezialisierte Kanzlei (siehe Abb. 1).

Abb. 1: Organigramm Projektbearbeiter



RiskCom GmbH

Zur technischen und wissenschaftlichen Bearbeitung der einzelnen Arbeitspakete wurden umfangreiche nationale und internationale Literaturrecherchen durchgeführt sowie Gespräche mit Behörden, Verbänden sowie Erdöl- und Erdgasbetreiberfirmen geführt. Kontaktaufnahmen zu Behörden und Verbänden sind im Folgenden alphabetisch aufgeführt:

- Bezirksregierung Arnsberg;
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR);
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU);
- Cornell University, Ithaka, New York, USA;
- Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (HMUELV);
- Joint Research Center, European Commission (EU-JRC);
- Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG);
- International Association of Oil & Gas Producers (OGP);

- Polish Geological Institute (PGI);
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU);
- Umweltbundesamt (UBA) - Auftraggeber;
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC);
- US Environmental Protection Agency (U.S. EPA);
- Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG).

Im November 2013 lag der erste Entwurf des Gesamtgutachtens vor, der in Abstimmung mit dem Auftraggeber (BMU/UBA) den Landesbehörden (Staatliche Geologische Dienste, Bergbehörden, Wasserbehörden) und der BGR mit der Bitte um Kommentierung und Prüfung der Vollzugstauglichkeit vorgelegt wurde. Am 22.1.2014 erfolgte die Vorstellung der vorläufigen Ergebnisse im Rahmen einer Tagung in Berlin mit geladenen Vertretern aus den Bergbehörden, Umweltministerien, Erdöl-/Erdgas-, Wasser- und Umweltverbänden, wissenschaftlichen Instituten, Bürgerinitiativen und der Erdöl- und Erdgasindustrie (siehe Tagungsprotokoll im Anhang zum Gutachten). Ziel der Veranstaltung am 22.01.2014 war es, die vorläufigen Ergebnisse der Gutachter frühzeitig in die fachliche Diskussion einzuspeisen, um möglichst viele Aspekte betroffener Akteure, Verbände und Interessensgruppen berücksichtigen zu können. Den Verbänden wurde im Anschluss an die Veranstaltung ebenfalls die Möglichkeit gegeben das Gutachten zu kommentieren. Alle eingegangenen Anmerkungen zu den Einzelgutachten wurden von den Projektbearbeitern gesichtet, bewertet und entsprechend berücksichtigt. Das vorliegende Gutachten ist das Ergebnis der Einschätzungen der Projektbearbeiter, die unter Anwendung wissenschaftlicher Prinzipien und sachverständiger Beurteilung gewonnenen wurden. Die im Rahmen des vereinbarten Leistungsumfangs getroffenen Aussagen und Empfehlungen in diesem Bericht basieren auf der gegenwärtigen Kenntnislage und den zugänglichen Informationen.

1.3 Vorgängerstudien

Auf folgende Vorgängerstudien, aus denen sich z.T. die Fragestellungen der einzelnen Beiträge dieses Gutachtens ergaben, wird hingewiesen:

- UBA-Gutachten „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Teil I“ mit den Themenschwerpunkten Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen (2012);
- Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW - „Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen (NRW) und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung“ im Auftrag Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (2012);
- Risikostudie Fracking erstellt durch den Neutralen Expertenkreis (Informations- und Dialogprozess der ExxonMobil, 2012) mit folgendem Themenschwerpunkten:
 - Können beim Fracking Schadstoffe aus dem tiefen Untergrund nach oben gelangen?
 - Wie gefährlich sind die eingesetzten Stoffe?

- Welche Risiken bergen die technischen Vorgänge im Bohrloch, auf dem Bohrplatz und beim Transport – und wie kann man diese kontrollieren?
- Stellungnahme des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU, 2013) bezüglich Fracking zur Schiefergasgewinnung, welches einen Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung liefert.

2 Rechtlicher Rahmen

a) Nationales Recht

Im Folgenden sind die rechtlichen Anforderungen mit spezieller Relevanz für die im Gutachten bearbeiteten Themen skizziert. In den einzelnen Themenkomplexen sind, sofern notwendig, die speziellen rechtlichen Anforderungen weiter vertieft.

Grundlage für alle bergrechtlichen Fragen von der Aufsuchung, über die Gewinnung und auch Aufbereitung eines Rohstoffes bis zur Schließung eines Bergwerkes oder Tagebaus sowie die dazu eingesetzten Betriebsanlagen und Betriebseinrichtungen ist das Bundesberggesetz (BBerG). Deshalb unterliegen auch die Anlagen über Tage, die für die Bergbaumaßnahmen erforderlich sind sowie der Bohrplatz, die Anlagen auf dem Bohrplatz und die temporär eingesetzten beweglichen Anlagen den nach Bergrecht vorgegebenen Anforderungen. Wesentliches Element des Bergrechts ist ein gestuftes Genehmigungsverfahren mit einem Rahmenbetriebsplan sowie Einzelbetriebsplänen für alle Arbeitsphasen. Für bestimmte Teile des Betriebs oder bestimmte Vorhaben sind Sonderbetriebspläne aufzustellen. Im Rahmen der Förderung von Schiefergas werden solche Sonderbetriebspläne von den Bergbehörden in der Regel für spezielle Arbeiten wie Bohrarbeiten, Frac-Maßnahmen und für die Errichtung von Rohrleitungen gefordert.

Die UVP-V-Bergbau enthält die Forderung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben, wenn die tägliche Förderung von Erdgas mehr als 500.000 m³ beträgt. Dieser Wert wird bei Schiefergaslagerstätten voraussichtlich nicht erreicht werden (BGR, 2012).

Hinsichtlich der Bohrungen und der Gestaltung des Bohrplatzes sind zudem die Vorgaben der Tiefbohrverordnungen (BVOT) der Länder zu beachten. Hierunter fallen z.B. der Bohrbetrieb, die Verrohrung und Zementation des Bohrlochs, Absperreinrichtungen, Ausrüstung der Bohrlöcher mit Messeinrichtungen zur Druckermittlung, Sicherung stillliegender Bohrungen sowie Vorsorge bei Erdgasförderbohrungen und Versenkbohrungen. Im Leitfaden des Wirtschaftsverbandes Erdöl und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) sind die grundsätzlichen Mindestanforderungen an Bohrplätze beschrieben, deren geplante Nutzungsdauer als Bohrplatz max. 6 Monate beträgt.

Wasserhaushaltsgesetz (WHG) und Grundwasserverordnung (GrwV) regeln die Benutzung und den Schutz des Grundwassers. Der wasserrechtliche Besorgnisgrundsatz zur Reinhaltung des Grundwassers (§ 48 WHG) fordert, dass für bestimmte Maßnahmen, wie z.B. das Einleiten von Stoffen in das Grundwasser, eine wasserrechtliche Gestattung nur dann erteilt werden darf, wenn die Wasserbeschaffenheit durch die Maßnahme nicht nachteilig verändert wird. Ist vorhersehbar, dass durch die geplante Maßnahme eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit nicht ausgeschlossen werden kann, führt dies zum Ausschluss der wasserrechtlichen Gestattung. Im Hinblick auf die Reinhaltung des Grundwassers gilt dies gemäß § 48 Abs. 2 WHG auch für das Befördern von Flüssigkeiten und Gasen durch Rohrleitungen sowie für die Lagerung oder den Transport von wassergefährdenden Stoffen.

Nach der Gesetzesbegründung ist die nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit eine Erscheinungsform der schädlichen Gewässerverunreinigung im Sinne des § 3 Nr. 10 WHG¹. Schädliche Gewässerveränderungen sind danach Veränderungen von Gewässereigenschaften, die das Wohl der Allgemeinheit, insbesondere die öffentliche Wasserversorgung beeinträchtigen oder die nicht den Anforderungen entsprechen, die sich aus diesem Gesetz, aus auf Grund dieses Gesetzes erlassenen oder aus sonstigen wasserrechtlichen Vorschriften ergeben. Für einige Parameter konkretisiert die Grundwasserverordnung (GrwV) vom 09.11.2010 durch sogenannte Schwellenwerte, bis zu welchen Schadstoffkonzentrationen die menschliche Gesundheit und die Umwelt geschützt sind.

Soweit Abwässer aus der Erdgasgewinnung in unterirdische Horizonte versenkt bzw. verpresst werden sollen, sind die Anforderungen des BBodG und des Wasserhaushaltsgesetzes einzuhalten. Ein Einleiten in grundwasserführende Schichten, ist nach der Ausnahmeregelung des § 82 Abs. 6 Satz 2 WHG mit Verweis auf Art. 11 Abs. 3, lit. j) der Wasserrahmenrichtlinie für die „Einleitung von Wasser, das Stoffe enthält, die bei der Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen oder bei Bergbauarbeiten anfallen“, dann möglich, wenn die Bewirtschaftungsziele für das Grundwasser gemäß § 47 WHG nicht beeinträchtigt und der Besorgnisgrundsatz des § 48 WHG eingehalten werden. Die Ausnahmeregelung ermöglicht demnach bei Einhaltung der genannten Voraussetzungen die Rückverpressung von geogenem Lagerstättenwasser. Entsprechend ist in Art 11 Abs. 3, lit j) der Wasserrahmenrichtlinie festgelegt, dass „solche Einleitungen keine anderen Stoffe als solche enthalten (dürfen), die bei den obengenannten Arbeitsvorgängen anfallen“. Inwieweit Frac-Chemikalien ebenfalls von der Ausnahmeregelung betroffen sind, ist strittig (Roßnagel et al., 2012, Meiners, et al, 2012, S. B97 ff).

Abhängig von ihrer Gefährlichkeit fallen die verwendeten Additive bzw. Frac-Chemikalien unter die chemikalienrechtlichen Anforderungen. Dabei sind Verwendungsverbote bzw. –beschränkungen, Anforderungen an Biozide und allgemeine Anforderungen der REACH-Verordnung zu unterscheiden. Darüber hinaus sind bergrechtliche Regelungen und die Gefahrstoffverordnung hinsichtlich des Umgangs zu beachten.

Hinsichtlich des Naturschutzes ist bei der Anlagenerrichtung die naturschutzrechtliche Eingriffsregelung im Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) zu beachten. In erster Linie sind Eingriffe zu vermeiden; sind jedoch nachteilige Einwirkungen unvermeidbar, sind Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen zu erbringen.

b) Empfehlungen der EU-Kommission

Die Empfehlungen der Europäische Kommission vom 22. Januar 2014, berichtigt am 17. März 2014², beinhalten Mindestgrundsätze, die den Mitgliedstaaten bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus Schieferformationen als Stütze dienen und den Schutz von Klima und Umwelt, die effiziente Nutzung von Ressourcen und die Unterrichtung der Öffentlichkeit sicherstellen sollen. Bei der Begriffsbestimmung wird nicht zwischen konventioneller und un-

¹ Vgl. die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 16/12275, S. 53.

² COM(2014) 23 final/2

konventioneller Förderung von Erdgas durch Frac-Maßnahmen unterschieden, sondern der Begriff „Hochvolumen-Hydrofracking“ eingeführt. Darunter wird das „Einpressen von mindestens 1.000 m³ Wasser je Frackingphase oder von mindestens 10.000 m³ Wasser während des gesamten Frackingprozesses in ein Bohrloch“ verstanden. Im Folgenden sind kurz die Mindestanforderungen skizziert, die sich auf die im Gutachten bearbeiteten Themen beziehen:

- Durchführung einer strategischen Umweltprüfung nach der Richtlinie 2001/42/EG vor der Erteilung von Lizenzen für die Aufsuchung und/oder Gewinnung von Kohlenwasserstoffen, die zum Einsatz von Hochvolumen-Hydrofracking führen könnte. Die Mitgliedstaaten sollten darüber hinaus, die erforderlichen Maßnahmen treffen, um sicherzustellen, dass eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) gemäß der Richtlinie 2011/92/EU durchgeführt wird.
- Die Mitgliedstaaten sollen die erforderlichen Maßnahmen treffen, um sicherzustellen, dass sich die geologische Formation eines Standortes für die Aufsuchung oder Gewinnung von Kohlenwasserstoffen durch Hochvolumen-Hydrofracking eignet. Sie sollen sicherstellen, dass die Betreiber eine Charakterisierung und Risikobewertung für den potenziellen Standort sowie den umliegenden ober- und unterirdischen Bereich vornehmen.
- Bei den Anforderungen an die Verwendung von chemischen Stoffen und Wasser beim Hochvolumen-Hydrofracking sollen die Mitgliedstaaten die Betreiber dazu anhalten, Fracking-Techniken anzuwenden, mit denen der Wasserverbrauch und Abfallströme minimiert werden und bei denen keine gefährlichen chemischen Stoffe eingesetzt werden, soweit dieses technisch machbar und im Hinblick auf die menschliche Gesundheit, die Umwelt und das Klima angezeigt ist.

3 Betrachtungsszenarien

Im Gutachten wurden zur besseren Darstellung bzw. zur Berechnung und Bewertung der Ergebnisse beispielhafte Szenarien der Schiefergasförderung betrachtet. Eingesetzt wurden die in Tab. 1 dargestellten Szenarien in folgenden Arbeitspaketen (AP):

- Szenario 2 in AP 1: Entwicklung eines Grundwassermonitoringkonzeptes: Beispielhafte Darstellung des vorgestellten Monitoringkonzeptes anhand eines Praxisbeispiels;
- Szenario 2 in AP 3: Flowback - Stand der Technik bei der Entsorgung: Bilanzierung der Wasser- und Stoffströme anhand eines exemplarischen Erschließungsgebietes;
- Szenario 2 in AP 4: Aufbereitung des Forschungsstandes zur Emissions-/Klimabilanz: Bewertung der Klimabilanzen von Schiefergas im Vergleich zur konventionellen Erdgas- und Erdölförderung;
- Szenario 1-3 in AP 7: Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz: Ausmaß der Flächeninanspruchnahme und mögliche Reichweite direkter oder indirekter Auswirkungen auf den Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt anhand mehrerer Szenarien.

Die Szenarien beruhen auf den durchschnittlichen Horizontalbohrstrecken, die im Jahr 2007 bei ca. 800 m Länge gelegen haben, bis 2011 aber auf durchschnittliche 1.500 m angestiegen sind (Oilfield Review, 2011). Mittlerweile werden im Horn Rivers Basin, Kanada Horizontalstrecken von 3.000 m erreicht (Burri et al., 2011).

Tab. 1: Darstellung der Szenarien

Betrachtung	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Referenz
Gesamtfläche Erschließungsgebiet	260 km ²			UFOPLAN 2012 (Meiners et al, 2012)
Abstand Bohrfelder	500 m	1.200 m	3.000 m	1) NYSDEC-New York State Department of Environmental Conservation (2011) 2) angelehnt an Tyndall Centre for Climate Change Research (2011) 3) Infodialogprozess (Ewers et al., 2012)
Größe Bohrfeld	5.000 m ² bis 10.000 m ²			Angelehnt an BGR - „Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland“ (2012)
Anzahl der Bohrungen pro Bohrfeld	8+2			Annahme
Bohrzeit (Bohrtiefe ca. 2000 m Tiefe) / Frackingmaßnahme	Mehrere Monate / ca. zwei Wochen			BGR - „Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland“ (2012)
Bohrtiefe	Südliches Niedersächsisches Becken – Damme 2 – Posidonienschiefer ca. 3300 m			Bohrtiefe Damme 2
Jahre Gasförderung	5 bis 30			Annahme

4 Begrifflichkeiten und Definitionen

Im Folgenden sind Begrifflichkeiten und deren Definitionen aufgeführt wie sie im Gutachten verwendet werden.

Additive

Stoffe, die mit dem Frac-Fluid in die Bohrung eingebracht werden wie z.B. Chemikalien wie Tonstabilisatoren, Reibungsminderer, Biozide. Siehe auch Definition Frac-Chemikalie.

Altbohrungen

Unter dem Begriff Altbohrungen werden hier „verfüllte Bohrungen“ verstanden, aber auch generell alte Bohrungen (im Vergleich zu einer Neubohrung), die nicht notwendigerweise verfüllt sind.

Aufsuchung

Nach den einschlägigen Vorgaben (BBergG, BVOT, etc.) ist die Aufsuchung als „die mittelbar oder unmittelbar auf die Entdeckung oder Feststellung der Ausdehnung von Bodenschätzen gerichtete Tätigkeit“ definiert, die als Rechtstitel eine Erlaubnis voraussetzt. Hier auch als Exploration bezeichnet.

Zur Erkundung einer potenziell höffigen Lagerstätte werden eine bzw. mehrere Aufsuchungsbohrungen/Explorationsbohrungen abgeteuft. Diese Phase kann bereits die Durchführung von Fracking-Maßnahmen enthalten.

Barriergesteine/Barriereschicht/Barrierehorizont

Geologische Schichten, die aufgrund ihrer Mächtigkeit, ihrer lithologischen und hydraulischen Eigenschaften eine Fluidmigration verhindern.

Baselinemonitoring

Monitoring zur Beweissicherung, welches vor jeglicher Aktivität durchgeführt werden sollte.

Bohrfeld

Schließt alle Bohrplätze, die einem Bohrfeld zugeordnet sind, mit ein. Siehe auch Definition Setting.

Bohrplatz

Ein Bohrplatz lässt sich in zwei Bereiche unterteilen. Erstens in einen Bereich in dem wassergefährdende Stoffe gelagert werden oder mit ihnen umgegangen wird. Zweitens in einen Bereich in dem keine wassergefährdenden Stoffe anzutreffen sind. Der erste Bereich umfasst u.a. den Bohrturmunterbau mit Bohrkeller und Fundament, die Maschinenstellfläche, Dieselöllager, Lager für wassergefährdende Stoffe, Bohrgutgrube bzw. -behälter. Der zweite Bereich umfasst Verkehrsflächen, Stellflächen für Büro-, Sanitär-, Werkstatt- und sonstige Container, Lagerflächen von nicht wassergefährdenden Spülmittelzusätzen und das Rohrlager. Ein Bohrplatz kann mehrere Bohrungen umfassen.

Flowback

Als Flowback ist die Flüssigkeit definiert, die nach einem Frac-Vorgang an die Oberfläche gelangt. Lagerstättenspezifisch ergibt sich dabei ein Flowback aus einem Gemisch aus Frac-Fluid, Lagerstättenwasser, übertägig kondensiertem Wasserdampf und Methangas. Neben den eingesetzten Additiven des Frac-Fluids kann dieses Gemisch somit zusätzlich mögliche Reaktionsprodukte, die sich aus den Additiven während des Frac-Prozesses bilden, und mobilisierte Lösungsprodukte aus der Lagerstätte enthalten.

Frac

Durch Fracking erzeugter Riss im Reservoirgestein zur Steigerung der Permeabilität und damit der Förderung. Zur Gesteinsuntersuchung außerhalb des Reservoirs werden auch Klein- oder Minifrac nahe der Bohrlochwand durchgeführt.

Fracking

Methode vor allem der Erdöl- und Erdgasförderung, bei der in technischen Tiefbohrungen oftmals mit Horizontalablenkung eine Flüssigkeit oder Gase eingepresst werden, um im Reservoirgestein Risse zu erzeugen, aufzuweiten und zu stabilisieren und so das hydraulisch dichte Primärgestein erschließbar zu machen. In Deutschland 1961 das erste Mal eingesetzt.

Frac-Chemikalie

Chemikalie, die dem Frac-Fluid zugesetzt und beim Fracking eingesetzt wird.

Frackingphase

Begrenzter Zeitraum, in dem Fracking durchgeführt wird.

Frac-Fluid

Frac-Fluide sind Flüssigkeiten, die in das Bohrloch mit hohem Druck in der gasführenden Zielformation verpresst werden und dadurch künstliche Risse erzeugt und offengehalten werden. Mit Hilfe bestimmter, konditionierter Frac-Fluide werden verschiedene Stützmittel in die durch das Fracking geschaffene Wegsamkeiten eingebracht, um diese möglichst lange zu stabilisieren und die Gasdurchgängigkeit aufrechtzuhalten. Frac-Fluide setzen sich aus Trägerflüssigkeit, Stützmitteln und Additiven (Frac-Chemikalien) zusammen.

Gefahr

Im juristischen Sprachgebrauch wird das Risiko von der Gefahr abgegrenzt. Hier beschreibt Gefahr eine Situation, in der bei ungehindertem, nicht beeinflussbarem Ablauf des Geschehens ein Zustand oder ein Verhalten mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einem erwarteten Schaden führt. Die Gefahr stellt ein deutlich erhöhtes Risiko dar.

Gewinnung

Nach den einschlägigen Vorgaben (BBergG, BVOT, etc.) ist die Gewinnung (hier auch Produktion) als das Lösen oder Freisetzen von Bodenschätzen einschließlich der damit zusammenhängenden vorbereitenden, begleitenden und nachfolgenden Tätigkeiten definiert, die als Rechtstitel (nach erfolgreicher Aufsuchung) eine Bewilligung voraussetzt.

Hochvolumen-Hydrofracking (high volume hydro fracking)

Einpressen von mindestens 1.000 m³ Wasser je Frackingphase oder von mindestens 10.000 m³ Wasser während des gesamten Fracking-Prozesses in ein Bohrloch (EU-Kommission, 2014).

Induzierte Seismizität

Als induzierte Seismizität wird vereinfacht die Erdbebentätigkeit, welche durch menschlichen Eingriff in den Untergrund verursacht wird, bezeichnet. Hier umfasst die induzierte Seismizität auch die getriggerte Seismizität. Die induzierte Seismizität umfasst die seismischen Ereignisse innerhalb der Lagerstätte. Getriggerte Seismizität beschreibt die seismischen Ereignisse außerhalb der Lagerstätte auf existierende Verwerfungen.

Lagerstätte

Hier Schiefergaslagerstätte.

Lagerstättenwässer

Bei Lagerstättenwässern handelt es sich um Wasser, das natürlicherweise in einer Lagerstätte vorkommt. Die Zusammensetzung des Lagerstättenwassers ist von den jeweiligen Lagerstätten abhängig. In Norddeutschland besteht Lagerstättenwasser in der Regel vorrangig aus hochsalinen Lösungen von Natriumchlorid, Calciumchlorid, Kaliumchlorid und Magnesium-

chlorid sowie möglicherweise aus Resten von Kohlenwasserstoffen. Je nach Lagerstätte können auch andere Stoffe wie Quecksilber oder natürliche radioaktive Stoffe (N.O.R.M.-Stoffe) enthalten sein.

Nachsorgephase

Zeitraum, in dem nach rückgebauten Gewinnungsbohrungen und verbundenen Einrichtungen nachfolgende Auswirkungen überwacht werden.

Natürliche Seismizität

Natürliche Seismizität beschreibt die Erdbeben­tätigkeit, die rein geologisch/geotektonisch bedingt ist.

N.O.R.M.

Fachbegriff für natürliche radioaktive Substanzen, welche beispielsweise in bergbaulichen Hinterlassenschaften oder in tiefen Aquiferen natürlicherweise vorkommt. N.O.R.M. steht für „naturally occurring radioactive material / „natürlich vorkommendes radioaktives Material“.

Oberflächenwasser

Das WHG definiert in § 3 Nr. 1 „Oberirdische Gewässer“ als „das ständig oder zeitweilig in Betten fließende oder stehende oder aus Quellen wild abfließende Wasser.“ Dazu zählen Oberflächengewässer wie Flüsse oder Seen und noch nicht versickertes Niederschlagswasser. Oberflächenwasser ist meistens durch Schwebstoffe oder gelöste Schadstoffe verschmutzt und kann erst nach einer Wasseraufbereitung als Trink- oder als Betriebswasser für industrielle Zwecke genutzt werden.

Proppants

Dem Frac-Fluid hinzugefügtes Stützmittel in Form von natürlich vorkommendem Quarzsand und/oder druckfestem Keramikgranulat zur Offenhaltung der erzeugten Risse.

Qualität der Aussagen

Wissenschaftlich belastbar: Wahrscheinlichkeit >90%

Hinreichend ausgeschlossen: Wahrscheinlichkeit <50%

Risiko

Ein Risiko ist eine durch ein Ereignis (Risikoereignis) oder einen Umstand bedingte negative Abweichung von einem Ziel, welches unter dem Einfluss von Unsicherheit geplant oder entschieden worden ist. Ein Risiko ist das Produkt von Eintrittshäufigkeit bzw. Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensausmaß (Quellen: RMA Standard, AUS/NZ Standard 4360, ISO31000).

Risikoereignis

Eine Ursache des potentiellen Schadens oder Risikos oder eine Situation, mit dem Potential, einen Verlust zu verursachen.

Rückbauphase

Zeitraum, in dem Gewinnungs-/Produktionsbohrungen verschlossen bzw. rückgebaut und damit verbundene Einrichtungen abgebaut werden.

Schiefergas

Gelangen Tongesteine durch geologische Prozesse in große Tiefen, so werden sie aufgrund der mit der Versenkung verbundenen Temperaturzunahme erhitzt. Aus dem enthaltenen organischen Material werden mit der Temperaturerhöhung Kohlenwasserstoffe abgespalten. Diese können aus den Mutter-(Wirts-)gesteinen entweichen und Erdöl- und Erdgaslagerstätten füllen, jedoch verbleiben immer noch Restmengen im Muttergestein, die als Schiefergas oder Schieferöl bezeichnet werden (BGR, 2012).

Setting

Ausgewählter Standort mit geeigneten geologischen Verhältnissen, der hier im Kontext der Gewinnung von Schiefergas zum Aufzeigen einer speziellen Anwendung (z.B. Grundwassermonitoringkonzept, Raumplanung) genutzt wird.

Tightgas

Tightgas ist eingeschlossen in nahezu undurchlässigen und gering-porösen Sand- oder Kalksteinformationen, in Norddeutschland normalerweise in Teufen unterhalb von 3.500 m. Das Entwicklungspotenzial von Sandsteinreservoirien wird bestimmt durch ihre Porosität (die offenen Räume zwischen den Gesteinskörnern) und ihre Durchlässigkeit (wie einfach sich Flüssigkeiten oder Gas durch das Gestein bewegen).

Trinkwasseraquifer

Der Trinkwasseraquifer bezeichnet hier ausreichend wasserführende Schichten (Grundwasserleiter), mit hinreichend gutem Wasserchemismus, die zur Trinkwassergewinnung genutzt werden oder werden können.

Überdruck: wird hier für überhydrostatischer Druck verwendet

Unterdruck: wird hier für unterhydrostatischer Druck verwendet

Versenkung / Verpressung

Injektion von Flowback zur Entsorgung in geeignete geologische Horizonte (Versenk- bzw. Verpresshorizonte). Bei den Horizonten kann es sich um ausgebeutete d.h. druckreduzierte ehemalige Öl- oder Gaslagerstätten, druckerniedrigte Aquifere in unmittelbarer Nachbarschaft zu ehemaligen Erdgas- oder Erdöllagerstätten und um nicht kohlenwasserstoffführende Aquifere handeln.

5 Quellenverzeichnis

- BGR (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).
- Brufatto, C. et al. (2003): From mud to cement – building gas wells. Oilfield Review 15(3):62-76.
- Burri, P., Chew, K., Jung, R., Neumann, V. (2011): The Potential of Unconventional Gas – energy bridge to the future. Swiss Bulletin, Vol. 16/2.
- Europäische Kommission (2014): Empfehlung der Kommission mit Mindestgrundsätzen vom 17.03.2014 für die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen (z.B. Schiefergas) durch Hochvolumen-Hydrofracking, COM(2014) 23 final/2.
- Ewen, C.; Borchardt, D.; Richter, S.; Hammerbacher, R. (2012). Risikostudie Fracking. Übersichtsfassung der Studie „Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen“. Darmstadt: team ewen – Konflikt- und Prozessmanagement.
- Meiners, H. G.; Denneborg, M.; Müller, F.; Bergmann, A.; Weber, F.-A.; Dopp, E.; Hansen, C.; Schüth, C.; Buchholz, G.; Gaßner, H.; Sass, I.; Homuth, S.; Prieps, R. (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten - Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. Dessau, Umweltbundesamt.
- Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (MKULNV) (Hrsg.) (2012): Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen. Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen (NRW) und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf.
- Roßnagel, A, Hentschel, A, Polzer, A (2012): Rechtliche Rahmenbedingungen der unkonventionellen Erdgasförderung mittels Fracking. Kassel University Press.
- SRU (2013): Fracking zur Schiefergasgewinnung - Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung. Stellungnahme des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU).

Arbeitspaket 1 – Monitoringkonzept Grundwasser

von

Uwe Dannwolf

Anke Heckelsmüller

RiskCom GmbH

Juni 2014

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Abkürzungen

1	Einleitung und Fragestellung.....	1
2	Vorbemerkungen.....	2
2.1	Aufgaben des Monitorings.....	2
2.2	Rahmen des Monitoringkonzeptes.....	2
2.3	Vorgängerstudien.....	3
3	Herangehensweise zur Entwicklung des Monitoringkonzeptes	5
4	Geologie und Hydrogeologie des flachen und tiefen Untergrunds	6
4.1	Druckverhältnisse im tieferen Untergrund	6
4.1.1	Allgemeine Betrachtungen	6
4.1.2	Entstehung von Überdrücken im tieferen Untergrund.....	9
4.2	Rolle der Barrieregesteine	12
4.2.1	Eigenschaften der Barrieregesteine	12
4.2.2	Nachweis und Ausbildung von Barrieregesteinen.....	12
4.3	Störungszonen	16
4.4	Eigenschaften der dichten Tongesteine (Schiefergasgesteine)	18
5	Fracking	20
5.1	Rissausbreitung.....	20
5.2	Risshöhe.....	23
6	Fluidtransport.....	24
7	Identifikation der oberirdischen und unterirdischen Risiken bei der Schiefergasgewinnung	25
7.1	Oberirdische Risiken	26
7.2	Unterirdische Risiken	28
7.2.1	Technische Risiken beim Bohrvorgang	28
7.2.2	Technische Risiken beim Bohrausbau	29
7.2.3	Risiken bei der Stilllegung von Bohrungen	33
7.2.4	Technische Risiken beim Fracken	35

7.2.5	Störungen und Klüfte.....	36
7.2.6	Risiken der Gasmigration.....	36
7.2.7	Risiken durch Subsidenz.....	38
7.2.8	Geologische Risiken	38
7.2.9	Risiken durch die seismische Überwachung.....	39
7.3	Zusammenfassung der Risiken	41
7.4	Bewertung der Risiken.....	42
7.4.1	Quantifizierung der Eintrittswahrscheinlichkeiten der Risiken der Schiefergasgewinnung.....	42
7.4.2	Vergleich mit USA	43
7.4.3	Zeitliche Auswirkungen der Risiken	44
7.5	Risikominimierende Maßnahmen.....	45
7.5.1	Behördliche Mindestanforderungen und Maßnahmen zum Schutz des Oberflächen- und Grundwassers.....	45
7.5.2	Weitere Maßnahmen.....	47
8	Strategie zur Erfassung von Untergrundveränderungen.....	48
8.1	Rechtliche Würdigung.....	48
8.2	Baseline-Monitoring	49
8.3	Überwachungsmonitoring	50
8.4	Anforderung an die Messstellen zur Überwachung des Grundwassers.....	50
8.4.1	Auswahl der Grundwasserhorizonte und Lage der Messstellen.....	50
8.4.2	Messeinrichtungen zur Drucküberwachung im Ringraum	51
8.4.3	Oberster Grundwasserhorizont.....	52
8.4.4	Trinkwasseraquifer.....	53
8.4.5	Erster Grundwasserleiter unterhalb tiefstem Trinkwasseraquifer.....	54
8.4.6	Horizont bis 300 m oberhalb Frac-Horizont	56
8.5	Räumliche Anforderungen an das Monitoring	57
8.6	Zeitliche Anforderungen an das Monitoringkonzept.....	59
8.6.1	Zeitliche Anforderungen - Baselinemonitoring.....	59
8.6.2	Zeitliche Anforderungen - Überwachungsmonitoring	59
9	Monitoringkonzept am Beispiel für das Setting Niedersächsisches Becken.....	62
9.1	Geologie und Hydrogeologie des Niedersächsischen Beckens	62
9.2	Geologie und Hydrogeologie im Bereich der Bohrungen Damme 2 und 3	62
9.3	Erkundungsbohrung Damme 2/2a und 3	63

9.4	Monitoringkonzept für Damme 2 und 3.....	63
9.4.1	Bestehendes Monitoringkonzept.....	63
9.4.2	Vorgeschlagenes Monitoringkonzept.....	64
10	Anforderungen an die Messparameter	66
11	Indikatoren für Beurteilung und Steuerung / Bewertungssystem.....	68
12	Grundwassermonitoringkonzept für Verpresshorizonte	70
12.1	Einleitung	70
12.2	Identifikation der Risiken.....	71
12.2.1	Oberirdische Risiken	71
12.2.2	Unterirdische Risiken bei der Versenkbohrung	72
12.2.3	Zusätzliche Risiken durch das Verpressen	73
12.2.4	Pflichten gemäß eines Überwachungskonzeptes aus der Kohlendioxidspeicherung	73
12.3	Strategie zur Erfassung der Veränderungen bei Verpresshorizonten	74
12.3.1	Lage und Anforderung an Grundwassermessstellen bei Verpresshorizonten.....	74
12.3.2	Anforderung an Parameter bei Verpresshorizonten	75
13	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	77
14	Quellenverzeichnis.....	82

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Herangehensweise zur Entwicklung des Monitoringkonzeptes.....	5
Abb. 2:	Konzeptionelle Vorstellung des tieferen Untergrunds mit Druckverhältnissen und Grundwasserströmungsrichtungen.....	7
Abb. 3:	Druckverhältnisse mit initialen Lagerstättendrücken aus Niedersächsischen Erdöl-und Erdgaslagerstätten.....	9
Abb. 4:	Generalisierte Tiefendarstellung der Drücke am Norwegischen Kontinentalrand.....	11
Abb. 5:	Speicher- und Barrierekataster für Norddeutschland	14
Abb. 6:	Wechselfolge der Barriere- und Speichergesteine in Niedersachsen.....	15
Abb.7:	(Blockierende) Störungen als Fallen für Erdgasvorkommen.....	17
Abb. 8:	Übersicht von unkonventionellen und konventionellen Gasreservoirs.....	18
Abb. 9:	Mikroseismische Darstellung der Frac-Ausbreitung für zwei benachbarte Horizontalbohrungen	20
Abb. 10:	Frac-Ausbreitungsberechnung mit Spannungsprofil	21
Abb. 11:	Durchbohrter Frac	21
Abb. 12:	Horizontalbohrung im Tightgas mit fünf gefrackten Segmenten	22
Abb. 13:	Frac-Höhe und –Ausbildung eines Fracs (rechte Abbildung).....	23
Abb. 14:	Ergebnisse aus der Drilling Spills Datenbank.....	25
Abb. 15:	Aufbau eines Bohrplatzes	27
Abb. 16:	Voll- und teilzementierter Bohrausbau.....	30
Abb. 17:	Unfälle bei Öl- und Gasbohrungen in Texas und Ohio.....	34
Abb. 18:	Streugasmigration in einer Gasbohrung	37
Abb. 19:	Mögliche Lage von Geophonen und Geophonbohrungen.....	40
Abb. 20:	Risikobehaftete Arbeitsprozesse	41
Abb. 21:	Zu einer möglichen Grundwasserkontamination führende Risiken.....	42
Abb. 22:	Eintrittswahrscheinlichkeiten ausgewählter Risikoereignisse und -szenarien.....	43
Abb. 23:	Zeitliche Auswirkungen der Risiken in Bezug auf die einzelnen Phasen bei Schiefergasaufsuchung und –gewinnung	45
Abb. 24:	Vorgeschlagene exemplarische Anordnung der Überwachungsmessstellen.....	58
Abb. 25:	Probenahmezyklus beim Überwachungsmonitoring.....	60
Abb. 26:	Geologischer Profilschnitt westlich von Damme	63

Abb. 27:	Lage der Bohrungen Damme 2 und 3 inkl. Lage der Grundwassermessstellen (grün: flach / blau: tief)	64
Abb. 28:	Teufen der Monitoringbohrungen am Beispiel Damme 2 und 3	65
Abb. 29:	Schematische Übersicht zur derzeitigen Behandlung von Flowback	70
Abb. 30:	Monitoringschema Verpresshorizonte.....	75

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Zusammenfassende, tabellarische Übersicht über die zu überwachenden
Aquifere 57

Tab. 2: Indikatoren und Bewertung für das Grundwassermonitoring 68

Abkürzungsverzeichnis

ALARP	As Low As Reasonably Practicable
API	American Petroleum Institute
BCOGC	British Columbia Oil and Gas Commission
BG	Bundesgenossenschaft
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BBergG	Bundesberggesetz
BVOT	Tiefbohrverordnung
DC Log	Dual Caliper () Log
DHSG	Deepwater Horizon Study Group
DepV	Deponieverordnung
DVGW	Deutscher Verband Gas Wasser
(D)	Einheit Darcy
E&P Industrie	Erdöl- und Erdgasindustrie
EMPG	ExxonMobil Production Deutschland GmbH
ERT	Electrical Resistancy Tomography
FIS-KW	Fachinformationssystem-Kohlenwasserstoffe
FuE	Forschung- und Entwicklung
GGBefG	Gefahrgutbeförderungsgesetz
GWPC	Groundwater Protection Council
GrwV	Grundwasserverordnung
HPHT- Zonen	High-Pressure High-Temperature-Zonen
HSE Officer	Health & Safety Officer
(K)	Kenngroße Permeabilität
(kf)	Durchlässigkeitsbeiwert
KSpG	Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid
LAWA	Bund/Länder Arbeitsgemeinschaft Wasser
LBEG	Landesamt für Bergbau und Geologie
N.O.R.M.	naturally occurring radioactive material / natürlich vorkommendes radioaktives Material
QRA	Quantitative Risikoanalyse
ReFINE	Researching Fracking IN Europe
SGR	Spectral Gamma Ray

Umweltauswirkungen von Fracking - Monitoringkonzept Grundwasser

UGCENTER	Unconventional Oil and Gas Centers
VAwS	Anlagenverordnung wassergefährdende Stoffe
VDI	Verein deutscher Ingenieure
WEG	Wirtschaftsverband Erdöl-/ Erdgasgewinnung e.V.
WGK	Wassergefährdungsklasse (hier flüssigkeitsdichter Bereich auf dem Bohrplatz)

1 Einleitung und Fragestellung

Zur Überwachung der Tätigkeiten, die bei der Erkundung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergasvorkommen Auswirkungen auf die trinkwasserrelevanten Grundwasserleiter haben können, wurde ein Grundwassermonitoringkonzept entwickelt. Folgende Fragestellungen dienten als Grundlage zur Entwicklung des Monitoringkonzeptes:

Welche Strategie zur Erfassung der systemrelevanten Parameter und Veränderungen ist erforderlich („baseline“ Monitoring; Überwachungsmonitoring)?

Welche Anforderungen sind an die Auswahl von Messnetzen, Parametern und Auswertemethoden zu stellen?

Was sind aussagekräftige Indikatoren für eine eindeutige Beurteilung und Steuerung des Prozesses?

Wie sieht ein geeignetes Bewertungssystem für eine nachvollziehbare und schnelle Bewertung aus (z.B. Ampelsystem)?

Was sind geeignete Handlungsoptionen, die zur Steuerung unerwünschter Entwicklungen geeignet sind?

Ergänzend war ein Grundwassermonitoringkonzept zur Beurteilung der Gefährdung der Grundwasservorkommen durch die technischen Maßnahmen des Verpressens von Lagerstättenwässern und Flowback und der Speicherung in Verpresshorizonte zu entwickeln (siehe Abschnitt 12). Die Fragestellung hierzu beinhaltet - ähnlich wie oben skizziert - Angaben hinsichtlich Anforderungen an das Messnetz und Parameter sowie Angaben zur Beurteilung und Steuerung des Prozesses.

Im Rahmen der Arbeiten zu dem hier vorgeschlagenen Monitoringkonzept erfolgte eine Kontaktaufnahme mit Fachkreisen aus Behörden und Wirtschaft sowie durch intensive deutsche aber auch internationale Literaturstudien. Aktuell sind keine Publikationen bekannt, welche ein Monitoringkonzept für die Überwachung des Grundwassers bei Frac- und Verpressmaßnahmen fundiert beschreiben und diskutieren.

2 Vorbemerkungen

2.1 Aufgaben des Monitorings

Monitoring hat primär die Kontrolle der Einhaltung von Umweltzielen und die Beobachtung und Feststellung von Trends sowie das rechtzeitige Erkennen von nachteiligen Veränderungen als Aufgabe. Ferner können mit Überwachungsmaßnahmen die Ursachen von Schädigungen des Grundwassers festgestellt und Sanierungs- und Vermeidungsstrategien entwickelt werden. Darunter fällt auch die ständige Kontrolle der Wirksamkeit der guten fachlichen Umweltpraxis sowie ggf. deren Verbesserung und das Ergreifen angemessener Maßnahmen. Damit hat das Monitoring die Aufgaben eines Alarmsystems, eines Überwachungssystems und eines Maßnahmensystems. Es können sowohl kurzzeitige Veränderungen durch Leckagen oder Unfälle als auch langfristige Veränderungen z.B. durch mögliche Grundwasserkontamination festgestellt werden. Wird mit dem Monitoring wie hier vorgeschlagen, vor der eigentlichen Maßnahme, also noch vor Beginn der Einrichtung des Bohrplatzes begonnen, kann auch der Ausgangszustand festgestellt werden (Baselinemonitoring). Dies kann der späteren Beweissicherung dienen. Das Monitoring gibt den Unternehmen als auch Überwachungsbehörden ein Werkzeug an die Hand, um negativen Entwicklungen vorzubeugen und Gegenmaßnahmen einzuleiten. Gegenmaßnahmen können z.B. technische Vorkehrungen an Anlagen oder Verfahren sein. Diese sind immer im Rahmen der Verhältnismäßigkeit zu sehen.

Das hier vorgestellte Monitoringkonzept ist eine praxisnahe Empfehlung und basiert auf dem Stand der momentanen internationalen Kenntnisse. Die Erprobung und Bewertung des Konzepts wird im Rahmen von Demonstrationsvorhaben empfohlen. Entsprechende Anpassungen des Konzeptes sollten dann im Falle einer Schiefergasgewinnung in Deutschland erfolgen.

2.2 Rahmen des Monitoringkonzeptes

Die Ausarbeitung des Monitoringkonzeptes erfolgte auftragsgemäß für eine mögliche Schiefergasgewinnung mittels Fracking. Grundwassermonitoringdaten sind bislang zum Großteil nicht veröffentlicht. Die wenigen verfügbaren Daten zeigen, dass ein Grundwassermonitoring zu- meist nur für flache Grundwasserleiter durchgeführt wird.

Das hier ausgearbeitete Monitoringkonzept kann in angepasster Form auch auf Tightgaslagerstätten in Karbonaten oder Sandsteinen in denen Frac-Maßnahmen durchgeführt werden, übertragen werden. Diese Tightgaslagerstätten finden sich in Norddeutschland in Teufen ab 3.000 m bis 5.500 m. Diese Tightgasvorkommen sind durch mächtiges Deckgebirge mit z.T. mehreren mächtigen Salinaren, Tonsteinen überlagert. Die Schiefergaslagerstätten finden sich im Gegensatz dazu in flacheren Teufen von ca. 1.000 m -3.000 m.

Seitens der Bergbehörden wird die Frac-Ausbreitung in horizontal erschlossenen Schiefergaslagerstätten im Gegensatz zu horizontal erschlossenen Tightgaslagerstätten als kritischer eingestuft, da die Ausbreitungsprognose von Fracs in Tightgaslagerstätten sehr gut mit den ex-post Ergebnissen übereinstimmt. Gleichwohl wird angemerkt, dass auch hier die Bohrung als mögliche umweltrelevante unterirdische Schwachstelle angesehen wird. Die EU-Kommission definierte für alle Aufsuchungs- und Förderbohrungen von Kohlenwasserstoffen (z. B. Schiefergas) Mindeststandards bei denen Hochvolumen-Hydrofracking und Richtbohrungen (vor allem horizontale Bohrungen) zum Einsatz kommen (European Commission, 2014). Unter „Hochvolumen-Hydrofracking“ versteht die EU Kommission das Einpressen von mindestens 1.000 m³ Wasser je

Frackingphase oder von mindestens 10.000 m³ Wasser während des gesamten Frackingprozesses in ein Bohrloch.

Demzufolge kann es auch bei der Tichtgasaufsuchung und -förderung notwendig sein, diese Mindeststandards zu erfüllen. Die Gutachter schließen sich dieser Meinung an und unterstützen, die im Dokument dargelegten, geforderten Maßnahmen.

2.3 Vorgängerstudien

In zahlreichen Vorgängerstudien zu diesem Gutachten wurde stets auf die Notwendigkeit der Überwachung des Oberflächenwassers und der Grundwasservorkommen bei Frac-Maßnahmen hingewiesen. So stellt Meiners et al. (2012) fest, dass auf das Fracking bezogene spezifische Vorgaben zum Monitoring und zur Überwachung bislang weitgehend fehlen. Dies betrifft auch Vorgaben von Nullmessungen (Baselinemonitoring) als Grundlage einer späteren Beweissicherung.

In der „Studie zum Fracking in unkonventionellen Lagerstätten in NRW“ (Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, 2012) wird darauf hingewiesen, dass der Aufbau und die Organisation eines funktionierenden Monitorings komplexe Aufgaben sind und mit den entsprechenden Arbeiten somit frühzeitig begonnen werden sollte. Dabei wird zudem ein konkreter Ablauf für den Aufbau eines umfassenden Monitorings vorgeschlagen.

Da die Erschließung einer Schiefergaslagerstätte in Deutschland anders als in den USA voraussichtlich großräumig durch ein Unternehmen und innerhalb eines Genehmigungsverfahrens erfolgen würde, wird in den Empfehlungen des „Informations- und Dialogprozess“ als konkrete Maßnahme die Entwicklung eines umfassenden bohrplatz- und regionalspezifischen sowie behördlich überprüfbareren Monitoring-Programms (Analysenplan, Probenahme, elektronisches Betriebstagebuch) verlangt, welches eine belastbare Bilanzierung der Wasser und Stoffströme ermöglicht und auch ein Warnsystem und eine Überwachung integriert (Ewen et al., 2012).

In der erschienenen Stellungnahme des SRU zum Fracking zur Schiefergasgewinnung wird ebenfalls die Wichtigkeit eines Monitorings unterstrichen (SRU, 2013):

- So ließen sich über ein umfassendes Monitoring in einer Pilotphase Informationen für eine vorläufige Risikoabschätzung generieren, die geeignet sind, bestehende Ungewissheiten im Zusammenhang mit Fracking aufzuklären.
- Über ein langfristiges Monitoring könnte weiter sichergestellt werden, dass Umweltbeeinträchtigungen, die erst nach der Pilotphase auftreten oder sichtbar werden, erkannt und entsprechende Gegenmaßnahmen ergriffen werden.
- In der Stellungnahme wird eine Zusammenführung der vorhandenen Daten aus den umfangreichen Untersuchungen der jahrzehntelangen Bohrhistorie gefordert. In einem Kataster sollten neben den grundlegenden Daten über Ort, Tiefe und Geologie auch durchgeführte Frac-Vorgänge, Verpressungen sowie das bestehende Monitoring systematisch dokumentiert und öffentlich zugänglich gemacht werden.

Auch in anderen Ländern wird immer häufiger die Empfehlung für ein Grundwassermonitoring bei Frac-Maßnahmen ausgesprochen. So riet das American Petroleum Institute bereits 2009 zu einem Baselinemonitoring vor der Maßnahme (API, 2009). Fross et al. geben in „Guidelines

for voluntary baseline Groundwater quality sampling in the vicinity of hydraulic fracturing operations” Hinweise zum Verfahren bei der Grundwasserüberwachung (Fross et al., 2013).

3 Herangehensweise zur Entwicklung des Monitoringkonzeptes

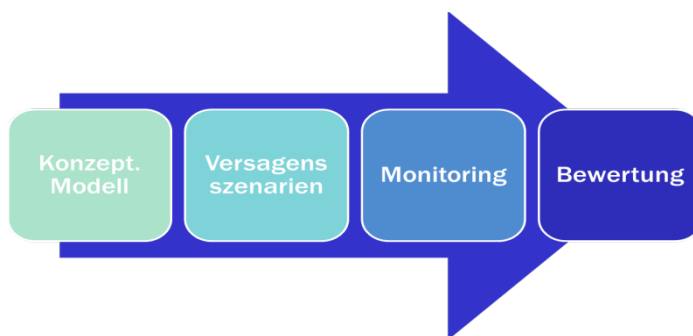
Zur Entwicklung eines Grundwassermonitoringkonzeptes und der damit einhergehenden Überlegung, in welchen Grundwasserhorizonten Kontrollbohrungen niedergebracht werden sollen, die sinnhafte, aber auch einer gewissen Verhältnismäßigkeit geschuldete Ergebnisse liefern, sind hinreichende Kenntnisse über:

- die allgemeinen hydrogeologischen Verhältnisse des flachen und tieferen Untergrundes; und
- die Rolle und die Eigenschaften von Barrieregesteinen (Konzeptionelle Modellvorstellung)

nötig.

Des Weiteren ist eine detaillierte Betrachtung der oberirdischen und unterirdischen Risiken (Versagensszenarien) sowie deren Eintrittswahrscheinlichkeiten, der potenziellen Schadensausmaße und des zeitlichen Auftretens von Bedeutung. Die Bewertung der Risiken trägt schließlich zur Einschätzung der Relevanz der einzelnen zu überwachenden Grundwasserhorizonte bei. Abb. 1 zeigt die Herangehensweise zur Entwicklung des Monitoringkonzeptes.

Abb. 2: Herangehensweise zur Entwicklung des Monitoringkonzeptes



©RiskCom GmbH

4 Geologie und Hydrogeologie des flachen und tiefen Untergrunds

In flachen hydrogeologischen Systemen ist der Wasserspiegel gemäß den normalen atmosphärischen Druckverhältnissen ausgespiegelt. Hierzu gehören auch Grundwasserleiter (Aquifere) mit gespannten Verhältnissen, also Systeme bei denen durch Grundwassergeringleiter (Aquitarden) eine unmittelbare freie Ausspiegelung der Wasseroberfläche verhindert wird und in denen sich der freie Grundwasserspiegel erst durch Anbohren entsprechend des Normaldrucks einstellt (Standrohrspiegelhöhe oder hydraulisches Potenzial). Die gespannten Systeme, zu denen die allermeisten Trinkwasseraquifere gehören, besitzen dann „normale (atmosphärische oder hydrostatische) Drücke“.

Die Grundwasserbewegung in einem Aquifer, also die Fließrichtung, wird üblicherweise durch das Erstellen einer Grundwassergleichenkarte (oder Grundwasserpotenzialkarte) nachvollzogen.

Entscheidende Größen für die Fließbewegung sind der hydraulische Gradient (also das Grundwassergefälle), die Richtung des Grundwassergefälles sowie die gesteinspezifischen Eigenschaften des Aquifermaterials hinsichtlich der Durchlässigkeit, mit Durchlässigkeitsbeiwert (k_f) und der Einheit Länge/Zeit (z.B. m/s) bezeichnet. In der Erdölgeologie wird anstatt des Durchlässigkeitsbeiwerts die gesteinspezifische Kenngröße Permeabilität (K) mit der Einheit Darcy (D) oder m^2 verwendet. Eine Permeabilität von 1 D entspricht in Frischwasserverhältnissen ca. 10^{-5} m/s. Entscheidend für die Berechnung des hydraulischen Potenzials und der Ausspiegelung des Grundwasserspiegels an der Erdoberfläche ist der Salzgehalt eines Grundwasserleiters.

Eine Grundwasserbewegung resultiert in den Systemen mit normalhydrostatischen Drücken nur, wenn das Wasser von einem hohen hydraulischen Potenzial (hohes Energiepotenzial) zu einem niedrigen hydraulischen Potenzial (niedriges Energiepotenzial) strömen kann. Zum Strömen ist allerdings eine hinreichende Durchlässigkeit des Gesteins notwendig. Ab einer Durchlässigkeit von $k_f = 10^{-12}$ m/s ist der advective Transport quasi nicht mehr vorhanden und die Diffusion ist der maßgebende Transportprozess.

4.1 Druckverhältnisse im tieferen Untergrund

4.1.1 Allgemeine Betrachtungen

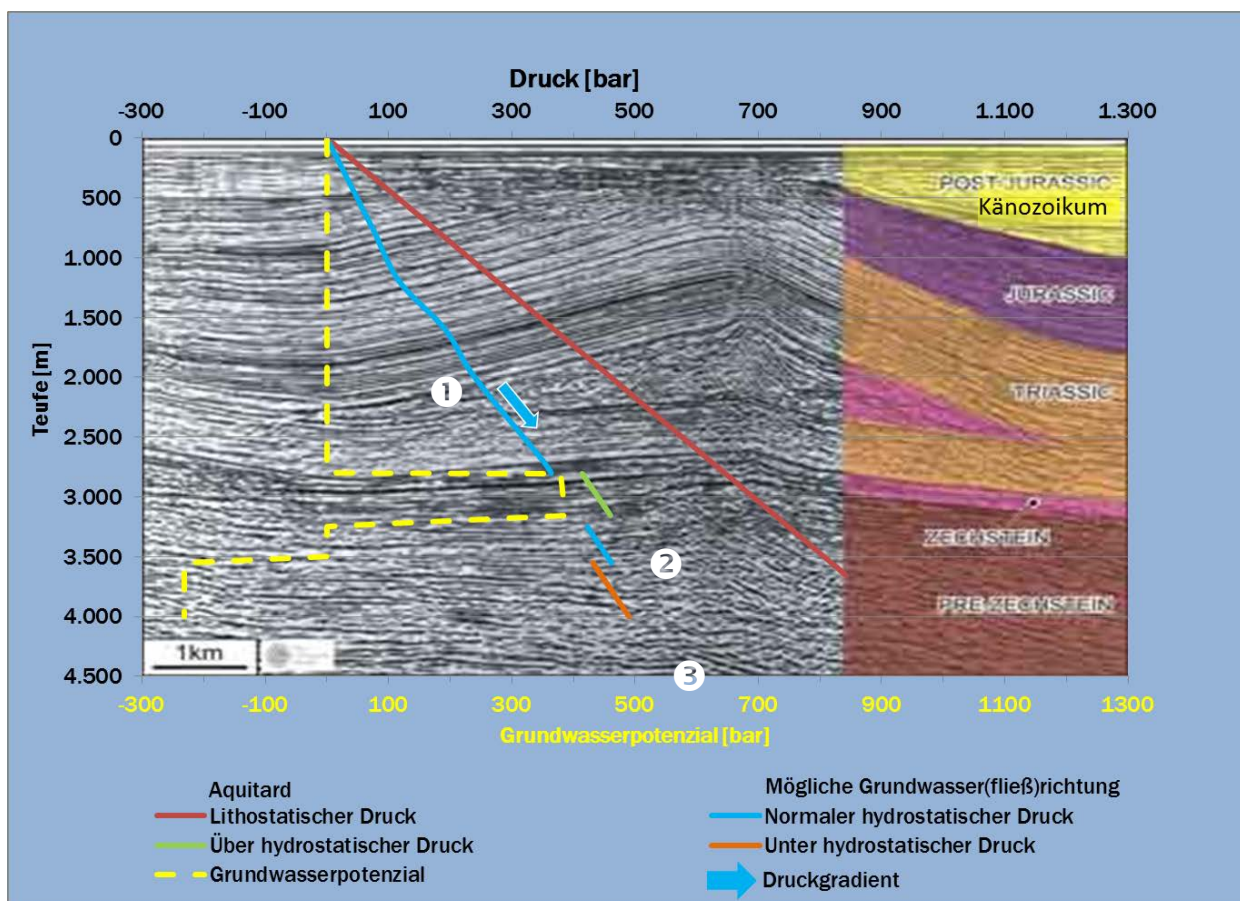
Der absolute hydrostatische Druck innerhalb eines Grundwasserkörpers ergibt sich aus der Summe des atmosphärischen Drucks und dem jeweiligen hydrostatischen Druck, der mit der Tiefe zunimmt. So lastet auf einem Wasserteilchen an der Sohle eines Aquifers ein höherer absoluter hydrostatischer Druck als auf einem Wasserteilchen im oberen Teil eines Aquifers. Der hydrostatische Druck ist abhängig von der Dichte des Fluids und ggfs. vom umgebenden Gesteinsdruck. Die Dichte des Fluids kann variieren, je nachdem zu welchen Bestandteilen es sich aus Gasen (z.B. Methan) oder/und Flüssigkeiten zusammensetzt, welcher Art diese Flüssigkeiten sind (Öl oder Wasser) und in welcher Konzentration gelöste Stoffe, wie z.B. Salze enthalten sind. Beim Gesteinsdruck ist es von Bedeutung, ob das Gesteinspaket, in dem sich das Wasserteilchen befindet, überkonsolidiert oder unterkonsolidiert gegenüber dem hydrostatischen Druck ist. In Fällen, wo der Druck im Aquifer vom hydrostatischen Druck abweicht und eine Potenzialdifferenz entsteht, ist das System hydrodynamisch und Wasser kann sich bewegen.

In Abb. 2 sind drei konzeptionelle Situationen der hydrostatischen Verhältnisse - Überdruckverhältnisse, Unterdruck oder abgesenkte Druckverhältnisse - des Grundwassers dargestellt. Die Graphik zeigt die Druckverteilung im tiefen Untergrund eines dynamischen Systems. Der

lithostatische Druck ist in der roten Linie gemäß der Dichte des Untergrunds (hier vereinfacht mit einer konstanten Dichte von 2.300 kg/m^3) mit einer Steigung von 23 bar pro 100 m (entspricht 23 MPa/km) dargestellt. Der „normale“ hydrostatische Druck ist gemäß Untersuchungen von Grundwasserbecken in den USA mit 1,052 bar/10 m als hellblaue Linie dargestellt (Powley, 1990). Allerdings nimmt die Dichte des Wassers ab einer Teufe von 1.200 m zu. Gemäß Powley sind diese Druckverhältnisse als charakteristisch für eine Vielzahl von Sedimentbecken auf der ganzen Welt anzusehen. Ein Überdruckbereich, mit 50 bar Überdruck, gegenüber dem hydrostatischen Druck, ist als grüne Linie eingezeichnet. Ein gegenüber dem hydrostatischen Druck abgesenkter Bereich, wie er in teilentleerten Erdöl- oder Erdgaslagerstätten auftritt, ist mit einer orangefarbenen Linie dargestellt. Die jeweiligen Druckbereiche sind durch Barrieregesteine (Aquitarde) voneinander getrennt.

In Abb. 2 sind lediglich die Druck- und Potenzialunterschiede in einem geschichteten Untergrund relativ zueinander dargestellt. Die hier nicht dargestellte laterale Grundwasserbewegung in flachen Sedimentbecken erfolgt in Anlehnung an die Untersuchungen von Tóth (1963).

Abb. 3: Konzeptionelle Vorstellung des tieferen Untergrunds mit Druckverhältnissen und Grundwasserströmungsrichtungen



©RiskCom GmbH, Hintergrund: Seismisches Profil des tieferen Untergrunds der Nordsee zu Illustrationszwecke, Stewart, 2007

Situation ❶: Zunahme des Drucks mit der Tiefe

Gemäß der hellblauen Linie nimmt der Druck mit der Tiefe zu. Die gestrichelte gelbe Linie stellt die Berechnung des Grundwasserpotenzials aus den Druckdaten gemäß der Formel (1):

$$\text{Grundwasserpotenzial} = \text{Tiefe der Druckmessung} - (\text{Druck} / \text{Dichtegradient Fluid})^3 \quad (1)$$

dar. Am vertikalen Verlauf des Grundwasserpotenzials zeigt sich, dass zwischen verschiedenen Aquiferen im Untergrund bei gleichen Temperaturen und Dichten keine Wasserbewegung in vertikale Richtung herrscht. Gleichwohl können innerhalb eines Aquifers durchaus laterale Wasserbewegungen stattfinden. Ferner, können sich auch vertikale Strömungsverhältnisse einstellen, wenn Aquifere z.B. oberflächennah austreichen. Dieser Sachverhalt ist wichtig zur Bewertung der Grundwasserverhältnisse zwischen den flachen und tiefen Grundwasserleitern – also den Strömungsverhältnissen und der Ausbreitung von Fluiden im Untergrund – und ist somit mitentscheidend für die Ausgestaltung eines Grundwassermonitoringkonzeptes.

Situation ❷: Überdruck

In mächtigen Salinarfolgen herrscht ein höherer absoluter hydrostatischer Druck, also ein Überdruck. Diese Situation ist wie oft im Norddeutschen Becken im Salz des Zechsteins oder in Teilen des Buntsandsteins zu finden. Nach Untersuchungen von Röckel und Lempp (2003) herrschen im Salinar zum Teil Porendrücke, die nahezu lithostatische Druckgradienten erreichen. Der Salzgehalt des Grundwassers in den jeweiligen grundwasserführenden Schichten kann zudem höhere Drücke von > 1,5 bar pro 10 m bedingen. Aus diesem Sachverhalt ergibt sich das Phänomen der Schwerkraftströmung, die eine Strömung im Vergleich zu einer anderen Flüssigkeit aufgrund von Dichteunterschieden erzeugt.

Die Überdrücke zeigen an, dass beispielsweise bereits geringmächtige Salzschichten mit ca. 3 m Mächtigkeit oder andere Barrieren einen effektiven Widerstand bzgl. der Grundwassermigration darstellen können. Eine solche hydraulische Grenze kann durch Druckmessungen im Untergrund mittels Drill-Stem-Test und Repeat-Formation-Testing Tool belegt werden. Derartige Untersuchungen beruhen auf dem Erfassen von Schließdrücken im offenen Bohrloch (Druckstabilitätsproben), die generell mit einer Unsicherheit behaftet sind. Auch Spülungsverluste beim Bohrvorgang sowie die Dichte der Bohrspülungen, Verpressungen von Fluiden und Hydro- bzw. Minifrac's können Hinweise auf Vertikal- und Horizontalspannungen und z.T. auf die Druckverhältnisse im Untergrund geben.

In Abb. 2 ist ein nahezu sprunghafter Druckanstieg von der hellblauen Linie, die den normalen hydrostatischen Druck repräsentiert, zur grünen Linie, die den höheren absoluten hydrostatischen Druck repräsentiert, dargestellt. Das Zechsteinsalz ist in horizontalen roten Linien als Barrieregestein visualisiert. Berechnet man innerhalb der dortigen Gesteinsschicht (d.h. im Bereich der grünen Linie) die Grundwasserstände (Potenziale), so sind diese deutlich höher als in den stratigraphisch angrenzenden Bereichen, was eine Grundwasserfließrichtung nach oben und unten bedingen würde. Dieser Grundwasseraustausch wird aber durch die sehr geringe

³ Zu den Randbedingungen dieser und anderen Formeln wird auf eine Zusammenfassung von Oberlander (1989) sowie auf einschlägige Textbücher der Erdölgeologie verwiesen.

Gesteinspermeabilität des darüber liegenden Barrieregesteins behindert. Lediglich die Diffusion sorgt bei den vorhandenen geringen Permeabilitäten für einen langsamen Abbau der Druckunterschiede.

Situation ③: Erniedrigter absoluter hydrostatischer Druck

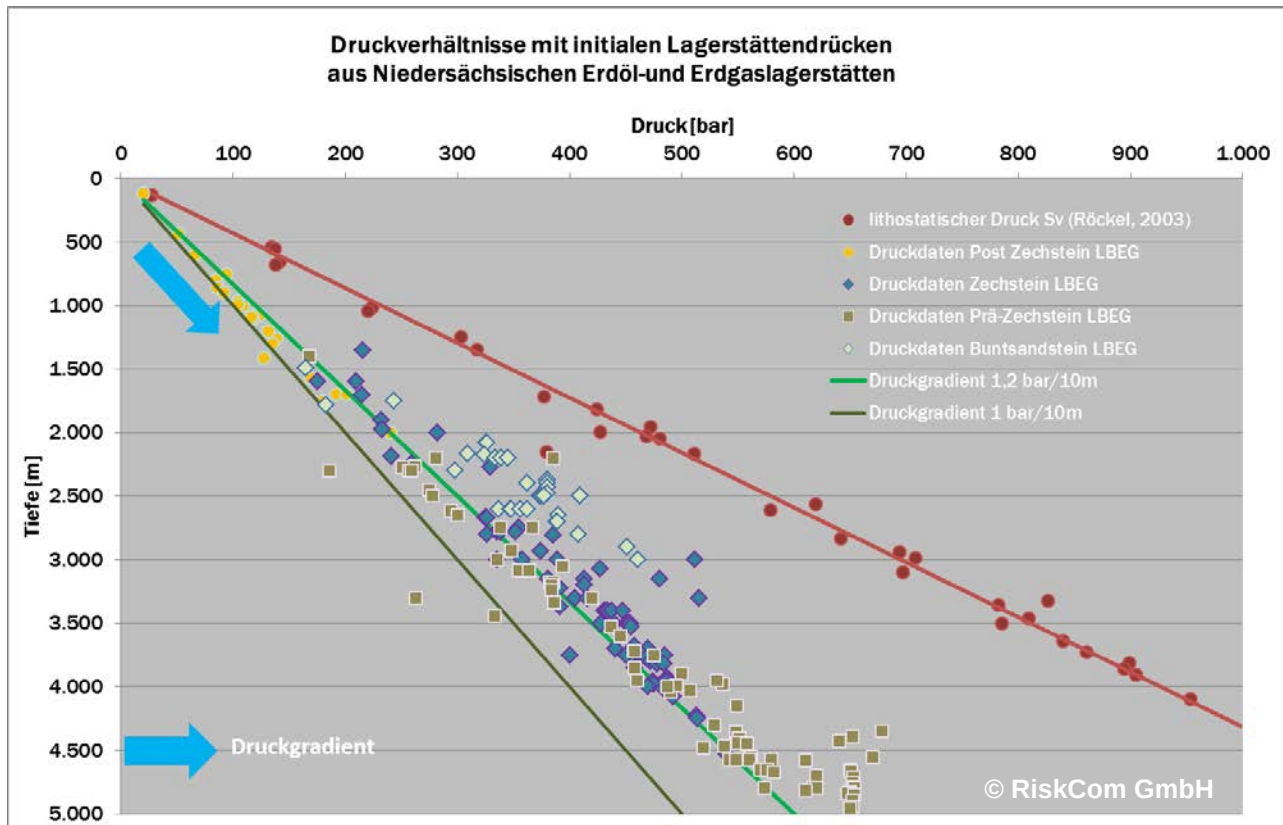
Unten im Profil in Abb. 2 ist mit einer orangefarbenen Linie eine zweite, deutlich seltener auftretende Situation dargestellt, die einen gegenüber dem „Normaldruck“ erniedrigten absoluten hydrostatischen Druck anzeigt. Je nach Ausbildung der Druckverhältnisse im Barrieregestein könnten sich bei Schwächung des Barrieregesteins Grundwasserfließrichtungen in die teilentleerten Zonen mit Beträgen gemäß den Durchlässigkeiten ergeben.

Druckerniedrigte Bereiche, wie in Abb. 2 und Abb. 3 (unten) gezeigt, können auf einen durch eine angrenzende Lagerstätte abgesenkten Aquifer, oder eine druckerniedrigte (Gas-) Lagerstätte hinweisen. Solche Zonen sind für Verpressungen von Flowback prinzipiell geeignet (siehe Kap. 12.1).

4.1.2 Entstehung von Überdrücken im tieferen Untergrund

Nach früheren Überlegungen (Powley, 1990) entstehen Bereiche mit Überdruck durch eine thermische Ausdehnung der eingeschlossenen Flüssigkeiten sowie möglicherweise durch die Entstehung von Öl insbesondere in Becken, die, in geologischen Zeiträumen betrachtet, noch in der Abwärtsbewegung sind. Gemäß den Druckdaten des LBEG, wie in Abb.3 dargestellt, herrschen auch im Buntsandstein des Niedersächsischen Beckens erhöhte Lagerstättendrucke, die möglicherweise eine geogene Ursache haben. Bereiche mit erhöhten hydrostatischen Drücken finden sich zudem im Prä-Zechstein, also in älteren Horizonten unterhalb des Zechsteinsalzes.

Abb. 4: Druckverhältnisse mit initialen Lagerstättendrücken aus Niedersächsischen Erdöl- und Erdgaslagerstätten



In folgenden Studien sind Bereiche, in denen Überdrücke auftreten bzw. Prozesse, die zu Überdrücken führen können, aufgeführt: Petrophysical Society London, 2011; Osborne et al., 1997; Dahlberg, 2011; Nadeau, 2011. Bereiche mit Überdruck und Prozesse, die Überdrücke auslösen können, sind:

1. Bereiche

- a. mit tektonischer Aktivität (z.B. Bereiche mit starker großräumiger natürlicher Subsidenz);
- b. mit Erosion;
- c. mit aufsteigenden Salzstöcken;
- d. in der Nähe zu von Verwerfungen begrenzten Sedimentbecken;
- e. in denen Schichten in anderen Tiefenniveaus austreichen; und

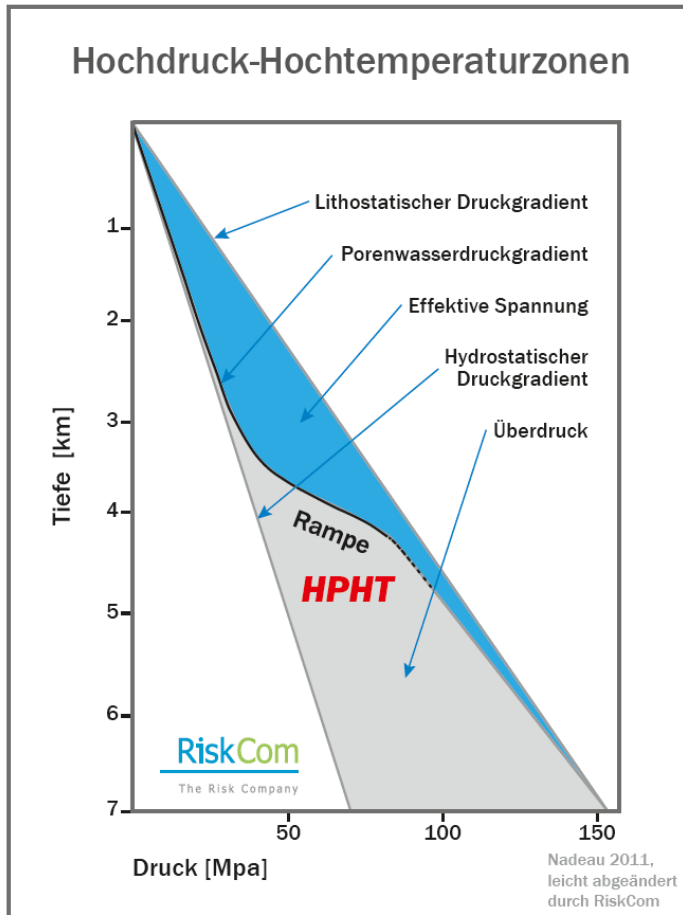
2. Prozesse

- a. Fluid-, oder Gasbewegungen;
- b. Reduktion der Gesteinsporosität durch Mineralisierungen (Zementation), u.a. auch bei der Tonsteindiagenese (mechanische Kompaktion);
- c. Veränderungen im Porenwasser.

Zusätzlich steigt die Wahrscheinlichkeit von Überdruckzonen mit der Tiefe und der Temperatur. So sind beispielsweise im Untergrund der Nordsee in Tiefen größer 4 km und Temperaturen über 120° C Bereiche anzutreffen, wo der Überdruck schon den lithostatischen Druck erreichen kann. Die Deepwater Horizon Study Group (DHSG, Nadeau 2011) spricht von HPHT- Zonen (high-pressure high-temperature), also Hochdruck-Hochtemperaturzonen. Die DHSG weist solche Zonen mit hydrostatischen Druckgradienten 1,4-mal größer als der normale hydrostatische Druckgradient bzw. $>1,4 \text{ t/m}^3$ Bohrspüldichte, und Temperaturen höher als 120 °C als HPHT-Zonen aus. Dieser Sachverhalt ist in Abb. 4 dargestellt. Demgegenüber definiert die Aufsuchungsindustrie diese Zonen erst ab Temperaturen größer als 150° C und Bohrspüldichten größer als $1,7 \text{ t/m}^3$ (Nadeau, 2011).

In HPHT-Zonen sind die Porositäten von Tonschiefern von Werten bis zu 50% auf Werte um 20% reduziert. Dichte Tongesteine in diesen Zonen beinhalten deswegen oft trockenes Gas, das durch mikrobielle Transformation entstanden ist (Nadeau et al., 2005). Daten der Norwegischen Sicherheitsbehörde für Erdölexploration (2006) aus den Jahren 1995 - 2005 belegen, dass die Gefahr von signifikanten Unfällen in HPHT-Zonen deutlich ansteigt. Gemäß der Mitteilung des LBEG, sind die norwegischen HPHT-Bedingungen nicht auf Deutschland übertragbar. Eine Überprüfung dieser Aussage wurde von den Gutachtern nicht durchgeführt.

Abb. 5: Generalisierte Tiefendarstellung der Drücke am Norwegischen Kontinentalrand



Nadeau, 2011, abgeändert

Zusammenfassend wird festgestellt, dass das Porenwasser in Bereichen mit natürlichem Über- oder Unterdruck im Gegensatz zu Schichten mit hydrostatischem Druck aufgrund der äußerst geringen Permeabilität der Barrieregesteine nicht in unmittelbarer Verbindung mit dem Grundwasserpotenzial an der Erdoberfläche steht und daher nicht aktiv am Wasserkreislauf teilnimmt.

Als Handlungsempfehlung gilt, dass bei Bohrungen zur Gewinnung von (Schiefer-)Gas, Überdruckzonen genauestens charakterisiert und dokumentiert werden müssen, da sich in derartigen Bereichen Bohrkontrolle und Bohrlochausbau gegebenenfalls schwierig gestalten und die Rissausbreitung (Höhenwachstum) im Zielhorizont während der Frac-Operation ebenfalls schwerer kontrollierbar sein kann, wenn die Zonen mit Überdruck nicht durch High Stress Formationen isoliert sind. Für das Fracking im Speziellen wird empfohlen, Zonen mit hohen Überdrücken zu meiden, da die Rissausbreitung im Zielhorizont schwer kontrollierbar ist (siehe hierzu Kap.7.2). Eine Definition von „hohen Überdrücken“ sollte von den Bergbehörden erarbeitet werden.

4.2 Rolle der Barrieregesteine

4.2.1 Eigenschaften der Barrieregesteine

Die besondere Bedeutung von Tongesteinen als Barrieregesteine erklärt sich durch deren geringe hydraulische Durchlässigkeiten sowie durch weitere petrographische, physikochemische und strukturelle Eigenschaften. Die geringen Permeabilitäten bewirken, dass insbesondere im Norddeutschen Becken die Tone des Tertiärs (Oligozäner Rupelton und Eozäne Tone) flächenhaft die Grenze zwischen Süßwasser (und damit dem Aquifer zur Trinkwassergewinnung) und den darunterliegenden salzwasserführenden hydrostatischen Aquiferen bilden. Ein Aufstieg von salzhaltigen (salinaren) Tiefenwässern wird dadurch weitgehend verhindert (BGR, 2012)

Weiterhin nimmt mit zunehmender Tiefe und Verfestigung der Gesteine deren Permeabilität und Porosität ab, so dass ab einer Teufe von ca. 300 m mit einer zehn- bis hundertfach reduzierten Permeabilität (Ewen et al., 2012) sowie einer auf 15 % reduzierten Porosität (BGR, 2007) gerechnet werden kann. Dem steht allerdings gegenüber, dass in größeren Tiefen (>1.000 m - 1.500 m) und in Temperaturbereichen zwischen 100 °C – 200 °C sekundäre Durchlässigkeiten durch Mikrorisse und Mikroklüfte entstehen können, durch die auf sehr begrenztem Raum (im mm- bis dm-Bereich) Wasser (entsprechend der Länge der Klüfte und Risse) migrieren kann.

Barrieregesteine können als hangende Abdeckung Speichermöglichkeiten für Kohlenwasserstoffe bilden. Ohne ihre nach oben dichtende Wirkung wären die überwiegende Anzahl an Erdgas- und Erdölvorkommen nicht im Untergrund erhalten geblieben. Insbesondere wegen der Gasdichtigkeit der Barrieregesteine stehen die Erdgaslagerstätten unter Überdruck (siehe dazu auch z. B. Ospov et al., 2004; Warren, 2006 beide zitiert in BGR, 2011).

Die geringe Durchlässigkeit, die hohe Plastizität und das hohe Rückhaltevermögen für eine Vielzahl an organischen Schadstoffen und Radionukleiden (inkl. N.O.R.M.) sind grundlegende Voraussetzungen von Barrieregesteinen als Basis- oder Oberflächenabdichtungen für die Einlagerung von gefährlichen Abfällen.

Weitere Barrieregesteine sind Salzhorizonte. Solange sie intakt sind und nicht durch Lösungsprozesse oder tektonische Bewegungen gestört werden, behalten sie ihre Eigenschaften wie Plastizität, nahezu Undurchlässigkeit gegenüber Gasen und Flüssigkeiten sowie ihre hohe Wärmeleitfähigkeit. Durch ihre Viskoplastizität können sie zum Verschluss von Hohlräumen im Gebirge führen (BGR, 2007).

4.2.2 Nachweis und Ausbildung von Barrieregesteinen

Die Verbreitung potenzieller Barrierekomplexe des Speicher- und Barrierekatasters der BGR (BGR, 2011) sowie der Tonstudie (BGR, 2007) wurden nach den Empfehlungen von Chadwick et al. (2008) u.a. mittels folgender Kriterien ausgewiesen:

- Der einschlusswirksame Gebirgsbereich muss mindestens 100 m mächtig sein und aus Gesteinstypen bestehen, denen eine Gebirgsdurchlässigkeit kleiner als 10^{-10} m/s (ca. 0.01 mD) zugeordnet werden kann⁴;

⁴ Bei Durchlässigkeitsbeiwerten von $k_f < 10^{-12}$ m/s ist die Diffusion der dominierende Transportprozess

- Tiefenlage < 1.000 m;
- Temperatur < 50°C.

Im Deutschen Speicherkataster der Staatlichen Geologischen Dienste werden Barrieregesteine, wenn deren Mächtigkeit 20 m übersteigt, als solche eingestuft (Fehn, C. & Wirsing, G., 2011).

Barrieregesteine können nach LBEG durch die Identifikation der vertikalen Gesteinsdurchlässigkeit (K_{iv}) (in m/s oder Darcy) nachgewiesen werden, wobei die Durchlässigkeit zwischen 10^{-9} m/s und 10^{-14} m/s bzw. 0,1 mD bis 1 nD betragen muss. Zusätzlich nachzuweisen ist die Gesamtmächtigkeit dieser so identifizierten potenziellen Barrieregesteine.

Basierend auf dem Speicher- und Barrierekataster der BGR (BGR, 2011), wie es in Abb. 5 dargestellt ist, kommen in Norddeutschland die folgenden Barrieregesteine in Betracht:

- Tertiäre Tone (z.B. oligozäner Rupelton in Norddeutschland);
- Sedimente der Ober- und Unterkreide;
- Sedimente des Unterjura (Lias);
- Sedimente des oberen Buntsandstein (Röt) sowie
- Sedimente im permischen Zechstein.

Weitere Ausführungen bzgl. Barrieregesteine für andere Bundesländer sind dem Speicher- und Barrierekataster der BGR (BGR, 2011) zu entnehmen.

Abb. 6: Speicher- und Barrierekataster für Norddeutschland

Periode/Epoche		Alter/Formation	NW		NI		SH		MV		BB		ST		TH	
			SK	BK	SK	BK	SK	BK	SK	BK	SK	BK	SK	BK	SK	BK
Quartär																
Tertiär	Pliozän															
	Miozän															
	Oligozän	Chatt														
		Rupel														
	Eozän															
	Paläozän															
		Mächtige tonige Ablagerungen des Tertiär trennen in N-Deutschland das Salz- und Süßwasserstockwerk														
Kreide	Oberkreide	Maastricht														
		Campan														
		Santon														
		Coniac														
		Turon														
		Cenoman														
	Unterkreide	Alb														
		Apt														
		Barrême														
		Hauterive														
		Valangin														
		Berrias / "Wealden"														
Jura	Oberjura (Malm)	Tithon														
		Kimmeridge														
		Oxford														
	Mitteljura (Dogger)	Callov														
		Bathon														
		Bajoc														
		Aalen														
	Unterjura (Lias)	Toarc														
		Pliensbach														
		Sinemur														
		Hettang														
Trias	Keuper	O Rhätkeuper														
		Steinmergelkeuper														
		M Oberer Gipskeuper														
		M Schilfsandstein														
		M Unterer Gipskeuper														
	U Lettenkeuper															
	Muschelkalk	Ob. Muschelkalk														
		Mittl. Muschelkalk														
		Unt. Muschelkalk														
	Buntsandstein	O Röt														
		Solling-Formation														
		Hardeggen-Formation														
		M Detfurth-Formation														
		Volpriehausen-Frm.														
		Quickborn-Formation														
		U Bemburg-Formation														
Perm	Zechstein	Calvörde-Formation														
		Fulda-Formation														
		Friesland-Formation														
		Ohre-Formation														
		Aller-Formation														
		Leine-Formation														
		Staßfurt-Formation														
		Werra-Formation														
	Rotliegend	Oberrotliegend														
		Unterrotliegend														

Erläuterung:

- Vorkommen der bearbeiteten potenziellen Speicherhorizonte
- Vorkommen der bearbeiteten potenziellen Barrierehorizonte

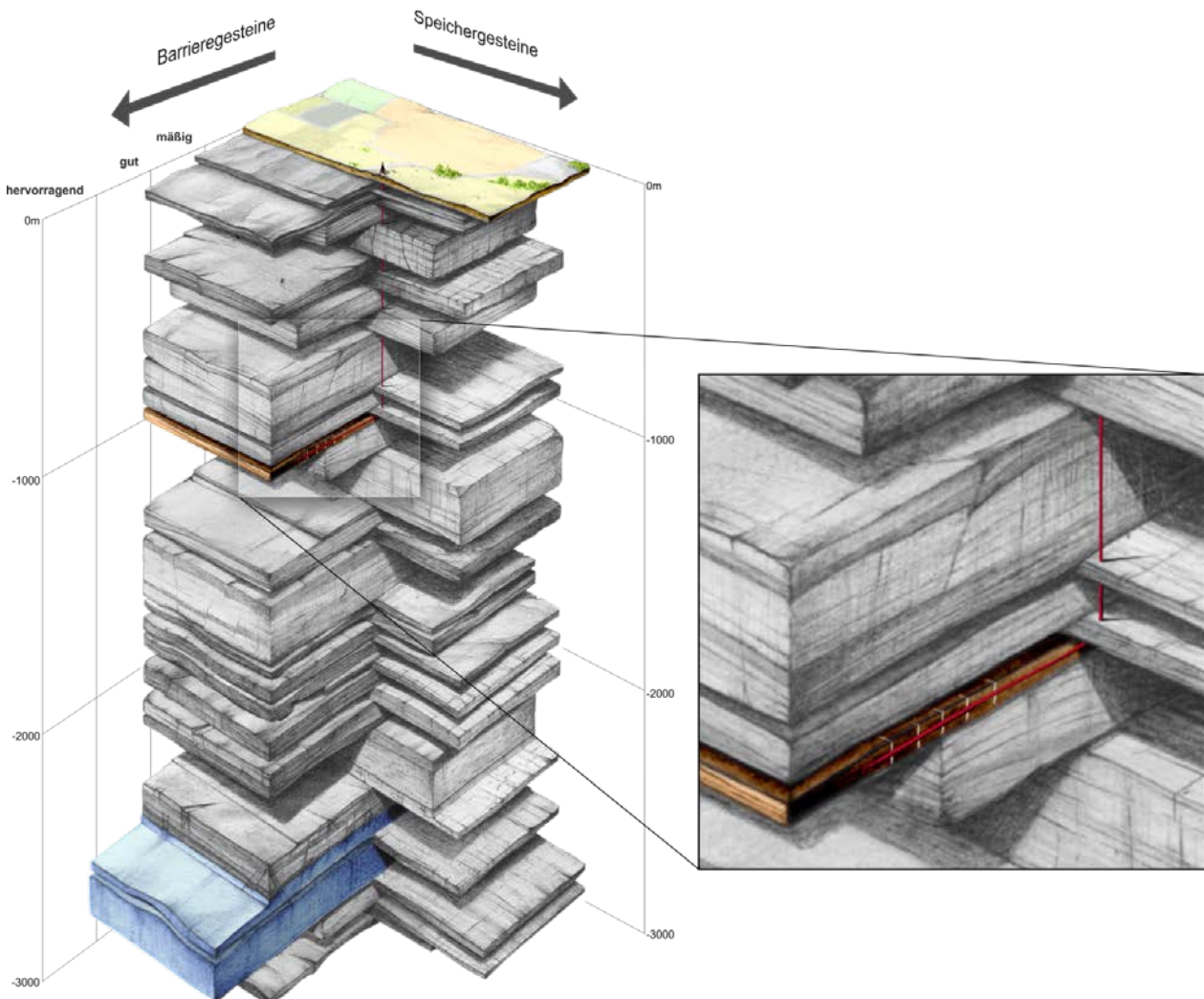
— Exemplarische Grenzen der Speicher- und Barrierekomplexe

SK Speicherkomplex BK Barrierekomplex

BGR, 2011 - Auszug

In Abb. 6 ist eine Wechselfolge von Barrieregesteinen (hydraulische Barrieren – nach links aufgeklappt) sowie potenziellen Speichergesteinen (mit Porenraum und Durchlässigkeiten – nach rechts aufgeklappt) dargestellt, wie sie für Niedersachsen typisch ist. In den obersten Schichten bis ca. 300 m befinden sich die trinkwasserführenden Aquifere; darunter enthalten alle Schichten hochsalinare Formationswässer.

Abb. 7: Wechselfolge der Barriere- und Speichergesteine in Niedersachsen



Freundliche Übermittlung durch Dr. J. Peter Gerling, BGR, 2013

Abb. 6 verdeutlicht, dass in Niedersachsen, aber auch in anderen deutschen Regionen, eine Vielzahl von Barrieregesteinen in unterschiedlicher Mächtigkeit und fazieller Ausbildung vorliegen, die als Gesamtbarrierekomplex den Aufstieg von Fluiden und Gasen, die zu einer Verunreinigung der oberen Grundwasserleiter beitragen könnten, durch die geologischen Einheiten sehr unwahrscheinlich⁵ machen. Bei einer Erschließung eines Schiefergashorizontes per Horizontalbohrung und Multifracs in etwa 1.000 m Tiefe würden bereits eine Anzahl mächtiger Barrieregesteine sowie potenzieller Speichergesteine für eine Abdichtung gegen die trinkwasserführenden Horizonte sorgen.

Generell ist es bei Schiefergasaufsuchungen notwendig, die einzelnen Horizonte der Barrieregesteine je nach Vorhaben hinreichend genau zu untersuchen und zu dokumentieren. Der Anforderung des LBEG, einen Mindestabstand von 1.000 m zwischen der Obergrenze des erzeugten hydraulischen Risses (Frac) und der Untergrenze des tiefsten nutzbaren Grundwasserleiters einzuhalten, schließen wir uns an (LBEG, 2012).

4.3 Störungszonen

Barrieregesteine können durch tektonische Beanspruchung Störungen enthalten, die zu einem gewissen Maße wasserwegig sein können. Dadurch kann die abdichtende Funktion des Barrieregesteins zumindest lokal gestört sein. Im Zuge des von der ExxonMobil Production Deutschland GmbH (EMPG) initiierten „Informations- und Dialogprozesses“ (Sauter et al., 2012) wurden Simulationen zur Bewegung eines Frac-Fluids unter der Annahme von durchlässigen Störungen im darüber liegenden Gebirge durchgeführt. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass eine begrenzte vertikale Ausbreitung möglich ist, falls die Störungszone hohe Durchlässigkeiten aufweist. Allerdings sind die Druckverhältnisse, unter denen die Modellierung stattgefunden hat, zu beachten. Ferner sind die Unsicherheiten mit der Bestimmung der Störungspereabilität zu beachten.

In spröden Gesteinsschichten wie Sand- oder Kalkstein kann eine Ausbreitung von Fluiden über poröse und permeable (transmissive⁶) Störungen durchaus vorkommen, in duktilen Gesteinsschichten wie Tonstein oder Steinsalz ist die Durchlässigkeit von Störungen dagegen meist gering, es sei denn, es handelt sich um tektonisch aktive Störungen, also solche auf denen aktuell Verschiebungen stattfinden. Aktive Störungen sollten daher bei geplanten Frac-Maßnahmen auf jeden Fall gemieden werden. Allerdings gibt es in der Regel keine direkten Indikationen dafür, ob eine Störung aktiv oder passiv ist. Potentiell aktive Störungen können durch Modellrechnungen identifiziert werden, die die Orientierung der Störung und die tektonischen Spannungen berücksichtigen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass Störungen und insbesondere Klüfte im Untergrund zumeist nur sehr geringe Öffnungsweiten von wenigen Millimetern haben.

⁵ Die Bewertung „sehr unwahrscheinlich“ ist eine qualitative Bewertung, die zum Ausdruck geben soll, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit wohl bei weniger als 0,1% liegen wird. Dezidierte quantitative Untersuchungen liegen nur in wenigen Studien vor.

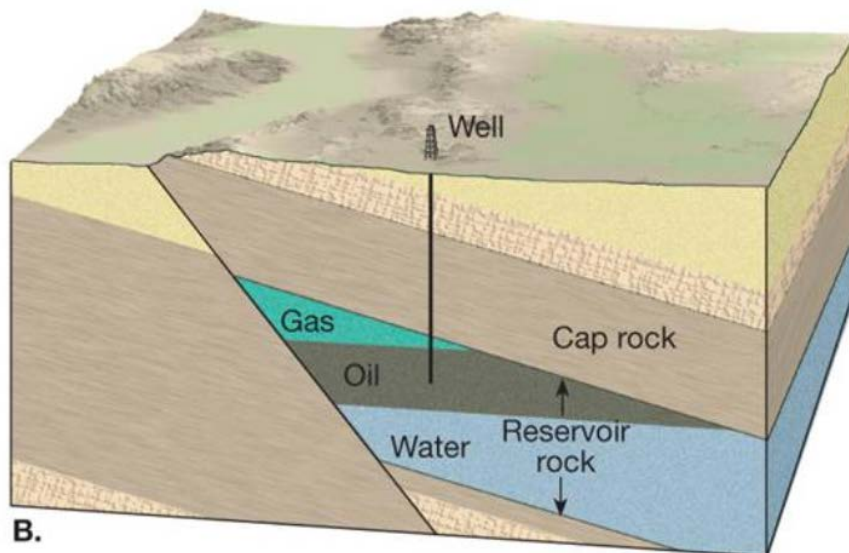
⁶ Die Transmissibilität ist definiert als Produkt aus Permeabilität K und der Mächtigkeit M der Wasser führenden Boden- oder Gesteinsschicht (Aquifer)

Entsprechend sind bei den Vorerkundungen zu Frac-Maßnahmen detaillierte Kenntnisse über vorhandene geologische Störungen und deren Abstand zu den zu erzeugenden Rissen zu erlangen. Ausführungen darüber sind detailliert in den Betriebsplänen darzustellen.

Generell ist zu beachten, dass Frac-Maßnahmen nicht durchgeführt werden sollten, wenn die Tiefbohrung eine Störung im Frac-Horizont durchteuft hat. Sollte eine Bohrung eine flachgründige Störung durchteufen, so ist ein wissenschaftlich belastbarer Nachweis zu erbringen, dass die Verrohrung und die Zementation der Bohrung in diesem Bereich derart ausgestattet sind, dass ein Aufstieg von Gasen oder Fluiden ausgeschlossen werden kann (Eintrittswahrscheinlichkeit $< 1 \times 10^{-6}$). Wenn ein Ausschluss der Eintrittswahrscheinlichkeit nicht gewährleistet werden kann, muss ein Nachweis über die Geringdurchlässigkeit der Störung erbracht werden. Wie in Kap. 7.2.1 aufgezeigt wird, ist die Bohrung die entscheidende unterirdische Schwachstelle bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas. Ein unkontrollierter Gasaufstieg entlang der Bohrung könnte bei einer gleichzeitigen Anbindung an eine Störung durchaus zu einem Auftreten von Gas in den flachen Grundwasserleitern führen.

Störungen müssen nicht unbedingt immer eine direkte Wegsamkeit nach oben darstellen, sondern können als Auffang- bzw. Speicherbereiche dienen. Manche Erdöllagerstätte hat ihre Existenz abdichtenden Störungen zu verdanken. Lokale, blockierende Störungszonen stellen häufig auch Fallen für Erdgas dar (siehe Abb.7) und offene Störungen können, abhängig von ihren hydraulischen Eigenschaften, insbesondere auch als Reservoir für die dauerhafte Einlagerung von überkritischem CO₂ in tiefen, salinaren Aquiferen (Dockrill & Shipton, 2010), wo die Dichtigkeit des Deckgebirges und Barrieregesteins (caprock integrity) sichergestellt sein muss, oder als Speicher für geothermische Energie aus tiefen Reservoirs (Fairley, 2009) dienen.

Abb.8: (Blockierende) Störungen als Fallen für Erdgasvorkommen



http://www.empowernetwork.com/energy-talk/blog/seven-7-basic-facts-about-oil-and-gas-traps-that-you-should-know-about/&docid=9VERAxx_m8hi5M&imgurl, aufgerufen am 3.10.2013

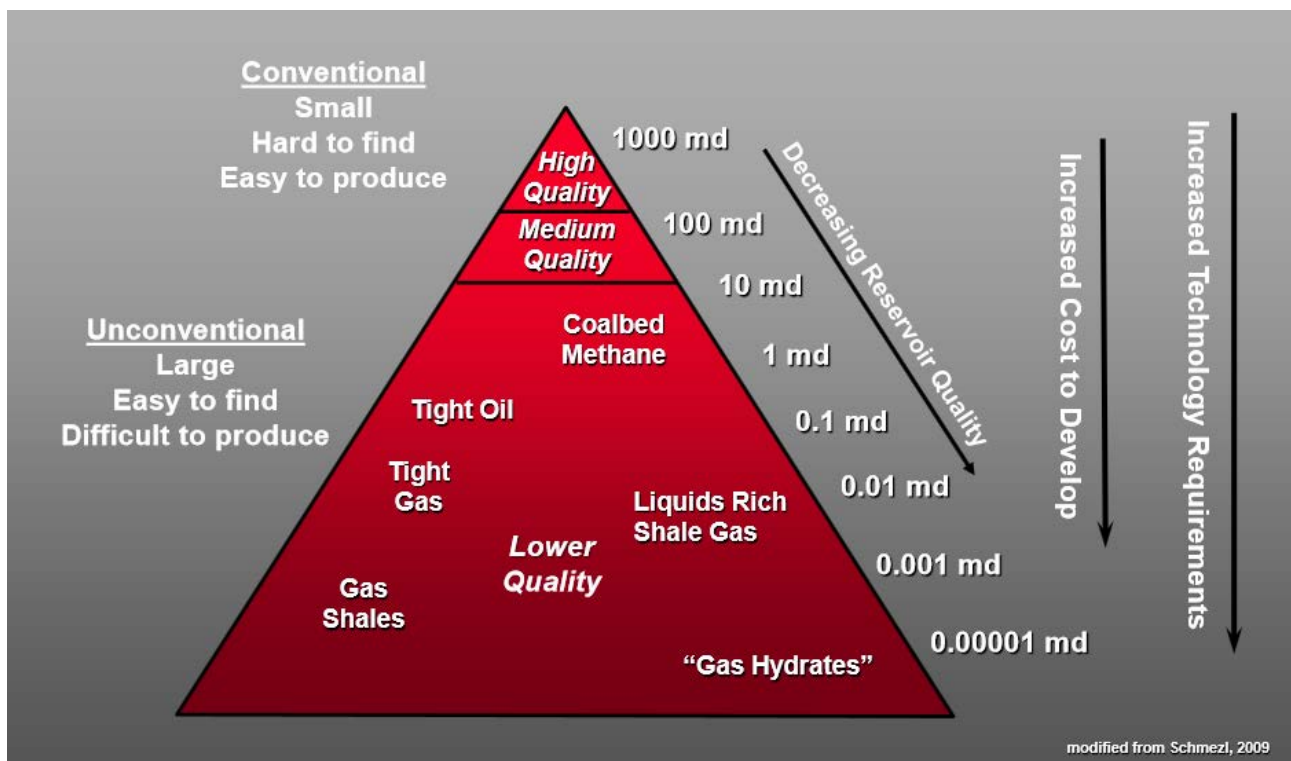
Zusammenfassend wird angemerkt, dass Störungen Wegsamkeiten für aufsteigende Fluide oder Gase in Barrieregesteinen bilden können. Jedoch ist bei Lagerstättentiefen die tiefer als

2.000 m liegen davon auszugehen, dass das Risiko einer Grundwasserbeeinträchtigung der flachen Aquifere alleinig über Störungen als Transferpfad sehr unwahrscheinlich ist.

4.4 Eigenschaften der dichten Tongesteine (Schiefergasgesteine)

Der Gasgehalt der dichten Tongesteine (Schiefergasgesteine) ist in Deutschland noch nicht in einem für die Aufsuchung notwendigem Detailgrad bewertet worden. Aus den USA sind Gasgehalte zwischen 20-85% (adsorbiert) der Gasporosität von 1-5% des Gesteinsvolumens bekannt und nur etwa 1-8% der Gesteinsporen enthalten Wasser. Dichte Tonsteine besitzen Permeabilitäten zwischen $<10^{-6}$ mD und 10^{-3} mD (siehe Abb.8) mit Porositäten von 4 bis 15%. Näheres bei Burri et al. (2011) und Lopez & Aguilera (2013). Die in Abb.8 dargestellte Unterscheidung zwischen konventionellen Lagerstätten und unkonventionellen Lagerstätten ist nach der Mitteilung der EU Kommission vom Januar 2014 durch den Begriff „Hochvolumen-Hydrofracking“ ergänzt. Darunter wird das „Einpressen von mindestens 1000m³ Wasser je Frackingphase oder von mindestens 10.000m³ Wasser während des gesamten Frackingprozesses in ein Bohrloch“ verstanden.

Abb. 9: Übersicht von unkonventionellen und konventionellen Gasreservoirien



Heffernan, 2013

Tongesteine können einen unterschiedlich hohen Gehalt an organischen Anteilen (total organic carbon, TOC) enthalten. Bei TOC-Gehalten von über 2% sind dichte Tongesteine für die Schiefergasaufsuchung prinzipiell geeignet (BGR, 2012; EIA, 2013). Der organische Anteil ist in

der Regel auf Kerogen⁷ zurückzuführen. Kerogen ist i.d.R. durch Gehalte an uranhaltigen Salzen radioaktiv. Dichte Tongesteine mit einem hohen Anteil an adsorbiertem Gas sind daher häufig radioaktiv (D`Huteau et al., 2011). Das Monitoringkonzept trägt diesem Sachverhalt bei der Auswahl der zu analysierenden Parameter Rechnung.

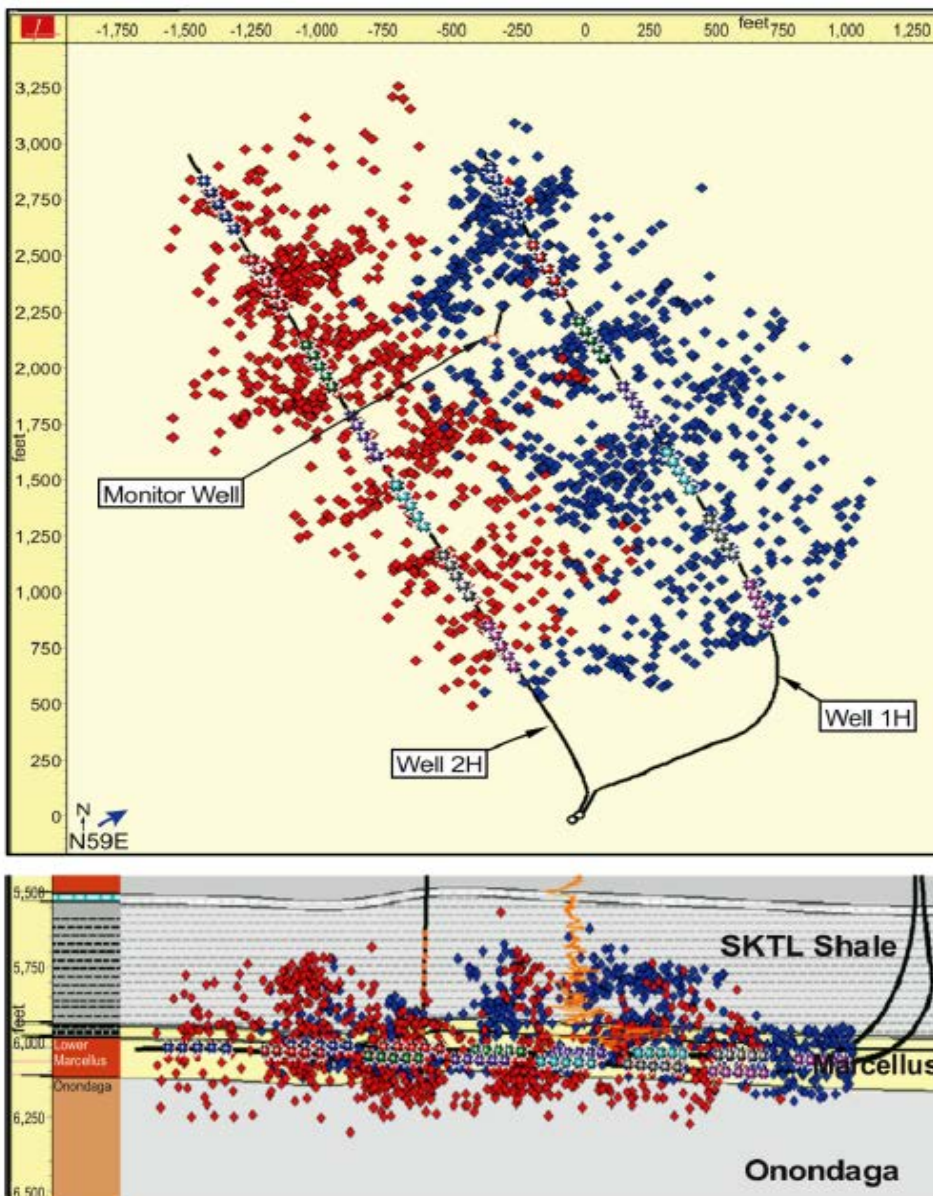
⁷ Definition: Kerogen ist organische Substanz, aus der bei geologischer Versenkung und Aufheizung Kohlenwasserstoffe gebildet werden. Es ist die häufigste Form von organisch gebundenem Kohlenstoff in der Erdkruste. Ein Mindestgehalt an organischer Substanz ist Voraussetzung für die Bildung von gashaltigen Schiefern.

5 Fracking

5.1 Rissausbreitung

Sowohl für die optimale Platzierung der Bohrung als auch für die Stimulation von Fracs ist das lokale Spannungsregime im Untergrund von essentieller Bedeutung. Wichtig ist dabei, zu verstehen, wie sich der Lagerstättenhorizont einschließlich des existierenden natürlichen Störungs- und Kluftsystems bei den auftretenden Drücken während der Bohr-, Stimulations- und Gewinnungsphase verhält. Nur durch diese Kenntnisse kann eine Prognose der Frac-Ausbreitung unter schwierigen geologischen Rahmenbedingungen, wie sie bei der Schiefergasgewinnung auftreten, hinreichend genau durchgeführt werden. Ein Beispiel aus dem Marcellus Shale zur Frac-Ausbreitung durch Überwachung mit Mikroseismik ist als Abb. 9 beigefügt (Warpinski, 2013).

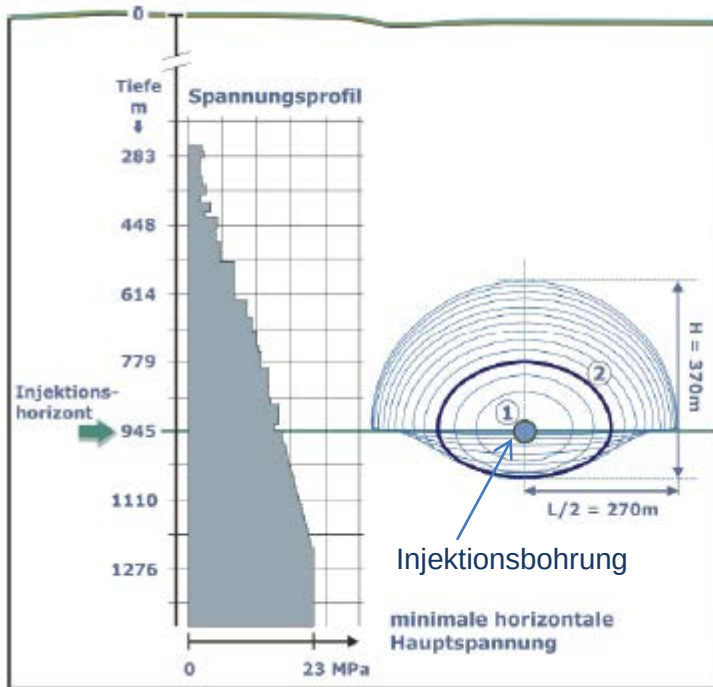
Abb. 10: Mikroseismische Darstellung der Frac-Ausbreitung für zwei benachbarte Horizontalbohrungen



Hinweis: rote bzw. blaue Punkte: entsprechen mikroseismischen Ereignissen ausgehend von der jeweiligen Horizontalstrecke
Warpinski, 2013

Wie Abb. 10 und Abb. 12 aufzeigen, ist die Frac-Ausbreitung von dem zum Zeitpunkt der Stimulation vorherrschenden Spannungsfeld abhängig. Zudem spielen die Schichtlagerungsverhältnisse und die Gesteinseigenschaften des Zielhorizonts eine Rolle. Ferner ist entscheidend, in welcher Höhe innerhalb des Zielhorizonts die Stimulation geplant ist.

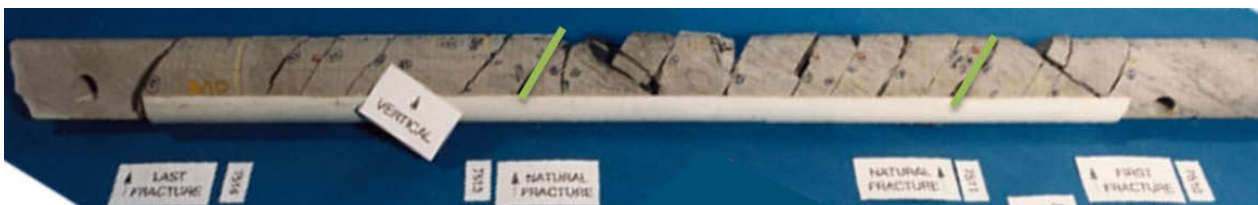
Abb. 11: Frac-Ausbreitungsberechnung mit Spannungsprofil



BGR, 2012

Die Rissweiten der künstlich, überwiegend mit „Slickwater“ (für weiterführende Diskussionen zum Thema Frac-Fluide siehe auch Kapitel Flowback) erzeugten Risse in dichten Tongesteinen (Schiefergas) liegen normalerweise im Bereich von mehreren Millimetern (Burri et al., 2011). Der Begriff „Slickwater“ bedeutet, dass die Fracturing-Flüssigkeit eine geringere Viskosität als normales Wasser hat und deswegen „besser“ fließt (Shale Gas information Platform der BGR (SHIP)). Die unten stehende Abbildung zeigt die hydraulisch erzeugten Risse im Bohrkern eines dichten Tongesteins nach Fracbehandlung (Abb.11).

Abb. 12: Durchbohrter Frac



Vincent, 2013, abgeändert. Hinweis: grüne Linien repräsentieren natürlich vorhandene Klüfte, vor der Frac-Maßnahme.

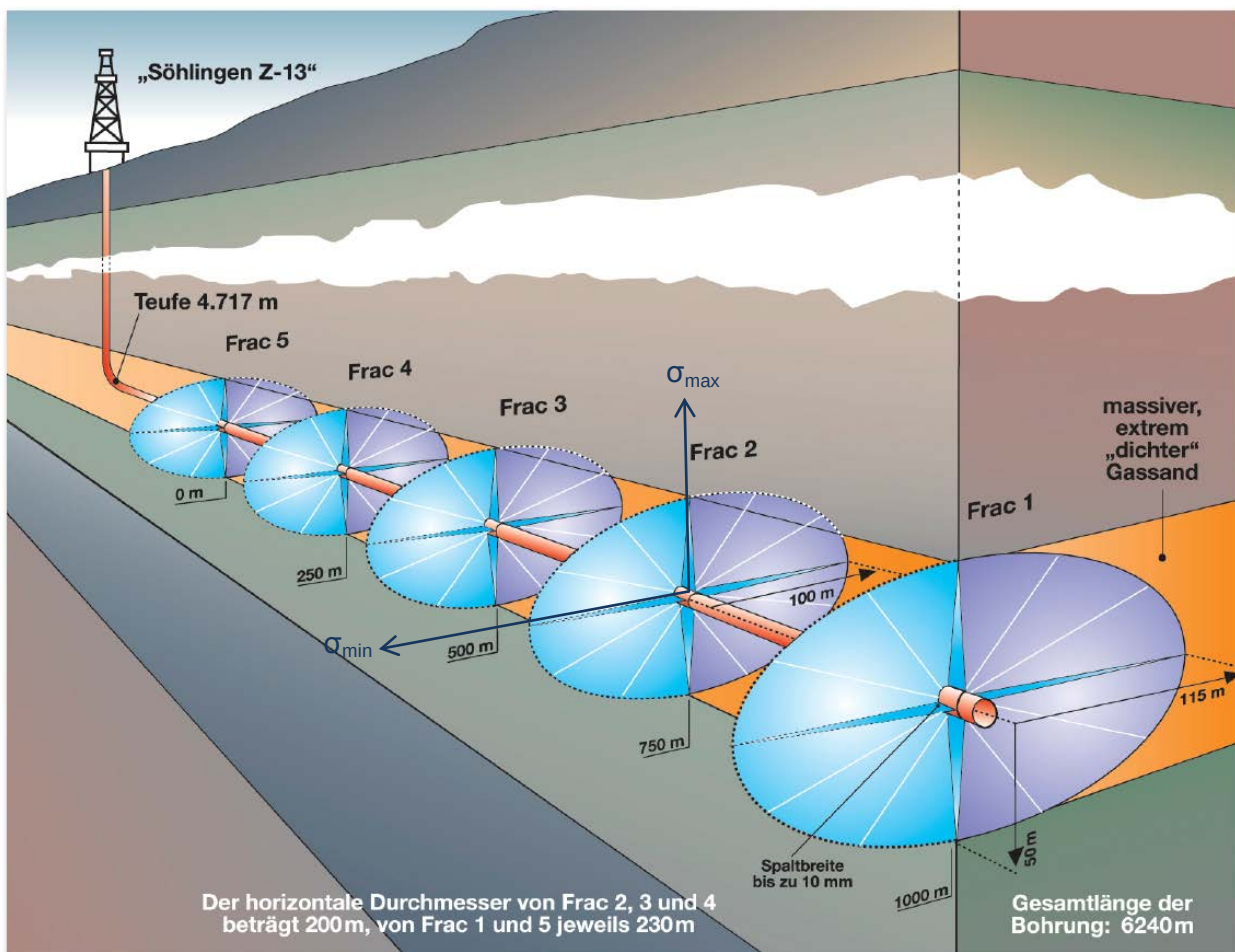
Hinsichtlich des Grundwasserschutzes stellen Fisher & Warpinski (2011) fest, „dass die vertikale Frac-Ausbreitung vom stimulierten Frac-Horizont nach oben bis 700 m unter Tage begrenzt ist“ sowie aufgrund des Stressfelds der Erde und der Gesteinseigenschaften maximal 600 m vertikale Ausdehnung hat. Dadurch, dass die überwiegende Anzahl der Trinkwasseraquifere nur in Teufen bis 300 m vorkämen, würden Fracs daher diese nicht erreichen können. Da in Deutsch-

land die Trinkwasseraquifere lokal bis 1.000 m unter Gelände vorkommen können (z.B. Molassebecken in Süddeutschland), trifft diese These nicht überall auf Deutschland zu.

Um eine ungewünschte Frac-Ausbreitung zu vermeiden, ist es unabdingbar, folgende Betrachtungen vorab durchzuführen:

1. Bestimmung der Lage der horizontalen Hauptspannungsrichtungen ($\sigma_{\max}$ und $\sigma_{\min}$; siehe Abb.12) zur optimalen Ausrichtung der Bohrung sowie der Fracs;
2. Quantifizierung der natürlich auftretenden Störungs- und Kluftdichte;
3. Bestimmung von Typ und Orientierung des Störungs- und Kluftsystems relativ zu der maximalen horizontalen Spannungsrichtung;
4. Analyse der Wechselwirkungen zwischen bestehenden und nachfolgenden Fracs bei engsitzenden Bohrungen und bei mehrfachen, zeitlich nacheinander erfolgenden Frac-Vorgängen;
5. Bestimmung der Frac-Gradienten.

Abb. 13: Horizontalbohrung im Tightgas mit fünf gefrackten Segmenten



WEG, abgeändert

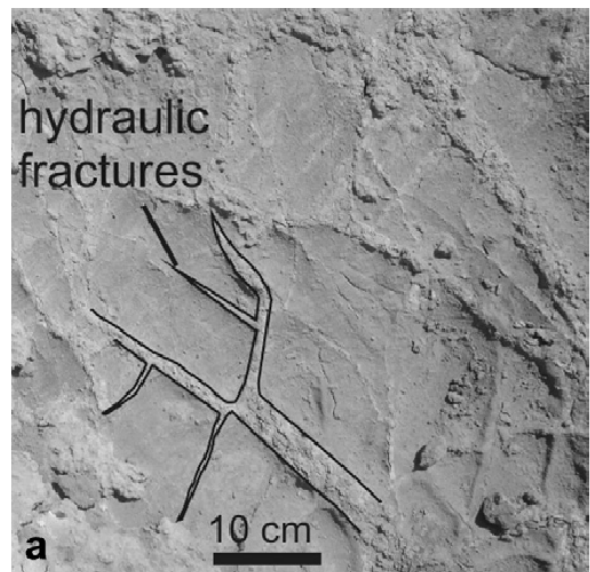
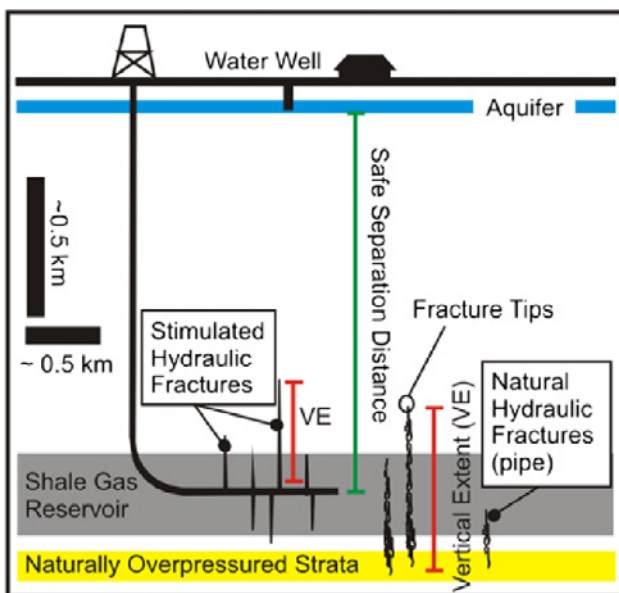
Um die oben genannten Punkte 1), 3), und 4) zu verifizieren, empfehlen wir die Durchführung von live-mikroseismischen Messungen oder Tomographic Fracture Imaging™ (Lacazette & Geiser, 2013) in geeigneten Bohrungen. Dies sollte z.B. bei der in Kap. 8.4.6 vorgeschlagenen

Grundwassermessstelle 300 m oberhalb des Frac-Horizonts angewendet werden, um die Frac-Ausbreitung beobachten zu können und ggfs. die Frac-Technik entsprechend der Ergebnisse nach einem vorher festgelegten Schema (Ampelsystem) anpassen zu können. Bei flachgründigen Bohrungen kann somit auch die Minimaldistanz zwischen Frac-Obergrenze und Trinkwasseraquiferuntergrenze von 1.000 m, wie sie auch vom LBEG gefordert wird, überwacht und eingehalten werden.

5.2 Risshöhe

Davies et al. (2012) analysierten die maximal dokumentierten vertikalen Frac-Höhen von zahlreichen Stimulationen (induzierte Fracs) in Schiefergasgebieten in den USA (Marcellus, Barnett, Woodford, Eagleford und Niobrara) sowie von natürlich entstandenen Fracs (unabhängig von menschlichen Eingriffen) aus Lokationen in Europa und Afrika (siehe Abb. 13). Sie stellten für die künstlich erzeugten Fracs eine maximale Frac-Höhe von 588 m fest. Natürliche Fracs können durchaus höher sein. Basierend auf der Vielzahl der Daten postulierten sie eine Eintrittswahrscheinlichkeit von 1%, dass eine Frac-Höhe von 350 m bei induzierten Frackingmaßnahmen überstiegen wird. Allerdings weisen die Autoren nicht darauf hin, wie mächtig der jeweilige zu frackende Schiefergashorizont war und wie hoch die geplante Frac-Höhe war.

Abb. 14: Frac-Höhe und -Ausbildung eines Fracs (rechte Abbildung)



Davies et al., 2012

6 Fluidtransport

In den vorherigen Abschnitten wurde ausgeführt, welche geologischen Bedingungen im Untergrund herrschen, und wie sich die Grundwasserdruckpotenziale einstellen. Darüber hinaus spielt zur der Entwicklung eines Monitoringkonzeptes das Verständnis über den Fluidtransport im Untergrund eine wesentliche Rolle. Die mathematischen Hintergründe über die Ausbreitungsgeschwindigkeit von Fluiden im Untergrund werden im Folgenden vereinfacht dargestellt.

Die Formel (2) beschreibt die Zusammenhänge der Fluidmigration im Untergrund. Die Geschwindigkeit der Ausbreitung eines Fluids ist somit von vorherrschenden Drücken, Tiefen und Temperaturen, den Fluideigenschaften, der temperaturabhängigen Viskosität der Fluide und Gase sowie den Gesteinsparametern Permeabilität und Porenvolumen abhängig:

$$V = \frac{\kappa \Delta P}{\mu \Delta x \rho} \quad (2)$$

mit:

- V** ist die Abstandsgeschwindigkeit, also die Geschwindigkeit des strömenden Grundwassers [m/s] durch ein homogenes Gesteinsmedium
- κ** ist die Permeabilität des Gesteins [Darcy bzw. ca. $9,7 \times 10^{-13} \text{ m}^2$]
- μ** ist die dynamische Viskosität eines Fluids [cP bzw. mPa·s] in Abhängigkeit von der vorherrschenden Temperatur im Untergrund bzw. des Fluids
- ΔP** ist die Druckdifferenz zwischen den betrachteten Messpunkten [Pa/m]
- Δx** ist die Mächtigkeit bzw. Dicke des jeweiligen Messintervalls [m]
- P** ist die Porosität des Gesteins [dimensionslos] bzw. bei Klüften oder Störungen, deren Anzahl, Öffnungsweite und Porosität.

Enthält das Fluid allerdings organische Verbindungen, so ist die Ausbreitung dieser Bestandteile gegenüber dem Trägerfluid durch die Adsorption reduziert. Die damit einhergehende Retardation hängt u.a. vom organischen Kohlenstoffanteil des Gesteins ab. Ebenso führt die Anwesenheit von Gas in verschiedenen Aggregatzuständen zu einer zusätzlichen Komplexität des Systems hinsichtlich der Fluidmigration.

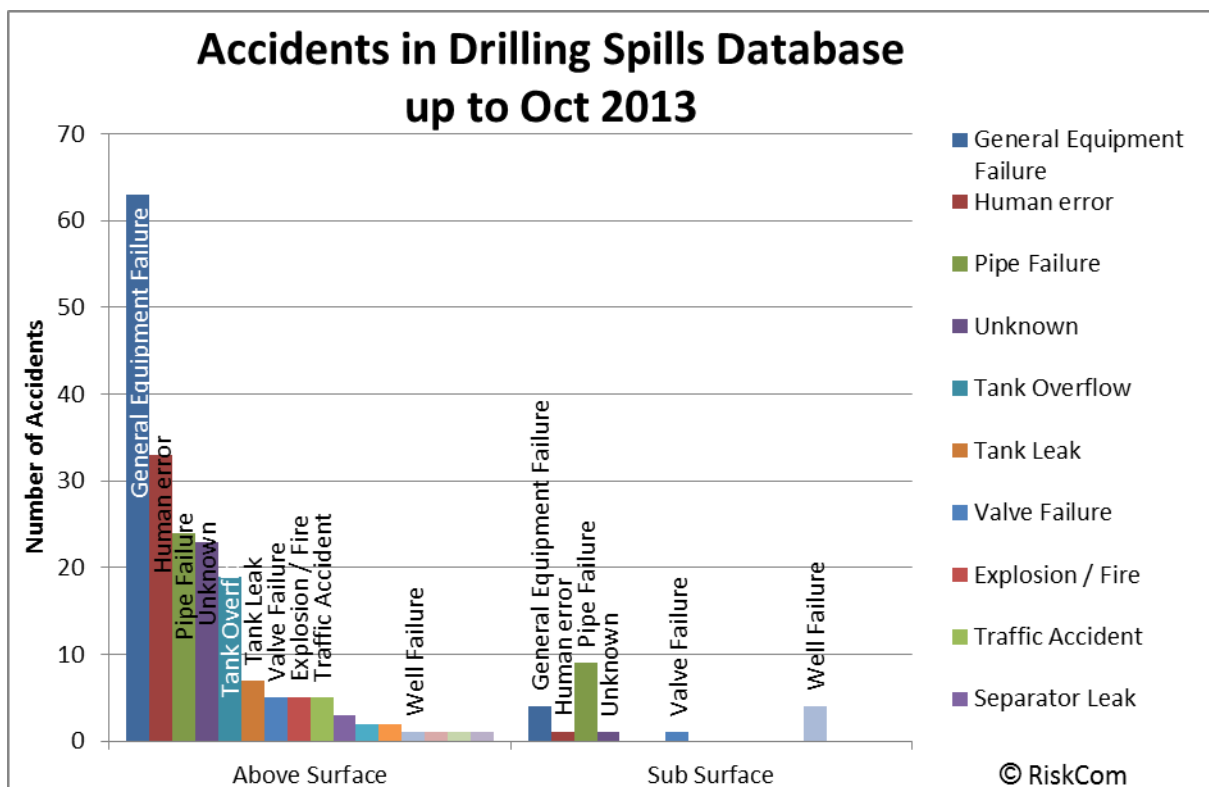
Deshalb kann es bei komplexen Bedingungen sinnvoll sein, diese Transportprozesse durch Fluidtransportmodelle zu berechnen. Basierend auf ausreichend belegbaren Kenntnissen sollte es in einer ersten Abschätzung allerdings genügen, die Abschätzung der Fluidaufstiegsmöglichkeiten verbalargumentativ unter Berücksichtigung der Permeabilitäten, der Mächtigkeiten sowie der Druckverhältnisse vorzunehmen.

7 Identifikation der oberirdischen und unterirdischen Risiken bei der Schiefergasgewinnung

Zur Erarbeitung eines Grundwassermonitoringkonzeptes ist es nötig, möglichst umfangreich die Risiken und die damit verbundenen potenziellen Szenarien, die durch die Schiefergasgewinnung auftreten können, auf das Grundwasser zu betrachten.

Der Blick in eine der umfangreichsten Datenbanken, die durch das Groundwater Protection Council (GWPC, 2011) bereitgestellt wird, zeigt ca. 400 beobachtete Unfälle aus 220.000 abgeteuften und ca. 170.000 verschlossenen Bohrungen in den USA. Die überwiegende Anzahl der Bohrungen sind Vertikalbohrungen; weniger als 10% der Bohrungen sind Horizontalbohrungen (Ohio: eine Horizontalbohrung für Schiefergas und Texas: 16.000 Horizontalbohrung für Schiefergas). Die Drilling Spills Datenbank (Toxics Targeting Inc., 2009) dokumentiert detailliert ca. 215 verifizierte Schadensfälle aus der Erdöl- und Erdgasindustrie (siehe Abb.14), wovon 195 auf dem Übertagebereich entfallen und 20 das Grundwasser und den Boden betreffen. 45% der Schadensfälle werden durch generelles technisches Versagen und Rohrleitungsversagen verursacht; bei 16% wurde menschliches Versagen genannt; 12% gehen auf Tankleckagen zurück und bei 2% der Schadensfälle wird ein Versagen der Bohrung genannt.

Abb. 15: Ergebnisse aus der Drilling Spills Datenbank



©RiskCom, 2014

Mit Hilfe der Betrachtung der Risiken wird ein Prozessverständnis erlangt, welches die Entwicklung der Überwachungsmöglichkeiten inklusive der begleitenden Probenahme und Analytik unterstützt. Die Identifikation der oberirdischen und unterirdischen Risiken erfolgte über Literaturrecherche, Gesprächen mit Experten und eigenen Erfahrungen.

Die in den folgenden Abschnitten beschriebenen Risiken sind unterteilt in:

- oberirdische Risiken,
- unterirdische technische Risiken und
- geologische Risiken.

7.1 Oberirdische Risiken

Oberirdische Risiken hängen mit den Übertageaktivitäten der Erdgasförderung zusammen und sind vergleichbar mit Risiken, wie sie auch bei anderen industriellen Tätigkeiten bestehen.

Hierzu gehören folgende Tätigkeiten:

- Transport, Lagerung und Umgang von wassergefährdenden Stoffen für den Bohrbetrieb wie Chemikalien in den Frac-Fluiden und in der Bohrspülung, Öl-, Fett- und Schmiermittel, Reinigungsmittel, Lösungsmittel, Frostschutz-/Kühlmittel, Beschichtungsmittel, Dichtstoffe, etc.;
- Transport, Lagerung und Entsorgung von gefährlichen Abfällen aus dem Bohrbetrieb (z.B. chlorid-, baryt-, ölhaltige Bohrschlämme, Altöle, etc.);
- Transport, Lagerung und Entsorgung von aufgefangenen Flüssigkeiten aus dem flüssigkeitsdichten Bereich des Bohrplatzes (z.B. verschmutztes Regenwasser);
- Sickerleckagen bei oberflächennahverlegten Rohrleitungen;
- Transport, Lagerung und Entsorgung von rückgeförderten Flüssigkeiten/Flowback (Frac-Fluide, Formationswässer inkl. radioaktiver Stoffe, etc.) beim bzw. nach dem Fracken.

Risiken die im Zusammenhang mit den oben genannten Prozessen zu einer Verschmutzung des Grundwassers führen können, sind unbemerkte Leckagen unterschiedlichen Ausmaßes oder Havarien.

Präventive Maßnahmen zur Vermeidung derartiger Risiken sind u.a. Lagerung und Transport wassergefährdender Stoffe und Abfälle in den dafür vorgesehenen i.d.R. doppelwandigen Tanks, flüssigkeitsdichte Versiegelung des Bohrplatzes im Bereich, in dem wassergefährdende Stoffe gelagert werden, inklusive umlaufender Rinnensystem und Auffangbecken, Ausbildung des Personals im Umgang mit wassergefährdenden Stoffen sowie Implementierung eines Notfallsystems.

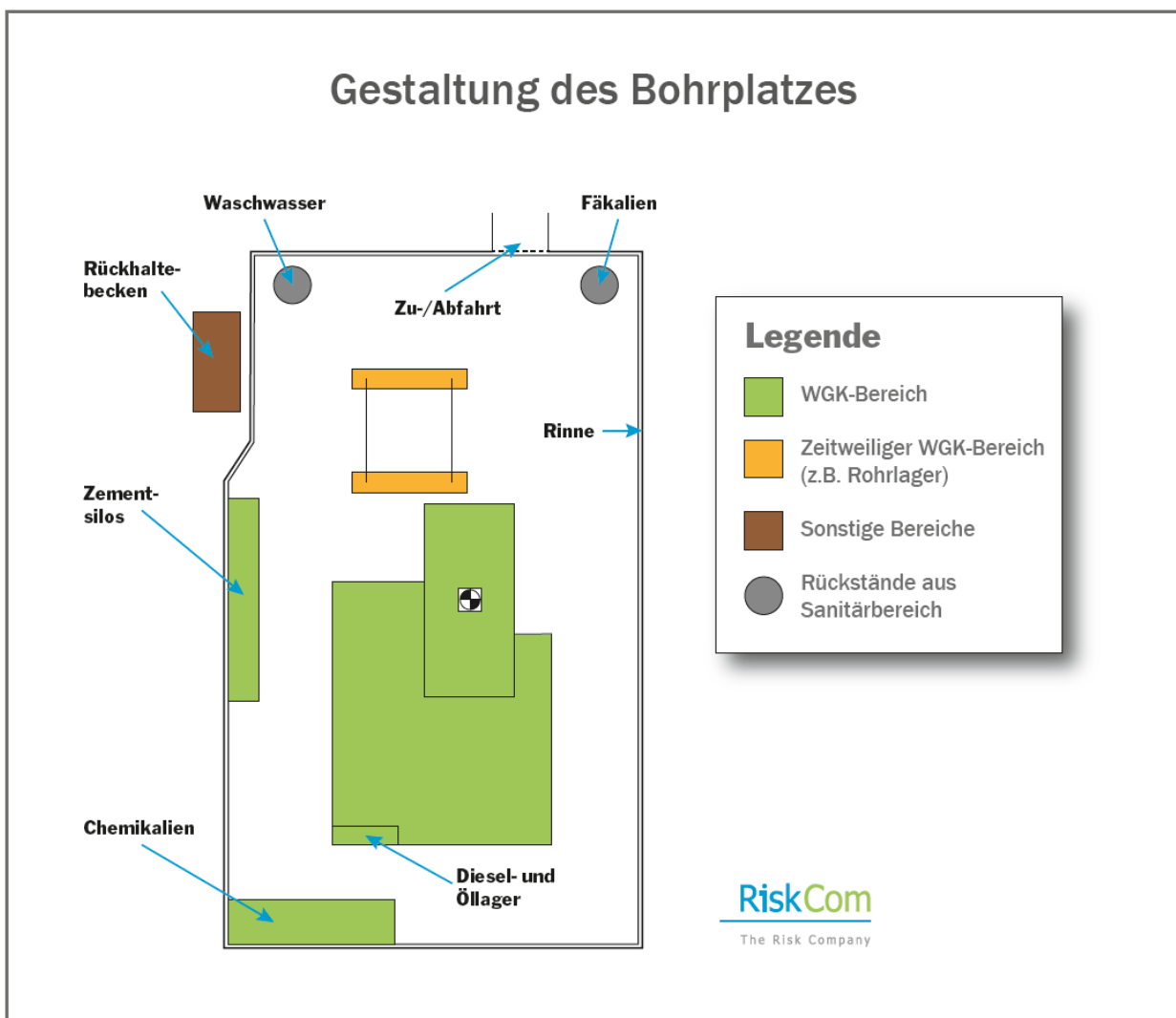
Zum Verständnis hinsichtlich der Lokation der oberirdischen Risiken wird im Folgenden der Aufbau eines Bohrplatzes nach WEG-Leitfaden zur „Gestaltung des Bohrplatzes“ erläutert. Typischerweise ist der Bohrplatz unterteilt in einen flüssigkeitsdichten Bereich (WGK-Bereich) und „sonstige Bereiche“ (siehe Abb.15). Der WGK-Bereich umfasst die Bereiche, in denen Vorsorge zu treffen ist, dass wassergefährdende Flüssigkeiten (unabhängig von den Wassergefährdungsklassen) nicht in den Boden eindringen können. Dieser Bereich umfasst u.a. den Bohrturmunterbau mit Bohrkeller, die Maschinenstellfläche und das Dieselöllager und kann auch Spülungstanks, „solids control“-Equipment und Bohrgutgrube bzw. -behälter umfassen, wenn hier mit wassergefährdenden Stoffen umgegangen wird. Gegebenenfalls können weitere Lagerbereiche für Stoffe und Materialien geschaffen werden, für die eine Grundwassergefährdung zu besorgen ist. Zum Beispiel müssen wassergefährdende Spülungskemikalien in einem WGK-Bereich gelagert werden. Wird im Bereich des Rohrlagers mit wassergefährdenden Stoffen umgegangen (z.B. Reinigen oder Fetten von Muffen und Zapfen), ist bei diesen Arbeiten dafür zu sorgen, dass diese Stoffe nicht in den Untergrund eindringen können (z.B. durch Wannen oder Folien).

Auf den sonstigen Bereichen des Bohrplatzes ist normalerweise keine Wassergefährdung zu besorgen. Hierzu gehören unter anderem Verkehrsflächen, Stellflächen für Büro-, Sanitär-, Werkstatt- und sonstige Container, Lagerflächen von nicht wassergefährdenden Spülmittelzusätzen und das Rohrlager (WEG-Leitfaden „Gestaltung des Bohrplatzes“, 2006).

Zum Schutz vor obertägigen Flüssigkeitsaustritten während der Arbeiten ist der WGK-Bereich des Bohrplatzes mit einem umlaufenden Rinnensystem und Auffangbecken ausgestattet. Dort werden alle anfallenden Oberflächenflüssigkeiten – auch Regenwasser – aufgefangen. Anschließend wird es entsprechend den gesetzlichen und behördlichen Vorgaben behandelt, aufbereitet und anschließend ordnungsgemäß wiederverwendet bzw. entsorgt.

Abb. 16: Aufbau eines Bohrplatzes

Die randlichen



nach WEG-Leitfaden „Gestaltung des Bohrplatzes“, 2006, abgeändert

Sickerleckagen bei oberflächennah verlegten Rohrleitungen, die zur Beförderung von Erdgas und Flowback dienen, sind meist verursacht durch Korrosion, Beschädigung durch Dritte und verzögerte Identifikation zwischen den Wartungs-/Überprüfungsintervallen (Uth, 2012). Das Versagen der Integrität der Rohrleitungen führt zu Gasaustritten und u.U. zu Grundwasserverschmutzungen.

Die Aktivitäten auf dem Bohrplatz sind durch die existierenden Regelwerke wie dem Gefahrgutbeförderungsgesetz (GGBefG), sowie durch Technische Normen (z.B. DIN EN, API) und Empfehlungen öffentlicher und privater Körperschaften, wie DVGW, BG, VDI, WEG, LAWA (siehe auch Uth, 2012) sehr umfangreich geregelt. Darüber hinaus sind bergrechtliche Regelungen und die Gefahrstoffverordnung hinsichtlich des Umgangs mit Gefahrstoffen zu beachten.

7.2 Unterirdische Risiken

Im Folgenden werden die unterirdischen Risiken beschrieben, die eine Gefährdung für das Grundwasser darstellen können. Dabei wird nach Prozessen unterschieden zwischen:

- Technischen Risiken beim/bei:
 - Bohrvorgang;
 - Bohrausbau;
 - Fracken;
 - Stilllegung von Bohrungen;
 - Risiken der Gasmigration; und
- Geologischen Risiken.

7.2.1 Technische Risiken beim Bohrvorgang

Beim Abteufen jedweder Bohrung bestehen Risiken, die zeitweise oder dauerhaft die Grundwasserqualität zumindest kleinräumig um das Bohrloch verschlechtern können. Dazu gehören:

- Hydraulischer Kurzschluss

Ein hydraulischer Kurzschluss durch Verbindung zweier unterschiedlicher Grundwasserleiter kann auftreten, wenn zwei hydraulisch getrennte Grundwasserleiter durchbohrt werden ohne eine Hilfsverrohrung zu setzen. Durch unterschiedliche Potenzialverhältnisse im Untergrund kann es dabei zu unerwünschten Wasserbewegungen kommen. Im Rahmen des vorgeschlagenen Grundwassermonitorings ist nachzuweisen, dass beim Rammen des Standrohrs für Erdgas- und Erdölbohrungen (siehe Abschnitt 8) solche Wasserbewegungen nicht stattfinden. Alternativ wäre die bisherige Praxis des Rammens durch verrohrtes Bohren zu ersetzen.

- Bohrspülung
 - Die Verwendung von Bohrspülung kann die Wasserqualität im durchteuften Aquifer, insbesondere bei Spülungsverlust im Festgestein beeinträchtigen. So ist z.B. in Norddeutschland in den Kalkareniten des Maastrichts oder im mittleren Buntsandstein i.d.R. mit Spülungsverlusten zu rechnen. Untersuchungen aus der Altlastenpraxis haben ergeben, dass z.B. eine zweiwöchige Verschleppung von Kontamination in einen zuvor sauberen Aquifer ein Jahr lang nachgewiesen werden können (z.B. Chapman & Parker, 2005).
 - Ist der Druck der Bohrspülung auf das Gestein im Bereich des unverrohrten Bohrlochs zu gering, kann es zu einem sogenannten Kick kommen, d.h. Fluide oder Gase können plötzlich aufsteigen und verheerende Auswirkungen auf die Integrität des äußeren zementierten Ringraums haben, z.B. durch die Entstehung von

Mikrokanälen im Zement. Die diesen Effekt verursachenden Gas- bzw. Fluidzutritte in die Bohrung sind in ihrer Entstehung schwer bzw. nicht zu erkennen. Erst wenn sich genügend Gas angesammelt hat, wird es aus dem horizontalen in den geneigten bzw. vertikalen Bereich der Bohrung aufsteigen. Das Gas steigt dann, beeinflusst durch die Bohrlochneigung, u. U. sehr schnell aus dem Bohrlochhangenden zur Oberfläche auf. Wenn der Zufluss dann in die Vertikalsektion eintritt, kann eine schlagartige Expansion mit entsprechendem Druckanstieg erfolgen (Blowout). In den USA kommen Blowout-Ereignisse nicht selten vor (Ewen et al., 2012). MKULNV (2012) siedeln die Wahrscheinlichkeit von Blowout-Ereignissen in NRW zwischen 10^{-5} bis 10^{-6} pro Bohrung an.

- Im Falle eines zu hohen Drucks der Bohrspülung durch zu hohes Spülungsge-
wicht kann es zum Versagen des anliegenden Gesteins kommen. Um Zonen mit
einem Potential für die Ausbildung von Kicks frühzeitig zu erkennen, ist es von
entscheidender Bedeutung, kritische Gesteinsformationen mit erhöhten Gasan-
zeichen vorab zu bestimmen.

Die Anlage eines öffentlich zugänglichen landesspezifischen Katasters oder einer Karte, aus der die geologischen Schichten bzw. Zonen hervorgehen, bei denen bevorzugt mit Spülungsverlust zu rechnen ist, wird empfohlen. Der Aufbau einer derartigen Dokumentation könnte über die Meldung von Spülungsverlusten durch die Betreiberfirmen an die Behörden erfolgen. Für den südlichen Teil von Baden-Württemberg liegt eine Karte für Spülungsverluste im Kluft- und Karstgrundwasserleiter für den Oberjura vor (Bertleff et al., 1988).

7.2.2 Technische Risiken beim Bohrausbau

Rechtliche Anforderungen an Verrohrung und Zementation

In Deutschland wird das Bohrloch durch teleskopartig ineinander geschobene und durch (Teil-)Zementation verbundene Rohrtouren gegenüber dem angrenzenden Gebirge abgedichtet.

Der folgende Ausschnitt aus der Tiefbohrverordnung (BVOT) für Niedersachsen, §19, Ziffer 4 bis 7 gibt die momentan geltenden rechtlichen Anforderungen an die Zementation und Verrohrung wieder:

(4) Die Verrohrung ist durch Zementation im Gebirge zuverlässig zu verankern. Die einzelnen Rohrfahrten sind so weit aufzuzementieren, dass ein dichter Abschluss des Bohrloches gegen den nicht zementierten Teil des Ringraumes erreicht wird. Die Ankerrohrfahrt ist vollständig zu zementieren.

(5) Die Zementationsstrecken sind ferner so zu bemessen, dass nutzbare Wasserstockwerke, nicht genutzte Erdöl- oder Erdgasträger und laugenführende Gebirgsschichten abgedichtet werden und ein Eindringen von Wasser in nutzbare Salzlagerstätten vermieden wird.

(6) Während der Zementation ist der Betriebsdruck in der Zementierleitung ständig zu überwachen. Deuten Anzeichen darauf hin, dass der zulässige Betriebsdruck in der Leitung überschritten werden kann, sind die Zementierpumpen zu drosseln und erforderlichenfalls abzuschalten.

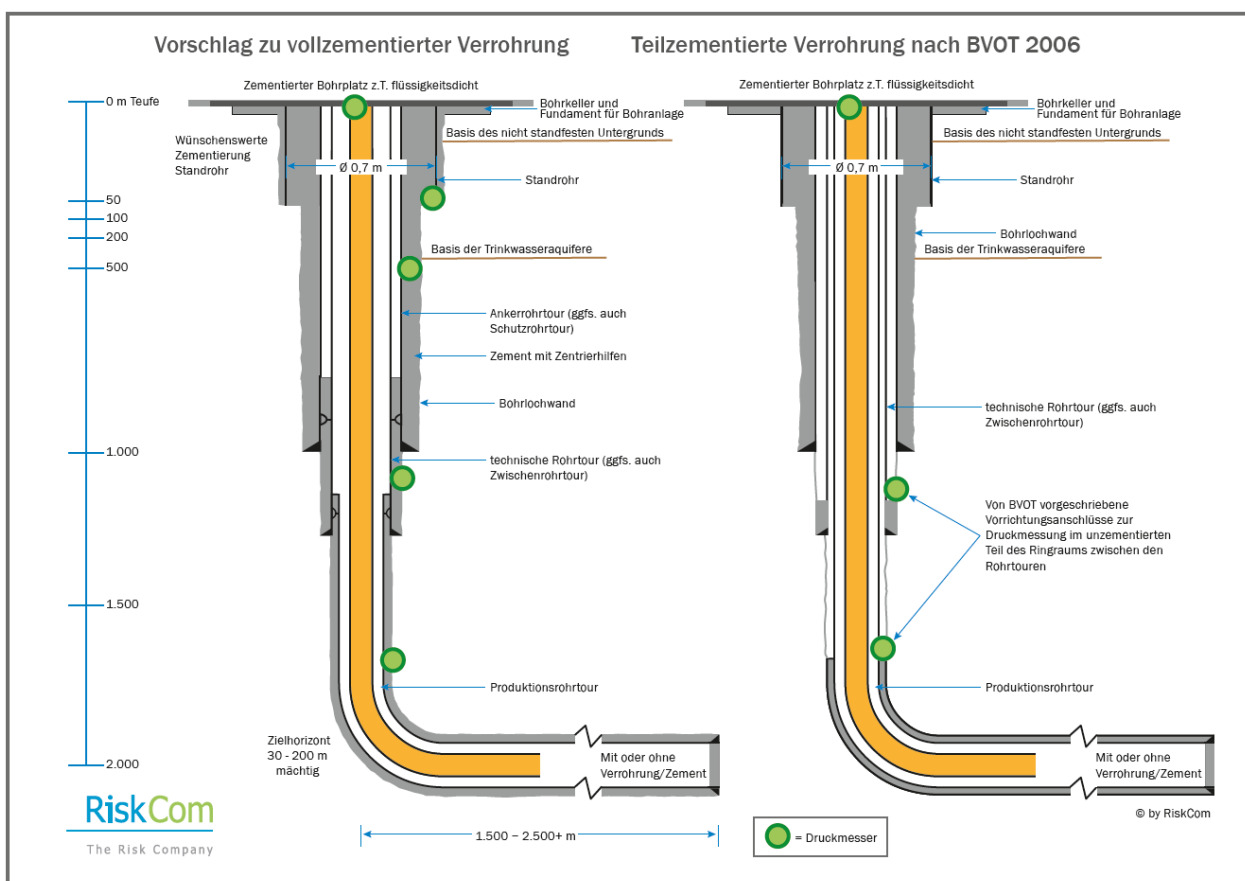
(7) Die Lage der Zementationsstrecken ist durch Messung zu ermitteln. Ein Misslingen der Zementation ist der zuständigen Behörde unverzüglich anzuzeigen.

Auch andere Bundesländer weisen in ihren Regelwerken zur Verrohrung und Zementation ähnliche Anforderungen auf (z.B. Hessische Bergverordnung vom 30.8.2012).

In Deutschland ist, wie in den USA (API, 2009), derzeit keine Vollzementierung der gesamten Verrohrung gefordert, jedoch ist die Zementierung der Ankerrohrtour in Deutschland vorgeschrieben; dabei sind generell die Zementationsstrecken so zu bemessen, dass nutzbare Grundwasserstockwerke vor ungewollten Zutritten von Schadstoffen abgedichtet sind. Die kosten- und zeitaufwendige Zementierung der gesamten Verrohrung bzw. von Teilstrecken der Verrohrung unterhalb der nutzbaren Grundwasserstockwerke erfolgt in Deutschland auf freiwilliger Basis der Betreiberfirmen bzw. durch die im Sonderbetriebsplan festgelegte Forderung durch die Genehmigungsbehörden. Ein Vergleich mit der in den USA üblichen Bohrausbaupraxis zeigt, dass auch dort in den meisten Bundesstaaten eine Mindestdiefe der Ankerrohrtour zur Sicherung des Grundwasserleiters von ca. 15 – 30 m unterhalb der Unterkante der süßwasserführenden Grundwasserstockwerke vorgeschrieben ist (Schilling, 2012).

In Abb. 16 ist der o.g. Sachverhalt auf der rechten Seite der Grafik schematisch dargestellt.

Abb. 17: Voll- und teilzementierter Bohrausbau



©RiskCom, 2013

Schadensfälle

Zur Häufigkeit der Probleme wird auf folgende Studien verwiesen, die sich die Untersuchung der Integrität von Bohrungen zur Aufgabe gemacht haben:

- Watson & Bachu, 2007: Von 316.000 Bohrungen, niedergebracht in Alberta, Kanada weisen 4 bis 6% Leckagen auf;
- GWPC, 2011:
 - Verrohrungs- und Zementierungsprobleme bestehen bei 1-2% der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Pennsylvania; bei 0,03% in Ohio und bei 0,005% der Bohrungen in Texas;
 - Randhol & Carlsen, 2008: Im norwegischen Teil der Nordsee, zeigen 13 bis 19% der Gewinnungsbohrungen Leckagen und 31 bis 41% der Verpressbohrungen Leckagen;
- Crow, 2006: Im Golf von Mexiko treten bei einer signifikanten Anzahl von Bohrungen dauerhaft erhöhte Ringraumdrücke, vermutlich durch Gasmigration in der Zementmatrix, auf.

Weitere Studien zum Thema sind im Kapitel „Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz“ enthalten.

Fehlerhafte Zementation

Im Detail gibt es folgende Ursachen für mangelhafte bzw. unvollständige Zementation oder Schrumpfen des Zements (Mavroudis, 2001, Vidic et al., 2013, Teodoriu et al., 2013):

- Ist der hydrostatische Druck bei der Zementation geringer als der Druck im anliegenden Gestein, können Fluide oder Gase in den Zement eindringen, bevor dieser völlig verfestigt ist. Ist der Druck der Zementsäule zu hoch, kann dies im umgekehrten Fall zum lokalen Versagen der Gesteinsformation führen (sog. „Caving“, ggfs. mit Rissbildung), wodurch sich hier Wegsamkeiten entwickeln können.
- Ungenügende Zentralität des Bohrlochs kann dazu führen, dass der Zement im weitem Teil des Ringraums zirkuliert und nicht im engen Teil wodurch die Bohrspülung nicht komplett verdrängt wird.
- Geringe Festigkeit und hohe Permeabilitäten im Zement können auftreten, wenn vor dem Einbringen der Zementschlämme die Bohrspülung nicht ordnungsgemäß oder nur teilweise entfernt wurde und es dadurch zu einer Vermischung zwischen Zement und Bohrspülung kommt (Taschen oder „pocket“- Bildung). Dies ermöglicht eine Fluid- oder Gasmigration entlang des zentralen Abschnitts des Ringraumes oder entlang der Grenze zwischen Zementierung und geologischer Formation. Auch wenn eine ordnungsgemäße Entfernung der Bohrspülung stattgefunden hat und die Zementierung korrekt erfolgt ist, können Schrumpfungen im Zement während der Hydratation oder während der Austrocknung über die Lebensspanne einer Bohrung Risse im zementierten Ringraum entstehen lassen.
- Sind die Zusammensetzungen der Zementschlämme nicht auf die unterschiedlichen Bedingungen hinsichtlich Geologie und geplanter Maßnahme (Fracking, etc.) abgestimmt, kann es zu nachträglichen Korrosionen im Zement kommen. Auch beeinflussen hohe Temperaturen sehr stark das Reaktionsverhalten der Zemente. Die Wechselwirkung mit Formationswässern kann sowohl durch eine Vermischung als auch durch chemisch akti-

ve Ionen das Abbindeverhalten und die Korrosionsbeständigkeit des Zementes nachteilig beeinflussen.

- Leckagen in der Verrohrung oder den Gestängeteilen, insbesondere an den Übergangsstellen, können zu undichter Zementation führen.
- Eine mangelhafte Anbindung des Zements an die Verrohrung oder das Gestein kann hervorgerufen werden, wenn die Zementschlämme aufgrund des Überdrucks Wasser in die angrenzende Gesteinsformation verlieren, und sich dabei das Zementvolumen reduziert.
- Beim Durchteufen salinarer Horizonte kann es zu Druckbeaufschlagungs- oder Lösungsprozessen kommen.
- Zonen mit Sauer- oder Süßgas können zur Beeinträchtigung der Zementationsfestigkeit führen, ebenso wie das Vorhandensein von Bakterien im Bohrloch bzw. in spezifischen Horizonten oder die unzureichende Entfernung des Filterkuchens vor dem Bohrausbau.

Natürlich können auch verschiedene Kombinationen aus den obigen Ursachen zu mangelhaften Zementierungen führen, beispielsweise eine zu frühe Aushärtung aufgrund zu hoher Temperaturen und falsch selektierter Zemente (Technischer Bericht Bohrung Basel 1, unveröffentlichter Bericht, 2007).

Eigene Untersuchungen (Skiera et.al, 2007) weisen weitere Ursachen für eine mögliche Beeinträchtigung der Zementierung aus, wie:

- Verfestigung der Spülung;
- plastische Verformung des Bohrlochs;
- Nachfallen von Gebirge (insbesondere bei Tonen, Gipsen, etc.);
- Probleme beim Ziehen der Schutzverrohrung;
- Subrosion in Salzhorizonten;
- Streugaszutritte;
- Ausfall der Pumpen während der Zementation.

Wie oben beschrieben, ist eine Zementierung der Bohrung im Bereich der Ankerrohrtour vorgeschrieben, so dass nutzbare Grundwasserstockwerke gegen ungewollte Zutritte von Schadstoffen abgedichtet sind. Die Entscheidung hinsichtlich Voll- oder Teilzementierung unterhalb der Ankerrohrtour liegt derzeit bei den Betreiberfirmen bzw. kann von den Genehmigungsbehörden in den Sonderbetriebsplänen vorgeschrieben werden. Die Auslegungskriterien der einzelnen Rohrtouren ergeben sich aus verschiedenen Faktoren, wie dem Vorhandensein von Überdruckzonen, dem Salzgehalt der wasserführenden Schichten und der damit verbundenen Notwendigkeit die Bohrspülung zu wechseln sowie dem Gewicht der Rohrtourstrecke.

Um einen Austritt von Fluiden und Gasen auch unterhalb der Ankerrohrtour zu vermeiden, wird empfohlen, eine Vollzementierung der gesamten Verrohrung, wie in Abb.16 auf der linken Seite dargestellt, vorzuschreiben. Um die Integrität der Zementation nachzuweisen, sollten allerdings dazu geeignete Druckmessungen gemacht werden können.

Schäden an der Integrität der Bohrung

Ursachen für Schäden an der Integrität der Bohrung sind im Folgenden aufgeführt:

- Schäden der Rohrtour durch Korrosion unterschiedlichen Ausmaßes treten mehr oder minder bei jeder Bohrung auf (vgl. Uth, 2011). Korrosion kann sich z.B. durch eine zu geringe Beständigkeit der Rohrtour gegen H_2S oder SO_4 ergeben. In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass bei schadhafter Verrohrung und fehlender Zementation die Risiko der Migration von Fluiden oder Gasen in die benachbarten Gesteinsformationen unterhalb des Bereichs der zementierten Ankerrohrtour entsprechend größer ist.
- Durch den sehr hohen Druck, der beim Injizieren der Frac-Fluide aufgebracht wird sowie durch den kontinuierlichen Wechsel von Druck- und Temperaturschwankungen kann, wenn nicht ausreichend Verrohrungselastizität vorhanden ist, die Zementation und/oder die Integrität der Bohrung Schaden nehmen.

7.2.3 Risiken bei der Stilllegung von Bohrungen

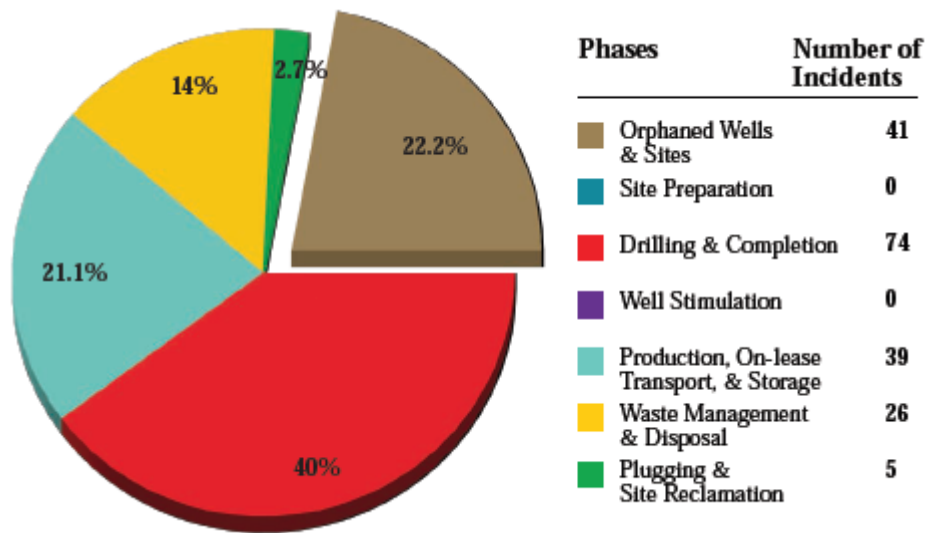
Nach § 35 BVOT für Niedersachsen sind auflässige Bohrungen so zu verfüllen, dass Einbrüche an der Erdoberfläche vermieden werden und eine spätere Nutzung des Untergrundes zur Gewinnung von Bodenschätzen und Wasser oder zur Tiefspeicherung nicht beeinträchtigt wird. Die Verfüllung ist so vorzunehmen, dass nach aller Erfahrung ein flüssigkeits- und gasdichter Abschluss erreicht wird und nachteilige Veränderungen des Grundwassers vermieden werden. Das Bohrloch ist ab der Erdoberfläche bis zu einer Teufe von 100 m mit einer besonderen Verfüllungsstrecke zu versehen. Befinden sich unterhalb dieser Strecke für eine Nutzung vorgesehene Süßwasserhorizonte, so ist die besondere Verfüllungsstrecke entsprechend zu verlängern oder eine entsprechende Abdichtung einzubringen. Nach Abschluss der Verfüllungsarbeiten ist dem Bergamt innerhalb von drei Monaten der Verfüllungsbericht zusammen mit dem ergänzten Bohrlochbild vorzulegen. Eine kontinuierliche Prüfung der Dichtheit des Bohrlochverschlusses, der Stabilität des Zementes in den einzelnen Abschnitten der Verrohrung sowie der Kompressibilität der zurückgebliebenen Bohrspülung ist derzeit nicht gefordert.

Wie bei einer aktiven Bohrung, besteht auch bei nicht ordnungsgemäß stillgelegten Bohrungen das Risiko der Gas- bzw. Fluidmigration. Abb. 17 gibt einen Überblick über Unfälle bei Öl und Gasbohrungen in Texas und Ohio, USA. Auffallend sind die Verunreinigungen, die im Zusammenhang mit aufgelassen Altbohrungen (Engl.: „orphaned wells“) stehen, die keinem Eigentümer mehr zugeordnet werden können.

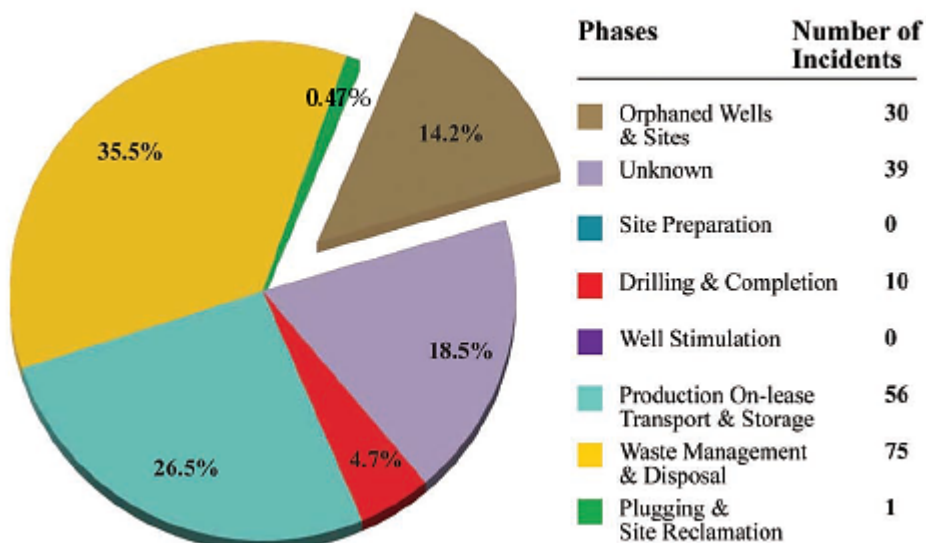
Dieses Risiko ist für die USA spezifisch, da es in Deutschland eine lückenlose Erfassung der Altbohrungen gibt. Trotz allem ist anzumerken, dass in Deutschland die Verfüllung der Altbohrungen z.T. auf eine Zeit zurückgeht, als der zur Verfüllung genutzte Zement noch nicht dem heutigen Stand der Technik gleich kam und auch die Vorschriften zur Verfüllung noch nicht denen der heutigen Zeit entsprachen. Weiterhin ist anzumerken, dass von den 16030 Bohrungen in Niedersachsen, die in der Datenbank „Fachinformationssystem-Kohlenwasserstoffe (FIS-KW)“ registriert sind, für 1.263 Bohrungen keine aktuellen Informationen zum Verfüllungsstatus vorliegen (LBEG, 2007).

Abb. 18: Unfälle bei Öl- und Gasbohrungen in Texas und Ohio

Texas:



Ohio:



Groundwater Protection Council, GWPC, 2011

Aus Sicht des Grundwasserschutzes ist es daher notwendig a) die Bohrungen zukünftig gemäß Abb.16 dann vollzementieren, wenn die Wahrscheinlichkeit, dass daraus ein möglicher Umweltschaden verhindert werden kann hinreichend groß ist (>50%) und die Gefahr, dass durch eine Nichtzementierung ein Umweltschaden wissenschaftlich belastbar ausgeschlossen werden kann; und b) einen Plan zu erstellen, wie bei Bohrungen die Funktion der Zementation überprüft, aufrechterhalten bzw. ggfs. wiederinstandgesetzt werden kann. Hier sind wie oben beschrieben insbesondere Altbohrungen zu betrachten, die in der Nähe von zu erschließenden Gasfeldern liegen und eine entsprechende Teufe besitzen.

7.2.4 Technische Risiken beim Fracken

Wie in Abb. 17 aufgezeigt, ist auffällig, dass keinerlei Verunreinigungen aus der Stimulation der Bohrungen (dem Frac-Prozess) aufgeführt sind. Hierzu wird angemerkt, dass weder in Texas noch in Ohio bis dato Grundwassermonitoring spezifisch für Erdöl- und Erdgasbohrungen durchgeführt wird. Ferner existieren in den USA drei Klassen von Grundwasser je nach Salzgehalt, Tiefe und bohrdurchmesserspezifischer Förderrate. Allerdings hat die British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC) 18 Ereignisse registriert, bei denen eine unterirdische Wechselwirkung zwischen benachbarten Bohrungen bzw. deren Ablenkungen während des Frackings beobachtet wurde. Bei diesen Ereignissen handelt es sich allerdings um Ereignisse innerhalb einer Lagerstätte. Ähnliche Phänomene wurden auch von Lacazette & Geiser (2012) aus dem Mallory 145 Multi-Well Projekt berichtet.

Generell ist in geologischen Bereichen mit Überdruck die Frac-Ausbreitung nur schwer kontrollierbar, sofern nicht genaueste Kenntnisse über alle Einflussfaktoren vorliegen (siehe Kap. 4.1.2).

Schäden an der Integrität der Verrohrung

Bei der Stimulation wird i.d.R. das Frac-Fluid durch die Produktionsrohrtour und nicht durch eine temporäre Verrohrung injiziert. Die hat zur Folge, dass die Produktionsrohrtour direkt dem hohen Fluidruck und dem relativ kalten Frac-Fluid ausgesetzt ist. Durch die auftretenden hohen Drücke und die Temperaturunterschiede kann sowohl die Integrität der Verrohrung als auch die Zementation der Bohrung Schaden nehmen (Burri et al., 2011, Teodoriou et al., 2013). Das Einbringen einer temporären Verrohrung für das Injizieren von Frac-Fluiden reduziert das Risiko. Leider besteht hierbei aber der Nachteil, dass die Fließrate während der Stimulation signifikant abnimmt (Burri et al., 2011).

In Bereichen mit erhöhten Scherspannungen sind am häufigsten Beschädigungen der Verrohrung (auch sog. „ballooning“) zu verzeichnen, insbesondere bei zunehmender Änderung des Volumens im Reservoir bzw. bei Porendruckreduktion (Dusseault, 2001).

Ein potenzielles Risiko für Kontamination von Grundwasserhorizonten kann auch durch eine zu frühe ungewollte Perforation der Stahlrohr Touren und Zementation entstehen. So wird im Journal des Unconventional Oil and Gas Centers (UGCENTER, 2013) von einem Fall aus Kanada vom September 2011 berichtet, wo die Perforation der horizontalen Verrohrung im Schiefergashorizont in einer ursprünglich geplanten Tiefe von ca. 1.500 m stattfinden sollte, die Perforation der Verrohrung unkontrolliert aber bereits in ca. 150 m Tiefe stattfand, was zur Folge hatte, dass Frac-Fluide in die benachbarte Gesteinsformation oberhalb des zu schützenden Grundwasserhorizontes gepumpt wurden. Als Ursache kann menschliches Versagen hier nicht ausgeschlossen werden. Proben aus einem flachen Monitoringbrunnen, der zur Überwachung des Aquifers zur Trinkwassergewinnung abgeteuft worden war, zeigten keine Kontaminanten, die auf Frac-Fluide hingewiesen hätten, wohl wurden diese aber in einem tiefer liegenden Grundwasserbrunnen nachgewiesen.

Ungewollte hydraulische Fracs können auch durch einen Untertage-Blowout (Tingay, 2003) sowie beim Verpressen des Flowbacks (z.B. Løseth et al., 2011) entstehen.

7.2.5 Störungen und Klüfte

Um Fracs hinsichtlich der späteren Gasförderung optimal zu platzieren und einhergehende Risiken wie das der Ausweitung von Störungszonen bis hin zur Basis eines Trinkwasseraquifers auszuschließen, bedarf es während der Planungsphase detaillierter Kenntnisse der vorhandenen Störungen und Klüfte in und oberhalb des Zielhorizontes. Generell müssten vorab hierzu Ausschlusskriterien für Störungen und Klüfte erarbeitet und festgelegt werden.

Die durch Scherbrüche angezeigte Reaktivierung von natürlichen, vorhandenen Klüften oder Störungen kann gemäß Lacazette & Geiser (2013) noch in einer Entfernung von 1 km in horizontaler Richtung und nahezu 1 km in vertikaler Richtung erfolgen. Wie in gespannten Aquiferen, so sind die Druckbeaufschlagungen des Frackens noch in 1 km Entfernung messbar. Fluidtransport konnte bei 150 m auseinanderliegenden Horizontalbohrungen ebenfalls nachgewiesen werden.

Bestehende Störungen bzw. Klüfte können die Frac-Erzeugung bzw. -ausbreitung massiv beeinträchtigen, indem u.U. die injizierte Energie ungewollt ausschließlich in die Erweiterung bestehender Störungs- bzw. Kluftsysteme einfließt (Oilfield Review Nr.23, 2011). Gleiches gilt für nachträgliche Frac-Vorgänge, bei denen die bereits bestehenden Fracs ungeplant erweitert werden, statt wie gewollt neue Fracs zu bilden.

7.2.6 Risiken der Gasmigration

In Aquiferen oberhalb der Marcellus und Utica Schieferformation im nordöstlichen Pennsylvania und New York ist das Auftreten von Methan im Trinkwasser im Zusammenhang mit der Schiefergasförderung systematisch nachgewiesen worden (Osborn et al., 2011).

Mit Hilfe von $\delta^{13}\text{C-CH}_4$ und $\delta^2\text{H-CH}_4$ -Werten und dem Verhältnis von Methan zu höherkettigen Kohlenwasserstoffen (Ethan, Propan und Butan) kann biogen⁸ erzeugtes Methan von thermogen⁹ generiertem Methan unterschieden werden.

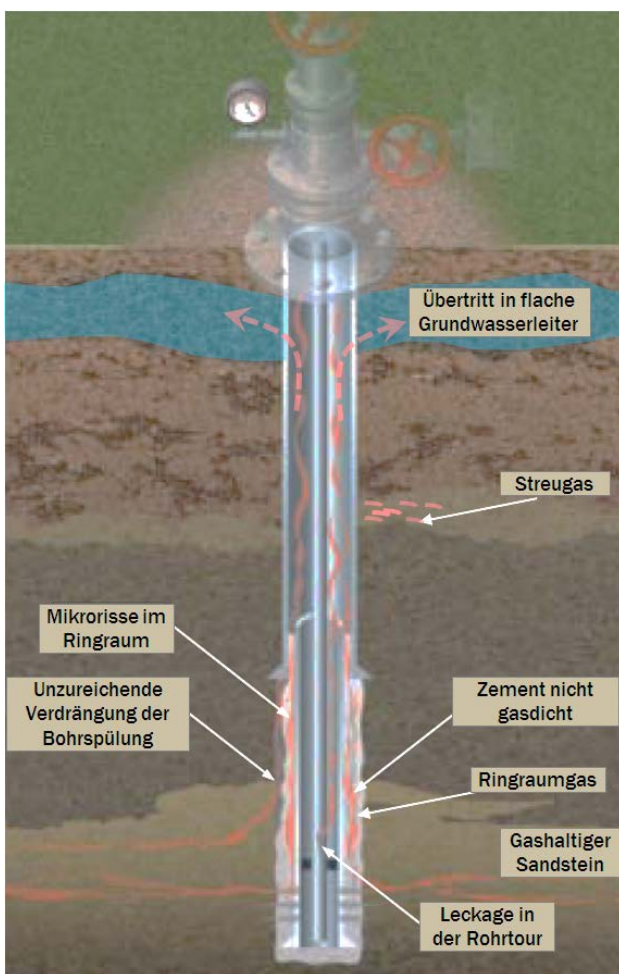
Typischerweise weisen Proben aus oberflächennahen Grundwasserleitern in aktiven Schiefergasfördergebieten auf Methan aus tieferen thermogenen Quellen hin, während Proben aus den gleichen Grundwasserhorizonten in inaktiven Gebieten deutlich geringere Methankonzentrationen und niedrigere $\delta^{13}\text{C-CH}_4$ -Werte zeigen, was auf biogenes oder einen Mix aus biogenen und thermogenen Methan hinweist. Als Hauptursache für den Methanaufstieg in die oberen Grundwasserhorizonte werden schadhafte und damit undichte Verrohrungen oder das Eindringen von Streugas durch den Bohrlochringraum aus untergeordneten gasführenden Schichten angeführt (Osborn et al., 2011; Vengosh, 2013; Warner et al., 2013).

⁸ Biogenes Methan entsteht durch Mikroorganismen und Termiten in sauerstoffarmen Gebieten wie Mooren, Sümpfen, Teichen, in anmoorigen bewaldeten Bereichen, in Ozeanen sowie durch den Reisanbau, Viehhaltung, Deponien.

⁹ Thermogenes Methan ist durch die Umwandlung von Kerogen in Tiefen >2km und Temperaturen 160 °C (Gasfenster) entstanden. Es kann auch durch die Umwandlung von Öl oder Kohle in größeren Tiefen entstehen.

Jackson et al. (2013) untersuchten 141 Trinkwasserbrunnen in der Nähe von Schiefergasbohrungen in den Appalachen im Nordosten von Pennsylvania nach Erdgaskonzentrationen und Isotopensignaturen. Methan wurde in 82 % der Trinkwasserproben nachgewiesen, wobei die durchschnittlichen Konzentrationen für Häuser in weniger als 1 km Entfernung von Erdgasbohrungen sechsmal höher waren. Die Ethankonzentration in Häusern, die weniger als 1 km von Gasbohrungen entfernt lagen, war sogar 23-mal höher. Die Autoren führen das Auftreten der Kontamination u.a. auf Leckagestellen in der Verrohrung aufgrund von mangelhaften Gewindeverbindungen, Korrosion, thermischen Spannungsrissen und dem Aufstieg von thermogenen Streugas aus dem Marcellus-Schiefer zurück (siehe auch Brufatto et al., 2003). Abb. 18 verdeutlicht anschaulich einen möglichen Gasaufstieg in einer Gasbohrung.

Abb. 19: Streugasmigration in einer Gasbohrung



Vidic et al., 2013, abgeändert

Vidic et al. (2013) weisen auch darauf hin, dass Methan aus anthropogenen Quellen wie Gasförderfeldern, Kohlebergbau, Gaspipelines und aufgegebenen Bohrungen zur ehemaligen Gasförderung stammen können. So gibt es in Pennsylvania 350.000 Bohrungen zur Öl- und Gasförderung, wovon die Lage von 100.000 dieser Bohrungen gänzlich unbekannt ist. 60.000 dokumentierte und möglicherweise mehr als 90.000 nicht dokumentierte aufgegebenen Bohrungen in den USA sind vermutlich nicht ordnungsgemäß stillgelegt und dienen damit als Wegsamkeit für aufsteigendes Methan. Nach Vidic et al. (2013) führen Methankontaminationen in Grund-

wasserleitern auf eine schadhafte Verrohrung des Ringraumes bzw. schadhafte Zementierung der Bohrung zurück.

Darüber hinaus können folgende Ursachen für die Gasmigration in flachen Aquiferen verantwortlich sein (ODNR, 2008):

- Einschluss von Hochdruckgaszonen im Ringraum der Produktionsrohrtour und / oder der technischen Rohrtour;
- Unkenntnis über Gashorizonte in der Tiefe im offen gelassenen Teil der Bohrung;
- Entstehung eines Filterkuchens bei der Entwicklung der Bohrung, was zur Folge hat, dass die notwendigen Gaslogs (siehe Kap. 8.4) nicht durchgeführt werden können.

Um Streugasvorkommen insbesondere aus wenig tiefen Zwischenschichten zu erkennen sind beim Erstellen der Bohrung die Gasgehalte der Gesteinsformationen festzustellen sowie ist eine erste Charakterisierung der erbohrten Formation (Gasgehalt der Spülung, Bohrklein, Bohrlochmessungen durch Logs) durchzuführen. Sollten sich Hinweise auf möglicherweise nachteilige Auswirkungen von Gasvorkommen ergeben, dann wird die Durchführung von Gaslogs unbedingt angeraten. Hierzu gehören Neutron Porositäts Logs und Standard Residual Density Porosity Logs.

Auch in Deutschland können wie im Münsterland Methangaswerte bis zu 45 mg/l in Grundwasserleitern sowie bis zu 80 Vol% an der Erdoberfläche gemessen werden (Melchers et al.). Unabhängig von der Genese des Methans ist deswegen eine Methangasmessung des Grundwassers insbesondere vor Beginn der Frac-Maßnahme für die Aufsuchung und Gasförderung (Baselinemonitoring) von eminenter Bedeutung (siehe Kap. 8.2).

7.2.7 Risiken durch Subsidenz

Bei einer massiven Entnahme von Erdöl und Erdgas aus dem Untergrund ist damit zu rechnen, dass der entstandene Hohlraum nachgibt und es zu Setzungen auch an der Erdoberfläche kommen kann. Der British Geological Survey ist allerdings der Meinung, dass bei der Schiefergasgewinnung die Subsidenzrisiken sehr niedrig sind (BGS, 2012). Im Rahmen des ReFINE (Researching Fracking IN Europe)- Forschungsvorhabens werden hierzu wohl ab 2015 Ergebnisse erwartet. Bei einer etwaigen Subsidenz bei Schiefergasextraktion kann dies Auswirkungen auf die Integrität der Bohrungen haben.

7.2.8 Geologische Risiken

Wie in Abschnitt 4 ausführlich dargestellt, bietet der geologische Untergrund je nach Ausbildung i.d.R. allein durch das Vorhandensein von zahlreichen mächtigen Barrieregesteinshorizonten ausreichend Schutz vor Schädigungen des Grundwassers bei der Schiefergasförderung. Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens sind die Prüfkriterien, wie sie in der Rundverfügung vom 31.10.2012 durch das LBEG (siehe Abschnitt 7.4) gegeben wurden, durch die Unternehmen vollständig abzuarbeiten und durch die Berg- und Wasserbehörde zu prüfen. Mit geologischen Risiken, die sich nachteilig auf das Grundwasser auswirken können, ist entsprechend der Rundverfügung nur dann zu rechnen, wenn vor der eigentlichen Schiefergaseaufsuchung eine im Detail unzureichende Vorabuntersuchung des geologischen Untergrundes stattfindet. Prinzipiell zählen zu den Risiken all jene Ereignisse, die i.d.R. Störungen reaktivieren können, so dass Scherspannungen entlang der Störungszonen weitergegeben

werden und so eine Schädigung der Zementation der Verrohrung aktiver Bohrungen und Altbohrungen ausgelöst werden kann. Ein weiteres Ereignis ist z.B. die Ermöglichung eines Gas- oder Fluidtransports durch die Fluideinpressung. Dadurch kann ein diffusiver Transport in überlagernde Schichten hervorgerufen werden.

In geologischen Bereichen mit Überdruck ist generell mit erhöhten Schwierigkeiten des Bohrlochausbaus und der Bohrlochkontrolle zu rechnen (siehe Kap. 4.1.2).

Risiken aufgrund unzureichender Vorabuntersuchung entstehen z.B. durch:

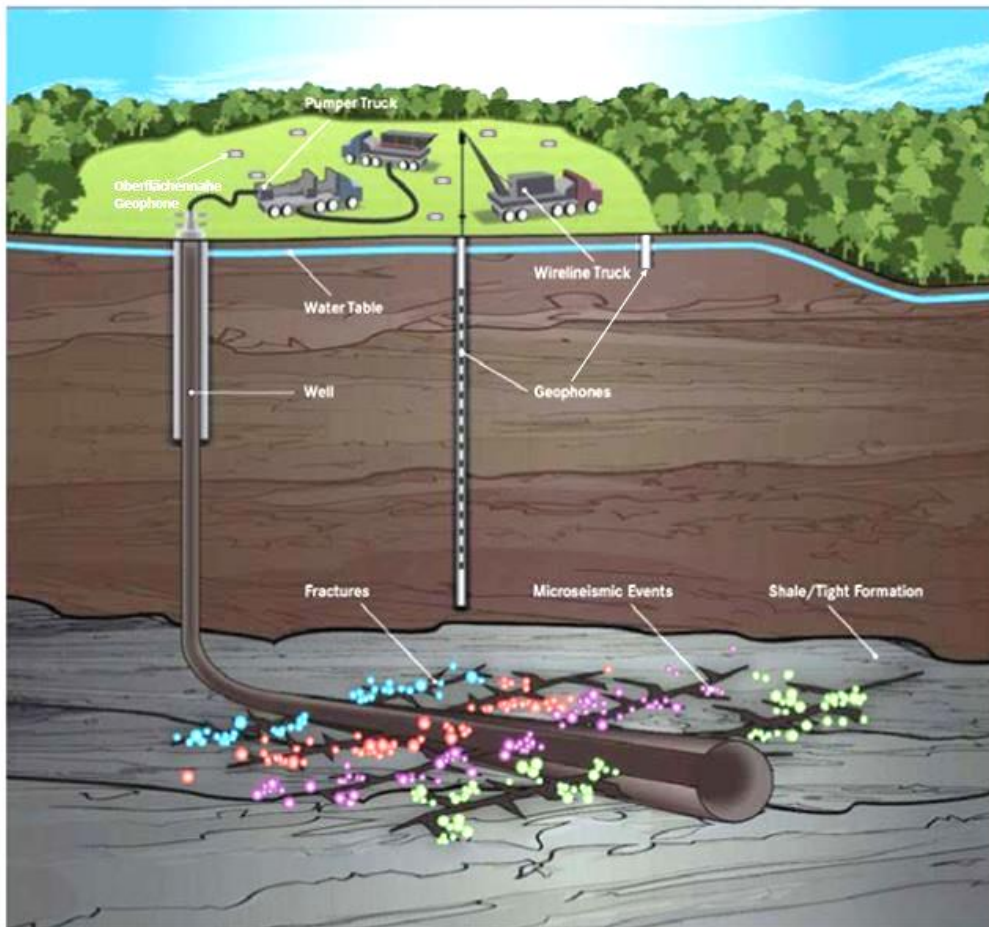
- Unzureichende Erfassung mechanischer und thermischer Eigenschaften von Zielhorizont und Barrieregesteinshorizonten (z.B. Dichte, E-Modul, Poisson-Verhältnis, Scherfestigkeiten, Überdruckzonen, etc.);
- Unzureichende Datenerhebung von Spannungsorientierungen, Porendruck, Temperatur, Porosität, Mächtigkeit, Lithologie, Tektonik, etc. des Ziel- und Barrieregesteinshorizontes;
- Unzureichende gebirgsmechanische Betrachtung von Störungen und Kluftsystemen, die u.U. mehrere Barrieregesteinshorizonte durchdringen;
- Unzureichende Modellierung bzw. Berechnung der Frac-Ausbreitung, so dass nicht ausgeschlossen werden kann, dass z.B. potenzielle Wegsamkeiten wie Störungen oder Altbohrungen erreicht werden;
- Unzureichende Aussage über mögliche Wechselwirkungen von Frac-Fluid und Lagerstättenwasser hinsichtlich Lagerstättenschutz und Deckschichtenintegrität;
- Unzureichende Kenntnisse der grundwasserführenden Schichten, insbesondere hinsichtlich der Gefährdungsabschätzung bei einem Unfall auf dem Bohrplatz oder durch unterirdische schädliche Veränderungen. Zu betrachten sind dabei genutzte Grundwasserleiter und tieferliegende, u.U. in hydraulischer Verbindung mit oberen Horizonten stehende Grundwassereinheiten.

7.2.9 Risiken durch die seismische Überwachung

Geophone werden zur Überwachung der seismischen Aktivität und somit indirekt auch zur Überwachung der Frac-Ausbreitung eingesetzt. Die Dauer der Überwachung ist an die Dauer des Frac-Prozesses und die Zeit zur Ermittlung eines Basiszustands angepasst.

Geophone werden normalerweise entweder oberflächennah eingesetzt oder aber je nach Aufgabenstellung auch in Bohrungen mit Teufen zwischen ca. 50 m und ca. 100 m eingebracht. Für spezielle Aufgabenstellungen können Geophone aber auch in Tiefbohrungen platziert werden. Abb. 19 zeigt exemplarisch die mögliche Lage der Geophone an.

Abb. 20: Mögliche Lage von Geophonen und Geophonbohrungen



CSUR, 2013, abgeändert

Die Anforderungen an die Bohrungen, die zur seismischen Überwachung genutzt werden sollen, sind gering. Prinzipiell muss sichergestellt werden, dass die Geophone eine gute Verbindung zum umliegenden Gebirge haben. Dies kann entweder durch Überschütten der Geophone mit Sand oder durch geringmächtige Einzementation der Geophone gewährleistet werden. Flache Geophonbohrungen werden oftmals unverbohrt oder nur temporär verbohrt niedergebracht. Die Geophone werden bei Nichtvorhandensein einer Verrohrung dann als „verlorene“, also nicht wieder gewinnbare Geophone bezeichnet und im Untergrund belassen. Bei tiefen Geophonbohrungen und einer Einzementation der Geophone wird i.d.R. versucht werden, das Kabel der Geophone sowie die Rohrtouren nach Beendigung der Frac-Maßnahme zu bergen.

Sowohl bei der flachen als auch bei der tiefen Geophonbohrung bleibt ein durch die Bohrung gestörtes Gebirge zurück. Fluide können sich mehr oder weniger ungehindert dort austauschen und etwaig vorhandenes Gas - entweder aus dem Frac-Prozess bzw. einer angrenzenden Störung oder aus dem umliegenden Gebirge (Streugas) – kann dort möglicherweise zuerst in gelöster (überkritischer) Phase, in geringerer Tiefe dann als Gasphase bis zur Erdoberfläche aufsteigen und möglicherweise flache Aquifere beeinträchtigen.

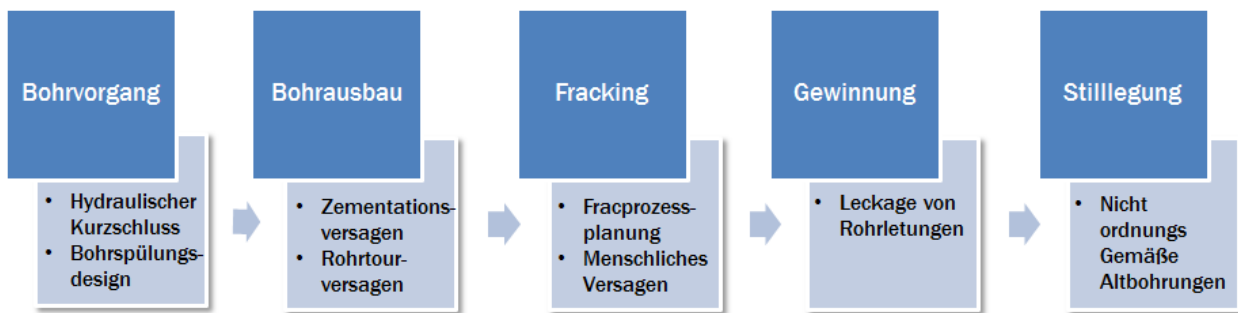
Demzufolge ist es angebracht, den Grundwasserschutz durch einen den Grundwassermessstellen angepassten Ausbau der flachen Geophonbohrungen zu gewährleisten. Bei tiefen Geophonbohrungen sollte die Zementation ebenfalls, zumindest abschnittsweise, geschehen und insbesondere ein koordinierter Rückbau mit anschließender Zementverfüllung erfolgen.

7.3 Zusammenfassung der Risiken

Es ist davon auszugehen, dass Risiken, die aus Übertageaktivitäten resultieren, in der Wahrscheinlichkeit vergleichbar mit denen sind, wie sie auch bei vielen Industrieprozessen vorkommen. Aufgrund der Einrichtung des Bohrplatzes auf einer beschichteten Betonfläche mit Auffangsystem und der überwiegend sichtbaren Verlegung von Leitungen, des Transports zu und von der Bohrstelle, etc. werden Risiken, die von Übertageanlagen ausgehen, zumeist schnell bemerkt und entsprechend schnell Maßnahmen umgesetzt werden können. Auftretende Havarien sind mit herkömmlichen Mitteln bekämpfbar. Unbemerkte erhebliche Flüssigkeitsverluste durch Leckagen, die zu einer lokalen Verschmutzung der oberflächennahen Grundwasserleiter (Aquifere) führen, können meist unter Einsatz von Bodenaustausch und Grundwasserhaltung saniert werden. Zu beachten ist, dass derartige flache Aquifere nicht zur Trinkwasserbewirtschaftung genutzt werden, da diese flachgründigen Aquifere nicht durch natürliche Schutzschichten überdeckt sind.

Eine Zusammenfassung der oben beschriebenen risikobehafteten Prozesse, die zu unterirdischen Risiken und damit möglicherweise zur Gas- oder Fluidmigration führen, gibt Abb.20.

Abb. 21: Risikobehaftete Arbeitsprozesse

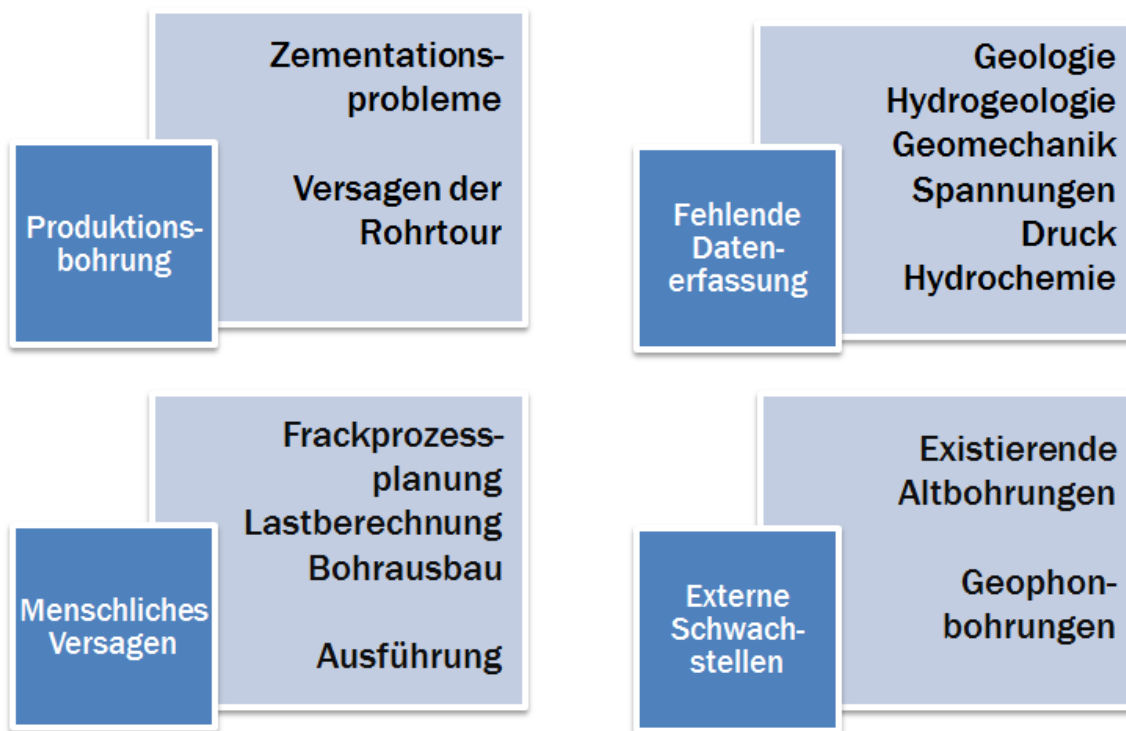


© RiskCom GmbH, 2013

Abb.21 veranschaulicht zusammengefasst die Faktoren, die zu einer möglichen Grundwasserkontamination führen können. Hierzu gehören:

- Schäden an der Integrität der Aufsuchungs- und Gewinnungsbohrungen;
- unvollständige oder mangelhafte Erfassung von geologischen und seismischen Daten im Planungsprozess;
- mangelhafte Ausführung vor Ort sowie
- eventuell vorhandene externe Schwachstellen, wie unzureichend verfüllte Altbohrungen und unzureichend ausgebaute Geophonbohrungen.

Abb. 22: Zu einer möglichen Grundwasserkontamination führende Risiken



©RiskCom GmbH, 2013

7.4 Bewertung der Risiken

7.4.1 Quantifizierung der Eintrittswahrscheinlichkeiten der Risiken der Schiefergasgewinnung

Dieser Abschnitt wurde primär erarbeitet, um eine Diskussion für die Ableitung der wahrscheinlichsten Risiken zu ermöglichen und das Monitoringkonzept, sofern möglich, entsprechend abzustimmen. Es sind bislang keine umfassenden quantitativen Auswertungen über die publizierten Ereignisse bei der Schiefergasgewinnung verfasst worden. Die bislang erschienenen Studien von AEA (2012) machen lediglich qualitative Aussagen oder behandeln insbesondere die Auditierung und Verifizierung von Schiefergasprojekten (DNV, 2013). Allerdings bewertet AEA alle Umwelteinflüsse basierend auf einer flächenhaften Entwicklung in Europa. Eine Vergleichbarkeit von Risiken ist nur nach der Durchführung einer quantitativen Risikoanalyse (QRA) möglich.

Rozell & Reaven (2011) haben eine Risikostudie für das Marcellus Play in den USA durchgeführt. Sie bewerteten die Eintrittswahrscheinlichkeiten von Risikoereignissen wie folgt:

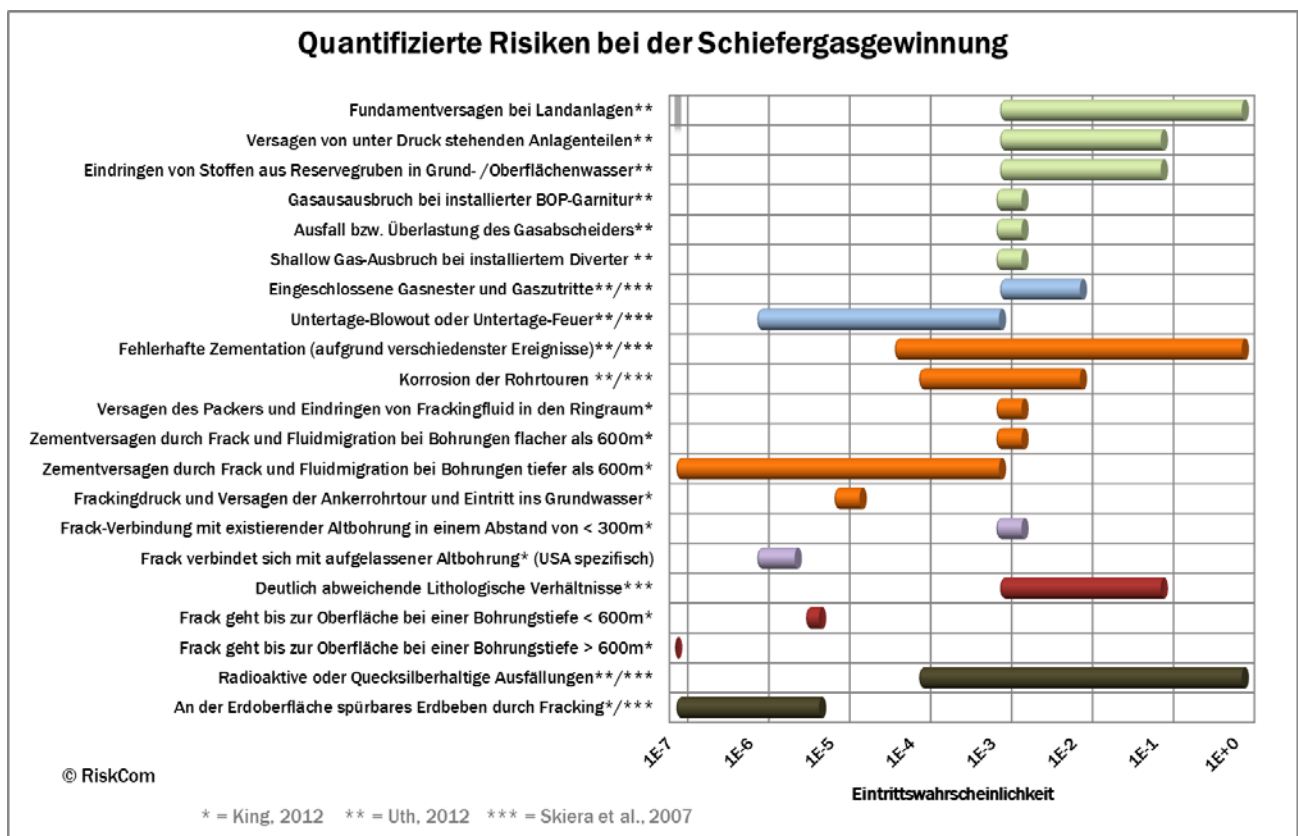
- Versagen einer Gasbohrung: Min: 2×10^{-8} ; Mittelwert: $1,5 \times 10^{-3}$; Max: 2×10^{-2} ;
- Leckagen der Bohrungen und Übertritt in einen Aquifer: Min: 1×10^{-6} ; Max: 0,1;
- Fluidmigration durch Störungen: Min: 1×10^{-6} ; Max: 0,1.

Durch die enorme Bandbreite der Schätzungen sowie die Auswahl der Szenarien fand diese Risikostudie im vorliegenden Gutachten keine weitere Berücksichtigung.

Weltweite Datensätze zur Bewertung von Großunfällen bei der Erdöl- und Erdgasförderung existieren, allerdings werden darin nur Schwerverletzte und Todesfälle betrachtet. Die maßgeblichen Ereignisse treten hier entlang der Transportwege auf.

In Abb. 22 sind Eintrittswahrscheinlichkeiten von dezidierten Risikoereignissen sowie Risikoszenarien dargestellt, über die bislang quantitative Aussagen getroffen wurden. Die Risikoszenarien und deren Eintrittswahrscheinlichkeiten basieren auf Angaben aus Uth (2012), King (2012) und Skiera et al. (2007). Die im Kap. 7 diskutierten Risiken, für die noch keine definierten Szenarien bzw. Eintrittswahrscheinlichkeiten vorliegen, wurden deshalb nicht berücksichtigt. Eine Erarbeitung und Darstellung von Versagensszenarien und ihrer Auswirkungen wurde im vorliegenden Gutachten auftragsgemäß durchgeführt. Sinnvoll sind solche Ausarbeitungen im Zuge von möglicherweise geplanten Maßnahmen im Rahmen der Erstellung von Betriebsplänen. In Abb.22 fällt die große Bandbreite der Einschätzungen der Eintrittswahrscheinlichkeit bei den Risiken „Fehlerhafte Zementation“ und die „Ausfällungen an den Rohrtouren“ auf.

Abb. 23: Eintrittswahrscheinlichkeiten ausgewählter Risikoereignisse und -szenarien



©RiskCom GmbH, 2013

7.4.2 Vergleich mit USA

Nach der bisherigen Auswertung der Daten über Frackingunfälle durch unterirdische Risiken in den USA sind ursächlich die Art des Ausbaus der Bohrungen, insbesondere das zeitweise Fehlen einer Zementation, die z.T. flachgründigen Frac-Horizonte sowie das Fehlen von ausreichenden Barrieregesteinen als Ursache der Unfälle identifiziert worden. Zudem sind eine hohe Anzahl an Unfällen mit Potenzial zu Wasserverunreinigungen auf undichte Rohrleitungen und nicht gesicherten Altbohrungen sowie unterirdische Wechselwirkungen von benachbarten

Bohrungen zurückzuführen. Ob eine Übertragbarkeit der Verhältnisse in den USA auf Deutschland möglich ist, kann derzeit nicht beurteilt werden.

Um für die deutschen Verhältnisse einen effektiven Grundwasserschutz zu gewährleisten, der dem wasserrechtlich geforderten Grundsatz der Vorsorge vor Grundwasserschädigungen entspricht, ist die Reduktion der unterirdischen technischen Risiken von einem einwandfreien Ausbau der Neu- sowie von der Qualität der Altbohrungen abhängig.

Daher wurde bei der Erstellung des unten aufgeführten Monitoringkonzeptes insbesondere diesem Sachverhalt Rechnung getragen. Entsprechend kann das vorliegende Monitoringkonzept zumindest die Risiken, die sich negativ auf das Grundwasser auswirken können, erfassen und über die Zeit einen wichtigen Beitrag zur Erhöhung der Sicherheit leisten. Hinweise für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben (FuE), die zu einer Reduzierung von Risiken in Verbindung mit der Frac-Technologie führen, werden gemäß internationalem Vorbild bei der CO₂ Sequestrierung im Monitoringkonzept ebenfalls gegeben.

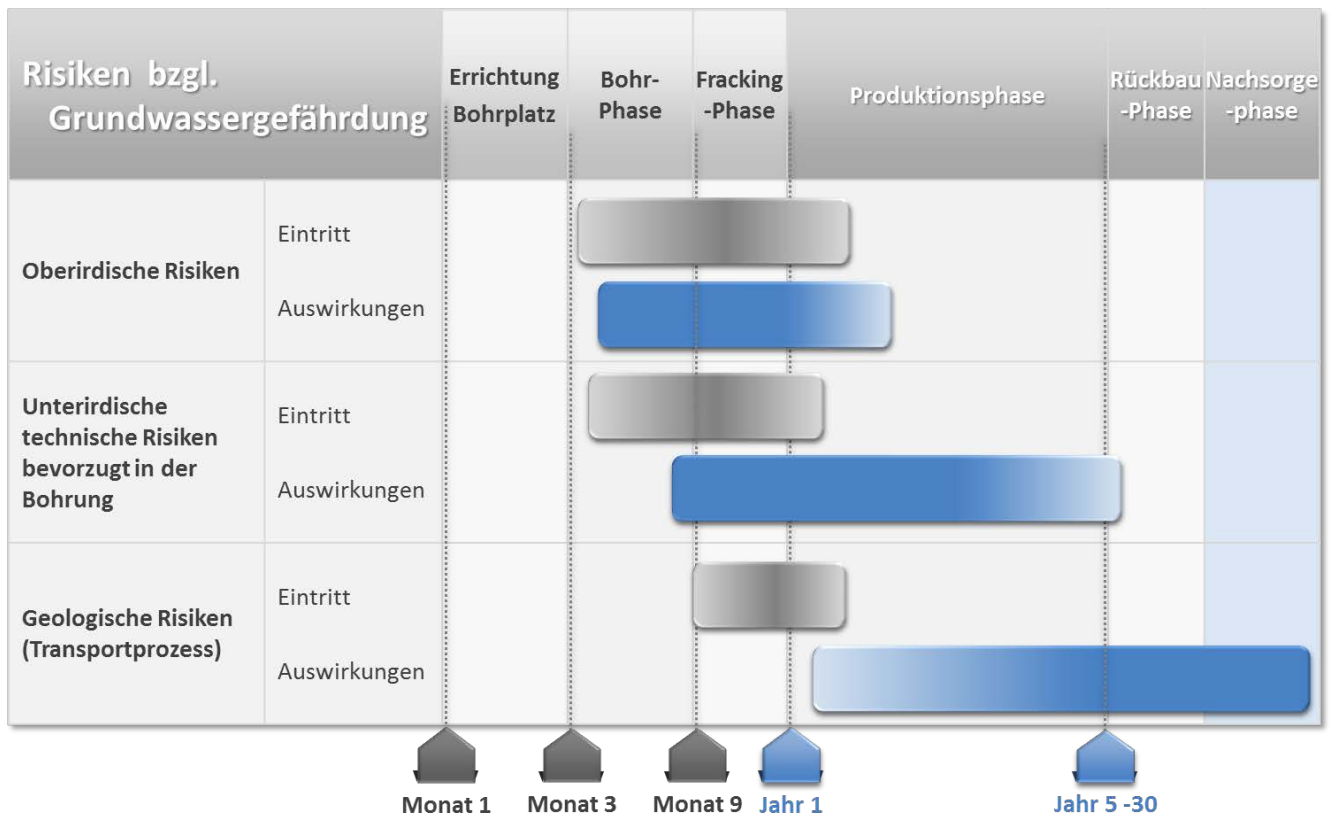
Eine Identifikation der potentiellen Risiken und deren Gegenmaßnahmen durch die Betreiber sowie die Nachverfolgung von Beinaheunfällen und tatsächlich aufgetretenen Ereignissen wären förderlich (siehe Kap. 7.5.2).

7.4.3 Zeitliche Auswirkungen der Risiken

In Abb.23 sind die drei Hauptgruppen der Risiken zusammengefasst und das Auftreten sowie die Auswirkungen der Risiken in zeitlicher Abhängigkeit dargestellt. Die oberirdischen Risiken sind ausführlich in Abschnitt 7.1 erläutert. Zu den unterirdischen technischen Risiken zählen all jene Ereignisse, die i.d.R. durch Schäden an der eigentlichen Bohrung verursacht werden, wie in Abschnitt 7.2 beschrieben. Zu den geologischen Risiken zählen z.B. all jene Ereignisse, die i.d.R. Störungen reaktivieren können, so dass Scherspannungen entlang der Störungszonen weitergegeben werden und damit eine Schädigung der Zementation der Verrohrung aktiver Bohrungen und Altbohrungen verursachen können.

Aus dieser schematischen Darstellung (siehe Abb. 23) kann in einem ersten Schritt schließlich die unterschiedliche Frequenz des Monitorings und die Überwachungsdauer für die einzelnen Risiken abgeleitet werden.

Abb. 24: Zeitliche Auswirkungen der Risiken in Bezug auf die einzelnen Phasen bei Schiefergasaufsuchung und -gewinnung



©RiskCom GmbH, 2013

So sind das Auftreten und die Auswirkung von oberirdischen Risiken nur durch einen kleinen zeitlichen Versatz gekennzeichnet, während Risikoeintritt und Auswirkung bei unterirdischen technischen Risiken zeitlich deutlich und bei geologischen Risiken sehr deutlich auseinanderklaffen. Bei der Überwachung der einzelnen Aquifere in den unterschiedlichen geologischen Stockwerken, wie sie in Kap. 8.4 beschrieben sind, ist entsprechend zu beachten, dass Schadensereignis und nachweisbarer Schaden im Grundwasser zeitlich signifikant auseinanderliegen können, was Auswirkungen auf eine unmittelbare Schadensbegrenzung am Schadensort zur Folge hat (siehe Kap. 8.6.2).

7.5 Risikominimierende Maßnahmen

7.5.1 Behördliche Mindestanforderungen und Maßnahmen zum Schutz des Oberflächen- und Grundwassers

Behördliche Mindestanforderungen und Maßnahmen zum Schutz des Oberflächen- und Grundwassers sind in den Betriebs- und Sonderbetriebsplänen vor der hydraulischen Bohrlochbehandlung zu befolgen bzw. festzulegen. Detaillierte Forderungen an Betriebspläne und Prüfkriterien sind in der Rundverfügung vom 31.10.2012 durch das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG, 2012) spezifiziert. Grundsätzlich ist hierin festgelegt, dass bei Frac-Maßnahmen Abstände von mehr als 1.000 m zwischen der Obergrenze des Frac-Horizonts und Untergrenze des tiefsten nutzbaren Grundwasserleiters zu wählen sind. Hydraulische Bohrlochbehandlungen sind demnach nicht zulässig in:

- *„Ausgewiesenen Erdbebenzonen nach DIN EN 1998-1/NA, 2011-01: Nationaler Anhang;*
- *Wasserschutzgebieten (Zone I bis III);*
- *Heilquellenschutzgebieten;*
- *Gebieten für Gewinnung von Trinkwasser oder Mineralwasser.“*

Zum Schutz des Grundwassers wird auf die Einhaltung der Bestimmungen des Gewässerschutzes und der wasserrechtlichen Vorschriften besonderer Wert gelegt. Deshalb ist u.a. in den Betriebsplänen folgendes darzustellen:

- *„Gestaltung und Ausführung des Bohr- bzw. Sonderplatzes (z.B. Rückhaltevermögen, Beständigkeit und Gefälle);*
- *Aufbau des Bohrloches sowie Qualität der Verrohrung und der Zementation (z.B. Bohrlochbild, Nachweis der Druckbeständigkeit, Nachweis der Integrität/Dichtheit der Verrohrung und Zementation);*
- *Ausbildung und Wirksamkeit der geologischen Barrieren und der Abdichtung der Lagerstätte;*
- *Reichweiten und Volumen der erzeugten Risse;*
- *Maßnahmen im Fall ungeplanter Ereignisse (z.B. unbeabsichtigtes Freisetzen von Einsatzstoffen).“*

Es ist darzulegen, welche Einwirkungen das Vorhaben auf die Oberflächengewässer hervorrufen kann (z.B. Verunreinigung durch wassergefährdende Stoffe). Zudem sind Schutzmaßnahmen zu spezifizieren wie:

- *„der Nachweis, dass die Gesamtanlage den Anforderungen des Wasserrechtes und soweit einschlägig der Anlagenverordnung wassergefährdende Stoffe (VAwS) bezüglich der Lagerung und des Umgangs mit wassergefährdenden Stoffen entspricht;*
- *der Nachweis der Integrität des Bohrlochausbaus vor der Frac-Behandlung (Verrohrung, Zementation, etc.);*
- *der Nachweis, dass der Bohrlochausbau dem Druck ohne Beschädigung standhält, der während der Frac-Behandlung auf ihn wirkt;*
- *der Nachweis über mögliche Wechselwirkungen mit Lagerstätteninhalt, Gebirge, Werkstoffen der Bohrlochverrohrung und Zementation. „*

Weiterhin sind *„Maßnahmen (z.B. Monitoring) zu beschreiben, die ergriffen werden, um nachzuweisen, dass das genannte Maß nicht überschritten wird und Maßnahmen, die ergriffen werden, sofern es dennoch zu einer unzulässigen Beeinflussung der Oberflächengewässer kommt.“*

Hinsichtlich des Grundwassers ist darzulegen:

- *„welche Grundwasserkörper im Bereich des Vorhabens existieren;*
- *welche Einwirkungen das Vorhaben auf das Grundwasser hervorrufen kann;*
- *das Maß der möglichen Einwirkungen (z.B. mögliche Stoffmengen, die in das Grundwasser gelangen können).“*

Auch hier sind Maßnahmen zu beschreiben, die ergriffen werden, um sicherzustellen, dass die Einwirkungen kein unzulässiges Maß erreichen (z.B. Beschränkung der Rissausbreitung) und die Erbringung des Nachweises der Wirksamkeit der genannten Maßnahmen z.B. durch Monitoring.

7.5.2 Weitere Maßnahmen

Die Autoren erachten die Maßnahmen, die sich mittlerweile in der Umsetzung durch das LBEG befinden, für zielführend. Allerdings wird damit kein Nachweis erlangt, dass über Transferpfade tatsächlich kein Grundwasserschaden eingetreten ist bzw. eintreten wird. Um diesem Sachverhalt Sorge zu tragen, wird die Anwendung des Monitoringkonzeptes Nachweise erbringen können. Es wird vorgeschlagen, dass die LBEG Rundverfügung um die Handlungsempfehlungen, wie sie später in Abschnitt 13 zusammengefasst sind, erweitert wird.

Zusätzlich zu den bereits existierenden Maßnahmen schlagen wir als Handlungsempfehlung die Erstellung eines Risikokatasters durch die Betreiberfirmen vor, indem die Risiken, deren Eintrittswahrscheinlichkeit und deren Auswirkungen sowie risikominimierende Maßnahmen ex-ante dezidiert für jedes Bohrfeld quantifiziert dargestellt sind („Quantitative Risikoanalyse“, QRA). Diese QRA inklusive einer Analyse aller Wirkungspfade, sollte Teil des Betriebsplans bzw. des Sonderbetriebsplans sein.

Eine Nachverfolgung (ex-post) der identifizierten Risiken und deren Gegenmaßnahmen sowie die Registrierung von Beinaheunfällen und tatsächlich aufgetretenen Ereignissen sollte den zuständigen Bergbehörden durch die Betreiberfirmen als Ergänzung zum Risikokataster zur Verfügung gestellt werden, um die Sicherheit der Schiefergasgewinnung zu erhöhen.

Die Erarbeitung von organisatorischen Maßnahmen erfolgte durch die gegebene Aufgabenstellung dieses Gutachtens nicht. Wir weisen jedoch darauf hin, dass hier noch deutliche Verbesserungsmöglichkeiten bezüglich des internen Sicherheits- und Überwachungsmanagement der E&P Industrie sowie den regulatorischen Vorgaben bestehen. Beispiele (auch aus Lindøe et al, 2014) sind:

E&P Industrie intern:

- Corporate HSE Officer muss Bohrlochdesign aus dessen Sichtweise freigeben;
- Verifikation von Design und Ausführung durch Dritte;
- Erbringung von Nachweisen für die Effektivität von Maßnahmen.

Regulatorische Vorgaben können dahingehend verbessert werden:

- Entwicklung von Kriterien, um verbal argumentative Bewertungen wie „nicht hinreichend ausgeschlossen“ und „ALARP“ explizit zu machen;
- Würdigung von möglichen organisatorischen Schwachpunkten bei Risikobewertungen;
- Verstärkung der Weiterbildung und ständiger Verbesserungen;
- u.v.m..

8 Strategie zur Erfassung von Untergrundveränderungen

Im Zuge der Aufgabenstellung des Gutachtens werden im Folgenden die Anforderungen an ein Grundwassermonitoringkonzept für Frac-Vorhaben in allgemeiner Form vorgestellt. Selbstverständlich verlangt jeder Standort eine spezifische Anpassung an die regionalen und lokalen geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse sowie an die Größe des Untersuchungsgebietes und die zu untersuchenden Parameter. Entsprechend muss vor der Entwicklung des standortspezifischen Monitoringkonzeptes eine geologische-hydrogeologische Standortanalyse durchgeführt werden. Etliche der geforderten Daten zu Gesteinseigenschaften, Störungsverläufen, etc. liegen bei den Staatlichen Geologischen Diensten der Bundesländer bereits vor. Jedoch bestehen für manche Regionen oder geologische Schichtenfolgen mitunter auch noch grundlegende Wissensdefizite, die umfangreiche Vorarbeiten für ein Monitoring erfordern.

Wie bereits eingangs erwähnt, soll das hier vorgestellte Konzept bei einem Demonstrationsvorhaben angewendet werden. Eine erste Bewertung und entsprechende Anpassung des Konzeptes sollte dann im Anschluss an das Demonstrationsvorhaben erfolgen.

Im Kap. 9 ist für das Frac-Vorhaben am Standort Damme beispielhaft das hier vorgeschlagene Konzept angewendet.

8.1 Rechtliche Würdigung

Im EU-Recht könnte das Monitoringkonzept in der Environmental Impact Assessment Directive (2011/92/EU) Niederschlag finden. Weitere Möglichkeiten liefert AEA (2012).

Die rechtliche Würdigung des Monitoringkonzeptes könnte national in der Grundwasserverordnung (GrwV) oder im Bundesberggesetzes (BBergG) analog zur Deponieverordnung DepV - insbesondere §11 Stilllegung, §12 Nachsorge- erfolgen. Das Ende der Nachsorge könnte über die zeitliche Änderung von festgelegten Indikatoren (Trendanalyse¹⁰) definiert und einvernehmlich mit der Genehmigungsbehörde (z.B. Bergbaubehörde) festgelegt werden. Die externe Überwachung und Kontrolle kann sowohl über die Überwachungsbehörde (z.B. Wasserbehörde) als auch über die Gefahrenabwehrbehörde (in diesem Fall die Bergbaubehörde) bzw. im Einklang mit dieser erfolgen.

Die Dokumentation des Konzepts kann z.B. im regionalen Planungskonzept (Raumordnungsgesetz) erfolgen (siehe Kapitel Flowback). Die von den Betreibern zu erstellende Dokumentation über die Ergebnisse des Monitorings ist den Behörden regelmäßig zu übermitteln. Eine Datenbereitstellung für die Öffentlichkeit z.B. im Internet wird empfohlen.

Wie in Kap. 7.5.1 erläutert, sind im Betriebsplan bzw. im Sonderbetriebsplan Maßnahmen wie z.B. Monitoring, geeignete Sicherungsmaßnahmen, Beschränkungs- oder Sanierungsverfahren, zu beschreiben, die ergriffen werden, sofern es dennoch zu einer unzulässigen Beeinflussung der Oberflächengewässer kommt (LBEG, 2012). Diese Forderung sollte auch zum Schutz des Grundwassers auf die Grundwasservorkommen erweitert werden. Entsprechend könnte alternativ das durch die Betreiberfirmen erstellte Monitoringkonzept fester Bestandteil des Betriebs- bzw. Sonderbetriebsplanes sein. Die Einbeziehung der zuständigen Wasserbehörden und sons-

¹⁰ Trendanalyse gemäß "Guidance on Groundwater Status and Trend Assessment" (European Commission, 2009).

tigen Interessenvertretern wie z.B. Wasserwerken, Mineralwasser oder Heilwassergewinnungsbetrieben und die Abstimmung mit diesen muss im Vorfeld stattfinden. Das Monitoringkonzept wie es schließlich im Betriebsplan eingebunden ist, kann dann in dieser Form zur Genehmigung bei den weiteren zuständigen Behörden vorgelegt werden.

8.2 Baseline-Monitoring

Um einen fundierten Kenntnisstand der vor dem Beginn des Frac-Prozesses vorhandenen Stoffe im Grundwasser zu erlangen und auch sicherzustellen, dass die Frac-Chemikalie im Frac-Fluid oder dem Flowback nicht vorab im Grundwasser vorhanden sind, sollte zwingend ein Baselinemonitoring (Nullzustand) durchgeführt werden. Um einer vollständigen Beweissicherung insbesondere auch zum Schutz des Betreibers Genüge zu tun, empfiehlt es sich, das Grundwasser vorab nicht nur auf Stoffe aus dem Frac-Fluid und Flowback zu untersuchen, sondern auch Stoffe zu betrachten, die über andere Aktivitäten (z.B. andere industrielle/nicht-industrielle Nutzung, Landwirtschaft (anthropogene Belastung), geogene Hintergrundbelastung, etc.) ins Grundwasser gelangen könnten bzw. gelangt sind. Dies kann über eine umfangreiche Auswertung hydrochemischer Datenbanken erfolgen. Alle potenziell auftretenden Kontaminanten sollten in das Baselinemonitoringprogramm mit aufgenommen werden. Hinweise für Einflüsse auf die Wasserqualität können hydrochemische Parameter geben.

Beispielsweise muss eine Verunreinigung des Grundwassers durch Methangas nicht immer unmittelbar im Zusammenhang mit der Schiefergasgewinnung stehen, sondern kann auch auf natürlich aufsteigendes thermogenes oder biogenes Methan bzw. auf anthropogene Quellen (wie aus Kohleflözen) zurück gehen (siehe Kap. 7.2.6). Eine Methangasmessung des Grundwassers ist insbesondere beim Untersuchungsprogramm für das Baselinemonitoring von eminenter Bedeutung.

Die beim Baselinemonitoring generell zu untersuchenden Stoffe sind im Abschnitt 10 angegeben; Informationen zu Grundwassermessstellen für das Baselinemonitoring und das Messnetz sind in Abschnitt 8.4 bzw. 8.5 gegeben.

Das Baselinemonitoring sollte spätestens mit der Errichtung des Bohrplatzes abgeschlossen sein. Es wird empfohlen, mindestens zwei Probenahmen im Abstand von einem Vierteljahr vorab durchzuführen. Die Auswertung der Analyse sollte zur späteren Beweissicherung durch externe Sachverständige schriftlich erfolgen.

Bei der Entwicklung des standortspezifischen Monitoringkonzeptes empfiehlt sich eine sorgfältige hydrochemische Erhebung mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf von eventuell bereits vorhandenen Grundwassermessstellen, sofern vorhanden, und etwaigen Vorfeldmessstellen der Wasserwerke im weiteren Umkreis im An- und Abstrom. Ebenso sollten Daten zum Zustand benachbarter Oberflächengewässer (Gewässerkataster) erhoben werden. Auch eine Durchsicht historischer Daten und Analyseergebnisse kann hilfreich für die Auswertung der Ergebnisse aus dem Überwachungsmonitoring und bei der Beweissicherung sein.

Ferner sollte das Monitoring derart ausgelegt werden, dass etwaige vorhandene Datensätze oder bereits für andere Zwecke existierende Monitoringprogramme ergänzt werden können („smart“ Monitoring).

Da im Zuge der Aufsuchungsbohrungen i.d.R. bereits (Mini-)Frac-Maßnahmen vorgenommen werden, empfiehlt es sich ebenfalls ein Baselinemonitoring, zumindest für den zur Trinkwassergewinnung genutzten Grundwasserhorizont, durchzuführen (siehe 8.4).

8.3 Überwachungsmonitoring

Ein kontinuierliches Überwachungsmonitoring zur Beweissicherung und Trendanalyse wird insbesondere während des gesamten Frac-Vorgangs, aber auch während der Gewinnungsphase, des Rückbaus und darüber hinaus empfohlen. Das Überwachungsmonitoring sollte mit dem Abteufen der Gewinnungsbohrung einsetzen. Die zeitlichen Anforderungen bzw. die Probenahmezyklen sind in Kap. 8.6.2 dargestellt. Die Anforderungen an die Parameter sind in Kap. 10 ausgeführt.

Das Überwachungsmonitoring während der Aufsuchungsbohrungen sollte der Dimension der vorgesehenen Frac-Maßnahmen entsprechend, im behördlichen Einvernehmen angepasst werden. Sind Frac-Maßnahmen während der Aufsuchungsbohrungen in ähnlichem Ausmaß wie zur späteren Gasförderung geplant vorgesehen, sollte das Monitoringprogramm wie in den nächsten Abschnitten vorgestellt, durchgeführt werden.

Neben der kontinuierlichen Kontrolle des Grundwassers sowohl vor Beginn als auch während des Frac-Prozesses und der Gasgewinnungsphase bis zum Rückbau sind weitere Kontrollmaßnahmen erforderlich, die sich auf die technischen Einrichtungen beziehen wie z.B. Bohrlochdichtemessungen, Druckmessungen, mikroseismische Messungen, etc. Diese sind z.B. im WEG-Leitfaden „Bohrlochkontrolle“ zusammengefasst (WEG, 2002).

8.4 Anforderung an die Messstellen zur Überwachung des Grundwassers

8.4.1 Auswahl der Grundwasserhorizonte und Lage der Messstellen

Wenn sich ein Aufsuchungsgebiet als förderwürdig herausgestellt hat und Gewinnungsbohrungen abgeteuft werden, wird vorgeschlagen in folgenden Horizonten qualifizierte Grundwassermessstellen auszubauen:

1. Oberster Grundwasserhorizont (keine Trinkwassernutzung);
2. Zur Trinkwassergewinnung relevanter Grundwasserleiter (Trinkwasseraquifer);
3. Erster Grundwasserleiter unterhalb des ersten Trinkwasseraquifers:

Nächster ausreichend durchlässiger mindestens 20 m mächtiger Horizont unter mindestens 50 m mächtiger hydrogeologischer Barrierschicht;

4. Horizont bis ca. 300 m oberhalb des Frac-Horizonts:

Geeigneter durchlässiger Horizont mit einem Mindestabstand zum Frac-Horizont von 200 m.

Die räumliche Lage und konzeptionelle Anordnung der Monitoringbohrungen ist für ein Erschließungsgebiet mit acht einzelnen Bohrplätzen mit jeweils acht einzelnen Gewinnungsbohrungen in Kap. 8.5 veranschaulicht.

Bezüglich der Lage und Länge der Filterstrecken wird nachdrücklich auf die einschlägigen Regelwerke (z.B. Merkblätter Bau von Grundwassermessstellen nach DVGW W115 und W121 sowie die DIN Norm 18302) verwiesen. Ferner muss, wie bereits erwähnt, die örtliche Lage den im Einzelfall vorliegenden Verhältnissen angepasst werden. Es wird weiterhin vorgeschlagen, die Lage der Messstellen inklusive der Lage der Frac-Strecken und der geologischen Besonderheiten wie Störungen, etc. zu dokumentieren.

Prinzipiell ist anzumerken, dass für die unmittelbar vom Bohrplatz ausgehenden Risiken wie sie beispielsweise durch die Lagerung oder den Transport von wassergefährdenden Stoffen verursacht werden können, Regelwerke zum Ziel des Grundwasserschutzes existieren, die als gut verwendbare Vorlagen für Konzepte zur Überwachung des Oberflächenwassers oder der oberen Grundwasserleiter herangezogen werden können. Dagegen liegen für die Überwachung von tieferen Grundwasserhorizonten zur Überwachung der bei der Frac-Technologie möglicherweise ausgehenden Risiken wenig nutzbare Erfahrungen vor. Deshalb ist es entscheidend, dass das hier vorgeschlagene Monitoringkonzept bei einem Demonstrationsvorhaben angewendet wird und entsprechend den Erfahrungen daraus angepasst wird.

Es wird empfohlen das vorgeschlagene Grundwassermonitoringkonzept in abgewandelter Form auch in Tichtgaslagerstätten sowie bei der konventionellen Öl- und Gasförderung anzuwenden; jedoch ohne die Errichtung einer Grundwassermessstelle im Horizont bis ca. 300 m oberhalb des Frac-Horizonts. Durch die Anwendung des Konzeptes besteht die Möglichkeit die antizipierten Methangasemissionen ermitteln zu können.

8.4.2 Messeinrichtungen zur Drucküberwachung im Ringraum

Nach BVOT § 33, Abs. 3 für Niedersachsen müssen am Bohrlochkopf Messeinrichtungen (Drucksensoren) eingebaut sein, die den Druck im Förderstrang und im Förderringraum ständig anzeigen. Für Erdgas und Erdölbohrungen gilt ferner (BVOT §34, Abs. 3.), dass die Bohrlochverflansung mit Vorrichtungen zum Anschluss von Messeinrichtungen versehen sein muss, so dass der Druck in den unzementierten Ringräumen zwischen fest eingebauten Rohrfahrten ermittelt werden kann.

Neben der Drucküberwachung zur Detektion der Flüssigkeitsmigration in den unzementierten Ringräumen wird als alternatives Messverfahren auch die Veränderung der Temperatur in den unzementierten Ringräumen angewendet. Weiterhin ist die Electrical Resistancy Tomography (ERT) ein Verfahren um die Wassersättigung und deren Veränderung zu evaluieren.

Allerdings ist die Überwachung einer etwaigen Flüssigkeitsmigration in zementierten Ringraumstrecken noch nicht sehr weit fortgeschritten. Eine Temperaturüberwachung über Lichtwellenleiter wird heutzutage bereits im unverrohrten Bohrloch durchgeführt. Es können dabei jedoch keine quantitativen Aussagen über die Fluidmenge im Ringraum getroffen werden. Durch den Einbau der Lichtwellenleiter im Ringraum besteht zudem das Risiko der Schädigung der ohnehin geringmächtigen Zementation. Weitere Möglichkeiten der Ringraumüberwachung ergeben sich durch eine Analytik mittels Gasisotopie. Eine Überwachung der Horizontalstrecke des Bohrlochs kann mittels Tiltmeter erfolgen.

Die Überwachung durch Druck- und Temperatursensoren bietet ein wichtiges und zusätzliches Monitoringinstrument zur diversitären Überwachung durch Grundwassermessstellen bzgl. Frühindikation von potenziellem Gasauftstieg entlang der Bohrung.

Das Monitoring sollte Ergebnisse hinsichtlich eventuellen Gasauftstiegs entlang der Bohrung sowohl aus dem Bereich der Verrohrung innerhalb des Ringraumes als auch aus dem Bereich der Kontaktfläche Ringraum - anstehendes Gebirge liefern. Hilfreich kann es in diesem Zusammenhang sein die Entgasungstiefe des aufsteigenden Gases vorab zu berechnen und, sofern aufgrund der Zementierung möglich, in diesem Teufenbereich Druckmonitoring durchzuführen.

Es wird daher dringend empfohlen, die Forschung und Entwicklung für ein Monitoring in zementierten Ringräumen mit Hilfe von Druck-/Temperatursensoren, die im Ringraum auf Höhe der zu überwachenden wasserführenden Stockwerken angebracht sind, voranzutreiben.

8.4.3 Oberster Grundwasserhorizont

Zur Überwachung folgender Risiken (Szenarien):

- Oberirdische Risiken, wie z.B. Tropfverluste, die unbemerkt über einen gewissen Zeitraum an nicht abgedichteter oder fehlerhaft abgedichteter Oberfläche in den Untergrund gelangen;
- Oberflächennahe unterirdische technische Risiken, wie z.B. Aufstieg von unkontrollierten Fluiden und Gasen z.B. im Fall des Versagens der Bohrzementation.

Überwachung durch:

- Baselinemonitoring;
- Überwachungsmonitoring

Sicherungsmaßnahme:

- Die hier vorgeschlagenen Grundwassermessstellen eignen sich ggfs. zur Unterstützung von Beschränkungs-, Sicherungs- oder Sanierungsmaßnahmen im Havariefall.

Anzahl und Ausbau der Messstellen pro Bohrplatz:

Mindestens drei-5-Zoll-Messstellen im oberen Drittel des flachen Grundwasserleiters verfiltert und Einbindung einer etwaig vorhandenen, im Abstrom platzierten, Vorfeldmessstelle einer Trinkwasserfassung.

Lage der Messstellen (siehe Abb.24):

Bohrplatz mit einzelner Gewinnungsbohrung:

- Eine Grundwassermessstelle im Anstrom des Bohrplatzes außerhalb der flüssigkeitsdichten Fläche (WGK-Fläche);
- Eine Grundwassermessstelle im Abstrom des Bohrplatzes innerhalb der WGK-Fläche nahe der Gewinnungsbohrung. Bei der Platzierung muss sichergestellt sein, dass keine Schäden an der Gewinnungsbohrung entstehen (empfohlener Mindestabstand zur Gewinnungsbohrung: je nach Einzelfall, mindestens aber 10 m); es empfiehlt sich, die Bohrung der Grundwassermessstelle unmittelbar beim Bau der WGK-Fläche zu berücksichtigen;
- Zwei Grundwassermessstellen im Abstrom des Bohrplatzes außerhalb der WGK-Fläche.

Die Grundwassermessstellen sollen so angeordnet werden, dass eine eindeutige Grundwasserfließrichtung davon abgeleitet werden kann.

- Einbeziehung weiterer etwaig vorhandener im Abstrom platzierter Vorfeldmessstellen einer Trinkwasserfassung.

Bohrplatz mit mehreren Gewinnungsbohrungen (z.B. acht Gewinnungsbohrungen- siehe Abb.24):

- Eine Bohrung im Anstrom des Bohrplatzes außerhalb der WGK-Fläche;

- Eine Bohrung nahe der am weitesten im Abstrom liegenden Gewinnungsbohrung innerhalb der WGK-Fläche nahe der Gewinnungsbohrung. Bei der Platzierung muss sichergestellt sein, dass keine Schäden an der Gewinnungsbohrung entstehen (empfohlener Mindestabstand zur Gewinnungsbohrung: je nach Einzelfall, mindestens aber 10 m); es empfiehlt sich, die Bohrung der Grundwassermessstelle unmittelbar beim Bau der WGK-Fläche zu berücksichtigen;
- Zwei Bohrungen im Abstrom des Bohrplatzes außerhalb der WGK-Fläche;
- Einbeziehung weiterer etwaig vorhandener im Abstrom platzierter Vorfeldmessstellen einer Trinkwasserfassung.

Art des Monitorings:

Grundwasserprobenahme gemäß den Standardregelwerken inkl. periodischer Grundwasserstandsmessungen.

8.4.4 Trinkwasseraquifer

Zur Überwachung folgender Risiken (Szenarien):

- Unterirdische Risiken überwiegend technischer Natur, wie z.B. Aufstieg von unkontrollierten Fluiden und Gasen z.B. im Versagensfall der Bohrzementation und untergeordnet andere unterirdische Risiken.

Überwachung durch:

- Baselinemonitoring;
- Überwachungsmonitoring;

Sicherungsmaßnahmen:

- Die hier vorgeschlagene Grundwassermessstelle eignet sich ggfs. zur Unterstützung von Beschränkungs-, Sicherungs- oder Sanierungsmaßnahmen im Havariefall.

Anzahl und Ausbau der Messstelle:

Mindestens eine 5-Zoll-Grundwassermessstelle im durchlässigsten Aquiferbereich verfiltert (Filterlänge 5 - <10 m).

Lage der Messstellen:

Bohrplatz mit einzelner Gewinnungsbohrung:

- Eine Bohrung im Abstrom des Bohrplatzes innerhalb der WGK-Fläche nahe der Gewinnungsbohrung platziert, so dass:
 - keine Schäden an der Gewinnungsbohrung entstehen (empfohlener Mindestabstand zur Gewinnungsbohrung: je nach Einzelfall, mindestens aber 10 m);
 - die Bohrung im Erfassungsbereich für einen maximal vierwöchigen Langzeitpumpversuch liegt.

Es empfiehlt sich, die Bohrung der Grundwassermessstelle unmittelbar beim Bau der WGK-Fläche zu berücksichtigen.

- Bei mehreren Trinkwasseraquiferen: fallspezifische Entscheidung: z.B. Verfilterung des Horizonts, der derzeit zur Trinkwassergewinnung genutzt wird oder z.B. die größte Zuflussrate aufweist.

Bohrplatz mit mehreren Gewinnungsbohrungen (z.B. acht Gewinnungsbohrungen):

- Eine Bohrung nahe der abströmigsten Gewinnungsbohrung innerhalb der WGK-Fläche nahe der Gewinnungsbohrung platziert, so dass:
 - keine Schäden an der Gewinnungsbohrung entstehen (empfohlener Mindestabstand zur Gewinnungsbohrung: je nach Einzelfall, mindestens aber 10 m);
 - die Bohrung im Erfassungsbereich für einen maximal vierwöchigen Langzeitpumpversuch liegt.

Es empfiehlt sich, die Bohrung der Grundwassermessstelle unmittelbar beim Bau der WGK-Fläche zu berücksichtigen.

- Bei mehreren Trinkwasseraquiferen: fallspezifische Entscheidung: z.B. Verfilterung des Horizonts, der derzeit zur Trinkwassergewinnung genutzt wird oder z.B. die größte Höflichkeit an nutzbarem Trinkwasser aufweist.

Art des Monitorings:

- Maximal vierwöchiger Langzeitpumpversuch mit angepasster Förderrate, um eine integrale Betrachtung zu ermöglichen. Der Ansatzpunkt der Messstelle muss im Erfassungsbereich liegen;
- Grundwasserprobenahme gemäß Anforderungen an Immissionspumpversuche inkl. periodischer Grundwasserstandsmessungen.

8.4.5 Erster Grundwasserleiter unterhalb tiefstem Trinkwasseraquifer

Nächster ausreichend durchlässiger, mindestens 20 m mächtiger Horizont unter mindestens 50 m mächtiger hydrogeologischer Barrierschicht.

Zur Überwachung folgender Risiken (Szenarien):

Unterirdische Risiken überwiegend geologischer Natur, wie z.B. die Reaktivierung von Störungen, bei denen Scherspannungen entlang der Störungszonen weitergegeben werden und so eine Schädigung der Zementation der Verrohrung aktiver Bohrungen und Altbohrungen ausgelöst werden kann.

Überwachung durch:

- Baselinemonitoring;
- Überwachungsmonitoring (Frühindikation);

Weitere Ziele:

- FuE zur wissenschaftlichen Begleitung;
- Schaffung von Transparenz.

Aufsuchung des Horizontes:

- Zur Aufsuchung des Horizontes sind zusätzliche Logs zu erstellen z.B.:

- Dual Caliper (DC) Log;
- Spectral Gamma Ray (SGR) Log und Gamma Ray Log;
- Dichte Log;
- Temperatur Log;
- Leitfähigkeitsmessungen;
- Akustik Log.

Generell ist das Messprogramm individuell angepasst festzulegen. Die geophysikalischen Bohrlochmessungen sind auf die Geologie abzustimmen.

Anzahl und Ausbau der Bohrungen:

Bohrplatz mit einzelner Gewinnungsbohrung:

- Eine Bohrung mit 5-Zoll-Ausbau im Filterbereich, falls Frac-Maßnahmen nur entlang einer Horizontalstrecke vorgenommen werden;
- Zwei Bohrungen mit 5-Zoll-Ausbau im Filterbereich, falls Frac-Maßnahmen entlang zweier Horizontalstrecken vorgenommen werden.

Lage der Bohrungen:

- Entfernt von Gewinnungsbohrung entlang der Richtung der Horizontalstrecke(n);
- In Bereichen mit höheren Unsicherheiten insbesondere hinsichtlich Störungen.

Bohrplatz mit mehreren Gewinnungsbohrungen (z.B. acht Gewinnungsbohrungen):

- Mindestens vier Bohrungen mit 5-Zoll-Ausbau im Filterbereich

Lage der Bohrungen:

- Entfernt von Gewinnungsbohrung entlang der Richtung der Horizontalstrecken;
- In Bereichen mit höheren Unsicherheiten insbesondere hinsichtlich Störungen.

Art des Monitorings:

- Dezidiertes Probenahmekonzept erforderlich, z.B. Packerplatzierung, inkl. periodischen Grundwasserstandsmessungen.

8.4.6 Horizont bis 300 m oberhalb Frac-Horizont

Zur Überwachung folgender Risiken (Szenarien):

Unterirdische überwiegend geologische und seismische Risiken wie z.B. oberhalb des Frac-Horizonts ausbrechende Fracs bzw. Aktivierung von Störungen/Klüften.

Überwachung durch:

- Überwachungsmonitoring (Frühindikation);

Weitere Ziele:

- FuE zur wissenschaftlichen Begleitung von Frac-Maßnahmen;
- Schaffung von Transparenz.

Anzahl der Bohrungen:

- Idealerweise Ausbau einer Aufsuchungsbohrung mit Horizontalauslenkung zur Überwachung eines etwaigen Grundwasseraufstiegs aufgrund der Frac-Phase. Weiterhin sollte die Messstelle zur Durchführung von mikroseismischen Messungen geeignet sein. FuE-Begleitung sinnvoll.

Lage der Bohrungen:

- Zentral über horizontalem gefracktem Strang der Gewinnungstrecke in einem geeigneten permeablen und porösen wasserführenden Horizont. Falls keine wasserführende Schicht zur Verfügung steht, sollten geeignete Alternativmethoden zur Überwachung entwickelt werden (z.B. stickstoffgashaltiges Frac-Fluid);
- Als Sicherheitsabstand zum Frac-Horizont müssen mindestens 200 m eingehalten werden;
- Bohrungen derzeit nur für die ersten zwei lokal voneinander getrennten Erschließungsfelder zur Erdgasförderung (Demonstrationsvorhaben) vorgesehen. Weitere Fortführung abhängig von den erzielten Monitoringergebnissen.

Art des Monitorings:

- Geeignetes Probenahmekonzept in Anlehnung an international durchgeführte Grundwasserprobenahmen bei der CO₂-Sequestrierung;
- Eine Einschätzung der Veränderungen kann über Trendanalysen des Drucksignals, der Temperatur- und Akustikmessungen gewonnen werden (siehe Kap. 10).

Eine zusammenfassende, tabellarische Übersicht über die zu überwachenden Aquifere gibt Tab. 1.

Tab. 2: Zusammenfassende, tabellarische Übersicht über die zu überwachenden Aquifere

Aquifer	Baseline- Monitoring	Überwachungsmonitoring
1. Oberster Grundwasserhorizont (keine Trinkwassernutzung)	X	X
2. Zur Trinkwassergewinnung relevanter Grundwasserleiter (Trinkwasseraquifer)	X	X
3. Erster Grundwasserleiter unterhalb des tiefsten Trinkwasseraquifers	Derzeit nur bei Demonstrationsvorhaben vorgesehen	X
4. Horizont bis ca. 300 m oberhalb des Frac-Horizonts	Derzeit nur bei Demonstrationsvorhaben vorgesehen	X

©RiskCom GmbH, 2013

8.5 Räumliche Anforderungen an das Monitoring

In Abb.24 ist das Konzept der räumlichen Verteilung der in Kap. 8.4 beschriebenen Grundwassermessstellen am Beispiel eines Bohrfeldes mit acht Bohrplätzen und jeweils acht Gewinnungsbohrungen visualisiert. Die räumliche Anordnung ist auf Szenario 2 der Betrachtungsszenarien, wie sie in Kap. 3 der Allgemeinen Einführung beschrieben sind, ausgerichtet.

Die in Abb.24 bezeichnete Gewinnungsbohrung mit der Ziffer 1 stellt die zuerst niedergebrachte Bohrung dar. Sie bildet damit den Ausgangspunkt für die Anordnung der im obersten Grundwasserleiter und im Trinkwasseraquifer abzuteufenden Grundwassermessstellen. Bei einer ungefähren Anordnung der Gewinnungsbohrungen wie sie in Abb.24 dargestellt ist, sind die Grundwassermessstellen in die beiden genannten Grundwasserhorizonte für alle Gewinnungsbohrungen ausreichend, da sie im Abstrom des Grundwassers angeordnet sind. Bei weiteren Gewinnungsbohrungen, die jenseits der Gewinnungsbohrung 1 abgeteuft werden, sind weitere Grundwassermessstellen zu bohren, so dass eine abstromige Überwachung des Grundwassers im obersten Aquifer und im Trinkwasseraquifer gewährleistet ist. Generell muss die Lage der Bohrungen je nach lokalen Gegebenheiten angepasst werden.

Legende

- Bohrfeld
- Bohrplatz teilweise flüssigkeitsdicht
-  Horizontalablenkung Bohrung mit schematischen Fracks
- 1 Förderbohrung (1 - 8)
- + Oberster Grundwasserhorizont
- + Trinkwasseraquifer
- + Oberster Grundwasseraquifer unterhalb des ersten Trinkwasseraquifers
- + Horizont bis ca. 300 m oberhalb des Frac-Horizonts (z.B. horizontal abgelenkte Explorationsbohrung)
- U Einzugsgebiet Pumpversuch im Trinkwasseraquifer

© RiskCom GmbH

Grundwasser-Fließrichtung ←

© by RiskCom

8.6 Zeitliche Anforderungen an das Monitoringkonzept

8.6.1 Zeitliche Anforderungen - Baselinemonitoring

Für das Baselinemonitoring empfiehlt es sich für die zu beprobenden oberen drei Horizonte jeweils zwei Probenahmen durchzuführen. Der Abstand zwischen den beiden Probenahmen sollte ca. drei Monate betragen. Die Beprobung sollte vor Errichtung des Bohrplatzes abgeschlossen sein.

8.6.2 Zeitliche Anforderungen - Überwachungsmonitoring

Im Folgenden sind die zeitlichen Anforderungen an das Überwachungsmonitoring bei der Felderschließung / Gewinnungsphase spezifiziert.

Im Zusammenhang mit den in Abschnitt 8.4 dargestellten Anforderungen an das Überwachungsmonitoring ist hinsichtlich der unterirdischen Risiken insbesondere im tieferen Untergrund Folgendes anzumerken:

1. Ein unkontrollierter Austritt von Fluiden und Gasen z.B. durch eine schadhafte Bohrung mit fehlerhafter Zementation im Bereich des Trinkwasseraquifers oder im Bereich des obersten Aquifers unterhalb des unteren Trinkwasseraquifers wird durch die dort niedergebrachten Grundwassermessstellen zeitnah bemerkt. Eine unkontrollierte Migration von Fluiden und Gasen, ausgelöst z.B. durch Reaktivierung von Störungen und Klüften, sollte nach momentanem Stand der Wissenschaft aufgrund der vorhandenen Barrieregesteine und der stationären Bedingungen im tieferen Untergrund im Normalfall, d.h. die Gesteinsschichten streichen nicht in mittelbarer Umgebung vom Standort an der Erdoberfläche aus, nicht stattfinden. Sollte es trotz allem zu einem unkontrollierten Aufstieg von Fluiden oder Gasen aus den Frac-Horizonten über geologische Schwächezonen kommen, so wäre dies in den oberen Hunderten von Metern des Untergrundes nicht bzw. erst nach einem sehr langen Zeitraum nachweisbar und auch nur dann, wenn die jeweiligen Nachweisgrenzen der Parameter überschritten werden. Diese Tatsache hat unmittelbaren Einfluss auf die Frequenz der Monitoringaktivitäten aber eben auch auf die gesamte Zeitdauer des Überwachungsmonitorings;
2. Bei Undichtigkeit der Zementation in der Gewinnungsbohrung, beispielsweise durch Temperatur oder korrosionsbedingte Mikrorisse, kann ein Fluid- oder Gasanstieg möglich werden. Allerdings ist auch hier der Aufstieg bei einer Teil- oder Vollzementierung der Bohrlochstrecke langsam. Der Nachweis einer solchen Migration kann – betrachtet man die tieferen Bereiche der Bohrlochstrecke - ebenfalls erst nach mehreren Jahren oder Jahrzehnten geführt werden;
3. Alle technischen Installationen in den Untergrund, wie Bohrungen zu Zwecken der Rohstoffaufsuchung und –Gewinnung, Geophonplatzierung oder zu Grundwasserüberwachungszwecken, bergen Risiken dahingehend, dass z.B. die Dichtigkeit der geologischen Barrierschichten ggfs.aufgrund technischer Maßnahmen gestört wird. Im Normalfall, insbesondere bei Grundwassermessstellen, überwiegen die Vorteile gegenüber den vorgenannten Risiken. Im tieferen Untergrund sind jedoch die Anforderungen höher, deshalb sollte hier die Maßnahme zunächst FuE Begleitung finden.

Entsprechend liegt der Fokus der hier vorgeschlagenen tiefen Messstellen unterhalb des Trinkwasseraquifers sowie oberhalb des Frac-Horizonts neben der Frühindikation auf FuE und

vor allem auf der Schaffung von Transparenz. Eine Fortführung dieser Überwachungsmessstellen sollte basierend auf den Ergebnissen der Demonstrationsvorhaben neu bewertet werden.

In Abb. 25 sind für jede Phase die Mindestanforderungen bzgl. der Anzahl der Probenahmen für jeden der in Kap. 8.4 dargestellten zu beprobenden Horizonte wiedergegeben. Abweichungen davon müssen wissenschaftlich belastbar begründet werden.

Dargestellt ist ausschließlich der Probenahmezyklus für das Überwachungsmonitoring.

Abb. 26: Probenahmezyklus beim Überwachungsmonitoring

Aquifer / Zeitperiode	Errichtung Bohrplatz	Bohr-Phase	Fracking-Phase	Produktionsphase	Rückbau-Phase	Nachsorge-phase
Oberster GW-Horizont	1 Probe-nahme	1 Probe-nahme	2 Probe-nahmen	½-jährliche Probenahme	1 Probe-nahme	Jährliche Probe-nahme
Trinkwasseraquifer			1 Vier-wöchiger Pump-versuch	Jährlicher vierwöchiger Pumpversuch	1 Vier-wöchiger Pump-versuch	Vier-wöchiger Pump-Versuch alle 3 bis 5 Jahre
Oberster Aquifer unterhalb des tiefsten Trinkwasseraquifers			1 Probe-nahme	Jährliche Probenahme	1 Probe-nahme	Probe-nahme alle 3 bis 5 Jahre
Horizont oberhalb Frackhorizont			1 Probe-nahme	Jährliche Probenahme	1 Probe-nahme	Probe-nahme alle 3 bis 5 Jahre
	Monat 1	Monat 3	Monat 9	Jahr 1	Jahr 5 -30	

©RiskCom GmbH, 2013

Voraussetzung für einen erfolgreichen Pumpversuch im Trinkwasseraquifer ist eine adäquate Pumprate, so dass der Ansatzpunkt aller Gewinnungsbohrungen räumlich erfasst wird. Abweichungen von der hier vorgesehenen maximalen vierwöchigen Dauer sollten dargestellt, mittels Partikeltracking berechnet und ausreichend dokumentiert werden.

Rechtliche Bemerkungen

Die langen Beobachtungszeiträume stellen die Vollzugsbehörden und Unternehmen gleichermaßen vor gewisse Probleme, dahingehend dass durch die direkten Grundwassermessungen erst sehr spät herausgefunden werden kann, ob ein nachweisbarer Schaden eingetreten ist. Der indirekte Nachweis über Druckmonitoring in den Bohrungen gibt hier früher Auskunft. Nur müssen hier die Anforderungen an die Gasdichtigkeit und zulässigen Druckverlusten konkretisiert und unseres Erachtens verschärft werden.

Möglicherweise kann sich der Spezialfall einstellen, dass lange nach der Entlassung einer Gewinnungstätigkeit aus der Bergaufsicht ein Schaden bemerkt wird. Hierzu bestehen bereits juristische Konkretisierungen. Die hier zitierten Urteile haben jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

„Die Zulassung des Abschlussbetriebsplans und die spätere Entlassung aus der Bergaufsicht haben grundsätzlich nicht zur Folge, dass damit der Zustand des stillgelegten Bergwerks als "genehmigt" gilt und der ehemalige Betreiber von seiner Haftung frei wird. Die Entlassung aus der Bergaufsicht, die viele Jahre nach der eigentlichen Betriebseinstellung liegen kann, zeigt lediglich auf, dass die Behörde im Wege einer Prognose davon ausgeht, dass eine besondere, gesteigerte Gefahr, die eine gesonderte bergrechtliche Überwachung bisher erforderlich machte, nicht mehr vorliegt. Eine Haftungsfreistellung des Betreibers ist damit jedoch nicht verbunden“ (OVG Nordrhein-Westfalen, Urteil vom 29.03.1984, ZfB 1984, 367 [375]).

„Ferner geht vom Abschlussbetriebsplan keine Legalisierungswirkung aus, die die Verantwortlichkeit entfallen lässt“ (VGH Mannheim, 29.3.2000, 1 S 1245/99).

9 Monitoringkonzept am Beispiel für das Setting Niedersächsisches Becken

9.1 Geologie und Hydrogeologie des Niedersächsischen Beckens

Das Niedersächsische Becken verläuft von Südniedersachsen bis in den Nord- und Ostseeraum und ist ein Teilbecken des Norddeutschen Beckens. Im Norddeutschen Becken befinden sich große Erdöl- und Erdgasvorkommen, wobei die größten Rohgasreserven hier in Niedersachsen mit seiner mehrere tausend Metern mächtigen Beckenfüllung zu finden sind. Muttergesteine für die Erdgasbildung sind u.a.

- Wealdenton (Unterkreide);
- Posidonienschiefer (Lias);
- Flözführendes Oberkarbon.

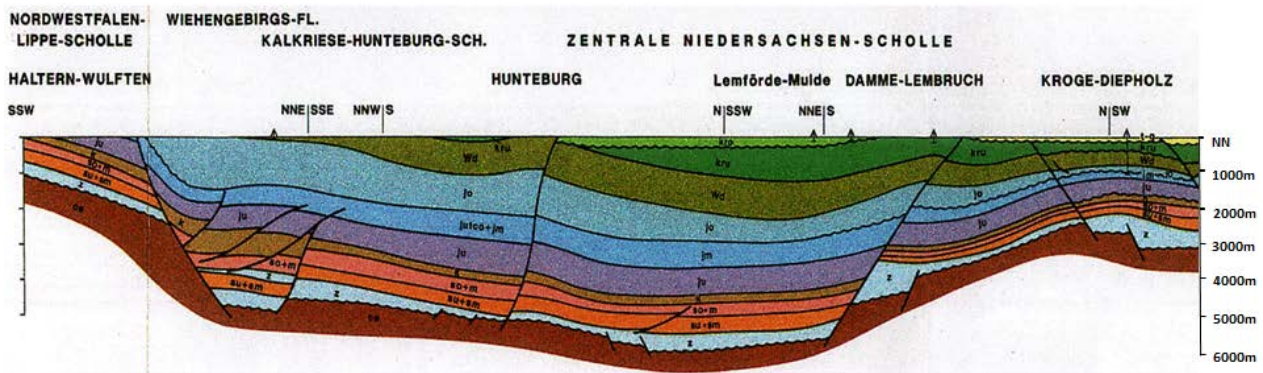
Salz- oder Anhydrit sowie Gips- und mächtige Tonsteinlagen bilden die typischen Barrieregesteine.

Hydrogeologisch zeichnet sich das Niedersächsische Becken durch einen sehr geringen Grundwassergradienten und, damit einhergehend, einem über die Zeit gesehen zu vernachlässigenden regionalen, tiefen Grundwasserstrom aus (LBEG, 1991). Grund dafür sind die nach Norden schnell an Mächtigkeit zunehmenden känozoischen Sedimente sowie eine relativ ausgeglichene Topographie. Nutzbare Frischwasserressourcen sind in der Regel nicht tiefer als 100 m bzw. regional max. in 300 m Tiefe anzutreffen. In diesen Bereichen besteht noch Kontakt zum oberflächennahen Grundwasser, der allerdings mit zunehmender Tiefe schnell abnimmt und dann in einen Bereich mit stagnierenden Bedingungen und hohen Salzgehalten übergeht (Hahn, 1991). Im Unterschied zu den nördlichen Gebieten des niedersächsischen Beckens wechselt im südlichen Bereich die Ausbildung zweier Grundwasserstockwerke zu einem einzelnen Aquifer, dessen Mächtigkeit in der Regel nicht mehr als 50 m beträgt. Zudem sind lang aushaltende, zusammenhängende Aquifere im Bereich der Stauchendmoränen nur noch selten anzutreffen.

9.2 Geologie und Hydrogeologie im Bereich der Bohrungen Damme 2 und 3

Nordnordöstlich von Osnabrück und westlich des Dümmer Sees befinden sich die Bohrungen Damme 2 und 3. Das geologische Profil weist bis zur Erfassung des Schiefergashorizontes in der unteren Wealden/Bückeberg-Formation (Unterkreide) in einer Teufe zwischen 1.300 m und 1.600 m, mit 40 m Mächtigkeit nur geringmächtige Sande und Kiese des Quartärs sowie 220 m mächtige eozäne und oberkretazische mergelige Ton- und Kalksteine auf. Darauf folgen ca. 1.350 m mächtige Tonsteine der Unterkreide (Hauterive, Valangin, oberes Wealden/Berrias) mit dem ca. 300 m mächtigen schiefergasführenden Horizont der Bückebergformation, der im unteren Wealden als Tonstein mit Kalksteinlagen ausgebildet ist. Das Oberkarbon des Grundgebirges findet sich in einer Teufe von ca. 5.500 m und wird überlagert von einer ungestörten sedimentären Abfolge beginnend beim Zechstein über Trias und Jura.

Abb. 27: Geologischer Profilschnitt westlich von Damme



G. BEST, U. FRISCH, F. KOCKEL

Mit freundlicher Unterstützung übermittelt von ExxonMobil, 2013

Der oberflächennahe Grundwasserleiter umfasst Sand- und Kiesgesteine des Quartärs und des Tertiärs (Eozän). Barrieregesteine oberhalb des Schiefergashorizontes bilden die flächenhaft verbreiteten 650 m mächtigen Tonsteine des Hauterive, Valangin sowie des oberen Berrias (oberes Wealden, Unterkreide). Die Tonsteine des Hauterive und Valangin weisen Durchlässigkeiten von $k_f = 10^{-9} - 10^{-7} \text{ m/s}$ und sind damit gemäß LBEG als geeignete Barrieregesteine für Sonderabfalldeponien geeignet (Goens, 2011).

9.3 Erkundungsbohrung Damme 2/2a und 3

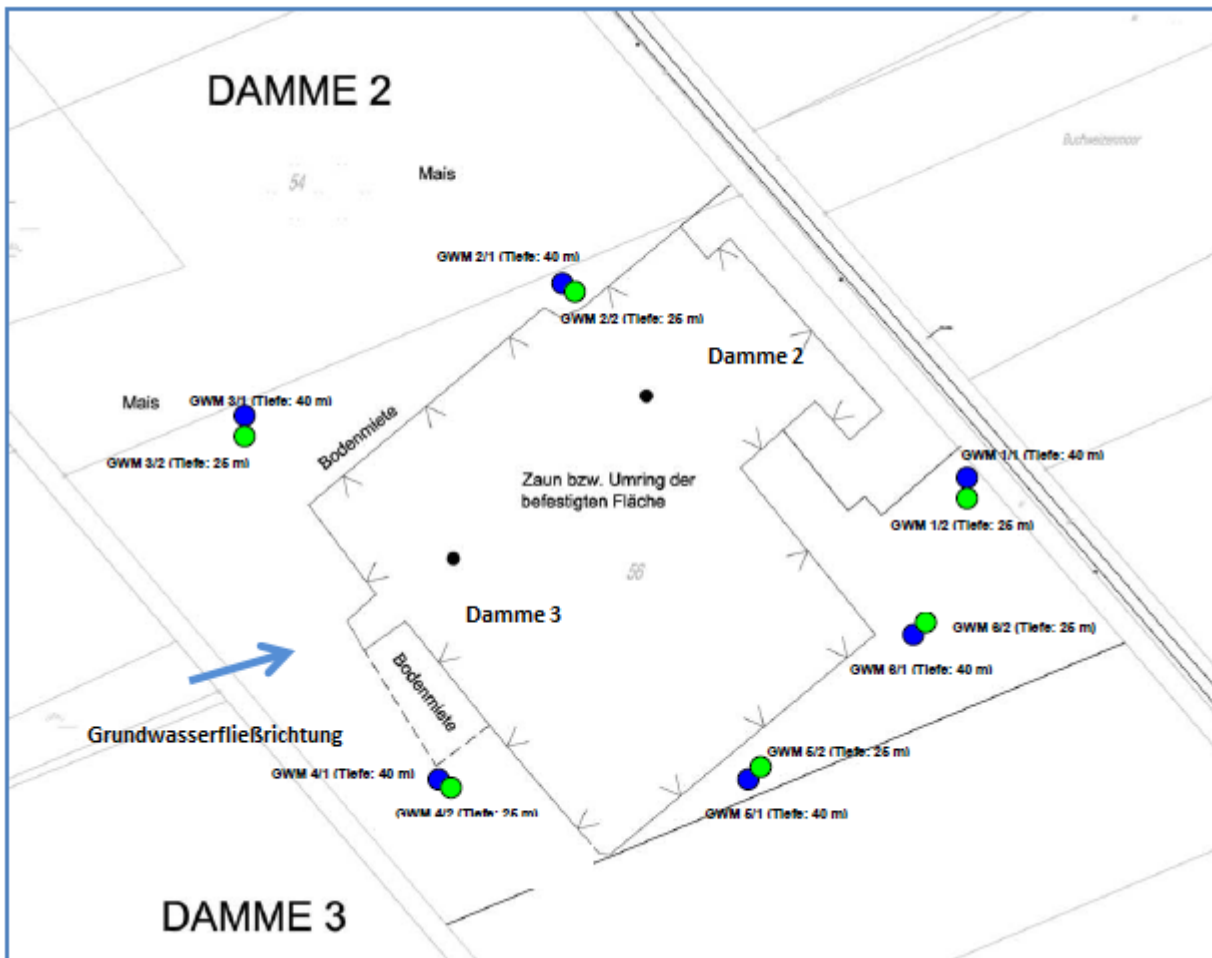
Im Jahr 2008 wurden die Erkundungsbohrungen Damme 2/2a (Damme 2) und Damme 3, Landkreis Vechta, Niedersachsen abgeteuft. Mit Damme 2/2a wurde bis in eine Tiefe von 3.333 m in den dichten Tonstein des Unterjura (Lias Epsilon/Posidonienschiefer) gebohrt. Im November 2008 wurden bei der Erkundungsbohrung Damme 3, drei hydraulische Frac-Maßnahmen durchgeführt. Es handelt sich dabei um die bis dato in Deutschland einzige Bohrung, bei der Fracking zur potentiellen Erschließung einer Schiefergaslagerstätte eingesetzt wurde. Hydraulisch gefrackt wurde der Zielhorizont ca. 200 m unter dem Top der Bückebergformation. Die Dimension der entstandenen Fracs hatte eine mittlere Höhe von 120 m und eine mittlere horizontale Ausdehnung von ca. 100 m. Die horizontale Ausbreitung belief sich vermutlich auf ca. 200 m (Goens, 2011). Die Frac-Ausbreitung beschränkte sich auf die Bückebergformation.

9.4 Monitoringkonzept für Damme 2 und 3

9.4.1 Bestehendes Monitoringkonzept

Nach Abteufen der Bohrungen Damme 2 und 3 wurde ein Grundwassermonitoringkonzept ausschließlich für den oberflächennahen Grundwasserleiter entwickelt (Gunzelmann, 2011). Dabei wurden sechs tiefe Grundwassermessstellen bis ca. 40 m Teufe und sechs flachen Grundwassermessstellen bis ca. 25 m Teufe gebohrt. Durchbohrt wurden dabei Sande und Kiese bis ungefähr zur Basis des Quartärs in 40 m Tiefe. Grundwasserstandsmessungen aus dem Jahr 2011 ergaben Grundwasserstände unter GOK zwischen 0,8 m und 1,2 m. In Abb. 27 ist die Lage der Bohrungen Damme 2 und Damme 3 und die Lage der Grundwassermessstellen dargestellt.

Abb. 28: Lage der Bohrungen Damme 2 und 3 inkl. Lage der Grundwassermessstellen (grün: flach / blau: tief)



Mit freundlicher Unterstützung übermittelt von ExxonMobil (leicht abgeändert), 2013

Neben den Vor-Ort-Parametern (Temperatur, pH-Wert, Leitfähigkeit, Sauerstoff, Redoxpotenzial) wurden als Parameter für die Untersuchung der Grundwasserproben zwei Biozide (CIT (5-Chlor-2-Methyl-2H-Isothiazol-3-on), MIT (2-Methyl-2H-Isothiazol-3-on)) und ein Tonstabilisator (Tetramethylammonium) festgelegt. Gleichzeitig fand eine Analyse des Trinkwassers verschiedener Wasserversorger in der näheren Umgebung der Dammebohrungen auf dieselben Parameter statt.

9.4.2 Vorgeschlagenes Monitoringkonzept

Nach dem im vorliegenden Gutachten vorgeschlagenen Monitoringkonzept ergäbe sich die Lage der Grundwassermessstellen für den oberflächennahen Grundwasserleiter und den Trinkwasseraquifer wie folgt:

Oberflächennaher Grundwasserleiter:

- Eine Grundwassermessstelle im Anstrom des Bohrplatzes außerhalb der flüssigkeitsdichten Fläche (WGK-Fläche);
- Eine Grundwassermessstelle im Abstrom des Bohrplatzes innerhalb der WGK-Fläche jeweils nahe der Bohrung Damme 2 und 3. Platzierung der Grundwassermessstelle so dass keine Schäden an den Bohrungen entstehen (empfohlener Mindestabstand zur Bohrung: je nach Einzelfall, mindestens aber 10 m);

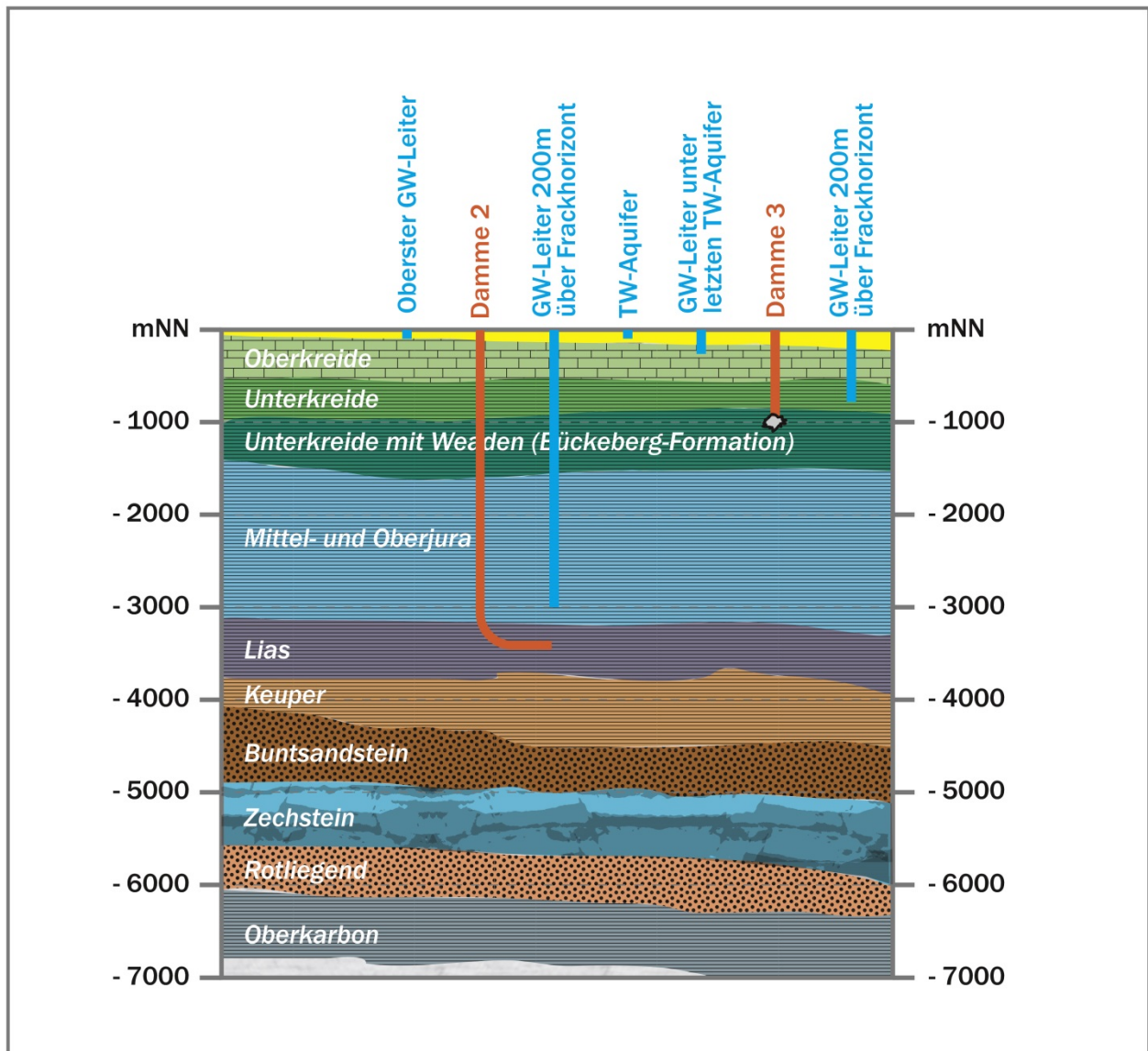
- Zwei Bohrungen im Abstrom des Bohrplatzes außerhalb der WGK-Fläche;
- Einbeziehung weiterer etwaig vorhandener im Abstrom platzierter Vorfeldmessstellen einer Trinkwasserefassung.

Trinkwasseraquifer:

- Eine Bohrung im Abstrom des Bohrplatzes innerhalb der WGK-Fläche nahe der Bohrung Damme 2 platziert, so dass:
 - keine Schäden an der Bohrung entstehen;
 - die Bohrung im Erfassungsbereich für einen vierwöchigen Langzeitpumpversuch liegt.

In Abb.28 sind schematisch die Teufen der Grundwassermessstellen in die zu überwachenden Horizonte wie in Kap. 8.4 beschrieben, exemplarisch für Damme 2 und 3 dargestellt.

Abb. 29: Teufen der Monitoringbohrungen am Beispiel Damme 2 und 3



10 Anforderungen an die Messparameter

Die beim Monitoring der oben genannten Grundwasserhorizonte zu überwachenden analytischen Parameter orientieren sich an den beim Fracking technisch eingesetzten Stoffen (Rezeptur der Frac-Fluide) und der chemischen Zusammensetzung der durch das Fracking potenziell mobilisierten Wässer (siehe hierzu auch Kapitel Flowback – Abschnitt 4.1 und Abschnitt 5).

Die Auswahl der Parameter ist dabei standortbezogen im Einzelnen festzulegen. Vor-Ort Parameter wie Sauerstoffgehalt, Temperatur, pH Wert und Redoxpotenzial sind standardmäßig zu ermitteln. Generell kann von Analyseparametern aus den folgenden Gruppen ausgegangen werden:

- Lagerstättenwasser (hochsalinar, z.T. kohlenwasserstoffhaltig (siehe auch Kapitel Flowback):
 - Anorganika: Anionen und Kationen inkl. Bromid, Metalle, Schwermetalle/Arsen,
 - Organika: Aliphatische und aromatische Kohlenwasserstoffe,
 - Natürliche Radionukleide - wie z.B. $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, $^3\text{H}/^2\text{H}/^3\text{H}$, $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$, $^{228}\text{Ra}/^{226}\text{Ra}$;
- Frac-Chemikalien;
- gelöste Gase (z.B. Butan, Ethan, Methan, Propan, H_2S , CO_2);
- bei Auftreten von Methan zusätzlich Isotopenuntersuchungen ($\delta^{13}\text{C}\text{-CH}_4$ und $\delta^2\text{H}\text{-CH}_4$) und Evaluierung des Verhältnisses von Methan zu höherkettigen Kohlenwasserstoffen (Ethan, Propan und Butan).

Neben den zum Fracking eingesetzten Stoffen sind auch deren Metabolite beim Monitoring zu berücksichtigen.

Zur Salzdetektion können in Ergänzung zu den analytischen Verfahren des Weiteren geophysikalische Verfahren wie Elektromagnetik, Widerstandsmessungen oder Leitfähigkeitsmessungen eingesetzt werden.

Trenduntersuchungen dienen der Analyse der zeitlichen Veränderungen von Parametern, die die zu überwachenden Auswirkungen in besonderer Weise charakterisieren (Indikatorsubstanzen). Diese Indikatorsubstanzen sollten aus der Kenntnis über die Zusammensetzung der Lagerstättenwässer und der Frac-Fluide so gewählt werden, dass sie:

- möglichst wenig mit der Gesteinsmatrix interagieren und insofern ein möglichst frühzeitiges Erkennen von nachteiligen Grundwasserveränderungen ermöglichen (Tracersubstanzen wie das Vorhandensein von N_2 aufgrund des Frac-Prozesses (Lacazette & Geiser, 2012));
- eine eindeutige Trennung von den statistischen Schwankungen der chemischen Zusammensetzung des überwachten Grundwasser zulassen; und
- möglichst nicht aus anderen anthropogenen Quellen (Industrie, Landwirtschaft) stammen können.

Wichtige Indikatorsubstanzen für das Monitoring könnten z.B. die An- und Kationen sein, die den Einfluss unterschiedlicher Mineralisation der Wässer schnell und eindeutig zulassen.

Die Durchführung der Probenahmen und Laboranalysen sollte von unabhängigen Instituten und Laboren durchgeführt werden. Die Ergebnisse sollten der zuständigen Wasserbehörde vorgelegt werden.

11 Indikatoren für Beurteilung und Steuerung / Bewertungssystem

Die Angabe von Indikatoren zur Beurteilung der Situation und deren anschließende Bewertung sollten unmittelbar mit einem Maßnahmenkatalog verbunden sein. Die einzuleitenden Maßnahmen haben in Einklang mit den bestehenden Regelwerken (siehe BBodSchG und zugehörige Verordnungen, GFS-Konzept) zu erfolgen. In Tab. 2 sind die Indikatoren und deren Bewertung zur Steuerung dargestellt.

Tab. 3: Indikatoren und Bewertung für das Grundwassermonitoring

Indikator	Horizont	Bewertung
Keine statistisch signifikante Überschreitung ¹¹ der geogenen Hintergrundbelastung im Rahmen der Messgenauigkeit	Oberster Grundwasserhorizont /Trinkwasseraquifer/ Erster Grundwasserleiter unterhalb letztem Trinkwasseraquifer	
Statistisch signifikante Überschreitung der geogenen Hintergrundbelastung	Oberster Grundwasserhorizont /Trinkwasseraquifer/ Erster Grundwasserleiter unterhalb letztem Trinkwasseraquifer	
Gesicherte Überschreitung des halben GFS-Werts für den jeweiligen Stoff	Oberster Grundwasserhorizont /Trinkwasseraquifer/ Erster Grundwasserleiter unterhalb letztem Trinkwasseraquifer	
Überschreitung der Werte der GFS	Oberster Grundwasserhorizont/Trinkwasseraquifer	
Überschreiten der Prüfwerte der BBodSchV	Oberster Grundwasserhorizont/Trinkwasseraquifer	

(©RiskCom GmbH)

Aus Abb.23 wird deutlich, dass bei der Bewertung der Daten aus der Grundwasserüberwachung eine statistische Betrachtung zwingend erforderlich ist, um Effekte des Frackings von der natürlichen raumzeitlichen Variabilität einzelner Parameter unterscheiden zu können. Ausgangspunkt dieser Überlegungen ist, dass bei der Größe der zu überwachenden Grundwasserkörper in Relation zu den bei sachgerechter Ausführung des Frackings potentiell freiwerdenden Mengen an Lagerstättenwasser oder Frac-Fluiden Veränderungen der Grundwasserzusammensetzung nur äußerst gering ausfallen werden und deshalb von statistischen Schwankungen der natürlichen (geogenen) Gehalte der Überwachungsparameter getrennt werden müssen.

Das Konzept für diese statistischen Betrachtungen kann z.B. am Konzept der „Auslöseschwellen“ orientiert werden, das bei der Überwachung von Deponien rechtlich normiert ist. Das Konzept geht einerseits von einer statistischen Betrachtung von Messwerten aus, bei der ein Streuband für die Messwerte der einzelnen Überwachungsparameter definiert wird, dass z.B. aus dem arithmetischen Mittelwert $\pm$ der doppelten Standardabweichung gebildet wird. Andererseits vergleicht das Konzept die oberen (bei einigen dem Abbau unterliegenden Parametern,

¹¹ statistische Relevanz = i.S.d. Wasserrahmenrichtlinie bzw. „Guidance on Groundwater Status and Trend Assessment“ (European Commission, 2009).²⁾ GFS = Geringfügigkeitsschwellenwerte (LAWA, 2004).

wie Sulfat, Nitrat, usw., auch die unteren) Grenzwerte des Streubandes zwischen dem Grundwasseranstrom und dem Abstrom.

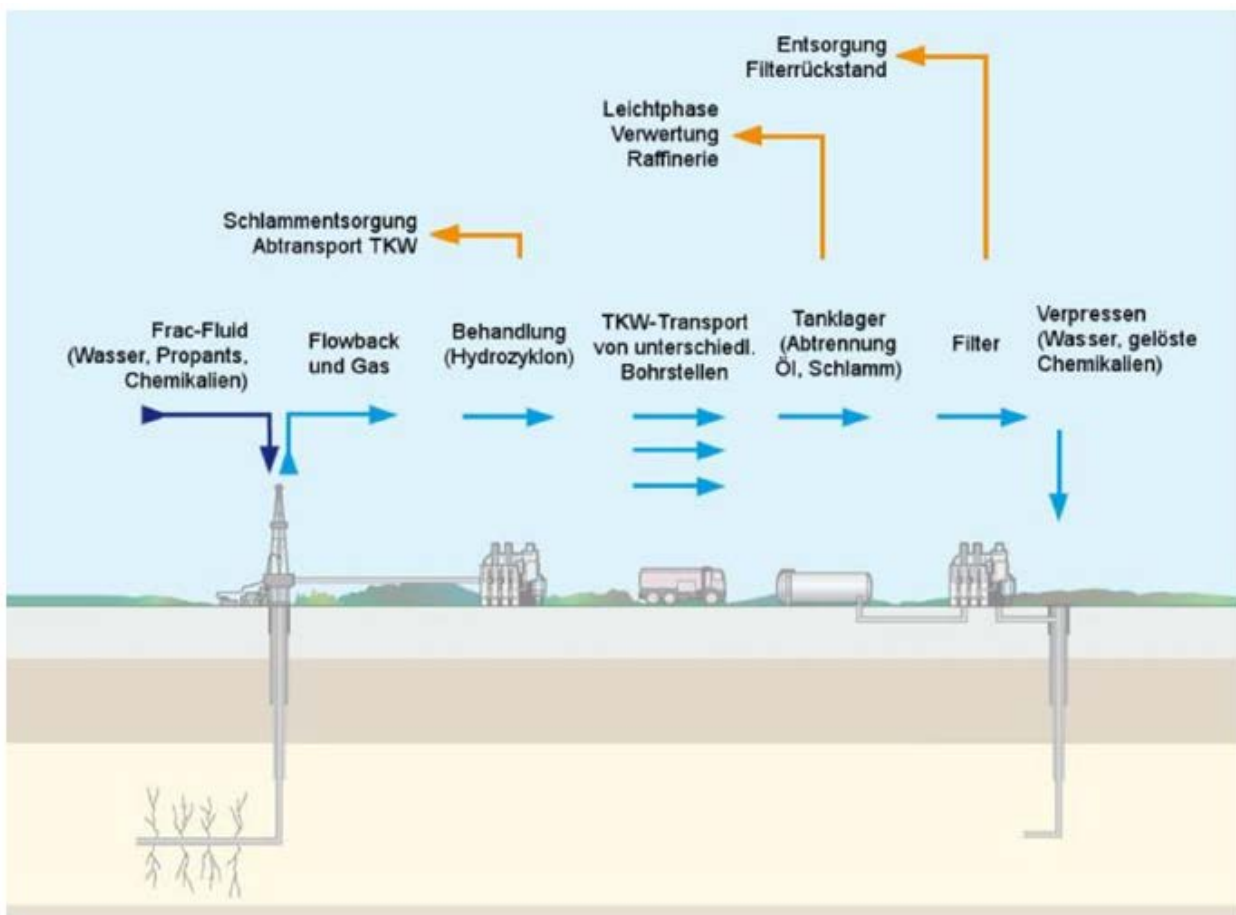
12 Grundwassermonitoringkonzept für Verpresshorizonte

Eine Gefährdung von Grundwasservorkommen besteht auch durch die technischen Maßnahmen des Verpressens und der Lagerung von Flowback und Produktionswässern in Verpresshorizonte. Im Folgenden wird ein Grundwassermonitoringkonzept skizziert, das als Instrument zur Überwachung von Verpresshorizonten angewendet werden kann, in die Flowback und Produktionswässer aus der Schiefergasförderung zur Entsorgung injiziert wurde.

12.1 Einleitung

In Deutschland werden Produktionswässer inklusive Flowback aus der Erdgasförderung in geeignete Gesteinshorizonte verpresst. Die Aufbereitung von Flowback erfolgt wie in Abb. 29 dargestellt (Rosenwinkel et al., 2012).

Abb. 30: Schematische Übersicht zur derzeitigen Behandlung von Flowback



Rosenwinkel et al., 2012

Als geologische und hydrogeologische Voraussetzungen für das Verpressen von flüssigen Abfällen gilt folgendes (Aust, 2000):

1. Das Vorhandensein von Aquiferspeichern mit ausreichender Permeabilität;
2. Eine möglichst große Ausdehnung und Mächtigkeit der Aquiferspeicher bei ausreichender Tiefe;
3. Die Existenz geringdurchlässiger multipler Barrieregesteinshorizonte.

Zukünftig sollen Versenkbetriebe grundsätzlich bei dauerhaft unter-initialen Druckverhältnissen im Verpresshorizont stattfinden (Mdl. Mitteilung LBEG, 2013).

Die Verpressung erfolgt entsprechend der Tiefbohrverordnung BVOT. In BVOT §36, Einpress- und Versenkbohrungen sind die Anforderungen an den Ausbau der Versenkbohrung gegeben. Sofern die Produktionswässer inklusive Flowback über das Unternehmen selber entsorgt werden, wird zunächst ein Betriebsplanzulassungsverfahren durchgeführt. Im Zusammenhang damit wird geprüft, ob zur Verpressung eine wasserrechtliche Erlaubnis eingeholt werden muss.

Das hier vorgestellte Grundwassermonitoringkonzept bezieht sich auf Verpresshorizonte, die zur Speicherung von Produktionswässern und Flowback aus der Schiefergasförderung genutzt werden. Das Konzept wurde für die folgenden Szenarien entwickelt:

1. Druckerniedrigte Erdöl- und Erdgaslagerstätten;
2. Druckerniedrigte salinare Grundwasserleiter unmittelbar horizontal/lateral angrenzend an ehemalige Gaslagerstätten (d.h. Versenkung in denselben Horizont aus dem das Erdgas gewonnen wurde).

Entleerte Erdöl- und Erdgaslagerstätten sowie die unmittelbar benachbarten druckerniedrigen Aquifere werden von entsprechenden Deckschichten bzw. Barrieregesteine überlagert, die geologischen Eigenschaften sind aufgrund der Historie als ehemalige Lagerstätte hinlänglich bekannt und entsprechend gut erkundet. Um eine entsprechende Mächtigkeit des Barrieregesteins sowie ein multiples Barrierschichtenkonzept zu gewährleisten, ist angedacht zukünftig bevorzugt ehemalige Lagerstätten bzw. unmittelbar daran angrenzende druckerniedrige Aquifere im Rotliegend zu nutzen. Die Eignung dieser Horizonte zur Nachnutzung wird derzeit durch die Erdgasbetreiberfirmen geprüft (Mdl. Mitteilung LBEG, 2013).

Wie bei dem in diesem Bericht vorgestellten Grundwassermonitoringkonzept für Tätigkeiten vor, während und nach der Schiefergasförderung, hat auch das Grundwassermonitoringkonzept für Verpresshorizonte primär die Kontrolle der Einhaltung von Umweltzielen, die Beobachtung und Feststellung von Trends sowie das rechtzeitige Erkennen von nachteiligen Veränderungen als Aufgabe. So gilt auch hier, dass mit den Überwachungsmaßnahmen die Ursachen von Grundwasserverunreinigungen festgestellt und Sanierungs- und Vermeidungsstrategien entwickelt werden können. Bei der Entwicklung des Konzeptes wurde davon ausgegangen, dass zukünftig, wie vom LBEG gefordert, entsprechend mächtige multiple Barrierekomplexe den Verpresshorizont überlagern.

12.2 Identifikation der Risiken

12.2.1 Oberirdische Risiken

Hinsichtlich der Eintragswege von der Erdoberfläche, die eine Schädigung des Grundwassers zur Folge haben können, sind die Risiken im Zusammenhang mit dem Transport der Tankwägen zur Versenkbohrung sowie Risiken im Zusammenhang mit der Dichtigkeit der ortsfesten oberflächennah verlegten Leitungen zur Bohrung relevant. Ursachen für eine Verschmutzung des Grundwassers sind Havarien oder Leckagen unterschiedlichen Ausmaßes und Dauer. Sickerleckagen bei oberflächennah verlegten Rohrleitungen, die zur Beförderung von Flowback und Produktionswasser dienen, sind meist verursacht durch Korrosion, Beschädigung durch Dritte und verzögerte Identifikation zwischen den Wartungs-/Überprüfungsintervallen (Uth, 2012).

Das Versagen der Integrität der Rohrleitungen führt zu Fluidaustritten und u.U. zu Grundwasserverschmutzungen der flachen Grundwasserleiter.

12.2.2 Unterirdische Risiken bei der Versenkbohrung

In BVOT §36, Einpress- und Versenkbohrungen, sind Anforderungen an den Ausbau der Versenkbohrung wie folgt, gestellt:

1. Es ist Vorsorge zu treffen, dass die durch die Bohrung eingeleiteten Stoffe nicht in andere als die dafür bestimmten Gebirgsschichten oder Hohlräume gelangen können.
2. Bei unter innerem Überdruck stehenden Einpress- und Versenkbohrungen am Bohrlochkopf muss ein Rückschlagventil oder eine Absperreinrichtung angebracht werden, die ein Zurückfließen der in die Bohrung eingeleiteten Stoffe verhindert oder die Bohrung selbsttätig schließt, wenn der betriebliche Mindestdruck in der ankommenden Rohrleitung oder in der der Bohrung unmittelbar vorgeschalteten Einrichtung unterschritten wird.
3. Der Förderstrang ist mit einer Vorrichtung zu versehen, die es ermöglicht, den Förderstrang durch Einbau eines geeigneten Stopfens oder eines anderen Absperrorganes abzusperren. Werden einer der genannten Bohrungen in erheblichem Umfang gefährliche Gase oder Flüssigkeiten zugeführt, muss der Förderstrang darüber hinaus mit einem Rückschlagventil oder mit einer selbsttätig wirkenden Absperreinrichtung ausgerüstet sein.
4. Werden durch Einpress- oder Versenkbohrungen Stoffe eingeleitet, die besonders korrosiv sind, ist der Förderringraum gegen den Förderstrang dicht abzusperren und mit einem geeigneten Schutzmedium voll aufzufüllen.

Die Injektion in hydraulisch geschlossene Speichergesteine erfolgt mit hohem Druck die eine Kompression der Formationswässer und des nutzbaren Hohlraums zur Folge hat. Bei unzureichenden Kenntnissen der Eigenschaften der zu schützenden Deckschichten bzw. bei Fehlberechnungen der Permeabilitäten des Speicheraquifers besteht bei steigenden Injektionsdrücken das Risiko der hydraulischen Rissbildung auch in den Deckschichten.

Die in Kap. 7.2 genannten technischen Risiken im Zusammenhang mit dem Bohrvorgang und dem Bohrausbau treffen auch bei Versenkbohrungen zu.

Versenkbohrungen werden zum Verpressen von Produktionswässer und Flowback in unregelmäßigen Abständen immer wieder geöffnet und entsprechend ihrer Funktion genutzt. In Zeiten, in denen keine Nutzung erfolgt, müssen Versenkbohrungen flüssigkeits- und gasdicht verschlossen sein. Dies ist wie oben unter 2) und 3) durch Absperrvorrichtungen und Rückschlagventile sicherzustellen. Risiken, die zu einer Schädigung des Grundwassers führen können, sind insbesondere unter innerem Überdruck stehende Versenkbohrungen, schadhafte Absperrvorrichtungen sowie eine beschädigte Verrohrung bzw. eventuell vorhandene, jedoch schadhafte Zementation. Austritte von Fluiden aus der Verpressung und Gase aus der ehemaligen Lagerstätte können dann entlang der gesamten Bohrung in die umliegende Formation migrieren.

Schädigungen an oder unsachgemäßer Ausbau von Beobachtungsbohrungen zur Gewinnung von Daten über den Druck im Aquiferspeicher und zur Entnahme von Proben, können Wegsamkeiten für die versenkten Fluide bilden. Ebenso stellen Altbohrungen mit unsachgemäßer Verfüllung ein Risiko hinsichtlich potenzieller Aufstiegsmöglichkeiten für Fluide dar.

12.2.3 Zusätzliche Risiken durch das Verpressen

Durch die nur geringen zusätzlichen Mengen an Flowback durch das Fracken werden nur sehr unwesentliche zusätzliche Risiken hinzukommen. Auch wird sich in der Zusammensetzung des Flowbacks das Risikoprofil nicht ändern, da das Flowback aus einer üblichen Öl- oder Gaslagerstätte sich in der Zusammensetzung des Flowbacks aus Schiefergaslagerstätten wohl nur unwesentlich unterscheidet. Die geringen zusätzlichen Mengen an Flowback werden die Speicherkapazität nicht entscheidend beeinflussen.

12.2.4 Pflichten gemäß eines Überwachungskonzeptes aus der Kohlendioxidspeicherung

Da es bislang kein gesetzlich verankertes Monitoringkonzept für Verpressbohrungen gibt, wird in diesem Zusammenhang auf das Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (KSpG) 2012 verwiesen. Gemäß dem KSpG ist der Betreiber eines CO₂ Speichers zur Erstellung eines Überwachungskonzeptes und zur Planung und Durchführung der Überwachung verpflichtet:

- Die Überwachung nach KSpG ist so durchzuführen, dass sie insbesondere Folgendes ermöglicht:
 1. den Vergleich des tatsächlichen Verhaltens des gespeicherten Kohlendioxids mit dem Verhalten, welches zuvor gemäß Anlage 1 im Modell prognostiziert worden ist;
 2. das Erkennen von Art und Ausmaß von Leckagen, erheblichen Unregelmäßigkeiten und Migrationen;
 3. das Feststellen von Art und Ausmaß potenziell nachteiliger Einwirkungen auf Mensch und Umwelt sowie auf Belange Dritter;
 4. die Bewertung der Wirksamkeit von Abhilfemaßnahmen, die nach § 23 getroffenen wurden, und
 5. die kontinuierliche Überprüfung während des Betriebs.

Genaueres liefert Anlage 2 des KSpG:

- Der Betreiber ist verpflichtet, auf Verlangen der zuständigen Behörde, mindestens jedoch einmal im Jahr, folgende Angaben zu übermitteln:
 1. die Ergebnisse der kontinuierlichen Überwachung einschließlich der gewonnenen Daten und der verwendeten Technologie sowie
 2. die Angaben, die erforderlich sind, um die Einhaltung der Zulassungsvoraussetzungen zu prüfen und den Kenntnisstand über das Verhalten des Kohlendioxids in einem Kohlendioxidspeicher zu erweitern.
- Das Überwachungskonzept ist [...] alle fünf Jahre zu aktualisieren, um neuen Erkenntnissen in der Einschätzung der Langzeitsicherheit, von Leckagerisiken und von Risiken für Mensch und Umwelt sowie den technischen Entwicklungen Rechnung zu tragen.
- Bei Leckagen oder erheblichen Unregelmäßigkeiten hat der Betreiber unverzüglich
 1. deren Art und Ausmaß der zuständigen Behörde anzuzeigen,
 2. geeignete Maßnahmen zu treffen, um die Leckage oder die erhebliche Unregelmäßigkeit vollständig zu beseitigen und weitere Leckagen und erhebliche Unregelmäßigkeiten zu verhüten [...], und
 3. der zuständigen Behörde sowie den Grundstückseigentümern und sonstigen Nutzungsberechtigten die getroffenen Maßnahmen und ihre Wirkungen anzuzeigen.

Die Anforderungen an die Prognose der CO₂ Speicherung sind hoch (siehe Anlage 1 KSpG). So ist in einem mehrstufigen Verfahren ein konzeptionelles 3-D-Erdmodell zu erstellen, dieses mathematisch zu modellieren und nachfolgend die Leckagerisiken zu identifizieren, zu bewerten und deren Folgen auf Arten, Gemeinschaften oder Lebensräume abzuschätzen.

12.3 Strategie zur Erfassung der Veränderungen bei Verpresshorizonten

Wie für die Erkundung und Aufsuchung von Schiefergas empfohlen, ist auch für Verpresshorizonte ein Baselinemonitoring zur Identifikation der physiko-chemischen Beschaffenheit der relevanten Grundwasserleiter vor Beginn der Verpressung von Produktionswässern und Flowback erforderlich.

Ein Überwachungsmonitoring ist während des gesamten Zeitraums, in dem Verpressungen von Produktionswässern und Flowback stattfinden, aber auch darüber hinaus zu empfehlen. Das Überwachungsmonitoring sollte mit Beginn des Abteufens der Versenkbohrung einsetzen.

Wie in Kapitel „Flowback“ dargestellt, kann die Behandlung und Entsorgung von Flowback und Produktionswasser nur im Kontext eines umfassenden regionalen Wassermanagementkonzeptes erfolgen. Dies sollte im Einklang mit dem hier vorgestellten Grundwassermonitoringkonzept organisiert, durchgeführt und verwaltet werden.

12.3.1 Lage und Anforderung an Grundwassermessstellen bei Verpresshorizonten

Ähnlich wie beim Grundwassermonitoringkonzept zur Schiefergasgewinnung sollten zur Überwachung leergeförderter Erdöl-/Erdgaslagerstätten folgende Grundwassermessstellen und Druckmessstellen installiert werden:

- Grundwassermessstellen zur Überwachung der oberen Trinkwasseraquifere in:
 - dem flachen Grundwasserleiter;
 - dem zur Trinkwassernutzung verwendeten Aquifer sowie
 - dem darunterliegenden Aquifer.

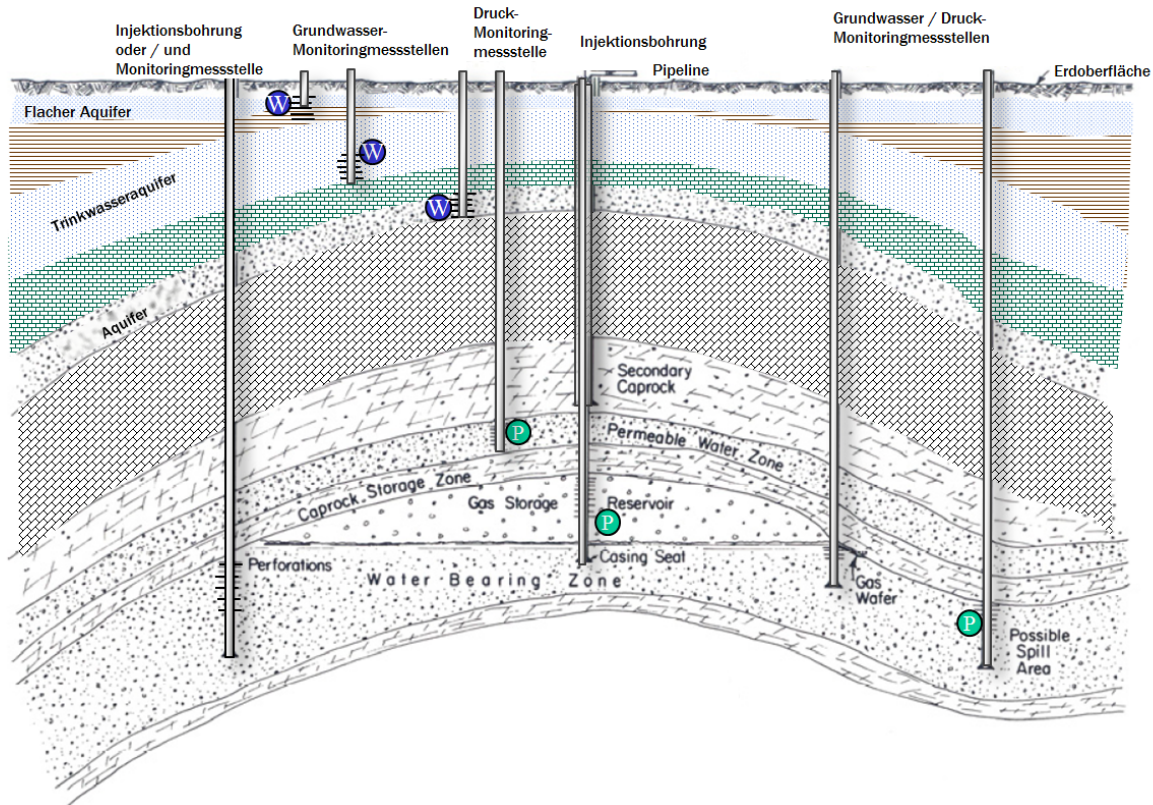
Ferner muss die sichere Injektion und der Verbleib des Flowbacks durch die folgenden Druckmessstellen überwacht werden können:

- Druckmessstellen:
 - im speicherfähigen Zielhorizont;
 - zur Überwachung des Spillpoints des Zielhorizonts sowie
 - im über dem Barrieregestein des Speichers liegenden Aquifer¹².

Exemplarisch ist die Lage der Grundwasser- und Druckmessstellen in Abb. 30 dargestellt.

¹² Sofern es sich um die Injektion in ehemalige druckerniedrigte Lagerstätten handelt, wird die Umsetzung dieser Massnahme erst bei Erreichen eines Drucks von 95% des initialen Drucks empfohlen.

Abb. 31: Monitoringschema Verpresshorizonte



©RiskCom, abgeändert, nach Chabora & Benson, 2009

Die Anforderung an die Lage und Anordnung der Geophonbohrungen wird hier nicht behandelt. Sofern möglich sollten die Geophonbohrungen mit den Grundwasser- oder Druckmessstellen kombiniert werden.

12.3.2 Anforderung an Parameter bei Verpresshorizonten

Die beim Monitoring der oben genannten Aquifere zu überwachenden analytischen Parameter orientieren sich - wie bei der Überwachung der Grundwasserhorizonte bei der Schiefergasförderung - an

- den beim Fracking technisch eingesetzten Stoffen (Rezeptur der Frac-Fluide) und
- der chemischen Zusammensetzung, der durch das Fracking potenziell mobilisierten Wässer.

Die Auswahl der Parameter ist standortbezogen und je nach Aufbereitungsqualität des Flowbacks im Einzelnen festzulegen. Generell kann von Analyseparametern aus den folgenden Gruppen ausgegangen werden:

- Produktionswässer (hochsalinar, z.T. kohlenwasserstoffhaltig):
 - Anorganika: Anionen und Kationen inkl. Bromid, Metalle, Schwermetalle/Arsen,
 - Organika: Aliphatische und aromatische Kohlenwasserstoffe,
 - Natürliche Radionukleide, wie z.B. $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, $^2\text{H}/^3\text{H}$, $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$, $^{228}\text{Ra}/^{226}\text{Ra}$;
- Frac-Fluide;

- gelöste Gase (z.B. Methan, H₂S).

13 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Um die Risiken wie:

- Leckagen oder Tropfverluste in und außerhalb des Bohrplatzes;
- unterirdische bevorzugt technische Risiken im Zusammenhang mit den Bohrungen und
- untergeordnet geologische Risiken

bei der Aufsuchung und Gewinnung von Schiefergas zu überwachen wird ein Grundwassermonitoringkonzept, zunächst zur Anwendung bei einem Demonstrationsvorhaben, wie folgt vorgeschlagen:

1. Durchführung eines Baselinemonitorings mit den Zielen:
 - a) Erlangung eines fundierten Kenntnisstands über vorhandene Stoffe im Grundwasser vor dem Beginn des Frac-Prozesses (physikochemische Verhältnisse, geogene Hintergrundwerte);
 - b) Erbringung des Nachweises, dass festgestellte Grundwasserverunreinigungen im Vorfeld von Aufsuchung und Gewinnung von Schiefergas nicht durch diese Tätigkeiten verursacht werden bzw. wurden.
2. Durchführung eines Überwachungsmonitorings insbesondere während des gesamten Frac-Vorgangs, aber auch während der Gewinnungsphase, des Rückbaus und darüber hinaus mit den Zielen:

Für obere Grundwasserhorizonte:

- Einleitung von Schutz- und Beschränkungsmaßnahmen sowie anderen risikominimierenden Maßnahmen zum Schutz des Grundwassers;
- Bewertung und ggf. Ermöglichung einer Weiterführung der Gasförderung nach erfolgten Schutzmaßnahmen, wie z.B. durch Ertüchtigung der bestehenden Zementierung.

Für tiefere Grundwasserhorizonte:

- Frühindikation;
- Gewinnung weiterer Erkenntnisse von Transportprozessen im tieferen Untergrund;
- Schaffung von Transparenz.

Für Gewinnungsbohrungen wird vorgeschlagen in folgenden Horizonten qualifizierte Grundwassermessstellen auszubauen:

- Oberster Grundwasserleiter (keine Trinkwassernutzung): Zur Erfassung von oberirdischen Risiken und oberflächennahen unterirdischen technischen Risiken wie z.B. Integritätsversagen der Bohrung;
- Für die Trinkwassergewinnung relevanter Grundwasserleiter (Trinkwasseraquifer): Zur Erfassung von unterirdischen Risiken überwiegend technischer Natur, wie z.B. Integritätsversagen der Bohrung und untergeordnet andere unterirdische Risiken;

- Erster Grundwasserleiter unterhalb des tiefsten Grundwasserleiters der für eine Trinkwassergewinnung geeignet ist: Zur Abdeckung unterirdischer Risiken überwiegend geologischer Natur, wie z.B. die Reaktivierung von Störungen, bei denen Scherspannungen entlang der Störungszonen weitergegeben werden und so eine Schädigung der Zementation der Verrohrung aktiver Bohrungen und Altbohrungen ausgelöst werden kann;
- Geeigneter durchlässiger Horizont bis 300 m oberhalb des Frac-Horizonts: Zur Erfassung unterirdischer überwiegend geologischer und seismischer Risiken wie z.B. über Frac-Horizont ausbrechende Fracs bzw. Aktivierung von Störungen/Klüften.

Für Aufsuchungsbohrungen wird je nach vorgesehenen Maßnahmen (z.B. Frac-Maßnahmen) eine abgestufte Vorgehensweise empfohlen. Mindestanforderungen sind die Errichtung von Grundwassermessstellen im obersten Grundwasserleiter und in dem zur Trinkwassergewinnung genutzten Grundwasserleiter. Ob eine Überwachung des ersten Grundwasserleiters unterhalb des tiefsten Trinkwasseraquifers zielführend ist, ist im Einzelfall abhängig von der Art und Anzahl der geplanten Frac-Maßnahmen zu entscheiden.

Die Dokumentation des Konzepts kann z.B. im regionalen Planungskonzept (Raumordnungsgesetz) erfolgen (siehe Kapitel Flowback). Die von den Betreibern zu erstellende Dokumentation über die Ergebnisse des Monitorings ist den Behörden regelmäßig zu übermitteln. Eine Datenbereitstellung für die Öffentlichkeit z.B. im Internet wird empfohlen.

Prinzipiell ist es möglich, das hier ausgearbeitete Monitoringkonzept auch auf die Förderung von Tightgas zu übertragen.

Die Auswahl der analytischen Parameter für das Monitoring orientiert sich an der chemischen Zusammensetzung, der zu erwartenden Lagerstättenwässer aus den Zielhorizonten des Wirtsgesteins und der Zusammensetzung der eingesetzten Frac-Fluide. Die Auswahl der Parameter ist dabei standortbezogen im Einzelnen festzulegen.

Neben den oben angegebenen Empfehlungen zur Erstellung eines Grundwassermonitoringkonzeptes empfehlen wir folgende Maßnahmen, die zum mittelbaren oder unmittelbaren Schutz des Schutzgutes Grundwasser beitragen.

Bohrung

- Bei Bohrungen zur Gewinnung von (Schiefer-)Gas müssen Überdruckzonen genauestens charakterisiert und dokumentiert werden. Generell sind Zonen mit hohen Überdrücken zu meiden, da sich in derartigen Bereichen Bohrkontrolle und Bohrlochausbau schwierig gestalten können und die Rissausbreitung (Höhenwachstum) im Zielhorizont während des Frackens ebenfalls schwerer kontrollierbar sein kann, wenn die Zonen mit Überdruck nicht durch High Stress Formationen isoliert sind. Eine Definition von „hohen Überdrücken“ muss von den Bergbehörden erarbeitet werden;
- Derzeit ist eine Zementierung der Förderbohrung im Bereich der Ankerrohrtour vorgeschrieben, so dass nutzbare Wasserstockwerke vor ungewollten Zutritten von Schadstoffen abgedichtet sind. Die Entscheidung hinsichtlich Voll- oder Teilzementierung unterhalb der Ankerrohrtour liegt derzeit bei den Betreiberfirmen oder kann von den Genehmigungsbehörden in den Sonderbetriebsplänen vorgeschrieben werden. Um einen Austritt von Fluiden und Gasen auch unterhalb der Ankerrohrtour zu vermeiden, wird empfohlen eine Vollzementierung der gesamten Verrohrung dann vorzuschreiben, wenn die Wahrscheinlichkeit, dass daraus ein möglicher Umweltschaden verhindert

werden kann hinreichend groß ist (>50%) und die Gefahr, dass durch eine Nichtzementierung ein Umweltschaden wissenschaftlich belastbar ausgeschlossen werden kann. Erläuternd dazu wird auf die derzeitige Situation verwiesen: Entweder erfolgt derzeit eine Zementation ohne Möglichkeit des Druckmonitorings oder es wird keine Zementation eingebracht, dafür aber je nachdem Druckmonitoring in der offenen Bohrlochstrecke;

- Es wird empfohlen, die Forschung und Entwicklung für ein Monitoring in zementierten Ringräumen mit Hilfe von Druck-/Temperatursensoren, die im Ringraum auf Höhe der zu überwachenden wasserführenden Stockwerke angebracht sind, voranzutreiben;
- Es wird empfohlen, einen Plan zu erstellen, wie mit noch offenen und verfüllten Altbohrungen zu verfahren ist:
 - Für die noch offenen Bohrungen ist darzulegen, wie die Funktion der Zementation aufrechterhalten bzw. nach Stand der Technik instandgesetzt werden kann, so dass von den Bohrungen kein Migrationsrisiko für Fluide oder Gase besteht;
 - Für die, in der Nähe zu Aufsuchungs- bzw. Gewinnungsgebieten liegenden, verfüllten Bohrungen ist, sofern die Bohrungen noch zugänglich sind, die Qualität der Verfüllung festzustellen und wissenschaftlich belastbar zu bewerten. Wenn nicht mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden kann, dass die Integrität der Bohrungen ein Risiko für die Frac-Maßnahme bedeutet, ist die Bohrung vorab einer Frac-Maßnahme entweder gemäß dem Stand der Technik wieder herzurichten oder die Frac-Maßnahme so zu planen, dass die Bohrung nicht als Aufstiegsweg für Fluide oder Gase fungieren kann. Eine Festlegung eines Mindestabstands (z.B. 10-faches der Frac-Halblänge) kann hierzu als zusätzliches Kriterium dienen;
 - Bohrungen, die nicht mehr zugänglich sind, und deren Integrität ein mögliches Risiko für Fluid- oder Gasanstiege darstellen, sind fachgerecht zu sichern oder nach dem Stand der Technik zu verfüllen;
- Es wird empfohlen, ein öffentlich zugängliches landesspezifisches Kataster oder eine Karte aus der die geologischen Schichten bzw. Zonen hervorgehen bei denen bevorzugt mit Spülungsverlusten zu rechnen ist anzulegen. Der Aufbau einer derartigen Dokumentation könnte über die Meldung von Spülungsverlusten durch die Betreiberfirmen an die Behörden erfolgen.

Schiefergaslagerstätten

- Unabhängig von der Genese des Methans sollten hinreichend viele Methangasmessungen des Grundwassers insbesondere vor Beginn der Stimulationsphase für die Aufsuchung und Gasförderung (Baselinemonitoring) durchgeführt werden, um eine mögliche Gasmigration wissenschaftlich belastbar erkennen zu können;
- Um Zonen mit einem Potential für die Ausbildung von Gaskicks (siehe Abschnitt 7.2.1) frühzeitig zu erkennen, ist es von entscheidender Bedeutung kritische Gesteinsformationen mit erhöhten Gasanzeichen vorab zu bestimmen. Die hier gewonnenen Daten könnten entsprechend in das oben angesprochene Kataster mit aufgenommen werden;

- Um Streugasvorkommen insbesondere aus wenig tiefen Zwischenschichten zu erkennen sind beim Erstellen der Bohrung die Gasgehalte der Gesteinsformationen festzustellen; Zusätzlich ist eine erste Charakterisierung der erbohrten Formation (Gasgehalt der Spülung, Bohrklein, Bohrlochmessungen mittels Logs) durchzuführen. Sollten sich Hinweise auf möglicherweise nachteilige Auswirkungen von Gasvorkommen ergeben, dann wird die Durchführung von Gaslogs unbedingt angeraten. Hierzu gehören Neutron Porositäts Logs und Standard Residual Density Porosity Logs.

Barrieregesteine

- Generell ist es bei Schiefergasaufsuchungen notwendig, die einzelnen Horizonte der Barrieregesteine je nach Vorhaben hinreichend genau zu untersuchen und zu dokumentieren. Der Anforderung des LBEG (LBEG, 2012), einen Mindestabstand von 1.000 m zwischen der Obergrenze des erzeugten hydraulischen Risses (Fracs) und der Untergrenze des tiefsten nutzbaren Grundwasserleiters einzuhalten, schließen wir uns an.

Frac-Ausbreitung

- Es wird, zumindest für Demonstrationsprojekte, die Durchführung von "live" mikroseismischen Messungen oder Tomographic Fracture Imaging™ in geeigneten Bohrungen, wie z.B. in der vorgeschlagenen Grundwassermonitoringbohrung bis 300 m oberhalb des Frac-Horizonts vorgeschlagen, um die Frac-Ausbreitung beobachten zu können und ggfs. die Frac-Technik entsprechend der Ergebnisse nach einem vorher festgelegten Schema (Ampelsystem) anpassen zu können.

Störungszonen

- Bei den Vorerkundungen zu Frac-Maßnahmen sind detaillierte und hinreichend genaue Kenntnisse über vorhandene geologische Störungen und deren Abstand zu den zu erzeugenden Rissen zu erlangen. Ausführungen darüber sind detailliert in den Betriebsplänen darzustellen;
- Aktive Störungen sollten bei geplanten Frac-Maßnahmen auf jeden Fall gemieden werden;
- Generell ist zu beachten, dass Frac-Maßnahmen nicht durchgeführt werden sollten, wenn die Gewinnungsbohrung eine Störung im Frac-Horizont durchteuft hat. Sollte eine Bohrung eine flachgründige Störung durchteufen, so ist ein wissenschaftlich belastbarer Nachweis zu erbringen, dass die Verrohrung und die Zementation der Bohrung in diesem Bereich derart ausgestattet sind, dass ein Aufstieg von Gasen oder Fluiden ausgeschlossen werden kann (Eintrittswahrscheinlichkeit $< 1 \times 10^{-6}$). Wenn die Eintrittswahrscheinlichkeit nicht gewährleistet werden kann, muss ein adäquater Nachweis über die Geringdurchlässigkeit der Störung erbracht werden, um somit eine nachteilige Boden- oder Grundwasserveränderung auszuschließen.

Geophoneinbau

- Der Ausbau der flachen Geophonbohrungen muss zum Schutz des Grundwassers dem Ausbau der Grundwassermessstellen angepasst sein. Bei tiefen Geophonbohrungen muss die Zementation ebenfalls, zumindest abschnittsweise, derart geschehen, dass eine Grundwassergefährdung mit größter Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann. Ferner muss insbesondere ein koordinierter Rückbau mit Zementation erfolgen.

Risikoidentifikation und Nachverfolgung

- Es wird die Erstellung eines Risikokatasters durch die Betreiberfirmen vorgeschlagen, in dem die Risiken, deren Eintrittswahrscheinlichkeit und deren Auswirkungen sowie risikominimierende Maßnahmen vorab (ex-ante) für jedes Bohrfeld quantifiziert dargestellt sind („Quantitative Risikoanalyse“, QRA). Diese QRA, inklusive einer Analyse aller Wirkungspfade, sollte Teil des Betriebsplans bzw. des Sonderbetriebsplans sein.
- Eine Nachverfolgung (ex-post) der identifizierten Risiken und deren Gegenmaßnahmen sowie die Registrierung von Beinaheunfällen und tatsächlich aufgetretenen Ereignissen sollte den zuständigen Bergbehörden durch die Betreiberfirmen als Ergänzung zum Risikokataster zur Verfügung gestellt werden, um die Sicherheit der Schiefergasgewinnung zu erhöhen.

14 Quellenverzeichnis

- AEA (2012): Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe. European Commission DG Environment.
- Allan, D.K. (2013): Understanding Shale Gas in Canada, Canadian Society Unconventional Gas Resources (CSUR), Mount Royal University.
- API (2009): Hydraulic Fracturing Operations—Well Construction and Integrity Guidelines. American Petroleum Institute, API GUIDANCE DOCUMENT, Washington D.C.
- API (2010): Water Management Associated with Hydraulic Fracturing. American Petroleum Institute, API GUIDANCE DOCUMENT, Washington D.C.
- Aust, H., Fritsche, J.-G., Sedlacek, R. (2000): Beseitigung von Abwässern und flüssigen Abfällen durch Tiefversenkung, Tiefversenkung 8195, MuA Lfg. 12/00.
- BCOGC (2010): Communication during fracture stimulation; 2010-3, safety advisory. British Columbia Oil and Gas Commission, Canada.
- Bertleff, B. W., Joachim, H., Kozirowski, G., Leiber, J., Prestel, R., Ohmert, W., Stober, I., Strayle, G., Villinger, E., Werner, J. (1988): Ergebnisse der Hydrogeothermiebohrungen in Baden-Württemberg.- Jh. Geol. Landesamt Baden-Württemberg, 30, S. 27-116.
- BGR (2007): Untersuchung und Bewertung von Tongesteinsformationen. Berlin, Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).
- BGR (2011): Informationssystem Speichergesteine für den Standort Deutschland - Synthese - Abschlussbericht Berlin/Hannover. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).
- BGR (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).
- BGR (2012): 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. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).
- BMU (2013): Entwurf zur Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes. 7.3.2013.
- British Geological Survey (2012): Shale Gas.
<http://bgs.ac.uk/news/result.cfm?action=category&userTxt=&code=ANNOUNCEMENT&year=2013&month=10&page=4> Aufgerufen am 07.08.2013.
- Brufatto, C. et al. (2003): From mud to cement – building gas wells. Oilfield Review 15(3):62-76.
- Bundesrat (2013): Beschluss des Bundesrates. Entschließung des Bundesrates zum Umgang mit dem Einsatz von Fracking-Technologien mit umwelttoxischen Chemikalien bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. Berlin: Bundesrat. Bundesratsdrucksache 754/12 (Beschluss).
- Burri, P., Chew, K., Jung, R., Neumann, V. (2011): The Potential of Unconventional Gas – energy bridge to the future. Swiss Bulletin, Vol. 16/2.

- BVOT – Tiefbohrverordnung. Bergverordnung für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Land Niedersachsen vom 20.9.2006; Nds. MBl. 34 27.09.2006 S. 887.
- Chadwick, A., Arts R., Bernstone C., May F., Thibeau S., Zweigel P. (2008): Best Practice for the Storage of CO₂ in saline aquifers: Observations and guidelines from the SACS and CO₂STORE projects; European Commission.
- Chabora, E.R.; Benson, S.M. (2009): Brine Displacement and Leakage Detection Using Pressure Measurements in Aquifers Overlying CO₂ Storage Reservoirs. *Energy Procedia* 1, 2009, 2405–2412.
- Chapman, S.W. & Parker, B. L. (2005): Plume persistence due to aquitard back diffusion following dense nonaqueous phase liquid source removal or isolation. *Water Resources Research*, Vol. 41, W12411, doi:10.1029/2005WR004224.
- Crow, W. (2006): Studies on wellbore integrity. Proceedings of the 2nd Wellbore Integrity network Meeting, Princeton, New Jersey, 28–29 March 2006.
- Davies, R.J., Simon, M., Moss, J., Hustoft, S., Newport, L. (2012): Hydraulic fractures: How far can they go?, *Marine and Petroleum Geology* doi:10.1016/j.marpetgeo.2012.04.001.
- Dahlberg, E.C. (1995): *Applied Hydrodynamics in Petroleum, Exploration*. Second edition, Springer-Verlag
- Davies, R. J., Mathias, S., Moss, J., Hustoft, S. Steinar, Newport, L. (2012): Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and Petroleum Geology* xxx (2012) 1-6, Elsevier.
- D`Huteau, E., Gillard, M. Miller, M., Pena, A., Johnson, J., Turner, M. Medvedev, O., Rhein, T., Willberg, D. (2011): *Oilfield Review* Autumn, 2011; 23 no. 3, Schlumberger.
- DNV (2013): *Recommended Practice: Risk Management of Shale Gas Developments and Operations*, DNV-RP-U301.
- Dockrill, B. & Shipton, Z. (2010): Structural controls on leakage from a natural CO₂ geologic storage site: Central Utah, U.S.A. *Journal of Structural Geology*, vol 32, no. 11, pp. 1768-1782.
- Dusseault, M.B., Gray, M.N., Nawrocki, P.A. (2000): Why Oilwells leak: Cement Behaviour and Long term Consequences. *Society of Petroleum Engineers*, SPE 64733.
- EIA (2013): *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*; U.S. Energy Information Association (EIA), U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585.
- EPA (2013): *EPA's Study of Hydraulic Fracturing and Its Potential Impact on Drinking Water Resources*. <http://www2.epa.gov/hfstudy>, aufgerufen am 01.10.2013.
- European Commission (2009): *Guidance on groundwater status and trend assessment*; Guidance document No 18, DG Environment 2009.
- Europäische Kommission (2014): *Empfehlung der Kommission vom 22.01.2014 mit Mindestgrundsätzen für die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen (z. B. Schiefergas) durch Hochvolumen-Hydrofracking (2014/70/EU)*; ABl. L 39/72
- Ewen, C.; Borchardt, D.; Richter, S.; Hammerbacher, R. (2012). *Risikostudie Fracking. Übersichtsfassung der Studie „Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen“*. Darmstadt: team ewen – Konflikt- und Prozessmanagement.

- Fairley, J. P. (2009): Modeling fluid flow in a heterogeneous, fault-controlled hydrothermal system. *Geofluids*, 9: 153–166. doi: 10.1111/j.1468-8123.2008.00236.x.
- Fehn, C. & Wirsing, G. (2011): Speicherpotenziale im tieferen Untergrund Baden-Württembergs. – In: Müller, C. & Reinhold, K. (Hrsg.): *Geologische Charakterisierung tiefliegender Speicher- und Barrierehorizonte in Deutschland – Speicher- Kataster Deutschland*. – Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Heft 74: 214-225; Hannover.
- Fisher, K. & Warpinski, N. (2012): Hydraulic-Fracture-Height Growth: Real Data. *SPE Prod & Oper* 27 (1): 8-1.
- Fross, D. und Lyle, S. (2013): Guidelines for voluntary baseline Groundwater quality sampling in the vicinity of hydraulic fracturing operations; Kansas Geological Survey, Public Information Circular (PIC) 34.
- Goens, J. (2011): Hydrogeologische Aspekte des Fraccing an der Bohrung Damme 3, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover.
- Ground Water Protection Council (2011): State Oil and Gas Agency Groundwater Investigations And Their Role in Advancing Regulatory Reforms A Two-State Review: Ohio and Texas.
- Gunzelmann (2012): Grundwassermonitoring im Bereich der Bohrungen Damme 2/3 der Firma Exxonmobil, Environmental Services, SGS, Institut Fresenius.
- Hahn, J. (1991): Grundwasser in Niedersachsen. - Veröffentlichungen der Niedersächsischen Akademie für Geowissenschaften, 7: 13-27.
- Heffernan, K. (2013): Hydraulic Fracturing and the Evolution of Oil and Gas Development, Canadian Society for Unconventional Resources (CSUR) NOIA Presentation.
- IEA-International Energy Agency (2012): Golden Rules for a Golden Age of Gas-World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas.
- Jackson, R.B., Vengosh, A., Darrah, T.H., Warner, N.R., Down, A., Poreda, R.J., Osborn, S.G., Kaiguang, Z., Karr, J.D. (2013): Increased Stray Gas Abundance in a Subset of Drinking Water Wells near Marcellus Shale gas extraction. In *Proceedings of the National Academy of Science, USA*.
- Jung, R. (2013 mündlich): Persönliches Gespräch mit Reinhard Jung (Frac-Spezialist) am 11.04.2013. Frankfurt.
- JRC-European Commission Joint Research Centre (2012): Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union.
- Kell, S. (2011): State Oil and Gas Agency Groundwater Investigations and their Role in Advancing Regulatory Reforms, Groundwater Protection Council, USA.
- King, G.E. (2012): Hydraulic Fracturing 101: What every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells. *Society of Petroleum Engineers, SPE* 152596.
- Lacazette, A., Geiser, P.: Comment on Davies et al (2012): Hydraulic Fractures: How far can they go?, *Marine and Petroleum Geology*, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2012.12.008.

- LAWA (2004): Ableitung von Geringfügigkeitsschwellenwerten für das Grundwasser; Herausgegeben von der Länderarbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA) unter Vorsitz von Nordrhein-Westfalen Düsseldorf, im Dezember 2004.
- LBEG (1991): Geowissenschaftliche Karte des Naturraumpotentials von Niedersachsen und Bremen 1:300.000; Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung (Landesamt für Bergbau, Energie und Umwelt), Hannover.
- LBEG (2007): Entwicklung von Kriterien für die Nutzung offener Bohrungen. Geothermieforum Niedersachsen, Arbeitsgruppe 3. Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover.
- LBEG (2012): Mindestanforderungen an Betriebspläne, Prüfkriterien und Genehmigungsablauf für hydraulische Bohrlochbehandlungen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Niedersachsen. Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Clausthal-Zellerfeld.
- Lindoe, P.H., Baram, M., Renn, O. (2014): Risk governance of offshore oil and gas operation. Cambridge University Press.
- London Petrophysical Society (2010): Origins_Abnormal_Pressure. (<http://www.lps.org.uk/docs/>). Zuletzt besucht. 13.08.2013.
- Lopez, B., Aguilera, R. (2013): Evaluation of Quintuple Porosity in Shale Petroleum Reservoirs. SPE 165681. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- Løseth, H., Wensaas, L., Arntsen, B., Hanken, N.-M., Basire, C., Graue, K. (2011): 1000 m long gas blow-out chimneys. Marine and Petroleum Geology 28, 1047-1060.
- Mavroudis, D. (2001): Downhole Environmental Risks Associated with Drilling and Well Completion Practices in the Cooper/Eromanga Basins, Report Book 2001/00009, Department of Primary Industries and Resources, SA.
- Meiners, H. G.; Denneborg, M.; Müller, F.; Bergmann, A.; Weber, F.-A.; Dopp, E.; Hansen, C.; Schüth, C.; Buchholz, G.; Gaßner, H.; Sass, I.; Homuth, S.; Priebes, R. (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten - Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. Dessau, Umweltbundesamt.
- Melchers, Coldeway (ohne Datum): Methanvorkommen im Münsterland, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, Institut für Geologie und Paläontologie in [http:// dialog-erdgasundfrac.de](http://dialog-erdgasundfrac.de). Aufgerufen am 13.05.2013.
- Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (MKULNV) (Hrsg.) (2012): Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen. Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen (NRW) und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf.
- Nadeau, P.H. (2011): Lessons Learned from the Golden Zone Concept for Understanding Overpressure Development, and Drilling Safety in Energy Exploration. Deepwater Horizon Study Group - Working Paper January 2011.
- Nadeau, P.H., Bjørkum, P.A. & Walderhaug, O. (2005): Petroleum system analysis: Impact of shale diagenesis on reservoir fluid pressure, hydrocarbon migration and biodegradation risks, in: A.G. Doré & B.

- Vining (eds.), Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives – Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference, Petroleum Geology Conferences Ltd., Published by the Geological Society, London, 1267-1274.
- NIBIS® Kartenserver (2012). Hydrogeologische Karte von Niedersachsen 1 : 200 000 - Grundwasserneubildung, Methode GROWA06V2" - Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover.
- Oberlander, P.L. (1989): Fluid Density and Gravitational Variations in Deep Boreholes and their effect on fluid potential. Ground Water, Vol 27, No.3, p.341-350.
- Ohio Department of Natural Resources (2008): Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio.
- Osborn, S. G., Vengosh, A., Warner, N. R., Jackson, R. B. (2011): Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and Fracking, PNAS 2011.
- Osborne, J., Swarbrick, R.E. (1997): Mechanism for generating overpressure in sedimentary basins; a reevaluation. AAPG Bulletin June 1997, Vol. 81, No. 6 p.1023 – 1041.
- Osipov, V.I., Sokolov, V.N. & Eremeev, V.V. (2004): Clay Seals of Oil and Gas Deposits; Lisse/Abingdon/Exton/Tokio (Balkema Publishers).
- Petroleum Safety Authority (2006): Trends in Risk Levels on the Norwegian Continental Shelf, 2005 RNNP Report, Phase 6. Stavanger.
- Powley, D.E. (1990): Pressures and hydrogeology in petroleum basins, Earth Science Reviews 29 (1990) 215-226, Elsevier Science Publisher B.V., Amsterdam.
- Randhol, P. and Carlsen, I.M. (2008): Assessment of Sustained Well Integrity on the Norwegian Continental shelf. Fourth meeting of the IEA-GHG Wellbore Integrity Network, 18–19 March 2008, Paris, France.
- Röckel, Th., Lempp, Chr. (2003): Der Spannungszustand im Norddeutschen Becken, Erdöl Erdgas Kohle 119. Jg. 2003, Heft 2.
- Rosenwinkel, K.-H.; Weichgrebe, D.; Olsson, O. (2012): Stand der Technik und fortschrittliche Ansätze in der Entsorgung des Flowback. Hannover.
- Rozell, D.J., Reaven, S.J. (2011): Water Pollution Risk Associated with Natural Gas Extraction from the Marcellus Shale. Department of Technology and Society, State University of New York at Stony Brook. Internet Publikation.
- Sauter, M., Helmig, R., Schetelig, K. (2012): Abschätzung der Auswirkungen von Fracking-Maßnahmen auf das oberflächennahe Grundwasser - Generische Charakterisierung und Modellierung -Gutachten im Rahmen des InfoDialogs der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung.
- Shale Gas Information Platform (SHIP): Helmholtz-Zentrum Potsdam - Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ - zuletzt abgerufen 27.05.2014 - <http://www.shale-gas-information-platform.org/de/categories/water-protection/the-basics/fracturing-fluids.html>
- Skiera, E., Dannwolf, U., Bader, J. Tenzer, H., Hannig, K., Blum, P. (2007): Kosten- und Risikoanalyse hydrothormaler Tiefbohrungen. "Der Geothermiekongress 2007" Bochum, 29-31 Oktober 2007.

- Stewart, S.A. (2007): Salt Tectonics in the North Sea Basin: a structural style template for seismic interpreters. In: Ries A.C. et al. (eds). *Deformation of the Continental Crust: The legacy of Mike Coward*. Geol Soc. Spec. Publ. v 272, 361-396.
- SRU (2013): Fracking zur Schiefergasgewinnung - Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung. Stellungnahme des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU).
- Technischer Bericht Bohrung Basel 1 (2007): unveröffentlichter Bericht.
- Teodoriu, C., Kosinowski, C., Amani, M., Schubert, J., Shadravan, A. (2013): Wellbore Integrity and Cement Failure At HPHT Conditions. *International Journal of Engineering and Applied Sciences*, February 2013. Vol. 2, No.2.
- Tingay, M.R.P., Hillis, R.R., Morley, C.K., Swarbrick, R.E., Drake, S.J. (2005): Present day stress orientation in Brunei: a snapshot of 'prograding tectonics' in a Tertiary delta. *Journal of the Geological Society*, London 162, 39-49.
- Tóth, J. (1963): A theoretical analysis of groundwater flow in small drainage basins. *J. Geoph. Res.* 68(16):4795-4812.
- Toxics Targeting Inc. (2009): Hazardous Material Spills Information Request.
- UGCENTER (2013): http://www.ugcenter.com/Canadian-Shales/Despite-Canadian-Fracing-Accident-Drinking-Water-Safe_111702. Zuletzt besucht am 17.09.2013.
- U.S. Department of Energy (2009): *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*.
- Uth, H.-J. (2012): Technische Sicherheit von Anlagen und Verfahren zur Erkundung und Förderung von Erdgas aus nichtkonventionellen Lagerstätten. Gutachten im Rahmen des Informations – und Dialog-prozesses, <http://dialog-erdgasundfrac.de/gutachten>.
- Vengosh, A., Warner N.R., Jackson, R.B., Darrah, T.H. (2013): The Effects of Shale Gas Exploration and Hydraulic Fracturing on the Quality of Water Resources in the United States. *Procedia Earth and Planetary Science*, 7, 863-866 (Overview on shale gas development).
- Vidic R. D., Brantley S. L., Vandenbossche J. M., Yoxtheimer D., Abad J. D. (2013): Impact of Shale Gas Development on Regional Water Quality. *Science* 1, Vol. 340 no. 6134, DOI: 10.1126/science.1235009.
- Vincent M. C. (2013): Five Things You Didn't Want to Know about Hydraulic Fractures, In *Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*, Edited by Andrew P. Bunger, John McLennan and Rob Jeffrey, <http://dx.doi.org/10.5772/45724>.
- Warner N.R., Kresse, T.M., Hays, P.D., Down, A., Karr, J.D., Jackson, R.B., Vengosh, A. (2013): Geochemical and isotopic variations in shallow groundwater in areas of Fayetteville Shale development, north central Arkansas. *Applied Geochemistry* (<http://dx.doi.org/10.1016/j.apgeochem.2013.04.013>).AG_shale gas_AK).
- Warpinski, N.R. (2013): Understanding Hydraulic Fracture Growth, Effectiveness, and Safety Through Microseismic Monitoring. In *Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*, Edited by Andrew P. Bunger, John McLennan and Rob Jeffrey, <http://dx.doi.org/10.5772/45724>.
- Warren, J.K. (2006): *Evaporites: Sediments, Resources and Hydrocarbons*. – Springer, 1035 pp.
- Watson, T.L., Bachu, S. (2007): Evaluation of the Potential for Gas and CO₂ Leakage along Wellbores. SPE 106817. E&P Environmental and Safety Conference, 5-7 March 2007, Galveston, Texas, U.S.A.

WEG Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2006): Leitfaden-Gestaltung des Bohrplatzes, Stand: 08/06.

WEG Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2006): Leitfaden-Futterrohrberechnung, Stand: 06/06.

WEG Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V (2002): Leitfaden – Bohrlochkontrolle, Stand 02/02.

Zoback, M. D., SPE International, Kohli, A., Das, I., McClure, M. SPE Stanford University (2012): The Importance of Slow Slip on Faults During Hydraulic Fracturing Stimulation of Shale Gas Reservoirs, Society of Petroleum Engineers.

Arbeitspaket 2 – Bewertung der Möglichkeit eines bundesweiten Fracking-chemikalienkatasters

von
Nikolaus Steiner
Carola Rink

Anwaltskanzlei Steiner

Juni 2014

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Abkürzungen

1	Einleitung und Fragestellung.....	1
2	Bestehende Frackingchemikalienkataster bzw. –register und damit vergleichbare Kataster/Register	3
2.1	Bestehende Frackingchemikalienkataster	3
2.1.1	USA.....	3
2.1.2	Kanada	5
2.1.3	Europäischer Wirtschaftsraum (EWR)	6
2.1.4	Deutschland	6
2.2	Kataster/Register zu Umweltdaten/Grundstücksdaten in Deutschland.....	7
2.2.1	Schadstofffreisetzungs- und –verbringungsregister (PRTR-Register).....	7
2.2.2	Standortregister für Freisetzung und Anbau von gentechnisch veränderten Organismen (GVO-Standortregister).....	8
2.2.3	Altlastenkataster	8
3	Hintergründe der Diskussion über ein Frackingchemikalienkataster	10
4	Informationsansprüche nach derzeitiger Rechtslage.....	12
4.1	Umweltinformationsgesetz (UIG).....	12
4.1.1	Historie des UIG.....	12
4.1.2	Informationsanspruch gemäß UIG.....	13
4.2	Öffentlichkeitsbeteiligung im Rahmen von Umweltverträglichkeitsprüfungen	15
5	Sinn und Zweck eines Frackingchemikalienkatasters.....	18
5.1	Information der Öffentlichkeit und Transparenz.....	18
5.2	Versachlichung der öffentlichen Diskussion.....	19
5.3	Verwaltungsvereinfachung	19
5.3.1	Katasterführung durch die öffentliche Hand	20
5.3.2	Katasterführung durch die Wirtschaft	20
6	Inhalt eines Frackingchemikalienkatasters	22
6.1	Gasförderunternehmen	22

6.2	Frac-Fluidhersteller	22
6.3	Daten zum Frac-Fluid	23
6.3.1	Trägerflüssigkeit	23
6.3.2	Stützmittel (Proppants)	23
6.3.3	Frackchemikalien	23
6.3.3.1	Stoffname	24
6.3.3.2	CAS-Nummer.....	24
6.3.3.3	Menge und Anteil	24
6.3.3.4	Gefährlichkeitsmerkmale nach der CLP-Verordnung.....	26
6.3.3.5	Wassergefährdungsklasse (WGK).....	26
6.3.3.6	Stoffzustand bei Einbringung	27
6.3.4	Frackingphasen.....	27
6.4	Daten zum Flowback.....	27
6.5	Bezugspunkt des Katasters	28
7	Abwägung: freiwilliges oder rechtlich verbindliches Kataster	30
7.1	Freiwilliges Kataster	30
7.2	Freiwilliges Kataster auf Probe	31
7.3	Kataster auf Basis einer Selbstverpflichtung	31
7.4	Rechtlich verbindliches Kataster	32
7.5	Ergebnis	33
8	Rechtlich geschützte Belange, die von der Veröffentlichung tangiert werden können	35
8.1	Personenbezogene Daten	35
8.2	Geistiges Eigentum.....	36
8.3	Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse	36
8.3.1	Zustimmung der betroffenen Unternehmen.....	38
8.3.2	Überwiegendes öffentliches Interesse, § 9 Abs. 1 Satz 1 UIG	38
8.3.3	Umweltinformationen über Emissionen, § 9 Abs. 1 Satz 2 UIG	39
9	Institutionelle Zuständigkeit und Zugang zum Frackingchemikalienkatasters	41
9.1	Institutionelle Verankerung.....	41
9.1.1	Bundesinstitut für Risikobewertung (BfR)	41
9.1.2	Umweltbundesamt (UBA)	42
9.1.3	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).....	42

9.1.4	Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA).....	43
9.2	Zugang zu Informationen aus dem Frackingchemikalienkataster	43
9.3	Zeitpunkt der Einstellung der Daten in das Kataster.....	44
9.3.1	Antrag auf Zulassung des Betriebsplans	44
9.3.2	Nach erteilter Zulassung	45
9.3.3	Nach durchgeführter Frac-Maßnahme	45
9.3.4	Bewertung der möglichen Zeitpunkte der Einstellung der Daten in das Kataster.....	45
9.4	Dauer der Aufbewahrung der Daten.....	46
10	Rechtliche Verankerung eines bundesweiten Katasters	47
10.1	Regelungsbedürftigkeit.....	47
10.1.1	Grundrecht auf informationelle Selbstbestimmung, Art. 2 Abs. 1 GG	47
10.1.2	Grundrecht auf Berufsfreiheit, Art. 12 Abs. 1 GG.....	48
10.1.3	Eigentumsgarantie, Art. 14 Abs. 1 GG	48
10.1.4	Allgemeine Handlungsfreiheit, Art. 2 Abs. 1 GG	48
10.1.5	Ergebnis	49
10.1.6	§ 10 UIG als Grundlage für ein Frackingchemikalienkataster	49
10.2	Bundesgesetzliche Regelung als Grundlage für ein Frackingchemikalienkataster	50
10.2.1	Gesetzgebungskompetenz des Bundes	50
10.2.2	Katasterführung durch eine Bundesbehörde	53
10.3	Rechtliche Verankerung in einem Bundesgesetz.....	54
10.3.1	Novellierung eines bestehenden Bundesgesetzes	54
10.3.2	Eigenständiges Gesetz über ein Frackingchemikalienkataster.....	55
10.3.3	Vereinbarkeit mit EU-Recht	56
11	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	57
12	Quellenverzeichnis.....	59

1 Einleitung und Fragestellung

In den folgenden Abschnitten wird die Möglichkeit der Schaffung eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters zur Erfassung und zur Offenlegung der beim Fracking verwendeten chemischen Stoffe untersucht. Dabei werden in Abschnitt 2 zunächst bestehende Frackingchemikalienkataster bzw. -register im In- und Ausland dar- und zusätzlich einige wichtige deutsche Kataster/Register zu Umweltdaten/Grundstücksdaten vorgestellt. Darauf folgend wird kurz auf die Hintergründe der Diskussion über die Einrichtung eines Frackingchemikalienkatasters eingegangen (Abschnitt 3). In Abschnitt 4 werden die derzeit bestehenden Informationsansprüche nach dem Umweltinformationsgesetz (UIG) und im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung dargestellt. Danach wird auf den Sinn und Zweck (Abschnitt 5) sowie die Inhalte eines solchen Katasters (Abschnitt 6) eingegangen. Anschließend folgt eine Abwägung, ob ein Frackingchemikalienkataster rechtlich verbindlich oder auf freiwilliger Basis eingerichtet werden sollte (Abschnitt 7). Sodann wird auf die Problematik der rechtlich geschützten Belange eingegangen, die einer Veröffentlichung der Daten aus dem Kataster entgegenstehen könnten (Abschnitt 8). In Abschnitt 9 werden die institutionelle Verankerung eines Frackingchemikalienkatasters, die Zugangsmöglichkeiten zu einem solchen sowie die möglichen Zeitpunkte der Einstellung der Daten in das Kataster dargestellt. Im vorletzten Abschnitt findet eine Prüfung statt, wie ein verbindliches Kataster rechtlich verankert werden kann. Im 11. Abschnitt werden die vorangegangenen Abschnitte kurz zusammengefasst und Handlungsempfehlungen ausgesprochen.

Aufgabenstellung des Arbeitspaketes 2 ist es nicht darüber hinaus zu prüfen, ob und inwieweit in ein Kataster zusätzlich umfängliche Daten z.B. zum Ausbreitungsverhalten der Chemikalien, zum Monitoring und zu Stoffströmen aufgenommen werden sollten. Vorliegend ist lediglich die Schaffung eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters zu untersuchen.

In den folgenden Abschnitten ist immer wieder die Rede von Katastern und Registern sowie von Stoffen, Gemischen und Chemikalien, weshalb diese Begriffe hier kurz erläutert werden sollen:

Das Wort „Kataster“ stammt von dem älteren italienischen Wort „catastro“ ab, was Zins- und Steuerregister bedeutete. Als Synonyme werden die Worte „Grundbuch; (amtliches) Grundstücksverzeichnis, Flurbuch“ verwendet¹³.

Ein „Register“ ist ein alphabetisches Verzeichnis von Namen, Begriffen oder Ähnlichem in einem Buch oder auch ein amtlich geführtes Verzeichnis rechtlicher Vorgänge von öffentlichem Interesse. Der Begriff stammt von den lateinischen Begriffen „regere“ bzw. „regesta“ ab, was so viel bedeutet wie tragen, ausführen bzw. zurückbringen, eintragen. Als Synonyme werden die Begriffe „Aufstellung, Glossar, Index, Kartei, Liste, Sachverzeichnis und Übersicht“ genannt¹⁴.

Der Unterschied zwischen einem Kataster und einem Register ist die Grundstücksbezogenheit des Katasters gegenüber dem Register. Der Aufgabenstellung entsprechend wurde damit vor-

¹³ Vgl. <http://www.duden.de/rechtschreibung/Kataster>.

¹⁴ Vgl. <http://www.duden.de/rechtschreibung/Register>.

liegend ein grundstücksbezogenes Frackingchemikalienkataster und kein Frackingchemikalienregister ohne Grundstücksbezogenheit diskutiert.

Nach § 3 Nr. 1 Chemikaliengesetz (ChemG) ist ein „Stoff“ ein chemisches Element und seine Verbindungen in natürlicher Form oder gewonnen durch ein Herstellungsverfahren, einschließlich der zur Wahrung seiner Stabilität notwendigen Zusatzstoffe und der durch das angewandte Verfahren bedingten Verunreinigungen mit Ausnahme von abtrennbaren Lösemiteln. Gemische sind gemäß § 3 Nr. 4 ChemG Gemische oder Lösungen, die aus zwei oder mehr Stoffen bestehen. Eine Definition des Wortes „Chemikalie“ enthält das Chemikaliengesetz nicht. Der Duden definiert die Chemikalie als industriell hergestellten Stoff¹⁵.

¹⁵ Vgl. <http://www.duden.de/rechtschreibung/Chemikalie>.

2 Bestehende Frackingchemikalienkataster bzw. –register und damit vergleichbare Kataster/Register

2.1 Bestehende Frackingchemikalienkataster

In diesem Abschnitt wird kurz auf bereits bestehende Frackingchemikalienkataster bzw. –register im In- und Ausland eingegangen. Im Ergebnis kann festgestellt werden, dass zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Gutachtens in keinem Staat der Welt ein Kataster oder Register existiert, in welches die Daten aller Frac-Maßnahmen aufgrund einer bestehenden rechtlichen Verpflichtung aufgenommen werden. Lediglich in einzelnen Bundesstaaten in den USA ist die Veröffentlichung solcher Daten in einem bestimmten Kataster vorgeschrieben. Darüber hinaus untersucht derzeit die United States Environmental Protection Agency (US EPA), ob, in welcher Form und mit welchem konkreten Inhalt Informationen über verwendete Frac-Fluide USA-weit veröffentlicht werden sollen¹⁶. In Kanada besteht in zwei Provinzen die Verpflichtung, bestimmte Daten zu Frac-Maßnahmen zu veröffentlichen, wozu derzeit ein Kataster durch die zuständigen Behörden genutzt wird.

2.1.1 USA

In den USA existiert die Datenbank FracFocus, auf die über das gleichnamige Internetportal zugegriffen werden kann¹⁷. In dieser finden sich Daten zu Frac-Maßnahmen ab dem 01.01.2011. Hinsichtlich der Informationen zu den Frac-Fluiden sind folgende Daten hinterlegt: Angaben zum Handelsnamen der eingesetzten Stoffe, Frac-Fluidhersteller, Einsatzzweck der Stoffe, Inhaltsstoffe, CAS-Nummer, maximaler Anteil des jeweiligen Inhaltsstoffes in Massen% an den eingesetzten Additiven und maximaler Anteil des Inhaltsstoffes in Massen% an dem Frac-Fluid. Die Datenbank ist frei zugänglich und bietet der Öffentlichkeit die Möglichkeit, sich gebührenfrei über Einzelheiten von Frac-Maßnahmen zu informieren. Sie wird vom Rat für Grundwasserschutz (Ground Water Protection Council) und der Internationalen Öl und Gas Kommission (Interstate Oil and Gas Compact Commission) betrieben¹⁸.

Eine bundeseinheitliche gesetzliche Verpflichtung zur Veröffentlichung von Daten zu Frac-Maßnahmen in der Datenbank FracFocus existiert bislang nach unserem Kenntnisstand nicht. Zwar wurde eine Änderung des Bundesgesetzes „Safe Drinking Water Act“ dahingehend vorgeschlagen, dass Informationen über das Frac-Fluid der Öffentlichkeit über ein Internetportal zugänglich gemacht werden sollen¹⁹. Dass dieser Vorschlag bis zur Erstellung dieses Gutachtens angenommen wurde, ist jedoch nicht bekannt.

¹⁶ Vgl.

<http://yosemite.epa.gov/opa/admpress.nsf/bd4379a92ceceec8525735900400c27/ea058b80944b150d85257cd30050c710!OpenDocument>.

¹⁷ Vgl. <http://fracfocus.org>.

¹⁸ Vgl. <http://fracfocus.org/welcome>.

¹⁹ Vgl. Murill/Vann, „Hydraulic Fracturing: Chemical Disclosure Requirements“, 19.06.2012, S. 3.

Es muss davon ausgegangen werden, dass die Datenbank FracFocus nicht zu allen seit dem 01.01.2011 in den USA durchgeführten Frac-Maßnahmen Daten beinhaltet. Jedenfalls erheben die Betreiber der Datenbank selber keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Laut einer Nachricht der staatlichen Regulierungsbehörde von Kansas, der Kansas Corporation Commission, vom 04.06.2013, veröffentlichen in Kansas nicht alle Unternehmen ihre Daten zu Frac-Maßnahmen, was die Annahme einer unvollständigen Datenbank stützt.

Zudem variiert der Umfang der hinterlegten Daten zu den einzelnen Frac-Maßnahmen. Dies mag darauf zurückzuführen sein, dass keine gesetzlich verpflichtende Regelung zur Meldung bestimmter Daten auf Bundesebene existiert und es den einzelnen Staaten überlassen ist, die Meldung von Daten zu Frac-Maßnahmen sowie deren Umfang zu regeln.

In mindestens 15 Staaten gibt es hinsichtlich der Meldung von Daten zu Frac-Maßnahmen gesetzliche Regelungen. Diese werden regelmäßig Änderungen unterworfen und unterscheiden sich in ihren Regelungsgehalten sehr stark voneinander²⁰. Dies fängt bereits mit der Bestimmung desjenigen an, der die geforderten Informationen an die Datenbank übermitteln muss. So sind beispielsweise der Grundstückseigentümer und/oder das Gasunternehmen und/oder das Bohrunternehmen, welches die Frac-Maßnahmen durchführt, verpflichtet, die geforderten Angaben zu machen. Die Informationen müssen der zuständigen Behörde zugehen und/oder über ein Internetportal der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden. Dabei kommt neben der Veröffentlichung über das Internetportal FracFocus auch die Veröffentlichung auf anderen öffentlich zugänglichen Websites in Betracht. Lediglich in einigen Bundesstaaten, wie zum Beispiel in North Dakota, sollen die Informationen direkt über das Internetportal FracFocus veröffentlicht werden²¹.

Die Regelungen unterscheiden sich außerdem im Hinblick auf den geforderten Umfang an Informationen, im Umgang mit Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen und im Hinblick auf den Zeitpunkt der Meldung der Daten. So fordert bspw. Ohio hinsichtlich der Zusammensetzung des Frac-Fluids die Nennung des Handelsnamens der Stoffe, die CAS-Nummern, das gesamte Volumen des Frac-Fluids, den jeweiligen Einsatzzweck der Additive und die maximale Konzentration der einzelnen Stoffe in dem Frac-Fluid²². In West Virginia muss hingegen lediglich über die geplanten und eingesetzten Stoffe ohne Angabe näherer Details informiert werden²³. Teilweise werden auch verschiedene Angaben zu gefährlichen und ungefährlichen Stoffen im Hinblick auf den Informationsumfang gefordert. So müssen bspw. in Louisiana lediglich hinsichtlich der eingesetzten gefährlichen Stoffe Angaben zur CAS-Nummer und zu der maximalen Konzentration gemacht werden. Für die eingesetzten ungefährlichen Stoffe bedarf es dieser Angaben hingegen nicht²⁴. Auch hinsichtlich des Umgangs mit Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen gibt es keine einheitliche Handhabung in den USA. Bereits die Definition, was ge-

²⁰ Vgl. Murill/Vann, a.a.O., 19.06.2012, S. 4.

²¹ Vgl. North Dakota Administrative Code 43-02-03-27.1(1)(g).

²² Vgl. Ohio Revised Code § 1509.10(A).

²³ Vgl. West Virginia Code § 22-6A-7(e)(5).

²⁴ Vgl. Louisiana Administrative Code, Title 43, Part XIX, § 118 C.1.d-e.

nau unter die Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse fällt, ist nicht in allen Staaten gleich. Zumindest in New Mexiko darf das Gasunternehmen selber bestimmen, was darunter fällt und kann damit ggf. alle Informationen vorenthalten²⁵. In anderen Staaten obliegt es einer staatlichen Stelle zu bestimmen, was unter die Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse fallen soll. In Montana wiederum kann zwar der Informationspflichtige selber bestimmen, was ein Geschäfts- und Betriebsgeheimnis ist; er muss dann jedoch alternative Informationen wie z.B. den Handelsnamen oder die chemische Gruppe, zu der der Stoff gehört, sowie die verwendete Menge des Stoffes nennen²⁶. Der Zeitpunkt, wann der Informationspflichtige die geforderten Daten mitzuteilen hat, variiert ebenfalls. So gibt es beispielsweise Regelungen, die eine Datenmitteilung vor und nach Beendigung der Frac-Maßnahme verlangen²⁷, aber auch Regelungen, die erst 60 Tage nach dem erfolgten Fracking Informationen fordern²⁸.

2.1.2 Kanada

In Kanada existiert ebenfalls ein Internetportal mit dem Namen FracFocus²⁹. Dieses wurde von der Öl und Gas Kommission von British Columbia (BC Oil and Gas Commission) entwickelt und lehnt sich an das Internetportal FracFocus der USA an³⁰. Bislang existieren jedoch nur in den Provinzen Alberta und British Columbia gesetzliche Regelungen, bestimmte Daten zu Frac-Maßnahmen zu veröffentlichen³¹. Dementsprechend sind bislang auch nur aus diesen Provinzen Daten zu Frac-Maßnahmen auf der kanadischen FracFocus Website zu finden: für Frac-Maßnahmen in British Columbia seit dem 01.01.2012 und für Frac-Maßnahmen in Alberta seit dem 01.01.2013. Es sind uns jedoch keine Regelungen bekannt, die die Veröffentlichung in der kanadischen Datenbank FracFocus zwingend vorschreiben. Vielmehr sind nach allgemeinen gesetzlichen Regelungen die zuständigen Behörden verpflichtet, bestimmte Daten zu Frac-Maßnahmen zu veröffentlichen. Für British Columbia ergibt sich diese Pflicht aus Ziff. 17.1, 15 der Allgemeinen Regeln des „Oil and Gas Activity Act“ im Zusammenhang mit Ziff. 37 der Regeln für Bohren und Gewinnung des „Oil and Gas Activity Act“. In der Provinz Alberta soll die zuständige Behörde Informationen zu Frac-Maßnahmen gemäß Part 12, Section 12.150 Abs. 2 (i) i.V.m. Section 12.010 i.V.m. der Directive 059 Ziff. 4.3.1 der Öffentlichkeit zugänglich machen. Inhaltlich sind die Regelungen ähnlich. Sie fordern u.a. die Nennung der CAS-Nummer der Inhaltsstoffe, den Namen der Inhaltsstoffe und die Konzentration der Inhaltsstoffe im Frac-Fluid. Beim Umgang mit den Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen wird zwischen gefährlichen

²⁵ Vgl. New Mexico Administrative Code § 19.15.16.19 B; vgl. Murill/Vann, a.a.O., 19.06.2012, S.8.

²⁶ Vgl. Montana Administrative Rules, 36.22.1016 (1).

²⁷ Vgl. West Virginia Code § 22-6A-7(e)(5).

²⁸ Vgl. North Dakota Administrative Code 43-02-03-27.1 (1)(g), (2)(i).

²⁹ Vgl. <http://fracfocus.ca>.

³⁰ Vgl. <http://fracfocus.ca/welcome>.

³¹ Vgl. Calgary Herald, „Gas well fracking registry goes live in B.C.“, Artikel vom 09.01.2012.

und ungefährlichen Stoffen unterschieden. Wenn ein Geschäfts- und Betriebsgeheimnis vorliegt, müssen alternative Angaben wie z.B. zur chemischen Gruppe gemacht werden³².

2.1.3 Europäischer Wirtschaftsraum (EWR)

Seit dem 18.06.2013 existiert der Internetservice „Natural Gas from Shale Fluid and Additive Component Transparency Service“ (NGS FACTS). Diesen Service kann die Frackindustrie nutzen, um freiwillig Daten zu Frac-Maßnahmen im Europäischen Wirtschaftsraum im Internet zu veröffentlichen³³. Dieser Service wird von der International Association of Oil & Gas Producers (OGP) angeboten. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Gutachtens waren Informationen zu neun Frac-Maßnahmen in Polen zu finden. Die Angaben, die zu den Frac-Fluiden gemacht werden können, umfassen neben Angaben zum Trägerfluid und zu den Stützmitteln die Namen der chemischen Stoffe im Frac-Fluid sowie deren CAS-Nummer und deren maximale Konzentration in Massen% im Frac-Fluid. Weitere Angaben zu den chemischen Stoffen sind in dem von OGP erarbeiteten Formular nicht vorgesehen. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, auch die im Frac-Fluid verwendeten Produkte zu benennen.

2.1.4 Deutschland

In Deutschland können die deutschen Erdgasproduzenten auf der „Informationsplattform zu Fracs in Deutschland“ auf der Website des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) Informationen über durchgeführte Frac-Maßnahmen im Erdöl- und Erdgasbergbau in Deutschland einstellen³⁴. Die Datensammlung umfasst nach Angaben des WEG alle hydraulischen Bohrlochbehandlungen, die seit dem Jahr 2010 durchgeführt worden sind. Diese Aussage des WEG wurde durch das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) gegenüber den Verfassern dieses Gutachtens im Juli 2013 schriftlich bestätigt. Da seit 2010 nur Tightgasbohrungen durchgeführt worden sind, umfasst die Datensammlung keine Angaben zu Schiefergasbohrungen. In den Datensätzen finden sich neben Informationen zur Trägerflüssigkeit und zu den Stützmitteln unter anderem folgende Angaben zu den chemischen Stoffen: CAS-Nummer der Inhaltsstoffe, die Beschreibung der Stoffe bzw. Gemische wie bspw. „Breaker“, „pH Buffer“, „Biozid“, die Menge und der prozentuale Anteil der Stoffe bzw. Gemische an dem Frac-Fluid. Dabei ist jedoch zu beachten, dass der Umfang bzw. die Ausführlichkeit der veröffentlichten Daten zu den jeweiligen Frac-Maßnahmen variiert und uneinheitlich ist. So sind bspw. die angegebenen Informationen zu der Bohrung Buchhorst T12 (Betriebsführung durch ExxonMobil) deutlich umfangreicher als die Informationen zu der Bohrung Hoehnsmoor Z1 (Betriebsführung durch RWE DEA).

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass beispielsweise das Gasförderunternehmen ExxonMobil auf seiner Website Daten zu den von ihm eingesetzten Frac-Fluiden eigen-

³² Vgl. Alberta, Directive 059, Ziff 4.3.1 d) i).

³³ Vgl. <http://www.ngsfacts.org/>.

³⁴ Vgl. <http://www.erdoel-erdgas.de/Themen/Technik-Standards/Aufsuchung-und-Bohren/Informationsplattform-zu-Fracs-in-Deutschland>.

ständig und freiwillig veröffentlicht³⁵, wobei die Angaben zu den verschiedenen Frac-Maßnahmen nicht einheitlich sind. Aufgeführt werden z.B. der Einsatzzweck des jeweiligen Inhaltsstoffes bzw. der Gemische, die Gesamtmenge der Gemische bzw. Stoffe in kg, teilweise die Teilmengen der Inhaltsstoffe der Gemische in kg, die CAS-Nummer der Inhaltsstoffe, die Einstufung der Produktkomponenten und die Einstufung des Gesamtproduktes nach der Richtlinie 1999/45/EG (Zubereitungsrichtlinie), welche in Zukunft von der CLP-Verordnung abgelöst wird³⁶. Darüber hinaus werden noch weitere Informationen zur Zusammensetzung des Frac-Fluids gemacht, wie beispielsweise Angaben zum Anteil giftiger Chemikalien in Massen% an dem Frac-Fluid und zur gefahrenstoffrechtlichen Einstufung des Frac-Fluids.

2.2 Kataster/Register zu Umweltdaten/Grundstücksdaten in Deutschland

Im Folgenden werden beispielhaft drei in Deutschland bestehende Register bzw. Kataster zu Umwelt- bzw. Grundstücksdaten aufgeführt. Daran lässt sich erkennen, dass die Information der Öffentlichkeit über Umweltdaten anhand von Registern und Katastern in Deutschland nichts Neues ist, sondern bereits seit etlichen Jahren erfolgt.

2.2.1 Schadstofffreisetzungs- und –verbringungsregister (PRTR-Register)

Der Aufbau eines Schadstoffregisters hatte seinen Ursprung in der Konferenz in Rio 1992, in der sich mehrere Staaten, darunter auch Deutschland, dazu verpflichteten, ein Schadstoffregister, das sogenannte „Pollutant Release and Transfer Register“ (PRTR) aufzubauen. Der Grundgedanke ist, Daten zu Emissionen und Abfällen großer Industriebetriebe für die Öffentlichkeit frei zugänglich zu machen. 2003 wurden die Verhandlungen zum PRTR-Protokoll im Rahmen eines internationalen Abstimmungsprozesses auf UNECE-Ebene (United Nations Economic Commission for Europe) erfolgreich abgeschlossen. Das Protokoll wurde durch die Mitgliedstaaten und die EU selbst unterzeichnet und auf EU-Ebene im Jahr 2006 durch die Verordnung für die Errichtung eines europäischen Schadstoffregisters (E-PRTR-Verordnung) umgesetzt. Die E-PRTR-Verordnung gilt für alle Mitgliedstaaten der EU und verpflichtet unmittelbar Betreiber von Anlagen, in denen bestimmte Tätigkeiten durchgeführt und in denen festgelegte Kapazitätsschwellenwerte überschritten werden, zur Mitteilung der jährlichen Freisetzung bestimmter Schadstoffe an die zuständige Behörde³⁷. Worauf sich der Kapazitätsschwellenwert bezieht, ist von der jeweiligen Tätigkeit abhängig. So ist beispielsweise bei Anlagen zur Herstellung von Glas eine Schmelzkapazität von 20 t pro Tag als Kapazitätsschwellenwert und bei Industrieanlagen für die Herstellung von Papier und Pappe eine Produktionskapazität von 20 t pro Tag als Kapazitätsschwellenwert angegeben. Bei Mineralöl- und Gasraffinerien gelten keine Kapazitätsschwellenwerte, was bedeutet, dass alle Betreiber von Raffinerien grundsätzlich berichtspflichtig sind. Welche freigesetzten Schadstoffe gemeldet werden müssen, ist in Art. 5 Abs. 1 a) i.V.m. Anhang II der E-PRTR-Verordnung geregelt. Darunter fallen bei Überschreitung eines be-

³⁵ Vgl. http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/erkundung_foerderung/hydraulic_fracturing/frac_massnahmen.html.

³⁶ Weitere Ausführungen zu der CLP-Verordnung in Kapitel 6.3.3.4 dieses Arbeitspaketes.

³⁷ Vgl. Art. 5 E-PRTR-Verordnung.

stimmten Schwellenwertes bspw. Ammoniak, Arsen, Trichlorethylen, Vinylchlorid und Benzol. Die meldepflichtigen Daten sollen gemäß Art. 10 Abs. 1 der Verordnung der Öffentlichkeit frei und unentgeltlich über das Internet zugänglich gemacht werden. Deutschland hat das PRTR-Protokoll im Jahre 2007 ratifiziert und hat die Regelungen im gleichen Jahr durch das „Gesetz zur Ausführung des Protokolls über Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister vom 21. Mai 2003 sowie zur Durchführung der Verordnung (EG) Nr. 166/2006“ (SchadRegProtAG) in deutsches Recht umgesetzt. Gemäß § 2 Abs. 1 SchadRegProtAG ist das Umweltbundesamt verpflichtet, ein Schadstoffregister internetgestützt und für die Öffentlichkeit frei zugänglich zu errichten und zu unterhalten. Der öffentliche Zugang zu den Daten war zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Gutachtens über das Internetportal www.thru.de möglich.

Die E-PRTR-Verordnung führt die Gasförderung nicht als Tätigkeit auf, die in ihren Anwendungsbereich fällt. Eine etwaige Mitteilungspflicht der Gasförderunternehmen hinsichtlich der beim Fracking eingesetzten Chemikalien gemäß Art. 5 Abs. 1 E-PRTR-Verordnung besteht damit nicht.

2.2.2 Standortregister für Freisetzung und Anbau von gentechnisch veränderten Organismen (GVO-Standortregister)

Die Rechtsgrundlage des GVO-Standortregisters findet sich in § 16a Gentechnikgesetz (GenTG). Danach werden bestimmte Angaben über die Freisetzung und den Anbau gentechnisch veränderter Organismen in einem Bundesregister erfasst. Mitteilungspflichtig ist der Betreiber der gentechnischen Anlage, sobald die genehmigte Freisetzung von gentechnisch veränderten Organismen tatsächlich durchgeführt wird. Die Einführung eines GVO-Standortregisters im Jahr 2005 ist auf die sog. Freisetzungsrichtlinie der EU, EU-Richtlinie 2001/18/EG, zurückzuführen. Das Register selber gliedert sich in zwei Teile, nämlich den öffentlich und den nicht öffentlich zugänglichen Teil. Der allgemein zugängliche Teil umfasst gemäß § 16a Abs. 4 GenTG die Bezeichnung und den spezifischen Erkennungsmarker des gentechnisch veränderten Organismus, seine gentechnisch veränderten Eigenschaften und das Grundstück der Freisetzung oder des Anbaus sowie dessen Flächengröße. Der nicht öffentlich zugängliche Teil enthält personenbezogene Daten, die nur dann herausgegeben werden, wenn der Antragssteller ein berechtigtes Interesse an der Einsichtnahme in den nicht öffentlichen Teil des Registers glaubhaft macht und kein Grund zu der Annahme besteht, dass die Interessen des Betroffenen am Schutz seiner Daten überwiegen (§ 16a Abs. 5 GenTG). Das GVO-Standortregister wird vom Bundesamt für Verbraucherschutz und Lebensmittelsicherheit geführt. Auf dessen Website³⁸ ist die Einsicht in den allgemeinen Teil des GVO-Standortregisters im Wege des automatisierten Abrufs über das Internet möglich.

2.2.3 Altlastenkataster

Auf der Grundlage einer entsprechenden Ermächtigung von § 11 Bundes-Bodenschutzgesetz (BBodSchG) in Verbindung mit den jeweiligen Landes-Bodenschutzgesetzen haben inzwischen

38

http://www.bvl.bund.de/DE/06_Gentechnik/01_Aufgaben/02_ZustaendigkeitenEinzelneBereiche/04_Standortregister/gentechnik_standortregister_node.html.

alle Bundesländer Kataster über altlastverdächtige Flächen und Altlasten und einige Bundesländer zusätzlich auch Kataster über Verdachtsflächen und schädliche Bodenveränderungen aufgebaut. Die Kataster enthalten in der Regel grundstücksbezogene Daten über Verdachtsflächen, Altlasten und schädliche Bodenveränderungen sowie über den Stand der Untersuchung und gegebenenfalls der Sanierung. Es gibt allerdings keine allgemein anerkannten und bundesweit gültigen Vorgaben und Systeme zur Erfassung der Daten. Daher gibt es in den Bundesländern sehr große Unterschiede bezüglich des Aufbaus der Kataster, hinsichtlich des Grades der Erfassung und der Tiefe der erfassten Informationen³⁹.

Zugang zu den Katastern haben in der Regel alle Behörden und Gebietskörperschaften, die mit Aufgaben auf dem Gebiet des Bodenschutzes, des Wasser-, Abfall-, Immissionsschutz- und Naturschutzrechts befasst sind. Darüber hinaus hat jede Person einen Anspruch auf freien Zugang zu den Katastern auf der Grundlage des Umweltinformationsgesetzes (UIG).

³⁹ Vgl. Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen, Altlasten II, Sondergutachten Februar 1995, Tz. 22 ff; Sondermann, in: Versteyl/Sondermann, Kommentar zum Bundes-Bodenschutzgesetz, 1. Auflage, § 11 Rn. 4.

3 Hintergründe der Diskussion über ein Frackingchemikalienkataster

Fracking ist derzeit in aller Munde. Sowohl auf politischer Ebene als auch auf fachlicher und gesellschaftlicher Ebene wird das Thema kontrovers diskutiert, was sich in vielfältigen Artikeln, Stellungnahmen und Reportagen in Funk, Fernsehen und Presse widerspiegelt. Der US-amerikanische Film „Gasland“ von Josh Fox aus dem Jahr 2010 hat viele Zuschauer stark beeindruckt. Der Film zeigt aus Bächen austretendes Methan und brennendes Wasser aus dem Wasserhahn. In vielen Beiträgen wird betont, dass beim Fracking chemische Stoffe eingesetzt werden, welche als kanzerogen, mutagen und reproduktionstoxisch eingestuft werden und deren Auswirkungen auf die Umwelt noch nicht abschließend geklärt sein sollen. Zudem wird auch immer wieder auf die Erdbebengefahr im Zusammenhang mit Frac-Maßnahmen hingewiesen. Schließlich geht es beim Fracking um die Frage, ob und inwieweit Grund- und Trinkwasser durch die beim Fracking eingesetzten Stoffe kontaminiert werden kann.

Es wurden bereits mehrere wissenschaftliche Bewertungen durch verschiedene Gremien zum Thema Fracking vorgenommen. Sowohl die Verfasser der vom Umweltbundesamt beauftragten Studie zu den Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Schiefergaslagerstätten (Meiners et al. 2012) als auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen in seiner Stellungnahme vom Mai 2013 sowie der Expertenkreis im Rahmen der Risikostudie Fracking von ExxonMobil, April 2012, kommen zu dem Ergebnis, dass die Umweltauswirkungen des Frackings wegen zahlreicher Unsicherheiten und Wissenslücken noch nicht abschließend beurteilt werden können bzw. dass ein flächendeckender Einsatz auf der Grundlage der bislang vorliegenden wissenschaftlichen Erkenntnisse noch nicht stattfinden sollte.

In der öffentlichen Diskussion beziehen sich die Bedenken gegenüber Frac-Maßnahmen in Deutschland insbesondere auf die beim Fracking eingesetzten Chemikalien. Es gibt große Wissenslücken und Unsicherheiten hinsichtlich der beim Fracking eingesetzten Stoffe und deren Auswirkungen auf die Umwelt. Daher kann davon ausgegangen werden, dass es ein großes öffentliches Interesse daran gibt, über die beim Fracking eingesetzten Chemikalien und deren Menge und Toxizität informiert zu werden⁴⁰. Insbesondere Bürger, die in der Nähe eines Frac-Vorhabens wohnen und sich daher konkret durch Frac-Maßnahmen bedroht fühlen, wollen über Einzelheiten informiert werden. Deshalb ist es naheliegend, neben der allgemeinen Informationsmöglichkeit über einzelne Chemikalien z.B. über die Website der europäischen Chemikalienagentur (ECHA)⁴¹, die Einrichtung eines öffentlich zugänglichen grundstücksbezogenen Frackingchemikalienkatasters näher zu untersuchen.

Einen weiteren Anstoß zum Aufbau eines Frackingchemikalienkatasters haben die Handlungsempfehlungen des Vorgängergutachtens „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Schiefergaslagerstätten“ gegeben. Dort empfehlen die Autoren

⁴⁰ Vgl. dazu auch Cohen/Wisniewska/Lyons/Mudgal, „Analysis and presentation of the results of the public consultation "Unconventional fossil fuels (e.g. shale gas) in Europe"“, 03.10.2013, wonach über 70 % der befragten Personen es für wichtig bzw. sehr wichtig halten, dass über bestimmte Einzelheiten der Frac-Maßnahmen öffentlich informiert wird.

⁴¹ Vgl. <http://www.echa.europa.eu/>.

„Transparenz der Arbeitsprozesse und der Ergebnisse sowie Vertrauen zwischen allen Beteiligten. Hierzu zählt auch der Aufbau eines öffentlich zugänglichen Katasters, in dem die durchgeführten Frac-Maßnahmen unter Angabe der eingesetzten Fluid-Mengen und Fluid-Zusammensetzung eingesehen werden können.“⁴²

Für die Frage, ob und in welcher Form ein Frackingchemikalienkataster eingeführt und wie ein solches gehandhabt werden sollte, ist die Kenntnis der derzeit geltenden Rechtslage im Hinblick auf Informationsansprüche bzw. Informationsmöglichkeiten Dritter notwendig. Dies wird im folgenden Abschnitt untersucht.

⁴² Vgl. Meiers/Denneborg/Müller/Bergmann/Weber/Dopp/Hansen/Schüth/Buchholz/Gaßner/Sass/Homuth/Priebs, „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten“, August 2012, S. D4.

4 Informationsansprüche nach derzeitiger Rechtslage

Jeder Person und damit der Öffentlichkeit stehen Ansprüche auf freien Zugang zu Umweltinformationen auf der Grundlage des Umweltinformationsgesetzes des Bundes (UIG)⁴³ und der Umweltinformationsgesetze der Bundesländer⁴⁴ zu, die z.T. ähnliche Regelungen wie das Bundes-UIG enthalten bzw. auf das Bundes-UIG verweisen. Das Bundes-UIG gilt für die informationspflichtigen Stellen des Bundes und für die bundesunmittelbaren juristischen Personen des Bundes, während die Länder-UIG nur für die entsprechenden Stellen des jeweiligen Bundeslandes gelten.

Bei einem Vorhaben, bei dem eine Umweltverträglichkeitsprüfung gemäß dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) durchgeführt werden muss, besteht zudem die Möglichkeit, im Rahmen der durchzuführenden Öffentlichkeitsbeteiligung an Umweltinformationen zu kommen. Im Folgenden sollen diese beiden Informationsmöglichkeiten näher betrachtet werden.

4.1 Umweltinformationsgesetz (UIG)

4.1.1 Historie des UIG

Im Bereich des Umweltrechts wurde schnell erkannt, dass ohne hinreichende Information des Staates und der Bürger über den Zustand der Umwelt und die Ursachen von Umweltbeeinträchtigungen eine effektive Umweltpolitik, insbesondere ein effektiver Umweltschutz, nicht zu gewährleisten ist⁴⁵. Erst ein umfänglicher Zugang zu Umweltinformationen kann das Umweltbewusstsein des Einzelnen schärfen. Es ermöglicht dem Bürger und den Umweltschutzorganisationen, auf einer fundierten Grundlage zu handeln und damit effektiven Umweltschutz voranzutreiben und eine effektive Verwaltungskontrolle zu betreiben⁴⁶.

Der erste Schritt in Richtung auf eine effektive Umweltpolitik wurde bereits 1972 auf der ersten globalen Umweltkonferenz der Vereinten Nationen in Stockholm durch Verabschiedung eines Aktionsplans mit der Forderung nach dem Zugang der Öffentlichkeit zu Informationen über die Umwelt gemacht⁴⁷.

Im Jahr 1990 folgte der zweite Schritt durch den Erlass der Richtlinie 90/313/EWG über den freien Zugang zu Umweltinformationen⁴⁸, die später durch die Richtlinie 2003/4/EG abgelöst

⁴³ Umweltinformationsgesetz (UIG) vom 22.12.2004 (BGBl. I S. 3704).

⁴⁴ Reidt/Schiller, in: Landmann/Rohmer, Kommentar zum Umweltrecht, UIG, 58. Ergänzungslieferung, Vorbemerkung zum UIG, Rn. 71 f.

⁴⁵ Vgl. Kloepfer, Umweltrecht, 2. Auflage, § 5, Rn. 163; vgl. Scheidler, „Der Anspruch auf Zugang zu Umweltinformationen“, UPR 2006, S. 13 (13).

⁴⁶ Vgl. Kloepfer, „Informationsfreiheitsgesetz und Schutz von Betriebsgeheimnissen“, Rechtsgutachten im Auftrag des Bundesbeauftragten für den Datenschutz und die Informationsfreiheit, Juni 2011, S. 52 f.

⁴⁷ Vgl. Action Plan for the Human Environment, UN Doc A/Conf. 48/14/Rev.1, 16.06.1972.

⁴⁸ Richtlinie 90/313/EWG des Rates vom 07.06.1990, ABl. Nr. L 158/56.

wurde. Gemäß Art. 3 Abs. 1 der Richtlinie wurden die Mitgliedstaaten verpflichtet zu gewährleisten, dass die Behörden allen Antragsstellern auf Antrag ohne Nachweis eines Interesses Informationen über die Umwelt zur Verfügung stellen. Die Richtlinie 90/313/EWG wurde 1994 durch das Umweltinformationsgesetz (UIG) in deutsches Recht umgesetzt.

Ein weiterer Schritt in Richtung einer effektiven Umweltpolitik wurde sodann durch das auch von der Bundesrepublik Deutschland unterzeichnete und im Oktober 2001 in Kraft getretene völkerrechtliche Übereinkommen über den Zugang zu Informationen, die Öffentlichkeitsbeteiligung an Entscheidungsverfahren und den Zugang zu Gerichten in Umweltangelegenheiten (die sog. „Aarhus-Konvention“) gemacht. Da die Aarhus-Konvention wesentlich weiterreichende Regelungen als die bislang geltende Umweltinformationsrichtlinie enthält, musste eine Anpassung der Richtlinie erfolgen. Dies geschah durch die Richtlinie 2003/4/EG⁴⁹. Die Richtlinie 2003/4/EG löste die Richtlinie 90/313/EWG im Jahr 2003 ab und wurde durch die Novellierung des UIG⁵⁰, welches in seiner geänderten Form am 14.02.2005 in Kraft getreten ist, in deutsches Recht transformiert. Durch die Umsetzung der Richtlinie 2003/4/EG wurde das Bundesrecht gleichzeitig an die Vorgaben der Aarhus-Konvention angepasst⁵¹.

Da das UIG des Bundes gemäß § 1 Abs. 2 UIG nur für informationspflichtige Stellen des Bundes und der bundesunmittelbaren juristischen Personen des öffentlichen Rechts gilt, wurden auf Landesebene ähnlich lautende Umweltinformationsgesetze geschaffen. Dabei wurde in manchen Bundesländern auf die Vorschriften des UIG des Bundes pauschal Bezug genommen und diese lediglich leicht modifiziert⁵². Andere Bundesländer haben zwar eigene Vollregelungen erlassen⁵³, sich dabei aber weitestgehend an den Regelungen des UIG des Bundes orientiert⁵⁴. Aus diesem Grund wird im Folgenden lediglich auf das UIG des Bundes Bezug genommen.

4.1.2 Informationsanspruch gemäß UIG

Gemäß § 3 Abs. 1 UIG hat jede Person nach Maßgabe dieses Gesetzes Anspruch auf freien Zugang zu Umweltinformationen, über die eine informationspflichtige Stelle im Sinne des § 2 Abs. 1 UIG verfügt, ohne ein rechtliches Interesse darlegen zu müssen. Gemäß § 2 Abs. 1 UIG sind informationspflichtige Stellen insbesondere Behörden sowie natürliche oder juristische Personen des Privatrechts, soweit sie öffentliche Aufgaben wahrnehmen oder öffentliche

⁴⁹ Richtlinie 2003/4/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28.01.2003, ABl. Nr. L 41/26.

⁵⁰ Gesetz zur Neugestaltung des Umweltinformationsgesetzes und zur Änderung der Rechtsgrundlage des Emissionshandels vom 22.12.2004, BGBl. I Nr. 73 vom 28.12.2004 S. 3704.

⁵¹ Vgl. Bundestags-Drucksache 15/3406, S. 1.

⁵² So in Baden-Württemberg, Berlin, Brandenburg, Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt.

⁵³ So in Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Sachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen.

⁵⁴ Vgl. Reidt/Schiller, in: Landmann/Rohmer, Kommentar zum Umweltrecht, UIG, 58. Ergänzungslieferung, Vorbemerkung zum UIG, Rn. 71 f.

Dienstleitungen im Zusammenhang mit der Umwelt erbringen und dabei der Kontrolle der öffentlichen Verwaltung unterliegen. Ein Anspruch auf Umweltinformation besteht jedoch nur gegenüber der informationspflichtigen Stelle, welche über die begehrten Informationen verfügt. Dies ist gemäß § 2 Abs. 4 Satz 1 UIG dann der Fall, wenn die Umweltinformationen bei der Stelle vorhanden oder für sie bereitgehalten werden. Was Umweltinformationen sind, ist in § 2 Abs. 3 UIG definiert. Danach sind Umweltinformationen unter anderem Daten über Faktoren wie Stoffe, Energie, Lärm und Strahlung, Abfälle aller Art, Emissionen und sonstige Freisetzen von Stoffen in die Umwelt, die sich beispielsweise auf Luft und Atmosphäre, Wasser, Boden, Landschaft und natürliche Lebensräume auswirken oder wahrscheinlich auswirken. Zu den Umweltinformationen gehören gemäß § 2 Abs. 3 Nr. 3 UIG auch alle Daten über Maßnahmen oder Tätigkeiten, die sich auf die Umwelt auswirken oder wahrscheinlich auswirken. Der Begriff der Umweltinformationen ist nach der Rechtsprechung weit auszulegen⁵⁵. Die Frac-Fluide werden zum Zwecke des Aufbrechens der gasführenden Gesteinsschichten mit hohem Druck in den Untergrund verpresst. Sie werden also freigesetzt und können sich auf die Umwelt auswirken. Damit zählen die Daten zu den Frac-Fluiden zu den Umweltinformationen im Sinne des § 2 Abs. 3 Nr. 3 UIG.

Der Antrag auf Umweltinformationen kann auch während eines Genehmigungsverfahrens gestellt werden und besteht neben und getrennt von etwaigen Beteiligungsrechten innerhalb des Genehmigungsverfahrens⁵⁶.

Die Zugänglichmachung erfolgt gemäß § 4 Abs. 1 UIG auf Antrag. Ein Antrag auf Zugang zu Umweltinformationen kann gemäß §§ 8, 9 UIG nur aufgrund des Schutzes bestimmter schutzwürdiger öffentlicher und sonstiger Belange abgelehnt werden. Unter letzteres fällt unter anderem der Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen.

§ 7 UIG enthält eine objektiv-rechtliche Verpflichtung der informationspflichtigen Stelle, Maßnahmen zu ergreifen, die den Zugang zu den bei ihr verfügbaren Umweltinformationen erleichtern. Dies soll dadurch geschehen, dass die informationspflichtige Stelle darauf hinwirkt, dass ein Zugang zu den Umweltinformationen über Mittel der elektronischen Kommunikation, beispielsweise über öffentlich zugängliche Datenbanken, ermöglicht wird.

Neben der Informationspflicht aufgrund eines Antrags gemäß § 3 Abs. 1 UIG regelt § 10 UIG die aktiven und systematischen Informationspflichten der informationspflichtigen Stellen gegenüber der Öffentlichkeit. Danach sollen die informationspflichtigen Stellen, wenn möglich über elektronische Kommunikationsmittel, zumindest über die in § 10 Abs. 2 UIG aufgeführten und ihr zur Verfügung stehenden Umweltinformationen aktiv informieren. Dies bedeutet, dass die informationspflichtige Stelle von sich aus die Öffentlichkeit informiert und nicht erst aufgrund eines Antrages. Davon erfasst werden beispielsweise Daten aus der Überwachung von Tätigkeiten, die sich auf die Umwelt auswirken, Zulassungsentscheidungen, die erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt haben sowie zusammenfassende Darstellungen und Bewertun-

⁵⁵ Vgl. BVerwG, Urteil vom 21.02.2008, 4 C 13.07; VGH Bayern, Urteil vom 24.05.2011, 22 B 10.1875.

⁵⁶ Vgl. BVerwG, Beschluss vom 12.06.2007, 7 VR 1.07; vgl. Reidt/Schiller, in: Landmann/Rohmer, Kommentar zum Umweltrecht, UIG, 58. Ergänzungslieferung, § 3, Rn. 31.

gen der Umweltauswirkungen von Vorhaben im Rahmen von Umweltverträglichkeitsprüfungen. Detailinformationen zur Zusammensetzung von Frac-Fluiden dürften nicht in den in § 10 Abs. 2 UIG geregelten Mindestumfang der zu verbreitenden Umweltinformationen fallen, weil Daten zu Frac-Maßnahmen und Frac-Fluiden nicht unter eine in § 10 Abs. 2 UIG genannten Fallgestaltung fallen. Der informationspflichtigen Stelle steht es jedoch frei, über den in § 10 Abs. 2 UIG genannten Mindestumfang hinaus Umweltinformationen zu verbreiten.

Gemäß § 12 Abs. 1 S. 1 UIG ist die Übermittlung von Umweltinformationen grundsätzlich kostenpflichtig. Dabei sind die Gebühren so zu bemessen, dass der Bürger nicht durch zu hohe Gebühren von seinen Rechten auf Zugang zu Umweltinformationen abgeschreckt wird. Die Erteilung mündlicher und einfacher schriftlicher Auskünfte und die Einsichtnahme in Umweltinformationen vor Ort sind gemäß § 12 Abs. 1 S. 2 UIG von der Kostenpflicht ausgenommen.

Neben dem UIG gibt es auch das Informationsfreiheitsgesetz (IFG), welches jedoch gegenüber dem UIG wegen seines allgemeineren Regelungsgehalts subsidiär ist.

Grundsätzlich besteht damit auf Antrag ein Anspruch jeder Person gegenüber der informationspflichtigen Stelle auf Mitteilung von Umweltinformationen nach dem UIG, wovon auch Informationen über die Zusammensetzung der Frac-Fluide erfasst sind. Inwieweit diesem Informationsanspruch schutzwürdige Belange entgegenstehen können, wird in Abschnitt 8 ausführlich dargestellt. Eine aktive und systematische Pflicht zur Information über an bestimmten Standorten verpressten Frackchemikalien besteht hingegen nicht.

4.2 Öffentlichkeitsbeteiligung im Rahmen von Umweltverträglichkeitsprüfungen

Gemäß § 1 Nr. 2a der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben besteht bislang eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP-Pflicht) nur für Vorhaben, bei denen mehr als 500.000 m³ Erdgas gefördert wird. Aufsuchungsbohrungen und die meisten der bislang durchgeführten Frac-Maßnahmen waren daher bislang nicht UVP-pflichtig. Vorhaben, die nicht UVP-pflichtig sind, werden in der Regel ohne Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt⁵⁷.

Unter anderem deshalb hat das Plenum des Europäischen Parlaments am 09.10.2013 vorgeschlagen, dass die Umweltverträglichkeitsprüfungs-Richtlinie (UVP-Richtlinie) dahingehend geändert wird, dass künftig vor jedem Fracking-Projekt zwingend eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchgeführt werden muss⁵⁸. In Deutschland hat der Bundesrat im Dezember 2012 beschlossen, bei der Bundesregierung den Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben mit dem Ziel einzureichen, dass sämtliche Frac-Maßnahmen einschließlich Einzelbohrungen zur Aufsuchung und Gewinnung von Schiefergaslagerstätten der UVP-Pflicht unterliegen⁵⁹.

⁵⁷ Vgl. Gaßner/Buchholz, „Rechtsfragen des Erdgas-Fracking – Grundwasserschutz und UVP“, ZUR 2013, S. 143 (148).

⁵⁸ Vgl. <http://www.europarl.europa.eu/news/de/news-room/content/20131004IPR21541/html/Fracking-Umweltvertr%C3%A4glichkeitspr%C3%BCfung-vor-jedem-neuen-Projekt>.

⁵⁹ Vgl. Bundesrats-Drucksache 747/12 (Beschluss) vom 14.12.2012.

Dies aufgreifend schlagen die Verfasser des Vorgängergutachtens eine Neuregelung der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bei allen Frackvorhaben vor⁶⁰. Gegenstand der UVP-Pflicht sollte grundsätzlich die Errichtung und der Betrieb eines jeden Bohrplatzes sein, an dem Frac-Maßnahmen durchgeführt werden oder Flowback verpresst wird. Die UVP-Pflicht sollte auch für Einzelbohrungen, die z.B. im Rahmen der Aufsuchung erforderlich sind, verbindlich eingeführt werden. Die Gutachter erwarten, dass mit der Einführung einer UVP-Pflicht für alle Frackvorhaben zugleich das bisher bestehende Defizit fehlender Öffentlichkeitsbeteiligungen behoben wird, weil die Öffentlichkeitsbeteiligung grundsätzlich Bestandteil jedes Verfahrens mit Umweltverträglichkeitsprüfung ist⁶¹. Da das geltende UVP-Recht im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens die bei der späteren Vorhabenrealisierung sukzessive gewonnenen Erkenntnisse nur unzureichend berücksichtigt, schlagen die Gutachter darüber hinaus vor, dem fortschreitenden Erkenntnisgewinn bei Frackvorhaben dadurch Rechnung zu tragen, dass neuartige Möglichkeiten einer laufenden Begleitung dieser Vorhaben durch die Öffentlichkeit geschaffen werden, wie dies z.B. bei der Schachanlage Asse in Form der Asse II-Begleitgruppe der Fall gewesen sei⁶².

Im Folgenden soll kurz dargestellt werden, welche Informationsmöglichkeiten das geltende UVP-Recht für die Öffentlichkeit vorsieht:

Gemäß § 9 Abs. 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) hat die zuständige Behörde die Öffentlichkeit zu allen relevanten Umweltauswirkungen eines beantragten Vorhabens zu beteiligen. Die Öffentlichkeitsbeteiligung erfolgt zunächst dergestalt, dass die Öffentlichkeit zu Beginn des Beteiligungsverfahrens über den Zulassungsantrag, den eingereichten Plan, über die Feststellung der UVP-Pflicht und über das Zulassungsverfahren unterrichtet wird. Die öffentliche Bekanntmachung enthält jedoch keine Detailinformationen über das geplante Vorhaben. Vielmehr hat die Öffentlichkeit gemäß § 9 Abs. 1 b UVPG lediglich einen Rechtsanspruch auf Einsicht in die vom Vorhabenträger vorzulegenden entscheidungserheblichen Unterlagen sowie über die entscheidungserheblichen Gutachten und Berichte, die von der Standortgemeinde für einen bestimmten Zeitraum ausgelegt werden. Detailinformationen sind insbesondere den vom Vorhabenträger nach § 6 UVPG vorzulegenden Unterlagen zu entnehmen. § 6 Abs. 3 und 4 UVPG schreibt einen Mindestinhalt der vorzulegenden Unterlagen vor. Hierzu zählen u.a. folgende Angaben:

- Beschreibung des Vorhabens mit Angaben über Standort, Art und Umfang
- Beschreibung der zu erwartenden erheblichen nachteiligen Umweltauswirkungen des Vorhabens
- Beschreibung der wichtigsten Merkmale der verwendeten technischen Verfahren sowie
- Beschreibung von Art und Umfang der zu erwartenden Emissionen

⁶⁰ Vgl. Meiners et al., a.a.O., August 2012, S. C74.

⁶¹ Vgl. Meiners et al., a.a.O., August 2012, S. C79.

⁶² Vgl. Meiners et al., a.a.O., August 2012, S. C80.

Da die beim Fracking eingesetzten Chemikalien freigesetzt werden und insoweit Auswirkungen auf die Umwelt haben können, zählt unseres Erachtens die Angabe von Art, Menge, Zusammensetzung, Gefährlichkeit und Wassergefährdungsklasse des Frac-Fluids zu den von der Behörde zur Einsichtnahme auszulegenden Unterlagen. Diese Auslegungspflicht der Behörde bzw. das Einsichtnahmerecht der Öffentlichkeit gilt – worauf oben bereits hingewiesen wurde – nur dann, wenn das Vorhaben UVP-pflichtig ist, was nach geltender Rechtslage nur bei Gasfördermaßnahmen von mehr als 500.000 m³ Erdgas der Fall ist.

Zu beachten ist, dass das Recht der Öffentlichkeit auf Einsichtnahme in die auszulegenden Unterlagen zeitlich beschränkt ist. Nach § 9 Abs. 1 UVPG i.V.m. § 73 Abs. 3 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) sind die Unterlagen lediglich für die Dauer eines Monats zur Einsichtnahme auszulegen. Nach Ablauf der Auslegungsfrist hat eine interessierte Person nur die Möglichkeit, einen Zugang zu Umweltinformationen nach Maßgabe des UIG zu erlangen.

Darüber hinaus wird die zu beteiligende Öffentlichkeit faktisch auf eine bestimmte Region begrenzt, da die vorgesehene Auslegung der o.g. Unterlagen gemäß § 73 Abs. 5 VwVfG lediglich ortsüblich bekannt gemacht werden muss. Ortsübliche Bekanntmachung bedeutet die Veröffentlichung der Bekanntmachung im amtlichen Mitteilungsblatt der von dem Vorhaben betroffenen Gemeinde oder die Veröffentlichung in einer Tageszeitung⁶³. Die Veröffentlichung in einem regional verbreiteten Presseorgan ist ausreichend. Eine Veröffentlichung im Internet schreiben die Vorschriften für die Öffentlichkeitsbeteiligung bei UVP-pflichtigen Vorhaben nicht vor. Insoweit ist davon auszugehen, dass im Regelfall nur die regional betroffene Öffentlichkeit Informationen über die zur Einsicht ausgelegten Unterlagen erhalten wird.

⁶³ Vgl. Kopp/Ramsauer, Kommentar zum Verwaltungsverfahrensgesetz, 12. Aufl., § 73, Rn. 57.

5 Sinn und Zweck eines Frackingchemikalienkatasters

Mit Hilfe des Frackingchemikalienkatasters soll die Öffentlichkeit über die Akteure von Frac-Maßnahmen, über die Zusammensetzung der Frac-Fluide sowie über den Standort, an welchem die jeweilige Frac-Maßnahme stattfinden soll, informiert werden. Damit wird der im Folgenden dargestellte Sinn und Zweck verfolgt.

5.1 Information der Öffentlichkeit und Transparenz

Ein öffentlich zugängliches Frackingchemikalienkataster, das frei zugängliche Informationen über die Akteure von Frac-Maßnahmen, über die Zusammensetzung der Frac-Fluide und den Standort, wo die jeweilige Frac-Maßnahme stattfinden soll, enthält, könnte der Erstinformation der interessierten Öffentlichkeit dienen, einen Beitrag zur öffentlichen Meinungsbildung leisten und zur Schaffung von Transparenz im Hinblick auf Umweltinformationen beitragen⁶⁴. Die Schaffung von Transparenz stärkt zudem eine effektive Kontrolle staatlichen Handelns⁶⁵ und könnte dazu beitragen, dass die Erforschung und Entwicklung umweltschonender Frac-Fluide vorangetrieben wird.

Das Bundesverfassungsgericht hat im Rahmen einer Normenkontrollklage unter anderem gegen das durch das Gentechnikgesetz (GenTG) eingeführte GVO-Standortregister entschieden, dass die Schaffung von Transparenz im Zusammenhang mit Umweltinformationen einen Beitrag zum öffentlichen Meinungsbildungsprozess leistet und einen eigenständigen legitimen Zweck der Gesetzgebung darstellt⁶⁶.

Die genannten Ziele stimmen außerdem mit dem am 25. Juni 1998 von der Europäischen Gemeinschaft unterzeichneten UN-ECE-Übereinkommen der Wirtschaftskommission für Europa (Aarhus-Konvention) über den Zugang zu Informationen überein, die Öffentlichkeitsbeteiligung an Entscheidungsverfahren zu beteiligen und den Zugang zu Gerichten in Umweltangelegenheiten zu gewähren. Die Aarhus-Konvention verfolgt das Ziel, durch einen besseren Zugang zu Umweltinformationen und deren Verbreitung die Öffentlichkeit für Umweltfragen zu sensibilisieren, einen freien Meinungsaustausch und eine wirksamere Beteiligung der Öffentlichkeit an der Entscheidungsfindung im Umweltbereich zu fördern.

Von der Notwendigkeit eines transparenten Umgangs im Hinblick auf die beim Fracking eingesetzten Chemikalien geht auch das Europäische Parlament aus⁶⁷. Es sei eine unbedingte Pflicht aller Akteure, die Zusammensetzung und die Konzentrationen der chemischen Inhalte

⁶⁴ Vgl. Danwitz, „Aarhus-Konvention: Umweltinformation, Öffentlichkeitsbeteiligung, Zugang zu den Gerichten“, NVwZ 2004, S. 272 (273).

⁶⁵ Vgl. BVerfG, Urteil vom 24.11.2010, 1 BvF 2/05; vgl. Ziekow/Debus/Musch, „Evaluation des Gesetzes zur Regelung des Zugangs zu Informationen des Bundes – Informationsfreiheitsgesetz des Bundes (IFG)“, 22.05.2012, S. 55; Danwitz, NVwZ 2004, S. 272 (273).

⁶⁶ Vgl. BVerfG, ebenda.

⁶⁷ Vgl. Entschließung des Europäischen Parlaments vom 21.11.2012 zu den Umweltauswirkungen von Tätigkeiten zur Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl, Bundesrats-Drucksache 827/12.

der Frac-Fluide offenzulegen. Darüber hinaus fordert das Europäische Parlament eine höhere Transparenz gegenüber der Öffentlichkeit in Bezug auf die Auswirkungen des Frackings und die verwendeten Chemikalien.

Auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen betont in seiner Stellungnahme vom Mai 2013 zum Fracking, dass Transparenz bei der Einführung von Fracking als umstrittene Technologie wesentlich ist⁶⁸.

Die Europäische Kommission wiederum forderte in ihren Empfehlungen vom 22.01.2014 die Mitgliedstaaten auf, die Öffentlichkeit über die bei Frac-Maßnahmen verwendeten Chemikalien zu informieren⁶⁹.

5.2 Versachlichung der öffentlichen Diskussion

Ein frei zugängliches Frackingchemikalienkataster könnte auch zur Versachlichung der Diskussion in der Öffentlichkeit beitragen. Aus den in Abschnitt 3 dargelegten Gründen, herrscht eine teilweise emotional aufgeladene Diskussion, ob und inwieweit Fracking in Deutschland zugelassen werden sollte. Es herrscht eine Flut verschiedenster und sich teilweise widersprechender Informationen, die eine sachliche Diskussion erschwert. Ein öffentlich zugängliches Kataster könnte durch Nennung von Zahlen und Fakten dazu beitragen, die Diskussion zu versachlichen. Allein auf der Grundlage einer ausreichenden Tatsachengrundlage kann eine sachliche Diskussion zwischen den Gasförderunternehmen, den Behörden und der interessierten Öffentlichkeit stattfinden, die zu einer rationalen und nachvollziehbaren Meinungsbildung und Entscheidungsfindung beiträgt.

5.3 Verwaltungsvereinfachung

Darüber hinaus könnte ein bundesweites Frackingchemikalienkataster zu einer gewissen Reduzierung des Verwaltungsaufwandes und damit auch zur Kosteneinsparung bei den Genehmigungsbehörden beitragen. Aufgrund der derzeit herrschenden Situation ist zu erwarten, dass bei Bekanntwerden von Frackvorhaben eine Vielzahl von Anträgen auf Umweltinformationen gemäß dem UIG bzw. der UIG der Länder bei den jeweils zuständigen auskunftspflichtigen Behörden gestellt wird. Durch die Einrichtung eines bundesweiten Katasters könnten die Genehmigungsbehörden entlastet werden, indem sie auf Daten in dem Kataster verweisen oder hierauf selber zugreifen. Ein Erkenntnisgewinn der Genehmigungsbehörden hinsichtlich der eingesetzten Stoffe durch ein Frackingchemikalienkataster ist hingegen weniger zu erwarten, da die Antragsteller im Rahmen der bergrechtlichen Betriebsplanverfahren grundsätzlich verpflichtet sind, Angaben zu allen beim Fracking eingesetzten Stoffen zu machen. Auch eine Erleichterung der Zulassungsverfahren wird mit der Einrichtung eines Katasters nicht einhergehen, da ein Frackingchemikalienkataster keine Zulassung ersetzen kann.

Demgegenüber stehen der sachliche und personelle Aufwand und die damit verbundenen Kosten für die Einrichtung und Führung eines bundesweiten Katasters. Ob und wie hoch eine Ent-

⁶⁸ Vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen, „Fracking zur Schiefergasgewinnung“, Mai 2013, Ziff. 46, 85.

⁶⁹ Vgl. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-55_en.htm.

lastung der öffentlichen Verwaltung insgesamt ausfällt, richtet sich auch danach, wer für das Kataster verantwortlich ist. Welche institutionelle Verankerung für das Frackingchemikalienkataster in Frage kommt, wird in Abschnitt 9 dargestellt. Hinsichtlich einer Beurteilung der Entlastung der öffentlichen Verwaltung bedarf es lediglich der Unterscheidung zwischen einer Organisation durch die öffentliche oder die private Hand.

5.3.1 Katasterführung durch die öffentliche Hand

Sollte ein Kataster in den Zuständigkeitsbereich des Staates fallen, so würde durch die Einrichtung und die Führung eines Frackingchemikalienkatasters zusätzlicher Verwaltungsaufwand entstehen. Demgegenüber stehen jedoch folgende Entlastungsmöglichkeiten:

Bei einem über das Internet frei zugänglichen Kataster könnte die informationspflichtige Stelle gemäß § 3 Abs. 2 S. 4 UIG grundsätzlich den Antragssteller auf die Informationsmöglichkeit über das Internet verweisen. Stehen die angeforderten Umweltinformationen nämlich bereits auf andere, leicht zugängliche Art wie z.B. in elektronischer Form auf Internetseiten zur Verfügung, so steht der auskunftspflichtigen Stelle nach § 3 Abs. 2 S. 4 UIG die Möglichkeit offen, den Antragssteller auf diese Art des Informationszugangs zu verweisen. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass die Anzahl der Anträge gemäß dem UIG bzw. der UIG der Länder bezüglich Frackchemikalien sinken werden, wenn ein über das Internet frei zugängliches Frackingchemikalienkataster existiert. In der heutigen Zeit ist die Informationssuche über das Internet für viele Bürger vollkommen selbstverständlich geworden, so dass voraussichtlich nur wenige einen Antrag auf schriftliche Mitteilung der Frackchemikalien bei der informationspflichtigen Stelle stellen würden, vorausgesetzt das über ein Internetportal zugängliche Frackingchemikalienkataster ist benutzerfreundlich und selbsterklärend aufgebaut.

Sollte das Kataster und sollten die Informationen zu den Frackchemikalien nicht frei über das Internet zugänglich sein, so kann eine Entlastung der Verwaltung dennoch gegeben sein: Die informationspflichtige Stelle könnte dem Antragsteller beispielsweise einen beschränkten elektronischen Zugriff auf die von ihm angeforderten Daten gewähren. Sollte sie sich dazu entscheiden, schriftlich Auskunft zu geben, so wäre jedenfalls das Heraussuchen der angeforderten Informationen über die eingesetzten Frackchemikalien aus einem Kataster schneller und unkomplizierter möglich, als es bei dem Heraussuchen der angeforderten Informationen aus den Genehmigungsakten der Fall sein würde.

Inwieweit die genannten möglichen Entlastungen der Verwaltung letztlich die Belastung durch das Einrichten und Führen des Katasters aufwiegen, kann vorliegend nicht abschließend geklärt werden.

5.3.2 Katasterführung durch die Wirtschaft

Würde die Zuständigkeit für das Kataster hingegen in privater Hand liegen, so würde der öffentlichen Hand für die Einrichtung und das Führen eines Frackingchemikalienkatasters kein zusätzlicher Aufwand entstehen. Bei einem Antrag auf Umweltinformationen gemäß dem UIG bzw. der UIG der Länder könnte die informationspflichtige Stelle jedoch nur dann gemäß § 3 Abs. 2 S. 4 UIG auf eine Informationsmöglichkeit über das Internet verweisen, wenn das von

der Wirtschaft betriebene Kataster eine gleiche Informationseignung und den gleichen Informationsgehalt besitzt, wie die bei der informationspflichtigen Stelle vorliegenden Informationen⁷⁰. Dass ein Kataster, welches allein unter der Aufsicht der Wirtschaft betrieben wird, die gleiche Informationseignung aufweist, wie die Daten aus den Genehmigungsunterlagen bei der Genehmigungsbehörde, erscheint jedenfalls bei fehlender Kontrolle des Katasters durch die Verwaltung fragwürdig und kann nicht ohne weiteres angenommen werden. Verneint man die gleiche Informationseignung, so kann die Behörde nicht gemäß § 3 Abs. 2 S. 4 UIG auf das Kataster der Wirtschaft verweisen. Eine Entlastung kann dann nur insoweit erfolgen, als dass bei einem im Internet veröffentlichten Frackingchemikalienkataster ggf. weniger Anfragen gemäß dem UIG bzw. der UIG der Länder bei den auskunftspflichtigen Stellen gestellt werden. Darüber, ob sich jedoch die Öffentlichkeit auf die Richtigkeit und Vollständigkeit der Daten solch eines Katasters verlässt oder sich diesbezüglich doch lieber bei der öffentlichen Hand rückversichern will, lässt sich nur spekulieren.

⁷⁰ Vgl. Bundestags-Drucksache 15/3406, S. 16.

6 Inhalt eines Frackingchemikalienkatasters

Dieser Abschnitt behandelt die Frage nach dem möglichen Inhalt eines Frackingchemikalienkatasters. Die Mindestanforderungen an den Inhalt und den Umfang des Frackingchemikalienkatasters sollten sich nach dem in Abschnitt 5 dargestellten Sinn und Zweck des Katasters richten. Dabei ist anzumerken, dass sich der Schwerpunkt des im Folgenden diskutierten Inhalts eines Katasters auf die beim Fracking eingesetzten Chemikalien bezieht. Ob und inwieweit eine umfängliche öffentlich zugängliche Datensammlung zu den einzelnen Frac-Maßnahmen, in der beispielsweise auch Daten zum Ausbreitungsverhalten der Chemikalien, Monitoringdaten, Stoffströmen etc. aufgeführt werden, rechtlich durchsetzbar ist, ist nicht Bestandteil des Prüfungsumfanges des Arbeitspaketes 2.

6.1 Gasförderunternehmen

Das Gasförderunternehmen ist das Unternehmen, welches die Bergbauberechtigung für das Fördern von Gas (den Kohlenwasserstoff) nach dem Bundesberggesetz innehat und das Gas fördert. In Deutschland sind dies beispielsweise die Unternehmen ExxonMobil und Wintershall. Da das Gasförderunternehmen der Hauptverantwortliche dafür ist, dass überhaupt an dem speziellen Standort Fracking stattfindet, dürfte ein Interesse der Öffentlichkeit daran bestehen, den Namen dieses Unternehmens zu erfahren. Der Name des Gasförderunternehmens sollte daher im Hinblick auf die Gesichtspunkte der Transparenz und der Verwaltungsvereinfachung in das Frackingchemikalienkataster aufgenommen werden.

6.2 Frac-Fluidhersteller

Der Frac-Fluidhersteller stellt das Frac-Fluid eigenverantwortlich her, welches in den Untergrund gepresst wird. Frac-Fluidhersteller sind beispielsweise die Unternehmen Schlumberger und Halliburton. Nach unserem Kenntnisstand ist der Frac-Fluidhersteller oft auch das Unternehmen, welches das Fracking, also das Verpressen des Frac-Fluids, vor Ort vornimmt. Da der Frac-Fluidhersteller das Fluid entwickelt und damit für dessen chemische Zusammensetzung verantwortlich ist und ggf. sogar das Frac-Fluid in den Boden verbringt, besteht auch an der Bekanntgabe dessen Namen ein öffentliches Interesse. Im Hinblick auf den Sinn und Zweck des Frackingchemikalienkatasters sollte daher auch der Name des Frac-Fluidherstellers im Kataster genannt werden.

Es stellt sich die Frage, ob nicht aus Gründen der Transparenz auch das Unternehmen, welches das Fluid verpresst, jedoch selbst nicht Frac-Fluidhersteller ist, ebenfalls namentlich benannt werden sollte. Dafür würde sprechen, dass das Verpressen des Fluids einen wichtigen Aspekt beim Fracking darstellt. Dagegen spricht jedoch, dass es bei der Zurverfügungstellung von Daten über Frac-Maßnahmen in erster Linie um die beim Fracking eingesetzten Chemikalien geht. Das Unternehmen, welches nicht Frac-Fluidhersteller ist und das Fluid lediglich verpresst, ist nicht für die chemische Zusammensetzung des Fluids verantwortlich. Zudem müssten dann konsequenterweise auch andere Unternehmen, die mit dem Fracking zu tun haben (wie bspw. das Bohrunternehmen), in das Kataster aufgenommen werden, was das Kataster unseres Erachtens überfrachten und unübersichtlicher machen würde.

Aus ähnlichen Gründen ist auch die Nennung der Hersteller der für das Frac-Fluid verwendeten Basisgemische unseres Erachtens entbehrlich. Zwar sind sie für die Herstellung der Gemische, die dem Frac-Fluid beigemischt werden, verantwortlich und haben damit genaue Einblicke in

den Herstellungsprozess und die Zusammensetzung der Gemische. Sie selber haben jedoch keinen unmittelbaren Einfluss auf die Zusammensetzung des Frac-Fluids, sondern sind lediglich Lieferanten der bestellten Gemische. Um die Datenfülle des Frackingchemikalienkatasters für den Bürger handhabbar und übersichtlich zu gestalten, empfiehlt es sich, die Daten auf den Frac-Fluidhersteller zu beschränken.

6.3 Daten zum Frac-Fluid

Im Hinblick auf den Grundsatz der Transparenz und die Versachlichung der öffentlichen Diskussion sollte das Kataster den Nutzer über die Zusammensetzung des Frac-Fluids informieren. Dies muss in der Form und in dem Umfang geschehen, dass für diesen ein Erkenntniszuwachs stattfindet. Fehlt es an einem Erkenntnisgewinn durch das Kataster, so wäre jedenfalls der Sinn und Zweck der Verwaltungsvereinfachung verfehlt und der Sinn und Zweck der Transparenz und der Versachlichung der öffentlichen Diskussion nur begrenzt erfüllt. Es wird daher vorgeschlagen, dass das Kataster hinsichtlich des Frac-Fluids folgende Daten enthält:

6.3.1 Trägerflüssigkeit

Die Trägerflüssigkeit ist der Hauptbestandteil des Frac-Fluids. Bei den aktuell in Deutschland eingesetzten Rezepturen besteht es vor allem aus Wasser und macht 80-95 % des gesamten Frac-Fluids aus⁷¹. Als Hauptbestandteil des Frac-Fluids sollte es daher im Hinblick auf den Sinn und Zweck im Frackingchemikalienkataster aufgeführt und dessen Menge genannt werden.

6.3.2 Stützmittel (Proppants)

Als Stützmittel werden Quarzsande, keramische Produkte und gesinterter Bauxit verwendet. Sie dienen zum Offenhalten der beim Fracking erzeugten Risse und sollen die Permeabilität in der Gewinnungsphase sicherstellen⁷². Sie sind Bestandteil des Frac-Fluids und sollten daher ebenfalls in einem Frackingchemikalienkataster aufgeführt werden. Um eine ausreichende Transparenz und Versachlichung der Diskussion sowie eine Verwaltungsvereinfachung zu erreichen, sollte deren Menge in kg und deren Anteil am Frac-Fluid in Massen% angegeben werden.

6.3.3 Frackchemikalien

Die Frackchemikalien sind chemische Stoffe, die zusammen mit der Trägerflüssigkeit und den Stützmitteln das Frac-Fluid bilden. Welche Stoffe eingesetzt werden, ist ein Kernthema bei der Diskussion um das Fracking, welches große Fragen in der öffentlichen Debatte aufwirft. Die Angabe der beim Fracking verwendeten Stoffe in einem Kataster ermöglicht eine Erstinformation für die interessierte Öffentlichkeit. Um den in Abschnitt 5 ausgeführten Sinn und Zweck zu erreichen, ist die Nennung aller Stoffe zu empfehlen. Dabei ist zu beachten, dass alle Stoffe ein-

⁷¹ Vgl. Ewers/Frimmel/Gordalla „Humantoxikologische Bewertung der beim Fracking eingesetzten Chemikalien im Hinblick auf das Grundwasser, das für die Trinkwassergewinnung genutzt wird“, Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag vom Expertenkreis Fracking, Mai 2012, Kapitel 3.1; Vgl. Meiners et al., a.a.O., August 2012, S. A61.

⁷² Vgl. Meiners et al., a.a.O., August 2012, S. A62.

zeln aufgeführt und bezeichnet und Sammelbegriffe wie „anorganische Salze“ oder „Salze der aliphatischen Säuren“ vermieden werden sollten. So wäre beispielsweise bei der Verwendung von Sammelbegriffen bei Salzen keine ausreichende Beurteilung zu deren Wechselwirkungen möglich, da nur bei einer konkreten Benennung der einzelnen Salze alle eingebrachten Ionen erkennbar sind. Würde nur eine unvollständige bzw. eine nicht eindeutige Veröffentlichung der Daten stattfinden, so wäre der Sinn und Zweck eines Frackingchemikalienkatasters verfehlt.

Herstellungsbedingte Verunreinigungen von Stoffen gehören gemäß der Legaldefinition des § 3 Nr. 1 ChemG zur chemischen Identität des Stoffs und müssen grundsätzlich nicht gesondert angegeben werden. Etwas anderes gilt für Verunreinigungen, stabilisierende Zusatzstoffe und andere einzelne Bestandteile, die nicht Hauptbestandteil des Stoffs sind und die gemäß den Vorschriften der Ziff. 3.1 des Anhangs II der REACH-Verordnung Nr. 1907/2006 selbst einzustufen sind. Solche Verunreinigungen und Zusatzstoffe, welche nicht Hauptbestandteil des Stoffes sind, selbst eingestuft sind und zur Einstufung des Stoffes beitragen, sind auch im Frackingchemikalienkataster gesondert anzugeben.

Stoffname

Um die im Frac-Fluid eingesetzten Stoffe eindeutig identifizieren zu können, sollte die Bezeichnung der Stoffe nach der IUPAC-Nomenklatur erfolgen. Die IUPAC-Nomenklatur ist die systematische Bezeichnung von chemischen Stoffen, welche von der IUPAC (International Union of Pure and Applied Chemistry) empfohlen wird⁷³ und ist als internationaler Standard allgemein anerkannt. Die IUPAC wurde im Jahr 1919 von Chemikern aus der Industrie und von den Universitäten gegründet. Ziel der IUPAC ist es, die weltweite Kommunikation der Chemiker untereinander zu ermöglichen und zu fördern. Die IUPAC-Nomenklatur führt beispielsweise die Stoffnamen Magnesiumdinitrat und Natriumbromat auf.

CAS-Nummer

Des Weiteren ist für eine eindeutige Identifizierung eines Stoffes die Nennung der jeweiligen CAS-Nummer (Chemical Abstract Service Registry Number) erforderlich. Die Bezeichnung eines Stoffes mit einer CAS-Nummer entspricht dem internationalen Bezeichnungsstandard für chemische Stoffe, wonach ein Stoff im Gegensatz zu der Verwendung der Trivialnamen oder der Nennung der Summenformel eindeutig bestimmbar ist⁷⁴. Dabei ist zu beachten, dass nach unserem Kenntnisstand noch nicht allen Stoffen eine CAS-Nummer zugeordnet wurde.

Menge und Anteil

Um eine erste Information über das Frac-Fluid zu bekommen, sollte außerdem die Menge aller eingesetzten Stoffe in kg sowie deren jeweiliger Anteil an dem gesamten Frac-Fluid in Volumen% oder Massen% angegeben werden.

Ohne eine Information über die eingesetzten Mengen und Anteile ist die Erstinformation hinsichtlich des Frac-Fluids unvollständig und es ist keine ausreichende Transparenz gegeben. Zu-

⁷³ Vgl. ECHA, „Arbeitsprogramm der Europäischen Chemikalienagentur für das Jahr 2012“, 15.12.2011.

⁷⁴ Vgl. <http://www.umweltlexikon-online.de/RUBwerkstoffmaterialsubstanz/cas.php>.

dem würde dies voraussichtlich weder eine Verwaltungsvereinfachung noch eine Versachlichung der Diskussion bewirken.

Bei der Angabe der Menge bzw. des Anteils der Stoffe gibt es die Möglichkeit, die konkrete Menge oder aber die Maximalmenge anzugeben. Da im Zeitpunkt des Genehmigungsverfahrens nicht genau bekannt ist, welche Mengen an Chemikalien bei den einzelnen Fracs tatsächlich eingesetzt werden, sollten zu diesem Zeitpunkt die Maximalmengen angegeben werden. Sollen hingegen die Daten nach der durchgeführten Frac-Maßnahme in das Kataster aufgenommen werden, so wäre auch eine konkrete Angabe zu der Menge bzw. des Anteils der eingesetzten Stoffe möglich. Zu welchem Zeitpunkt (Antragsstellung, Zulassung, Frac-Maßnahme) die Daten in das Kataster aufgenommen werden sollen, wird in Abschnitt 9.3 dieses Arbeitspaketes dargestellt und diskutiert.

Zu diskutieren wäre jedoch, ob jeder eingesetzte Stoff, unabhängig von seiner Einsatzmenge, aufgeführt werden sollte oder ob die Aufnahme des Stoffes ins Kataster von der Überschreitung einer bestimmten Mengenschwelle, welche sich nach der Gefährlichkeit des Stoffes richtet, abhängen soll.

Das Anknüpfen an Mengenschwellen ist dem deutschen Recht nicht fremd. So knüpft bspw. die 12. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (die sogenannte Störfall-Verordnung) hinsichtlich der Anwendbarkeit einzelner Vorschriften an bestimmte Mengenschwellen vorhandener gefährlicher Stoffe an. Ein weiteres Beispiel für das Anknüpfen an Mengenschwellen sind die Regelungen zum Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregisters. Nach § 2 Abs. 2 Nr. 1 SchadRegProtAG i.V.m. Art. 5 Abs. 1 E-PRTR-Verordnung müssen die berichtspflichtigen Betreiber lediglich Angaben zu den in Anhang II benannten Schadstoffen machen, die den im Anhang II festgelegten Schwellenwert überschreiten.

Die Aufnahme von Stoffen in das Frackingchemikalienkataster an das Überschreiten bestimmter Mengenschwellen zu knüpfen, hätte den Vorteil einer besseren Praktikabilität, zumal nach unserem Kenntnisstand selbst die Frac-Fluidhersteller oft nicht 100%ig genau wissen, was in ihren Gemischen enthalten ist, da die Reinheit der Stoffe nicht gewährleistet sei. Fraglich ist auch, ob im Hinblick auf die Relevanz des jeweiligen Stoffes eine Aufnahme des Stoffes im Kataster unterhalb einer bestimmten Mengenschwelle überhaupt sinnvoll wäre.

Gegen die Anknüpfung an Mengenschwellen spricht wiederum der Gesichtspunkt der Transparenz, der Verwaltungsvereinfachung und der Versachlichung der Diskussion. Nur wenn die Zusammensetzung des Frac-Fluids zu 100% angegeben wird, können diese Ziele vollständig erreicht werden. Dies gilt insbesondere auch deshalb, weil bei einer Anknüpfung an Mengenschwellen etwaige Wirkungsmechanismen bei der Kumulation mehrerer Stoffe, die aufgrund der Mengenschwelle nicht erfasst werden, kaum oder gar nicht abgeschätzt werden können. Schließlich dürfte auch die Festlegung absoluter Schwellenwerte für die jeweiligen Stoffe nicht ohne weiteres möglich sein und viel Diskussionsbedarf auslösen.

Gefährlichkeitsmerkmale nach der CLP-Verordnung

Zudem sollten die Gefahrenhinweise zu den eingesetzten Stoffe und Gemische nach der CLP (Classification, Labelling and Packaging)-Verordnung⁷⁵ der EU in das Kataster aufgenommen werden. Die CLP-Verordnung oder auch europäische GHS (Globally Harmonised System)-Verordnung genannt, regelt ein europaweit geltendes System für die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen. Sie löst die europäischen Richtlinien 67/548/EWG (Stoffrichtlinie) und 1999/45/EG (Zubereitungsrichtlinie), die bisher die rechtliche Basis für das Einstufungs- und Kennzeichnungssystem waren, ab. Die Stoffrichtlinie und die Zubereitungsrichtlinie werden zum 1. Juni 2015 aufgehoben⁷⁶. Die Aufnahme der Gefahrenhinweise nach der CLP-Verordnung ermöglicht dem Leser eine erste Information über die Art und gegebenenfalls den Schweregrad der von den beim Fracking eingesetzten Stoffen oder Gemischen ausgehenden Gefahren. Der Gefahrenhinweis setzt sich zusammen aus den sogenannten H-Sätzen und ggf. den EUH-Sätzen für ergänzende Informationen sowie einer kurzen Textaussage zu der Art der Gefahr (physikalische Gefahr, Gefahr für die menschliche Gesundheit, Gefahr für die Umwelt) und eine Angabe zur Schwere der Gefahr. Ein Gefahrenhinweis könnte beispielsweise wie folgt lauten: H 302, Akute Toxizität (oral), Gesundheitsschädlich bei Verschlucken oder H 413, Chronisch gewässergefährdend, kann für Wasserorganismen schädlich sein, mit langfristiger Wirkung.

Weitergehende Informationen zu den human- und ökotoxikologischen Auswirkungen einer Frac-Maßnahme können bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem UIG der Länder erlangt werden. Darüber hinaus können weitere Informationen zu den Stoffen und Gemischen über die ECHA-Datenbank⁷⁷ erlangt werden. Diesbezüglich sollte ein Hinweis in dem Kataster aufgenommen werden. Um das Frackingchemikalienkataster nicht mit einer Fülle von zusätzlichen Daten zu überfrachten, sollten mit Ausnahmen der Angabe zu den Gefährlichkeitsmerkmalen gemäß der CLP-Verordnung und zu den Wassergefährdungsklassen (siehe unten Kap. 6.3.3.5) umfassende Bewertungen zur Human- und Ökotoxikologie nicht in das Kataster aufgenommen werden.

Wassergefährdungsklasse (WGK)

Darüber hinaus sollte auch die Wassergefährdungsklasse (WGK) aller eingesetzten Stoffe und Gemische im Kataster genannt werden. Wassergefährdende Stoffe sind gemäß § 62 Abs. 3 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) feste, flüssige und gasförmige Stoffe, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit (physikalisch, chemisch oder biologisch) herbeizuführen. Die Einstufung erfolgt nach der zurzeit noch bestehenden Rechtslage nach der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Wasserhaushaltsgesetz über die Einstufung wassergefährdender Stoffe in Wassergefähr-

⁷⁵ Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16.12.2008, ABl. Nr. L 353/1.

⁷⁶ Vgl. <http://www.umweltbundesamt.de/chemikalien/ghs.htm>.

⁷⁷ <http://echa.europa.eu/de/>.

ungsklassen (Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe - VwVwS)⁷⁸. Eine Einstufung ist danach in WGK 3: stark wassergefährdend, WGK 2: wassergefährdend und WGK 1: schwach wassergefährdend möglich. Die Einstufung von Stoffen in Wassergefährdungsklassen ist eine tradierte Vorgehensweise in Deutschland, welche aus Gründen der Transparenz und der Versachlichung der Diskussion in das Kataster aufgenommen werden sollte. Die jeweilige Wassergefährdungsklasse sollte insbesondere auch deshalb angegeben werden, weil in der Öffentlichkeit eine Verunreinigung des Trink- und Grundwassers durch eine etwaige Freisetzung von Frackchemikalien befürchtet wird.

Stoffzustand bei Einbringung

Es sollte dargestellt werden, in welchem Zustand die Stoffe verpresst werden, ob die Stoffe also bspw. in gelöster Form, als Emulsion, Granulat oder feines Pulver verwendet werden. Für eine Abschätzung der Wechselwirkung der beteiligten Stoffe ist diese Information im Hinblick auf eine ausreichende Transparenz notwendig, da bspw. das Verhalten mancher Stoffe sich je nach Korngröße drastisch unterscheidet.

6.3.4 Frackingphasen

Eine Frac-Maßnahme gliedert sich in verschiedene Phasen: in die Säure-Phase, die Füll-Phase, die Stütz-Phase und die Spül-Phase⁷⁹. Jede Phase erfüllt einen bestimmten Zweck im Rahmen des Frackings. So soll bspw. die Säure-Phase dazu dienen, das Bohrloch zu säubern, Karbonate zu lösen und bereits bestehende Klüfte im Nahbereich der Bohrung zu erweitern und aufzubrechen⁸⁰. Bei jeder Phase wird ein unterschiedlich zusammengesetztes Fluid in den Boden verpresst. Die Kenntnis der Frackingphasen und der Zusammensetzung der dabei eingesetzten unterschiedlichen Fluide ist sinnvoll, um Wechselwirkungen mit den anderen beteiligten Stoffen abzuschätzen. Daher sollten die Frackingphasen ebenfalls in das Kataster aufgenommen werden.

6.4 Daten zum Flowback

Der Flowback ist ein Gemisch aus Frac-Fluid, Lagerstättenwasser und übertägig kondensiertem Wasserdampf und Methangas, welches nach erfolgtem Frac in unterschiedlicher Menge und Zusammensetzung wieder an die Oberfläche gelangt⁸¹. Laut mehrerer Gutachten und Stellungnahmen ist der Flowback mit Stoffen wie z.B. Salzen, Eisen, Mangan, Arsen und natürlich vorkommenden radioaktiven Stoffen, die in der Öffentlichkeit kritisch diskutiert werden, belas-

⁷⁸ Die VwVwS soll von der AwSV abgelöst werden, welche das Einstufungssystem der VwVwS in Wassergefährdungsklassen im Wesentlichen beibehält.

⁷⁹ Vgl. Meiners et al., a.a.O., 2012, S. A53.

⁸⁰ Vgl. Meiners et al., a.a.O., 2012, S. A53.

⁸¹ Siehe allgemeine Begriffsbestimmungen des vorliegenden Gutachtens.

tet⁸². Im Hinblick auf den in Abschnitt 5 dargestellten Sinn und Zweck eines Frackingchemikalienkatasters wird empfohlen, auch die Zusammensetzung des tatsächlich an die Erdoberfläche gelangenden Flowback in einem solchen Kataster anzugeben. Diesbezüglich sollten die Stoffnamen und die CAS-Nummern der in dem Flowback enthaltenen Stoffe, deren Gefährlichkeitsmerkmale nach der CLP-Verordnung, deren Einstufung in WGK sowie deren Menge in kg und ihr Anteil am gesamten Flowback in Volumen% oder Massen% dargestellt werden.

6.5 Bezugspunkt des Katasters

Um eine ausreichende Transparenz herzustellen, sollte schließlich aus dem Frackingchemikalienkataster hervorgehen, wo das Frac-Fluid in den Boden verpresst wird bzw. werden soll. Dafür gibt es die Möglichkeit, das Kataster frack- oder standortbezogen aufzubauen. Frackbezogen meint, dass für jeden einzelnen Frack eine Datenerhebung im oben dargestellten Umfang erfolgt. Dies würde bedeuten, dass es bei einem frackbezogenen Kataster schnell zu einer Vielzahl von Datenblättern käme und die Übersichtlichkeit schnell verloren ginge. Andererseits ist nur bei einem frackbezogenen Kataster genau nachzuvollziehen, wann welche Stoffe in den Boden verpresst wurden. Für ein standortbezogenes Kataster spricht jedoch, dass eine übersichtlichere Darstellung möglich ist und ein Erkenntnisgewinn für die Öffentlichkeit neben der bloßen Information, wann welches Fluid in den Boden verpresst wurde, fraglich erscheint.

Bei der Entscheidung für ein standortbezogenes Frackingchemikalienkataster kommen wiederum zwei Bezugspunkte in Betracht: das jeweilige Bohrloch oder das jeweilige Bohrfeld. Als Bohrfeld wird vorliegend das gesamte Erschließungsgebiet einer Gaslagerstätte verstanden, welches mehrere Bohrlöcher umfassen kann. Die Größe einer Schiefergaslagerstätte kann eine Größe bis zu rund 6.000 km² erreichen⁸³. In einem Bohrloch können bis zu 20 Frac-Maßnahmen durchgeführt werden.

Bei einem bohrlochbezogenen Kataster ist eine detaillierte Darstellung möglich. Es ist genau ersichtlich, wo wie viel Frac-Fluid insgesamt verpresst wurde. Diese Art der Darstellung hat ExxonMobil bei der Veröffentlichung seiner Daten zu den Frac-Maßnahmen gewählt⁸⁴.

Ein bohrfeldbezogenes Kataster hätte den Vorteil, Informationen über die in einem größeren Umfeld durchgeführten Frac-Maßnahmen zur Verfügung zu stellen und die raumbezogenen Auswirkungen besser beurteilen zu können. Aus einem solchen Kataster würde ersichtlich, wie viel Frac-Fluid bezogen auf ein größeres räumliches Umfeld in den Boden verpresst wurde. Dies könnte nach Angaben des LBEG im Hinblick auf die Abschätzung von großräumigen Umweltauswirkungen vorteilhaft sein.

⁸² Vgl. Meiners et al., a.a.O., August 2012, S. A76 ff.; vgl. SRU Stellungnahme „Fracking zur Schiefergasgewinnung“, Mai 2013, Ziff. 56; vgl. Ewers/Frimmel/Gordalla, a.a.O., Mai 2012, Kapitel 11.

⁸³ Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), „Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichtem Tongestein (Schiefergas) in Deutschland“, Mai 2012, S. 15.

⁸⁴ http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/erkundung_foerderung/hydraulic_fracturing/frac_massnahmen.html.

7 Abwägung: freiwilliges oder rechtlich verbindliches Kataster

7.1 Freiwilliges Kataster

Für das Einrichten eines freiwilligen bundesweiten Katasters spricht, dass ein solches schneller, unkomplizierter und unter Umständen kostengünstiger umgesetzt werden könnte als ein rechtlich verbindliches Kataster. Für die Schaffung eines freiwilligen Katasters bedürfte es keines förmlichen Gesetzes. Die im Zusammenhang des Einrichtens und Führens des Katasters entstehenden Aufgaben könnten durch Verwaltungsvorschrift auf die Verwaltung übertragen werden, sofern die öffentliche Hand das Kataster errichtet und führt. Daneben gäbe es auch die Möglichkeit, dass anstelle des Staates die Gasförderunternehmen das Frackingchemikalienkataster in eigener Regie und auf eigene Kosten einrichten und betreiben. Dabei könnte gegebenenfalls auch auf die bereits bestehende Datenbank des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG)⁸⁵ zurückgegriffen werden. Nach Vereinbarung mit dem WEG könnte die Datenbank ggf. auch weiterhin von ihm betrieben werden. Ein Rückgriff auf die bestehende Datenbank des WEG oder auf ein anderes von den Gasförderunternehmen geführtes Kataster hätte insbesondere den Vorteil, dass kaum Kosten für die Einrichtung und Pflege eines Frackingchemikalienkatasters für die öffentliche Hand anfallen würden. Im ersten Fall müsste jedoch beachtet werden, dass die Datenbank des WEG in ihrer derzeitigen Form nicht alle in Abschnitt 6 dieses Gutachtens empfohlenen Daten enthält und damit noch Änderungen vereinbart werden müssten. Bei einem Rückgriff auf die bereits existierende Datenbank des WEG könnte ein bundesweites Kataster jedoch in kürzester Zeit aufgebaut werden.

Nach Angaben der Energiekonzerne Chevron, Conoco Phillips und Wintershall und nach einer Auswertung der bereits bestehenden nationalen Informationsplattform des WEG, scheinen die Gasförderunternehmen grundsätzlich bereit zu sein, Informationen über die bei Frac-Maßnahmen eingesetzten Stoffe in einem öffentlich zugänglichen Kataster zur Verfügung zu stellen. Hiergegen könnten aber die Interessen der Hersteller der Frac-Fluide stehen, die möglicherweise aus Konkurrenzgründen die Rezepte nicht veröffentlicht wissen wollen.

Gegen die Einrichtung eines freiwilligen bundesweiten Katasters spricht des Weiteren, dass eine freiwillige Weitergabe von Daten nie den Anspruch auf Vollständigkeit erheben kann und damit der in Abschnitt 5 dargelegte Sinn und Zweck auf Dauer nur eingeschränkt erfüllt werden könnte. Ein Erzwingen der Veröffentlichung der (vollständigen) Daten in einem Frackingchemikalienkataster würde dem Charakter eines freiwilligen Katasters widersprechen. Zwar scheinen die Unternehmen derzeit grundsätzlich gewillt zu sein, Informationen über die Frackchemikalien freiwillig zu veröffentlichen. Eine Garantie dafür, dass dies auch in Zukunft so bleiben wird, gibt es jedoch nicht. Zudem ist aus der Datenbank des WEG ersichtlich, dass bislang nicht alle Unternehmen bei der Meldung ihrer Daten den gleichen Maßstab anlegen. Wie oben in Abschnitt 2 bereits dargelegt, unterscheiden sich die freiwillig veröffentlichten Informationen über die eingesetzten Frackchemikalien deutlich in ihrem Umfang bzw. ihrer Informationstiefe. Es stellt sich damit die Frage, welche Daten die Unternehmen tatsächlich

⁸⁵ Siehe Kapitel 2.1.4 dieses Arbeitspaketes.

bereit sind, freiwillig zur Aufnahme in ein Kataster zu melden. Überdies besteht die Gefahr, dass nur wegen der derzeitigen öffentlichen Diskussion ein Interesse der Unternehmen an der Weitergabe der Informationen gegeben ist, damit sie ihre Projekte überhaupt bzw. reibungsloser und zeitnah durchführen können. Sollte aber in Zukunft das öffentliche Interesse am Fracking nachlassen, so kann nicht ausgeschlossen werden, dass auch die Bereitschaft der Gasförderunternehmen, Daten freiwillig in einem Frackingchemikalienkataster zu veröffentlichen, nachlassen wird.

Gegen die Lösung, der Wirtschaft das Einrichten und Führen eines Frackingchemikalienkatasters zu überlassen, könnte schließlich sprechen, dass das Vertrauen der Öffentlichkeit in die Informationspolitik der Wirtschaft möglicherweise nicht so hoch ist, wie das Vertrauen in ein von der öffentlichen Hand geführtes Kataster. Folge eines solchen Misstrauens könnte sein, dass trotz eines öffentlich zugänglichen Frackingchemikalienkatasters Anträge auf Umweltinformationen bei den auskunftspflichtigen Stellen beantragt werden und damit der Sinn und Zweck der Verwaltungsvereinfachung nur begrenzt erfüllt würde.

7.2 Freiwilliges Kataster auf Probe

Eine andere Möglichkeit wäre, das Kataster zunächst auf freiwilliger Basis einzuführen und nach einer „Probezeit“ von einigen Jahren darauf zu überprüfen, inwieweit die Unternehmen der freiwilligen Übermittlung der Daten an die katasterführende Stelle nachgekommen sind. Sollte sich herausstellen, dass die Unternehmen Informationen nur lückenhaft weitergeben, könnte ein rechtlich bindendes Kataster eingeführt werden. Der Vorteil dieser Lösung wäre, dass der mit der Schaffung eines rechtlich verbindlichen Katasters zusammenhängende Aufwand nur dann betrieben werden müsste, wenn es aufgrund mangelnder Mitwirkung der Unternehmen tatsächlich notwendig werden sollte. Dagegen sprechen jedoch die bereits unter 6.1 dargestellten Gründe. Da nach Ablauf der Probezeit nicht sicher ist, dass die Gasförderunternehmen auch in Zukunft ihre Daten vollständig an die katasterführende Stelle melden, müssten Überprüfungen der freiwilligen Datenweitergabe in regelmäßigen Abständen erfolgen. Solche Überprüfungen würden das Vertrauen in die Vollständigkeit und Seriosität des Katasters nicht fördern, sondern das Misstrauen in Teilen der kritischen Öffentlichkeit eher verstärken.

7.3 Kataster auf Basis einer Selbstverpflichtung

Eine weitere Möglichkeit wäre ein Kataster auf Basis einer Selbstverpflichtung der Unternehmen einzuführen. Selbstverpflichtungen sind rechtlich unverbindliche Erklärungen mit denen man sich zu einem Tun, Dulden oder Unterlassen verpflichtet. Die Unternehmen müssten sich vorliegend verpflichten, die in Abschnitt 6 genannten Daten über Frackchemikalien der katasterführenden Stelle vollständig zur Verfügung zu stellen. Die Selbstverpflichtung könnte in Form einer einseitigen Willenserklärung oder in Form eines öffentlich-rechtlichen Vertrages zwischen dem Staat und dem Gasförderunternehmen erfolgen.

Beispiele für einseitige Verpflichtungserklärungen sind: Verpflichtung der chemischen Industrie, die für die chemische Industrie relevanten Treibhausgase von 1990 bis zum Jahr 2012 um 45-50 % zu senken und den spezifische Energieverbrauch im gleichen Zeitraum um 35-40 % zu

reduzieren⁸⁶ und Verpflichtung der deutschen Mineralölwirtschaft zur Verringerung der Treibhausgasemissionen im Wärmemarkt und zur Minderung der Treibhausgasemissionen in den Raffinerien von 1990 bis 2012 um 10 %⁸⁷. Im Hinblick auf das Thema Fracking, hat das Gasförderunternehmen Wintershall auf seiner Homepage bereits eine einseitige Selbstverpflichtung für heimische Förderung erklärt. Darin heißt es unter anderem: “Wir veröffentlichen, mit welchen Additiven wir bei einem Einsatz von Frac-Technik arbeiten, ...”⁸⁸.

Ein Beispiel für eine Selbstverpflichtung in Form einer öffentlich rechtlichen Vereinbarung ist bspw. die Kooperationsvereinbarung der sogenannten Altlastensanierungsallianz NRW zur Finanzierung von Maßnahmen der Altlastensanierung und des Flächenrecyclings. Kooperationspartner dieser Vereinbarung im Jahr 2008 waren die Landesregierung NRW, der Förderverein der chemischen Industrie und zahlreiche Großunternehmen aus den Bereichen Stahl und Energie. Die beteiligten Wirtschaftsunternehmen verpflichteten sich hierbei, dem Verband für Flächenrecycling und Altlastensanierung (AAV) finanzielle Mittel zur Verfügung zu stellen.

Ob bei einer freiwilligen Selbstverpflichtung Zuwiderhandlungen der Unternehmen geahndet und gegebenenfalls mit Sanktionen belegt werden könnten, erscheint höchst zweifelhaft, weil dies dem Charakter der Freiwilligkeit widerspricht. Die Erfahrungen mit dem oben dargestellten AAV-Kooperationsmodell zeigen, dass das Interesse der Unternehmen, ihren freiwillig übernommenen Verpflichtungen nachzukommen, im Laufe der Jahre stark nachlassen kann und dass die öffentliche Hand dann keine Handhabe hat, die Selbstverpflichtung durchzusetzen. Eine Garantie dafür, dass die Selbstverpflichtung eingehalten wird, gibt es jedenfalls nicht. Zudem ist auch bei einer Selbstverpflichtung nicht gewährleistet, dass die Datenübermittlungen vollständig erfolgen. Schließlich können Selbstverpflichtungen grundsätzlich jederzeit einseitig durch einzelne Unternehmen widerrufen werden, sofern sich die Unternehmen nicht durch öffentlich-rechtliche Vereinbarungen rechtlich gebunden haben. In diesem Fall ist keine Verlässlichkeit der Datenerhebung für die Zukunft gegeben.

7.4 Rechtlich verbindliches Kataster

Bei einem rechtlich verbindlichen Kataster wären die oben genannten Nachteile freiwilliger Kataster nicht zu besorgen.

Dem Staat stehen die Möglichkeiten offen, die Daten für das Frackingchemikalienkataster entweder direkt von den Gasförderunternehmen oder von den nach Landesrecht zuständigen Genehmigungsbehörden zu verlangen. Der Vorteil der erstgenannten Variante ist, dass die Informationsbeschaffung auf einem direkten Weg Unternehmen – katasterführende Stelle erfolgt und damit ein Fehler bei der Übermittlung der Daten unwahrscheinlich ist. Der Staat hätte es

⁸⁶ Vgl. Weiterentwickelte Selbstverpflichtungserklärung der Chemischen Industrie im Rahmen der Klimaschutzvereinbarung der deutschen Wirtschaft aus Nov. 2000.

⁸⁷ Vgl. [http://www.bmu.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/selbstverpflichtung-klimaschutzzerklaerung-der-deutschen-mineraloelwirtschaft-fuer-die-raffinerien/?tx_ttnews\[backPid\]=1705](http://www.bmu.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/selbstverpflichtung-klimaschutzzerklaerung-der-deutschen-mineraloelwirtschaft-fuer-die-raffinerien/?tx_ttnews[backPid]=1705).

⁸⁸ http://www.wintershall.com/uploads/user_pxbxconnector/pxbxrawdata/148/wintershall-selbstverpflichtung-heimischefoerderung-0413.pdf.

in der Hand durch klare und verbindliche Regelungen, die mit Sanktionen (Verwaltungszwang, Ordnungswidrigkeitenverfahren) begleitet werden könnten, dafür zu sorgen, dass die Datenübermittlung an die katasterführende Stelle zeitnah und vollständig erfolgt. Für die erste Variante spricht zudem, dass nach hiesigem Kenntnisstand die Informationslage der Genehmigungsbehörden bezüglich des Flowback sehr uneinheitlich ist und den Behörden die in Abschnitt 6 genannten Daten nur teilweise vorliegen.

Für die Schaffung eines rechtlich verbindlichen Katasters spricht dessen zuverlässige und vollständige Datengrundlage. Der in Abschnitt 5 dargestellte Sinn und Zweck könnte mit einem solchen Kataster uneingeschränkt erfüllt werden.

Gegen die Schaffung eines rechtlich verbindlichen Katasters könnte aus Sicht der öffentlichen Hand sprechen, dass in diesem Fall die öffentliche Hand die Kosten für das Frackingchemikalienkataster tragen müsste. Den Gasförderunternehmen können die Kosten für den Aufbau und die Unterhaltung des Katasters nicht oder nur sehr eingeschränkt auferlegt werden. Gebühren zu Lasten der Unternehmen scheiden aus, weil die im Kataster veröffentlichten Informationen keine den Gasförderunternehmen individuell zurechenbaren Leistungen des Staates i.S.d. § 1 Bundesgebührengesetz (BGebG) darstellen, sondern vorrangig dem Informationsbedürfnis der Öffentlichkeit dienen, und weil die Eintragungen in das Kataster nicht zu den Voraussetzungen zur bergrechtlichen Zulassung von Frac-Maßnahmen gemäß § 55 Bundesberggesetz (BbergG) zählen.

Durch die Pflege der Daten und die Führung des Katasters entsteht personeller und sachlicher Verwaltungsaufwand für die öffentliche Hand. Schließlich muss die Verwaltung für das Einrichten eines rechtlich verbindlichen Katasters und dessen Führung finanzielle Mittel aufwenden, deren Höhe hier jedoch nicht beziffert werden kann. Zur Orientierung kann jedoch der Aufwand für die Errichtung und die Unterhaltung des Schadstofffreisetzungs- und –verbringungsregisters herangezogen werden. Gemäß § 3 SchadRegProtAG sollen die Betreiber der Anlagen die vorgeschriebenen Daten an die nach Landesrecht zuständige Behörde übermitteln. Diese wiederum leitet die von ihr überprüften Daten gemäß § 5 Abs. 1 SchadRegProtAG an die katasterführende Stelle, das Umweltbundesamt weiter, welches die Daten nach nochmaliger Überprüfung in das Register einstellt. Die Datenerfassung und –übermittlung erfolgt dabei auf elektronischem Weg über das Datenerfassungssystem BUBE (Betriebliche Umweltdatenberichterstattung). Die erforderliche Qualitätssicherung wird zu einem großen Teil durch BUBE und andere elektronische Programme vorgenommen. Nach Angaben des Umweltbundesamtes wird das „Schadstofffreisetzungs- und –verbringungsregister“ beim Umweltbundesamt von einem Team mit vier Mitarbeitern betreut. Auf Landesebene wurden nach unserem Kenntnisstand keine zusätzlichen Stellen für die Bearbeitung der eingehenden Daten nach dem SchadRegProtAG geschaffen. Das System BUBE wird neben der Berichtspflicht nach dem SchadRegProtAG auch für die Berichtspflichten nach der 11. BImSchV (Verordnung über Emissionserklärungen) und der 13. BImSchV (Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen) verwendet. Ggf. könnte auch ein Modul im Rahmen des Datenerfassungssystems BUBE für die Datenübermittlung und –überprüfung von Daten zu Frac-Maßnahmen entwickelt werden.

7.5 Ergebnis

Nach Ansicht der Verfasser sprechen überwiegende Gründe für ein rechtlich verbindliches Frackingchemikalienkataster. Ein freiwilliges Kataster auf Probe ist dann eine erwägungswerte

Alternative, wenn die Unternehmen dauerhaft dazu bereit sind, die in Abschnitt 6 genannten Daten freiwillig und vollständig zu veröffentlichen. Darüber hinaus ist aus Gründen der Glaubwürdigkeit des Katasters bei einem freiwilligen Kataster eine inhaltliche Kontrolle der Daten durch die öffentliche Hand erforderlich. Schließlich müsste dauerhaft beobachtet werden, ob die Bereitschaft der Unternehmen zur Meldung der Daten nicht nachlässt und die Daten auch weiterhin vollständig eingestellt werden.

8 Rechtlich geschützte Belange, die von der Veröffentlichung tangiert werden können

Damit der Sinn und Zweck des Frackingchemikalienkatasters erfüllt werden kann, sollten die oben in Abschnitt 6 genannten Daten in das Kataster aufgenommen werden. Einer Veröffentlichung der Daten könnten jedoch bestimmte, rechtlich geschützte Interessen der Unternehmen (Gasförderunternehmen und/oder Frac-Fluidhersteller) entgegenstehen. Im Folgenden wird geprüft, welche rechtlich geschützten Interessen tangiert sein könnten. Da es sich bei den Daten, die in das Frackingchemikalienkataster aufgenommen werden sollen, auch um Umweltinformationen handelt, liegt es nahe, die Prüfung auf die im UIG geschützten Belange zu beziehen.

Ein Antrag auf Umweltinformationen ist gemäß § 9 UIG unter anderem dann abzulehnen, wenn durch die Bekanntgabe der Daten Rechte Dritter berührt werden würden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Ablehnungsgründe entsprechend Art. 4 Abs. 2 S. 2 der Richtlinie 2003/4/EG des Europäischen Parlaments und Rates vom 28.01.2003 über den Zugang der Öffentlichkeit zu Umweltinformationen und zur Aufhebung der Richtlinie 90/313/EWG des Rates eng auszulegen sind.

Bezogen auf die Weitergabe von Informationen über Frac-Maßnahmen sind vorliegend die Ablehnungsgründe des § 9 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 UIG näher zu betrachten. Gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 UIG besteht dann kein Anspruch auf die Bekanntgabe von Umweltinformationen, wenn durch die Mitteilung der Information personenbezogene Daten offenbart und dadurch Interessen der Betroffenen erheblich beeinträchtigt würden, Rechte am geistigen Eigentum und dabei insbesondere Urheberrechte verletzt oder Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse dadurch offenbart würden. Trotz der Verletzung der genannten Belange darf ein Antrag auf Umweltinformationen gemäß § 9 Abs. 1 Satz 1 UIG jedoch nicht abgelehnt werden, wenn der Betroffene der Weitergabe der Daten zustimmt oder das öffentliche Interesse an der Bekanntgabe überwiegt. Eine andere Ausnahme gilt dann, wenn der Antragssteller Umweltinformationen über Emissionen erhalten möchte. Gemäß § 9 Abs. 1 Satz 2 UIG kann ein Zugang zu solchen Informationen nicht aus den Gründen des § 9 Abs. 1 Nr. 1-3 UIG abgelehnt werden.

8.1 Personenbezogene Daten

Was genau personenbezogene Daten gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 1 UIG sind, definiert das UIG nicht. Als Auslegungshilfe kann das Bundesdatenschutzgesetz (BDSG) herangezogen werden⁸⁹. Gemäß § 3 Abs. 1 BDSG sind personenbezogene Daten Einzelangaben über persönliche oder sachliche Verhältnisse einer bestimmten oder bestimmbaren natürlichen Person. § 9 Abs. 1 Nr. 1 UIG dient damit dem Schutz des Rechts auf informelle Selbstbestimmung, welches nach Art. 2 Abs. 1 i. V. m. Art. 1 Abs. 1 Grundgesetz (GG) Bestandteil des allgemeinen Persönlichkeitsrechts ist⁹⁰. Daten juristischer Personen und Gesellschaften des bürgerlichen Rechts sind davon nicht erfasst. Etwas anderes gilt nur dann, wenn bei Angaben über die juristische Person eindeutig

⁸⁹ Vgl. Reidt/Schiller, in: Landmann/Rohmer, Kommentar zum Umweltrecht, UIG, 58. Ergänzungslieferung, § 9, Rn. 6.

⁹⁰ Vgl. Bundestags-Drucksache 15/3406, S. 20.

festgestellt werden kann, welche natürliche Person dahinter steht⁹¹. Da dies bei der Benennung eines Gasförderunternehmens oder Frac-Fluidherstellers wohl kaum der Fall sein wird, kann vorliegend davon ausgegangen werden, dass mit Nennung der in Abschnitt 6 vorgeschlagenen Daten keine personenbezogenen Daten offenbart werden.

8.2 Geistiges Eigentum

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 UIG ist es unzulässig, Umweltinformationen der Öffentlichkeit zugänglich zu machen, wenn hierdurch Rechte am geistigen Eigentum, insbesondere Urheberrechte verletzt würden. Die Güter des geistigen Eigentums gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 2 UIG sind die Immaterialgüter. § 9 Abs. 1 Nr. 2 UIG dient damit dem Schutz von Art. 14 GG. Geschützt werden dabei insbesondere Rechte aus Patentrechten und Urheberrechten⁹². Ein Patent ist ein staatlich erteiltes Schutzrecht für Erfindungen nach dem Patentgesetz. Sofern also die spezielle Zusammensetzung eines Frac-Fluids oder eines chemischen Produktes patentiert würde, könnte die Offenlegung des Fluids bzw. Produktes in seiner Zusammensetzung ein Gut des geistigen Eigentums verletzen. Ob solche Patente angemeldet sind und existieren, ist den Verfassern dieses Arbeitspaketes nicht bekannt. Eine Verletzung i. S. d. § 9 Abs. 1 Nr. 2 UIG liegt jedoch nur dann vor, wenn nach den jeweiligen fachgesetzlichen Anforderungen eine Verletzung gegeben ist⁹³.

Nach den §§ 139 ff. Patentgesetz (PatG) liegt nur dann eine Verletzung des Patentrechts vor, wenn jemand die patentierte Erfindung nutzt. Das bloße Veröffentlichen von patentierten Produkten stellt demnach keine Verletzung dar, so dass die Offenlegung des einzelnen patentierten Fluids bzw. patentierten Produktes in seiner Zusammensetzung keine Verletzung von Patentrechten darstellt.

Auch das von § 9 Abs. 1 Nr. 2 umfasste Urheberrecht wird hier nicht verletzt. Das Urheberrecht schützt gemäß § 2 UrhG persönliche geistige Schöpfungen aus dem Bereich der Literatur, Wissenschaft und Kunst. Da die Zusammensetzung einer Flüssigkeit keine geistige Schöpfung i.S. des Urhebergesetzes darstellt, ist eine Verletzung eines Gutes des geistigen Eigentums in Form des Urheberrechts zu verneinen.

8.3 Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse

Schließlich schützt § 9 Abs. 1 Nr. 3 UIG Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse. Der Schutz dieser Geheimnisse wird durch die von Art. 12 Abs. 1 GG geschützte Berufsfreiheit und durch die von Art. 14 GG geschützte Eigentumsfreiheit geboten⁹⁴. In der Rechtsprechung werden Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse als „alle auf ein Unternehmen bezogene Tatsachen, Umstände und

⁹¹ Vgl. BGH, Urteil vom 17.12.1985, VI ZR 244/84; vgl. VG Schleswig, Urteil vom 03.09.2009, 12 A 131/07; vgl. VG Braunschweig, 14.01.2009, 2 A 121/08; vgl. VG Köln, 25.11.2008, 13 K 4705/06.

⁹² Vgl. Reidt/Schiller, in: Landmann/Rohmer, Kommentar zum Umweltrecht, UIG, 58. Ergänzungslieferung, § 9, Rn. 16.

⁹³ Vgl. VGH Baden-Württemberg, Urteil vom 25.11.2008, 10 S 2702/06; vgl. Reidt/Schiller, in: Landmann/Rohmer, Kommentar zum Umweltrecht, UIG, 58. Ergänzungslieferung, § 9, Rn. 16.

⁹⁴ Vgl. Bundestags-Drucksache 12/7138, S. 14.

Vorgänge verstanden, die nicht offenkundig, sondern nur einem begrenzten Personenkreis zugänglich sind und an deren Nichtverbreitung der Rechtsträger ein berechtigtes Interesse hat. Betriebsgeheimnisse umfassen im Wesentlichen technisches Wissen; Geschäftsgeheimnisse betreffen vornehmlich kaufmännisches Wissen“⁹⁵. Ein berechtigtes Interesse an der Nichtverbreitung liegt vor, „wenn die Offenlegung der Information geeignet ist, exklusives technisches oder kaufmännisches Wissen den Marktkonkurrenten zugänglich zu machen und so die Wettbewerbsposition des Unternehmens nachteilig zu beeinflussen“⁹⁶.

Beim Fracking wird für die Erschließung der Gasquellen ein Frac-Fluid in den Untergrund gepresst, das aus einem Trägerfluid, Stützmitteln und verschiedenen Chemikalien besteht⁹⁷. Dabei ist zu beachten, dass nach unserem Kenntnisstand die Chemikalien zumindest teilweise in Form von speziellen Gemischen, den sog. Produkten oder auch Frack-Zubereitungen, dem Fluid zugegeben werden⁹⁸. Diese Produkte werden von dem Frac-Fluidhersteller eigens für die an der Lagerstätte vorgefundenen Gegebenheiten entwickelt⁹⁹. Sie erfüllen jeweils bestimmte Funktionen und sind unter bestimmten Handelsnamen bekannt.

Fraglich ist, ob danach die Zusammensetzung des eingesetzten Frac-Fluids technisches Wissen in Form eines Betriebsgeheimnisses darstellt. Die genaue Zusammensetzung des Frac-Fluids ist nur einem begrenzten Personenbereich, nämlich den am Fracking beteiligten Unternehmen und ggf. der Genehmigungsbehörde bekannt. Nach Angaben der bei der Gasexploration tätigen Unternehmen Chevron, ConocoPhillips, Wintershall, Exxon und Halliburton ist jedoch nur die Offenlegung der Informationen hinsichtlich der einzelnen chemischen Produkte geeignet, die Wettbewerbsposition des das chemische Produkt herstellenden Unternehmens nachteilig zu beeinflussen¹⁰⁰. Die chemischen Produkte sind das Ergebnis von intensiver Forschung und sollen der bestmöglichen Ausnutzung der jeweiligen Gasquelle dienen. Durch die Darstellung der genauen Zusammensetzung der Produkte würde exklusives Wissen zugänglich gemacht und andere in dem Bereich tätige Unternehmen könnten von diesem Wissen ohne eigenen Kostenaufwand profitieren. Dadurch wiederum würde die Wettbewerbsposition des Unternehmens, welches das Produkt durch zeit- und kostenintensive Forschung entwickelt hat, nachteilig beeinflusst. Die Mitteilung der genauen Zusammensetzung der verwendeten chemischen Produkte könnte somit Betriebsgeheimnisse verletzen. Nicht vom Betriebsgeheimnis umfasst ist danach jedoch die Zusammensetzung der Frac-Fluide. Die Information über die Zusammensetzung des eingesetzten Frac-Fluids lasse nach Angaben von Halliburton nämlich keinen Rückschluss auf die verwendeten Produkte und deren genaue Zusammensetzung zu, da bei den bislang veröffentlichten Daten über Frac-Fluide die Menge der verwendeten chemischen Stoffe

⁹⁵ Vgl. BVerfG, Beschluss vom 14.03.2006, 1 BvR 2087/03; vgl. BVerwG, Urteil vom 28.05.2009, 7 C 18.08.

⁹⁶ Vgl. BVerwG, Urteil vom 28.05.2009, 7 C 18.08.

⁹⁷ Vgl. SRU Stellungnahme „Fracking zur Schiefergasgewinnung“, Mai 2013, Ziff. 2.3.

⁹⁸ Vgl. Meiners et al., a.a.O., August 2012, S. A61.

⁹⁹ Vgl. Ewers/Frimmel/Gordalla, a.a.O., Mai 2012, Kapitel 13.

¹⁰⁰ Telefonat am 02.05.2013 im Rahmen einer Anfrage bei OGP.

aufaddiert werden¹⁰¹. Damit können die eingesetzten chemischen Stoffe und ihre jeweilige Menge nicht den einzelnen Produkten zugeordnet werden. Dies würde bedeuten, dass eine Veröffentlichung der in Abschnitt 6 genannten Daten möglich wäre, ohne die Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse der betroffenen Unternehmen zu verletzen.

Sollte entgegen der oben genannten Angaben von Halliburton doch ein Rückschluss von den Daten über die eingesetzten Chemikalien auf die einzelnen Produkte möglich sein, oder sollte die Nennung der in Abschnitt 6 vorgeschlagenen Daten zu den eingesetzten Stoffen Rückschlüsse auf neue, noch nicht allgemein bekannte Anwendungsbereiche des Stoffes ermöglichen, wodurch Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse betroffen sein könnten, so stellt sich hilfsweise die Frage, ob eine Veröffentlichung der in Abschnitt 6 vorgeschlagenen Daten im Frackingchemikalienkataster trotzdem zulässig ist. Hierbei kann auf die in § 9 Abs. 1 S.1, 2 UIG geregelten Rückausnahmen zurückgegriffen werden. Danach darf ein Antrag auf Umweltinformationen selbst bei einer Verletzung von Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen nicht abgelehnt werden, wenn der Betroffene der Weitergabe der Daten zustimmt, das öffentliche Interesse an der Bekanntgabe überwiegt oder die Umweltinformationen Daten über Emissionen enthalten. Dies wird nachfolgend geprüft:

8.3.1 Zustimmung der betroffenen Unternehmen

Die deutschen Erdgasproduzenten veröffentlichen seit einiger Zeit auf der Informationsplattform des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) Informationen über durchgeführte Frac-Maßnahmen in Deutschland. Die Datensammlung umfasst alle hydraulischen Bohrlochbehandlungen, die seit dem Jahr 2010 durchgeführt wurden. Dieser Datenpool ist zum einen nicht identisch mit den in Abschnitt 6 aufgeführten und für ein Frackingchemikalienkataster erforderlichen Daten. Zum anderen kann aus der Tatsache, dass die Unternehmen in der Vergangenheit ihre Daten freiwillig veröffentlicht haben, nicht ohne weiteres geschlossen werden, dass sie damit auch in Zukunft der Veröffentlichung der Daten in einem Kataster zustimmen. Von einer konkludenten Zustimmung der Erdgasproduzenten für die Zukunft kann nicht ausgegangen werden. Insoweit liegt derzeit kein Fall der Rückausnahme nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 UIG vor.

8.3.2 Überwiegendes öffentliches Interesse, § 9 Abs. 1 Satz 1 UIG

Das öffentliche Interesse an der Bekanntgabe der Informationen überwiegt dann das Interesse an der Geheimhaltung der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, „wenn ... ein Interesse verfolgt wird, das über das allgemeine Interesse der Öffentlichkeit hinausgeht, Zugang zu Informationen über die Umwelt zu erhalten.“¹⁰² Bei der Abwägung der gegenläufigen Interessen ist grundsätzlich zu beachten, dass der Umweltinformationsanspruch des UIG darauf abzielt, einen freien Meinungs Austausch und eine wirksame Teilnahme der Öffentlichkeit an der Entscheidungsfindung in Umweltsachen zu ermöglichen sowie das allgemeine Umweltbewusstsein zu schärfen. Der Anspruch nach UIG dient damit nicht primär dem individuellen Informationsin-

¹⁰¹ Telefonat am 03.06.2013.

¹⁰² Vgl. BVerwG, Urteil vom 24.09.2009, 7 C 2.09, NVwZ 2010, S. 189 (189).

teresse des einzelnen Antragsstellers. Vielmehr wird der Antragssteller vorrangig als Sachwalter der Allgemeinheit tätig¹⁰³.

Im vorliegenden Fall sprechen für ein Überwiegen des öffentlichen Interesses an der Bekanntgabe von Daten über Frac-Maßnahmen folgende Gesichtspunkte:

- Grundsätzlich sollte die Öffentlichkeit durch angemessene Information beteiligt werden und ein besserer Informationsaustausch zwischen der Industrie, den Behörden und der Öffentlichkeit stattfinden. Außerdem sollte eine hohe Transparenz in Bezug auf die Auswirkungen und die verwendeten Chemikalien geschaffen werden¹⁰⁴.
- Fracking wird in der Öffentlichkeit auch deshalb kritisch bis ablehnend bewertet, weil zahlreiche Wissenslücken unter anderem hinsichtlich der an einem bestimmten Ort eingesetzten Stoffe bestehen.
- Die noch nicht ausreichend beurteilten Umweltauswirkungen beziehen sich auf für den Menschen besonders bedeutsame Schutzgüter wie das Grundwasser, die Trinkwasserversorgung und den Boden.
- Bei den Frac-Maßnahmen wird mit teilweise gefährlichen Stoffen umgegangen, welche in den Untergrund eingebracht werden.
- Die Offenlegung der Daten ermöglicht eine öffentliche Auseinandersetzung mit der Materie. Dies kann zu einem größeren Interesse bei den Explorationsunternehmen führen, Ersatzstoffe für die teilweise gefährlichen Stoffe zu finden und damit umweltverträgliches Fracking zu betreiben.

Im Ergebnis kann festgehalten werden, dass das öffentliche Interesse an der Bekanntgabe von Daten über Frackchemikalien ein Interesse der Unternehmen an etwaigen Betriebs- Geschäftsgeheimnissen überwiegt.

8.3.3 Umweltinformationen über Emissionen, § 9 Abs. 1 Satz 2 UIG

Gemäß § 9 Abs. 1 Satz 2 UIG kann der Zugang zu Umweltinformationen nicht abgelehnt werden, wenn die Informationen Emissionen beinhalten. Dies gilt selbst dann, wenn durch die Bekanntgabe personenbezogene Daten oder Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse offenbart werden. Was genau unter den Begriff der Emissionen zu verstehen ist, definiert das UIG nicht. Im Zusammenhang mit § 8 Abs. 1 Satz 2 UIG, der ebenfalls von „Umweltinformationen über Emissionen“ spricht, nimmt die Gesetzesbegründung ausdrücklich Bezug auf Art. 2 Nr. 5 der Richtlinie 96/61/EG vom 24.09.1996¹⁰⁵. Danach sind Emissionen unter anderem die von Punktquellen oder diffusen Quellen einer Anlage ausgehende direkte oder indirekte Freisetzung von Stoffen in das Wasser oder den Boden. Dieser Definition folgt auch die Rechtsprechung des

¹⁰³ Vgl. BVerwG, Beschluss vom 21.02.2008, 20 F 2/07.

¹⁰⁴ So auch die Entschließung des Europäischen Parlaments vom 21.11.2012 zu den Umweltauswirkungen von Tätigkeiten zur Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl, Bundesrats-Drucksache 827/12, S. 10 ff.

¹⁰⁵ Vgl. Bundestags-Drucksache 15/3406, S. 19.

obersten deutschen Verwaltungsgerichts¹⁰⁶. Stoffe sind wiederum in Art. 2 Nr. 1 der Richtlinie 96/61/EG als chemische Elemente und ihre Verbindungen mit Ausnahme bestimmter radioaktiver Stoffe und genetisch modifizierter Organismen definiert. Zu den Stoffen in diesem Sinne gehören somit auch Frackchemikalien. Diese werden durch Verpressen in den Untergrund freigesetzt. Demnach sind Informationen über die beim Fracking eingesetzten Chemikalien Umweltinformationen über Emissionen im Sinne des § 9 Abs. 1 S. 2 UIG. Demzufolge wäre es zulässig, Informationen über die beim Fracking eingesetzten Stoffe und deren Mengen in Form eines Frackingchemikalienkatasters zu veröffentlichen, und zwar selbst dann, wenn die veröffentlichten Daten personenbezogene Daten oder Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse enthalten sollten. Diese Auffassung wird von einer aktuellen, zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Gutachtens noch nicht rechtskräftigen Entscheidung des Gerichts der Europäischen Union (EuG – früher Europäisches Gericht der ersten Instanz genannt) vom 08.10.2013, Az. T-545/11, gestützt. In seiner Entscheidung stellt das EuG klar, dass der Begriff der Emissionen weit auszulegen ist und dass die Zusammensetzung eines Pflanzenschutzmittels aufgrund eines unmittelbaren Bezugs zu Emissionen in die Umwelt gemäß § 9 Abs. 1 Satz 2 UIG zu veröffentlichen ist.

¹⁰⁶ Vgl. BVerwG, Urteil vom 24.09.2009, 7 C 2.09, NVwZ 2010, S. 189 [191 f].

9 Institutionelle Zuständigkeit und Zugang zum Frackingchemikalienkatasters

In diesem Abschnitt wird dargestellt, welche Institutionen mit der Errichtung und der Führung eines rechtlich verbindlichen Frackingchemikalienkatasters betraut werden könnten. Während ein freiwilliges Kataster sowohl von einer privaten als auch von einer öffentlichen Institution geführt werden könnte, käme für ein rechtlich bindendes Kataster nur eine öffentliche Institution in Betracht, da nur dieser durch und aufgrund eines Gesetzes bestimmte gesetzliche Aufgaben zugewiesen werden können.

Als Bewertungskriterien für die Auswahl einer geeigneten Institution bieten sich die Sachnähe und Erfahrungen beim Führen von öffentlich zugänglichen Katastern an. Nachfolgend wird darauf eingegangen, wie sich der Zugang zu einem Frackingchemikalienkataster gestalten könnte und zu welchem Zeitpunkt die Informationen zu Frac-Maßnahmen in das Kataster aufgenommen werden sollten.

9.1 Institutionelle Verankerung

9.1.1 Bundesinstitut für Risikobewertung (BfR)

Das Bundesinstitut für Risikobewertung (BfR) wurde 2002 als bundesunmittelbare rechtsfähige Anstalt des öffentlichen Rechts gegründet¹⁰⁷. Es ist eine von zwei Nachfolgeeinrichtungen des Bundesinstituts für gesundheitlichen Verbraucherschutz und Veterinärmedizin (BgVV). Das BfR nimmt Aufgaben im Bereich der Lebensmittelsicherheit und des Verbraucherschutzes, der Chemikalien- und Produktsicherheit und der Sicherheit in der Nahrungskette wahr.

Die Abteilung Chemikaliensicherheit des BfR bewertet unter anderem die Risiken für Verbraucher und alle übrigen Personengruppen, die mit Chemikalien, Pflanzenschutzmitteln, Biozidprodukten und Gefahrgütern in Kontakt kommen können. Damit kommt es seinen Aufgaben nach § 2 Abs. 1 Nr. 5 des Gesetzes über die Errichtung eines Bundesinstitutes für Risikobewertung (BfRG) nach, wonach die Bewertung der Gesundheitsgefahren von Chemikalien zu den Tätigkeitsfeldern des BfR gehört. In diesem Zusammenhang haben beispielsweise Hersteller oder Einführer, die ein gefährliches Gemisch oder ein Biozid-Produkt erstmals in den Verkehr bringen, bestimmte Daten zu den Gemischen der BfR mitzuteilen, vgl. § 16e Abs. 1 ChemG. Gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 12 BfRG soll das BfR die Öffentlichkeit auf seinen Tätigkeitsgebieten über gesundheitliche Risiken sowie sonstige gewonnene Erkenntnisse und Arbeitsergebnisse unterrichten.

Sinn und Zweck des Frackingchemikalienkatasters ist es, der interessierten Öffentlichkeit eine Erstinformation über die Akteure und die eingesetzten Frac-Fluide zu geben und damit Transparenz zu erzeugen. Der Verbraucherschutz spielt dabei keine unmittelbare Rolle. Da die Informationen über Umweltdaten losgelöst von etwaigen Bezugspunkten zum Verbraucherschutz nicht zu den Tätigkeitsfeldern des BfR gehören, ist das BfR als katasterführende Behörde weniger geeignet.

¹⁰⁷ Vgl. Gesetz über die Errichtung eines Bundesinstituts für Risikobewertung – BfRG.

9.1.2 Umweltbundesamt (UBA)

Das Umweltbundesamt (UBA) wurde 1974 gegründet und gehört als selbstständige Bundesoberbehörde zum Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit¹⁰⁸. Die Aufgaben des UBA erstrecken sich gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 1 des Gesetzes über die Errichtung eines Umweltbundesamtes (UBAErrG) unter anderem auf die wissenschaftliche Unterstützung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit in Angelegenheiten der Wasserwirtschaft, des Bodenschutzes und der Belange des Umweltschutzes. Gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 2 UBAErrG gehören zu den Aufgaben des UBA auch das Führen einer zentralen Umweltdokumentation, die Aufklärung der Öffentlichkeit in Umweltfragen und die Bereitstellung zentraler Dienste und Hilfen für die Ressortforschung. Wie oben unter Abschnitt 2.2.1 dargestellt, führt das UBA das Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister in Deutschland. Da das Frackingchemikalienkataster auch der Aufklärung von Umweltfragen in der Öffentlichkeit dient, da das Führen solcher Kataster zu den gesetzlichen Aufgaben des UBA gehört und da das UBA über Erfahrungen bei der Errichtung und Führung eines öffentlich zugänglichen Katasters verfügt, ist es dazu geeignet, das Frackingchemikalienkataster zu führen.

9.1.3 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) ist 1975 aus der Bundesanstalt für Bodenforschung hervorgegangen. Sie ist eine Bundesoberbehörde und ist dem Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie zugeordnet und berät und informiert die Bundesregierung und die deutsche Wirtschaft in allen geowissenschaftlichen und rohstoffwirtschaftlichen Fragen¹⁰⁹. Einer der Aufgabenbereiche der BGR erstreckt sich auf Energierohstoffe. Die BGR analysiert und bewertet kontinuierlich die weltweiten Entwicklungen von Reserven, Ressourcen, Exploration und Marktentwicklung der Energierohstoffe Erdöl, Erdgas, Kohle und Uran. Im Rahmen dessen entwickelt sie neue Explorationsmethoden und –strategien insbesondere für nicht-konventionelle Energierohstoffe¹¹⁰. Ein weiterer Aufgabenbereich der BGR umfasst die Sicherung der Ressource Grundwasser. Im Rahmen dessen führt die BGR unter anderem Untersuchungen über Stoffeinträge ins Grundwasser durch und sammelt hydrogeologische Grundlageninformationen und macht diese verfügbar. Im Hinblick auf eine nachhaltige Nutzung des Grundwassers entwickelt sie außerdem unter anderem Nutzungskonzepte für das Grundwasser. Schließlich stellt die BGR in Zusammenarbeit mit den geologischen Diensten der Bundesländer der Öffentlichkeit geowissenschaftliche Fachinformationen und Grundlagen wie Karten, Bücher und Berichte, zur Verfügung¹¹¹. Der Tätigkeitsschwerpunkt innerhalb der Themenfelder der BGR liegt darin, Zustände zu untersuchen, zu analysieren und darzustellen und Erkenntnisse und Ergebnisse der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen. Der Schwerpunkt liegt weniger darin, Daten zur Verfügung zu stellen, wo und welche Stoffe in den Untergrund gelangen bzw. gelangt sind. Auch stellen die eingebrachten Frac-Fluide keine geo-

¹⁰⁸ Vgl. Gesetz über die Errichtung eines Umweltbundesamtes.

¹⁰⁹ Vgl. http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/UeberUns/Aufgaben/aufgaben_node.html.

¹¹⁰ Vgl. <http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/UeberUns/Aufgaben/arbeitsrichtungen.html?nn=1561604>.

¹¹¹ Vgl. http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Sammlungen-Grundlagen/sammlungen-grundlagen_node.html.

logischen Fachinformationen dar. Für eine Ansiedlung eines Frackingchemikalienkatasters bei der BGR sprechen dennoch folgende Aspekte: Zum einen behandelt die BGR innerhalb ihres Themenfeldes der Energierohstoffe auch Aspekte der Fördertechnologie und der Umweltverträglichkeit bei der Gewinnung von Schiefergas¹¹². Im Rahmen dessen setzt sie sich mit der Zusammensetzung der Frac-Fluide auseinander. Da die BGR Erkenntnisse und Ergebnisse von Untersuchungen der Öffentlichkeit in Form ihrer Bibliothek zur Verfügung stellt und die BGR durch die Bibliothek einen umfassenden Service bieten möchte, liegt die Einrichtung eines Frackingchemikalienkatasters bei der BGR durchaus nahe. Darüber hinaus harmonisiert das Kataster mit dem Tätigkeitsbereich „Grundwasser“, da von den Frac-Fluiden ein Gefährdungspotenzial für das Grundwasser ausgehen kann.

9.1.4 Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA)

Die Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA) ist eine nicht rechtsfähige Anstalt des öffentlichen Rechts. Sie ist eine Bundesoberbehörde und untersteht unmittelbar dem Bundesministerium für Arbeit und Soziales¹¹³. Als Ressortforschungseinrichtung des Bundes berät sie das Bundesministerium für Arbeit und Soziales in allen Fragen zu Sicherheit und Gesundheit und trägt zur menschengerechten Gestaltung der Arbeit bei¹¹⁴. Der Fachbereich 5 der BAuA wirkt zudem gemäß § 4 Abs. 1 Nr. 1 Chemikaliengesetz (ChemG) als Bundesstelle für Chemikalien an der Durchführung der REACH-Verordnung und der CLP-Verordnung mit. Zu den der BAuA obliegenden Aufgaben gehört gemäß § 5 Abs. 2 Nr.5 ChemG i.V.m. Art. 123 der REACH-Verordnung unter anderem die Pflicht, „die breite Öffentlichkeit über die Risiken im Zusammenhang mit Stoffen, wenn dies zum Schutz der menschlichen Gesundheit und der Umwelt für erforderlich erachtet wird“, zu informieren. Da in das Frackingchemikalienkataster auch Informationen über die Gefährlichkeit von Frackchemikalien aufgenommen werden sollen, um die Öffentlichkeit über Risiken der von den Frackchemikalien ausgehenden Gefahren zu informieren, ist die BAuA als katasterführende Behörde geeignet.

9.2 Zugang zu Informationen aus dem Frackingchemikalienkataster

Hinsichtlich des Zugangs zu Informationen aus dem Kataster, welches von einer der oben benannten Behörden oder von einer anderen öffentlichen Institution eingerichtet und geführt würde, gibt es folgende Möglichkeiten:

- Zugang über ein frei zugängliches Internetportal
- Zugang zu Informationen aus dem Kataster aufgrund eines Antrages bei der zuständigen Behörde

Für den Zugang über ein frei zugängliches Internetportal spricht, dass der oben in Abschnitt 5 beschriebene Sinn und Zweck eines Frackingchemikalienkatasters umfänglich erfüllt werden könnte: der freie Zugang zu Informationen über ein öffentlich zugängliches Kataster bietet

¹¹² Vgl. http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/energie_node.html.

¹¹³ Vgl. <http://www.baua.de/de/Ueber-die-BAuA/Ueber-die-BAuA.html>.

¹¹⁴ Vgl. http://www.baua.de/de/Ueber-die-BAuA/Aufgaben/Aufgaben_content.html.

größtmögliche Transparenz und könnte außerdem der Versachlichung der Diskussion dienen. Zudem entspräche der Zugang über ein frei zugängliches Internetportal dem Grundgedanken des § 10 UIG, der vorschreibt, dass die informationspflichtige Stelle die Öffentlichkeit in angemessenem Umfang aktiv und systematisch zu informieren habe. Durch die Regelung eines aktiven Informationszuganges soll die Notwendigkeit des passiven Zugangsrechts schrittweise abgebaut werden¹¹⁵. § 10 UIG setzt Artikel 7 der Richtlinie 2003/4/EG über den Zugang der Öffentlichkeit zu Umweltinformationen um, der eine aktive und systematische Verbreitung von Umweltinformationen unter Verwendung moderner elektronischer Kommunikationsmethoden vorschreibt. Dadurch soll das allgemeine Umweltbewusstsein erhöht und der Umweltschutz verbessert werden¹¹⁶. Schließlich würde der Zugang über ein frei zugängliches Internetportal auch der Förderung des vom Bund angestrebten Leitbildes des Open Governments dienen. Dieses setzt unter anderem auf eine transparente und offene Verwaltung, um den Bürger zu informieren und ihn dadurch in die Lage zu versetzen, sich aktiv in demokratische Prozesse einbringen zu können¹¹⁷.

Würde der Zugang zu Informationen über Frac-Maßnahmen nicht frei, sondern nur auf Antrag erfolgen, wäre der Zugang eben nicht barrierefrei. Außerdem würde dies bei der katasterführenden Behörde zu Verwaltungsmehraufwand in personeller und finanzieller Hinsicht führen, da die eingehenden Anträge bearbeitet und beschieden werden müssten. Für diesen Aufwand kann die informationspflichtige Stelle zwar gemäß § 12 Abs. 1 UIG Gebühren und Auslagen erheben, sofern es sich nicht um die bloße Erteilung mündlicher und einfacher schriftlicher Auskünfte handelt. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass die informationssuchende Person durch die Inaussichtstellung von Gebühren abgeschreckt werden und damit der Sinn und Zweck eines Frackingchemikalienkatasters in Frage gestellt werden könnte.

9.3 Zeitpunkt der Einstellung der Daten in das Kataster

Als Zeitpunkte der Einstellung der Daten kommen folgende Ereignisse in Betracht:

9.3.1 Antrag auf Zulassung des Betriebsplans

Bergbauliche Aktivitäten wie Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von Bodenschätzen bedürfen gemäß § 51 Abs. 1 Bundesberggesetz (BBergG) eines von der zuständigen Behörde zugelassenen Betriebsplanes. Das Erdgasunternehmen muss demnach einen Antrag auf Zulassung eines Betriebsplans stellen, wenn es Gas gewinnen möchte. Die zuständige Behörde hat gemäß § 55 Abs. 1 BBergG den Betriebsplan zuzulassen, wenn die dort genannten Voraussetzungen erfüllt sind. Voraussetzung für die Zulassung ist unter anderem, dass keine gemeinschädlichen Einwirkungen zu erwarten sind, § 55 Abs. 1 Nr. 9 BBergG. Was genau unter den Begriff „gemeinschaftliche Einwirkung“ fällt, definiert das BBergG nicht. Nach einheitlicher Meinung ist

¹¹⁵ Reidt/Schiller, in: Landmann/Rohmer, Kommentar zum Umweltrecht, UIG, 58. Ergänzungslieferung, § 10, Rn. 1.

¹¹⁶ Vgl. Richtlinie 2003/4/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28.01.2003, Abl. Nr. L 41/26, S.26.

¹¹⁷ Vgl. Klessmann et al. 2012, Open Government Data Deutschland, S. 26.

darunter jedenfalls ein Schaden des Allgemeinwohls zu verstehen¹¹⁸. Darunter fallen Personen- und Gesundheitsschäden sowie Schäden an Sachgütern von hohem Wert, wie beispielsweise das Grund- und Trinkwasser. Um abschätzen zu können, ob gemeinschädliche Einwirkungen nicht zu erwarten sind, muss das Gasförderunternehmen die Genehmigungsbehörde unter anderem über die Zusammensetzung der Frac-Fluide in Kenntnis setzen.

Die Aufnahme der Daten in ein Frackingchemikalienkataster zum Zeitpunkt der Antragsstellung auf Zulassung des Betriebsplans würde bedeuten, dass bereits frühzeitig, vor Zulassung, Umweltinformationen über das Kataster eingesehen werden könnten. Dabei ist jedoch zu beachten, dass sich die Zusammensetzung des Frac-Fluids noch nach Antragsstellung ändern kann. Dies ist zum einen im Rahmen des Zulassungsverfahrens möglich. Zum anderen wird die Zusammensetzung des Frac-Fluids oft auch noch nach Zulassung während der Frac-Maßnahme kurzfristig abgeändert. Es kann also zu Abweichungen zwischen den im Antragsverfahren gemachten Angaben zur Zusammensetzung des Frac-Fluids und zu dem tatsächlich eingebrachten Frac-Fluid kommen. Zudem ist zu beachten, dass zum Zeitpunkt der Antragsstellung noch keine belastbaren Daten zu der Zusammensetzung und der Menge des Flowback vorliegen.

9.3.2 Nach erteilter Zulassung

Eine weitere Möglichkeit wäre es, die Daten zu den Frac-Maßnahmen nach Erteilung der Zulassung des Betriebsplans in das Kataster einzustellen. Dem Kataster wären somit Informationen zu den vom Gasförderunternehmen geplanten zu verpressenden Frac-Fluiden zu entnehmen. Daten zu den tatsächlich eingebrachten Stoffen und zu der Zusammensetzung und der Menge des an die Oberfläche gelangenden Flowback wären dem Kataster jedoch nicht zu entnehmen, da die Zusammensetzung des Frac-Fluids während der Frac-Maßnahme kurzfristig geändert werden kann.

9.3.3 Nach durchgeführter Frac-Maßnahme

Eine dritte Möglichkeit wäre, die Daten zu den Frac-Maßnahmen erst nach dem Fracking in das Kataster aufzunehmen. Zu diesem Zeitpunkt können genaue Angaben zu dem verpressten Frac-Fluid sowie belastbare Angaben zum Flowback gemacht werden.

9.3.4 Bewertung der möglichen Zeitpunkte der Einstellung der Daten in das Kataster

Im Hinblick auf den im Abschnitt 5 dargelegten Sinn und Zweck eines Frackingchemikalienkatasters sollte es die in Abschnitt 6 dargestellten Daten enthalten. Dies würde bedeuten, dass eine Meldung der Daten an die katasterführende Stelle nach den erfolgten Frac-Maßnahmen stattfinden muss. Da jedoch zu erwarten ist, dass sich die Öffentlichkeit bereits dann, wenn sie Kenntnis von der Planung eines Frackvorhabens erlangt, über die Einzelheiten des Vorhabens informieren möchte, ist es unseres Erachtens im Hinblick auf eine etwaige Verwaltungsvereinfachung sinnvoll, außerdem eine Einstellung der Daten in das Kataster

¹¹⁸ Vgl. BVerwG, Urteil vom 04.07.1986, 4 C 31.84; vgl. Bundestag-Drucksache 8/1315, S. 111; vgl. Kremer, „Gemeinschädliche Einwirkungen im Sinne des § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9 BBergG“, UPR 1999, 250 (250).

ter zum Zeitpunkt der Antragsstellung zu fordern. Zu diesem Zeitpunkt ist es unseres Erachtens sinnvoll, die geplante Maximalmenge des jeweiligen Stoffes in das Kataster aufzunehmen¹¹⁹.

Im Ergebnis spricht damit Vieles dafür, dass Daten zum Zeitpunkt der Antragsstellung und nach durchgeführter Frac-Maßnahme an die katasterführende Stelle gemeldet werden. So besteht von Anfang an Transparenz und es ist gewährleistet, dass die tatsächlich beim Fracking eingesetzten Stoffe sowie belastbare Daten zum Flowback dem Kataster zu entnehmen sind.

9.4 Dauer der Aufbewahrung der Daten

Um den in Abschnitt 5 dargelegten Sinn und Zweck des Katasters dauerhaft zu gewährleisten, ist es empfehlenswert, die Daten langfristig aufzubewahren und zu sichern. Für eine zeitlich unbeschränkte Aufbewahrung spricht die Tatsache, dass ein Teil der eingesetzten Frackchemikalien auf Dauer im Untergrund verbleibt und sich unter Umständen erst nach Jahrzehnten auf die Umwelt auswirkt. Gegen eine unbefristete Speicherung der Daten könnte die Handhabbarkeit und Übersichtlichkeit des Katasters sprechen, sofern im Laufe der Jahre oder Jahrzehnte in das Kataster ständig neue umfangreiche Daten aufgenommen werden sollten, ohne dass alte Daten gelöscht werden. Letzteres ist offenbar der Hintergrund für die Befristung der Aufbewahrungspflicht von Daten nach der Verordnung zur Schaffung eines Europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregisters (Art. 4 abs. 2 PRTR-VO) und von Daten über gentechnisch veränderte Organismen gemäß § 16 a Abs. 6 GenTG. Im Gegensatz hierzu müssen Daten in Bodeninformationssystemen und in Altlastenverdachtsflächenkatastern beispielsweise in Nordrhein-Westfalen (gemäß § 9 Abs. 2 Landes-Bodenschutzgesetz NRW) zeitlich unbefristet aufbewahrt werden. Da ein Teil der beim Fracking eingesetzten Chemikalien dauerhaft im Untergrund verbleibt und da der Boden ein Langzeitgedächtnis hat, ist es empfehlenswert, die Daten dauerhaft zu sichern.

¹¹⁹ Siehe dazu auch Abschnitt 6.3.3.3 dieses Arbeitspaketes.

10 Rechtliche Verankerung eines bundesweiten Katasters

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie ein rechtlich verbindliches bundesweites Frackingchemikalienkataster, welches durch eine Verwaltungsbehörde errichtet und geführt wird, rechtlich verankert werden kann. Insoweit wird zunächst geprüft, ob es einer gesetzlichen Verankerung zur Regelung eines Frackingchemikalienkatasters bedarf. Darauf folgend wird auf § 10 UIG als mögliche rechtliche Grundlage eingegangen. Im Anschluss daran wird geprüft, ob eine gesetzliche Grundlage für das Frackingchemikalienkataster durch Ergänzung des Bundesbergbaugesetzes, des Wasserhaushaltsgesetzes oder des Chemikaliengesetzes geschaffen werden kann. Schließlich wird geprüft, ob ein Frackingchemikalienkataster in einem eigenen Bundesgesetz geregelt werden sollte.

10.1 Regelungsbedürftigkeit

Ein wesentliches Element des in Art. 20 Abs. 3 Grundgesetz (GG) verankerten Rechtsstaatsprinzips ist der Vorbehalt des Gesetzes. Dieser besagt, dass die staatlichen Organe nur aufgrund einer gesetzlichen Grundlage in Grundrechte eingreifen dürfen¹²⁰. Wenn Grundrechte betroffen sind, bedarf der Staat einer gesetzlichen Grundlage, welche den Eingriff in das jeweilige Grundrecht rechtfertigt. Ob durch die Einführung eines rechtlich verbindlichen bundesweiten Frackingchemikalienkatasters Grundrechte betroffen sein können, wird im Folgenden geprüft.

10.1.1 Grundrecht auf informationelle Selbstbestimmung, Art. 2 Abs. 1 GG

Das Recht auf informelle Selbstbestimmung ist Teil des allgemeinen Persönlichkeitsrechts (2 Abs. 1 i.V.m. Art. 1 Abs. 1 GG). Das Grundrecht auf informelle Selbstbestimmung gewährleistet dem Einzelnen die Befugnis, grundsätzlich selbst zu entscheiden, wann, wem und in welchem Umfang er persönliche Daten über sich offenbaren möchte¹²¹. Jeder soll selbst entscheiden, ob seine persönlichen Daten erhoben, gespeichert, verwendet und weitergegeben werden.

Inwieweit sich juristische Personen auf das allgemeine Persönlichkeitsrecht berufen können, ist nicht eindeutig geklärt. Es ist jedoch allgemein anerkannt, dass sich juristische Personen zumindest in Teilbereichen auf das Recht auf informelle Selbstbestimmung berufen können¹²². Dies gilt für Unternehmen aber nur dann, wenn persönliche oder personenbezogene Daten betroffen sind¹²³. Wie oben in Abschnitt 8.1 dargelegt, werden durch die Veröffentlichung der in Abschnitt 6 vorgeschlagenen Daten einschließlich der Angabe des Namens des Gasförderunternehmens und des Frac-Fluidherstellers keine personenbezogenen Daten offenbart, da die Angabe des Unternehmensnamens nicht zu einer Offenbarung der hinter der juristischen Person stehenden natürlichen Personen führt. Demzufolge ist vorliegend ein Eingriff in das Grundrecht auf informelle Selbstbestimmung nicht ersichtlich.

¹²⁰ Vgl. Jarass, in Jarass/Pieroth, Kommentar zum Grundgesetz, 12. Auflage, Art. 20, Rn. 48 ff.

¹²¹ Vgl. BVerfG, Urteil vom 15.12.1983, Az.: 1 BvF 209/83.

¹²² Vgl. BVerfG, Beschluss vom 13.06.2007, Az.: 1 BvR 1550/03, 2357/04, 603/05; vgl. OVG Niedersachsen, Beschluss vom 15.05.2009, 10 ME 385/08.

¹²³ Vgl. BVerfG, Urteil vom 24.11.2010, Az.: 1 BvR 2/05.

10.1.2 Grundrecht auf Berufsfreiheit, Art. 12 Abs. 1 GG

Der Schutzbereich des Art. 12 Abs. 1 GG gewährt allen Deutschen das Recht, den Beruf frei zu wählen und frei auszuüben. Auf die Berufsfreiheit können sich gem. Art. 19 Abs. 3 GG auch alle inländischen juristischen Personen berufen¹²⁴. Art. 12 Abs. 1 GG gewährleistet grundsätzlich auch den Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen¹²⁵. Sollte entgegen der von uns in Abschnitt 8.3 vertretenen Ansicht davon ausgegangen werden, dass durch eine Veröffentlichung der in Abschnitt 6 genannten Daten Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse von Unternehmen berührt sind, so wäre die Berufsfreiheit der Frac-Fluidhersteller betroffen und damit eine gesetzliche Regelung für die Schaffung eines Frackingchemikalienkatasters notwendig.

10.1.3 Eigentumsgarantie, Art. 14 Abs. 1 GG

Durch Art. 14. Abs. 1 GG wird das Eigentum vor Eingriffen durch den Staat geschützt. Den Eigentumsschutz genießen neben natürlichen Personen auch juristische Personen gem. Art. 19 Abs. 3 GG. Der Schutzbereich des Art. 14 Abs. 1 GG umfasst auch den Schutz von vermögenswerten Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen¹²⁶ und den Schutz vor Beeinträchtigungen von Immaterialgüterrechten, wozu unter anderem Patentrechte und patentfähige Erfindungen gehören¹²⁷. Sofern also von einer Verletzung von Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen durch die Veröffentlichung der in Abschnitt 6 genannten Daten ausgegangen werden sollte, wäre vorliegend die Eigentumsgarantie betroffen.

10.1.4 Allgemeine Handlungsfreiheit, Art. 2 Abs. 1 GG

Das Grundrecht der allgemeinen Handlungsfreiheit schützt jedes menschliche Tun und Unterlassen, sofern es nicht von dem Schutzbereich eines anderen Freiheitsrechts erfasst wird¹²⁸. Träger des Grundrechts ist jede natürliche Person. Juristische Personen des Privatrechts können sich gemäß Art. 19 Abs. 3 GG auf Grundrechte berufen, soweit sie ihrem Wesen nach auf sie anwendbar sind. Danach können sich auch juristische Personen auf die allgemeine Handlungsfreiheit berufen¹²⁹. Durch die Auferlegung einer Meldepflicht von Daten zu Frac-Maßnahmen wird das Grundrecht der allgemeinen Handlungsfreiheit der Gasförderunternehmen berührt, da die Unternehmen verpflichtet werden sollen, der katasterführenden Behörde Informationen zu übermitteln.

¹²⁴ Vgl. Jarass, in: Jarass/Pieroth, Kommentar zum Grundgesetz, 12. Auflage, Art. 12, Rn. 13; vgl. Kimminich, in Bonner Kommentar, Grundgesetz, 65. Ergänzungslieferung, Art. 14, Rn. 110.

¹²⁵ Vgl. BVerfG, Beschluss vom 14.03.2006, Az.: 1 BvR 2087/03.

¹²⁶ Vgl. Jarass, in: Jarass/Pieroth, Kommentar zum Grundgesetz, 12. Auflage, Art. 14, Rn. 9a.

¹²⁷ Vgl. BVerfG, Beschluss vom 15.01.1974, 1 BvL 5,6,9/70; vgl. Depenheuer, in v. Mangoldt/Klein/Starck, Grundgesetz Kommentar, Band 1, 5. Auflage, Art. 14, Rn. 149.

¹²⁸ Vgl. Jarass, in Jarass/Pieroth, Kommentar zum Grundgesetz, 12. Auflage, Art. 2, Rn. 2.

¹²⁹ Vgl. Jarass, in Jarass/Pieroth, Kommentar zum Grundgesetz, 12. Auflage, Art. 2, Rn. 11.

10.1.5 Ergebnis

Durch die Einführung eines verpflichtenden bundesweiten Frackingchemikalienkatasters mit einer damit verbundenen Informationspflicht der Explorationsunternehmen würde in das Grundrecht auf allgemeine Handlungsfreiheit und – je nach Rechtsansicht – außerdem in die Berufsfreiheit und die Eigentumsgarantie eingegriffen. Wegen des in Art. 20 Abs. 3 verankerten Rechtsstaatsprinzips bedarf die Einführung eines solchen Katasters einer gesetzlichen Grundlage.

10.1.6 § 10 UIG als Grundlage für ein Frackingchemikalienkataster

Es stellt sich die Frage, ob § 10 UIG des Bundes als rechtliche Grundlage für ein bundesweites Frackingchemikalienkataster herangezogen werden könnte. § 10 UIG regelt die aktive Informationspflicht der informationspflichtigen Stellen¹³⁰ des Bundes und bestimmt, dass die informationspflichtigen Stellen die Öffentlichkeit in angemessenem Umfang aktiv und systematisch über die Umwelt zu informieren haben, soweit die informationspflichtigen Stellen über die entsprechenden Umweltinformationen verfügen. § 10 Abs. 2 UIG bestimmt den Mindestumfang dieser aktiven Informationspflicht, wozu unter anderem zusammenfassende Darstellungen und Bewertungen der Ergebnisse von Umweltverträglichkeitsprüfungen sowie Risikobewertungen im Hinblick auf den Zustand von Luft, Wasser, Boden, Landschaft und der natürlichen Lebensräume zählen. Detailinformationen zur Zusammensetzung von Frac-Fluiden dürften vom Mindestkatalog des § 10 Abs. 2 UIG nicht umfasst sein¹³¹. Über den Mindestumfang hinaus steht es der informationspflichtigen Stelle jedoch frei, weitere Informationen aktiv zu verbreiten, die für deren Aufgabenerledigung von Bedeutung ist¹³². Hierzu können auch Daten über die Zusammensetzung der Frac-Fluide zählen. Zudem könnte gemäß § 10 Abs. 7 UIG die Unterrichtung der Öffentlichkeit über Frackchemikalien auf eine bestimmte Stelle der öffentlichen Verwaltung des Bundes, beispielsweise auf eine zentrale Stelle übertragen werden¹³³.

Gegen § 10 UIG als rechtliche Grundlage für ein bundesweit einheitliches Frackingchemikalienkataster spricht jedoch, dass das UIG des Bundes nur für die Bundesbehörden und sonstigen informationspflichtigen Stellen des Bundes gilt und dass § 10 Abs. 1 Satz 2 UIG einschränkend bestimmt, dass die informationspflichtige Stelle nur die Daten veröffentlichen kann, die ihr selbst vorliegen¹³⁴. Informationspflichtige Stellen des Bundes verfügen in der Regel nicht über Daten zu Frackchemikalien. Solche Daten sind nach jetziger Rechtslage in einem bestimmten Umfang nur den Genehmigungsbehörden der Bundesländer bekannt, für die

¹³⁰ Für nähere Ausführungen siehe Abschnitt 4.1.2 dieses Arbeitspaktes.

¹³¹ Für nähere Ausführungen siehe Abschnitt 4.1.2 dieses Arbeitspaktes.

¹³² Vgl. Reidt/Schiller, in Landmann/Rohmer, Kommentar zum Umweltrecht, UIG, 58. Ergänzungslieferung, § 10, Rn. 6.

¹³³ Vgl. Reidt/Schiller, in Landmann/Rohmer, Kommentar zum Umweltrecht, UIG, 58. Ergänzungslieferung, § 10, Rn. 49.

¹³⁴ Vgl. Reidt/Schiller, in Landmann/Rohmer, Kommentar zum Umweltrecht, UIG, 58. Ergänzungslieferung, § 10, Rn. 38.

nicht das Bundes-UIG, sondern die Umweltinformationsgesetze der Bundesländer gelten¹³⁵. Auf der Grundlage der Landes-UIG könnte die Öffentlichkeit zwar durch die Genehmigungsbehörde des jeweiligen Landes über Frackchemikalien informiert werden. Die Folge wäre, dass jedes Bundesland, in dem Frac-Maßnahmen durchgeführt werden, selbst darüber entscheidet, ob und in welchem Umfang ein Informationssystem über Frackchemikalien aufgebaut wird. Dies würde der Intention eines bundesweit einheitlichen Frackingchemikalienkatasters widersprechen. Ein bundesweit einheitliches Frackingchemikalienkataster kann jedenfalls auf den landesrechtlichen Regelungen nicht aufgebaut werden. Hierzu bedarf einer bundesgesetzlichen Rechtsgrundlage.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass den Genehmigungsbehörden der Bundesländer nicht die gleichen Informationen über Frackchemikalien vorliegen. Da weder im Bundesberggesetz noch anderswo geregelt ist, welche Daten im Einzelnen die Gasförderunternehmen im Genehmigungsantrag über die Zusammensetzung des Frac-Fluids tätigen müssen, haben die den Genehmigungsbehörden vorliegenden Informationen über Frackchemikalien nicht denselben Umfang und denselben Informationsgehalt. Frackingchemikalienkataster, die auf den Umweltinformationsgesetzen der jeweiligen Bundesländer gegründet würden, würden daher den Anspruch verfehlen, ein bundesweit einheitliches Kataster mit dem in Abschnitt 6 genannten Datenumfang aufzubauen.

Schließlich sind die Regelungen des § 10 UIG bzw. die entsprechenden landesrechtlichen Regelungen lediglich Aufgabenzuweisungsnormen. Eine Ermächtigungsgrundlage dafür, die Gasförderunternehmen zur Übermittlung der in Abschnitt 6 genannten Daten an die informationspflichtigen Stellen zu verpflichten, enthält weder § 10 UIG des Bundes noch die anderen Regelungen der Umweltinformationsgesetze des Bundes und der Länder. Eine entsprechende Ermächtigung enthalten auch nicht das Bundesberggesetz oder andere Umweltgesetze des Bundes. Ohne eine korrespondierende Informationspflicht der Gasförderunternehmen könnten die in Abschnitt 5 genannten Ziele eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters nicht vollständig erfüllt werden, nämlich die Öffentlichkeit umfassend über die an einem bestimmten Standort eingesetzten Chemikalien zu informieren und damit Transparenz zu schaffen.

10.2 Bundesgesetzliche Regelung als Grundlage für ein Frackingchemikalienkataster

Da bislang keine gesetzliche Grundlage für ein rechtlich verbindliches bundesweites Frackingchemikalienkataster existiert, ist zunächst zu prüfen, ob der Bund ermächtigt ist, ein solches Kataster zu errichten und bei einer Bundesbehörde anzusiedeln. Dies setzt voraus, dass dem Bund die Gesetzgebungskompetenz und außerdem die Verwaltungskompetenz zustehen.

10.2.1 Gesetzgebungskompetenz des Bundes

Sofern ein Frackingchemikalienkataster gesetzlich durch den Bund geregelt werden soll, muss der Bund hierfür die Gesetzgebungskompetenz haben. Gemäß Art. 70 Abs. 1 GG hat der Bund das Recht zur Gesetzgebung, soweit das Grundgesetz ihm die Gesetzgebungsbefugnis verleiht.

¹³⁵ Siehe Abschnitt 4 dieses Arbeitspaktes.

Eine ausschließliche Gesetzgebungskompetenz gemäß Art. 73 GG ist vorliegend nicht gegeben, da keiner der dort in Absatz 2 enumerativ aufgezählten Fälle einschlägig ist.

Die Bundeskompetenz könnte aber auf die konkurrierende Gesetzgebungskompetenz nach Art. 74 Abs. 2 GG gestützt werden.

Recht der Wirtschaft gemäß Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG

Gemäß Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG erstreckt sich die konkurrierende Gesetzgebungskompetenzen des Bundes auf das „Recht der Wirtschaft“. Der Begriff „Recht der Wirtschaft“ ist weit zu verstehen und umfasst neben der Organisation der Wirtschaft, bestimmten Wirtschaftszweigen und wirtschaftenden Personen auch die Steuerung und Lenkung des Wirtschaftslebens insgesamt¹³⁶. Ausdrücklich bestimmt Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG, dass unter anderem der Bergbau zu den von dieser Bestimmung erfassten Wirtschaftsbereichen gehört. Zum Bergbau gehört das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von Bodenschätzen¹³⁷. Hierzu zählt auch die Erdgasgewinnung aus Schiefergaslagerstätten. Die Einrichtung und das Betreiben eines bundesweites Frackingchemikalienkatasters sowie die Regelung von Mitteilungspflichten der Gasförderunternehmen und die Veröffentlichung der entsprechenden Daten unterfallen somit der konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz des Bundes nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG.

Auf den Gebieten der konkurrierenden Gesetzgebung des Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG hat der Bund gemäß Art. 72 Abs. 2 GG allerdings nur dann das Gesetzgebungsrecht, wenn und soweit eine bundesgesetzliche Regelung zur Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet oder zur Wahrung der Rechts- oder Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse erforderlich ist.

Das erste Erforderlichkeitskriterium, d.h. die Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet ist nach der bundesverfassungsgerichtlichen Rechtsprechung dann gegeben, „wenn sich die Lebensverhältnisse in den Ländern der Bundesrepublik in erheblicher, das bundesstaatliche Sozialgefüge beeinträchtigender Weise auseinander entwickelt haben oder sich eine derartige Entwicklung konkret abzeichnet“¹³⁸. Ein bundesweites Frackingchemikalienkataster berührt die Lebensverhältnisse in den Ländern der Bundesrepublik nur mittelbar. Jedenfalls wird durch das Fehlen eines bundesweiten Katasters das bundesstaatliche Sozialgefüge nicht beeinträchtigt, so dass dieses Erforderlichkeitskriterium hier nicht erfüllt ist.

Das zweite Erforderlichkeitskriterium, nämlich die Wahrung der Rechtseinheit im gesamtstaatlichen Interesse ist dann gegeben, wenn eine Gesetzesvielfalt auf Länderebene zu einer Rechtszersplitterung mit problematischen Folgen führen kann, die im Interesse sowohl des Bundes als

¹³⁶ Vgl. BVerwG, Urteil vom 23.02.2011, Az.: 6 C 28.10; vgl. Pieroth, in Jarass/Pieroth, Kommentar zum Grundgesetz, 12. Auflage, Art. 74 Rn. 21.

¹³⁷ Vgl. Pieroth, in Jarass/Pieroth, Kommentar zum Grundgesetz, 12. Auflage, Art. 74 Rn. 25 m.w.Nw.

¹³⁸ BVerfG, Urteil vom 24.10.2002, Az.: 2 BvF 1/01.

auch der Länder nicht hinnehmbar ist¹³⁹. In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass dem Gesetzgeber bei der Prüfung, ob eines der Erforderlichkeitskriterien erfüllt ist, ein gewisser Prognosespielraum bzw. eine Einschätzungsprärogative zukommt, soweit der Sachverhalt sorgfältig ermittelt wird, die Prognose methodisch auf einem angemessenen Prognoseverfahren beruht und in die Prognose keine sachfremden Erwägungen einfließen¹⁴⁰.

In dem in Abschnitt 5.1 bereits genannten Urteil aus dem Jahre 2010 unter anderem zum GVO-Standortregister hat das Bundesverfassungsgericht - allerdings ohne eingehende Prüfung und Begründung - entschieden, dass eine Zersplitterung des Gentechnikrechts nicht hinnehmbar und deshalb unter Beachtung der dem Gesetzgeber zukommenden Einschätzungsprärogative eine bundeseinheitliche Regelung im gesamtstaatlichen Interesse jedenfalls zur Wahrung der Rechtseinheit in Deutschland erforderlich ist¹⁴¹.

Dies lässt sich auf die Notwendigkeit eines bundesgesetzlichen Frackingchemikalienkatasters übertragen. Würde der Bund nicht von der konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz Gebrauch machen, könnte es in naher Zukunft zu sehr unterschiedlichen Regelungen in den Bundesländern kommen. In einigen Bundesländern könnte es Kataster geben, in anderen Bundesländern nicht. Die in den Katastern enthaltenen Informationen, der Zugang der Öffentlichkeit zu den Katastern, die Informationspflichten der Gasförderunternehmen, der Umgang mit Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen etc. könnten in den Ländern sehr unterschiedlich geregelt werden, obwohl der gleiche Sachverhalt betroffen wäre und obwohl Frac-Maßnahmen möglicherweise Landesgrenzen überschreitende Auswirkungen haben können. Dass das Thema Fracking auf politischer und administrativer Ebene in den Bundesländern derzeit sehr unterschiedlich behandelt wird, zeigt beispielsweise die Einführung eines faktischen Moratoriums für Frac-Maßnahmen in Nordrhein-Westfalen oder die Initiative Nordrhein-Westfalens im Bundesrat, jedes Aufsuchen und Gewinnen von Erdgas aus Schiefergaslagerstätten einer obligatorischen Umweltverträglichkeitsprüfung zu unterwerfen. Die uneinheitliche Einführung gegebenenfalls unterschiedlicher Frackingchemikalienkataster in den Bundesländern würde zu einer Rechtszersplitterung in Deutschland führen, die für die politische Meinungsbildung und für die Transparenz von Umweltinformationen sehr nachteilige Folgen haben könnte. Daher vertreten die Autoren dieses Gutachtens die Ansicht, dass eine bundesweite gesetzliche Regelung zu Frackingchemikalienkatastern im gesamtstaatlichen Interesse liegt und zur Wahrung der Rechtseinheit in Deutschland erforderlich ist. Das zweite Erforderlichkeitskriterium des Art. 72 Abs. 2 GG ist somit erfüllt. Demzufolge steht dem Bund das Gesetzgebungsrecht zur Regelung eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters gemäß Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG i.V.m. Art. 72 Abs. 2 GG zu.

Recht des Wasserhaushalts gemäß Art. 74 Abs. 1 Nr. 32 GG

Für den Fall, dass das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) als Rechtsgrundlage für die Einführung eines Frackingchemikalienkatasters dienen soll (siehe hierzu unten Abschnitt 10.4.1.2), kommt

¹³⁹ Vgl. BVerfG, Urteil vom 27.07.2004, Az.: 2 BvF 2/02.

¹⁴⁰ Vgl. Pieroth, in Jarass/Pieroth, Kommentar zum Grundgesetz, 12. Auflage, Art. 72 Rn. 23 m.w.Nw.

¹⁴¹ BVerfG, Urteil vom 24.11.2010, Az.: 1 BvF 2/05, Rn. 127 f.

als Gesetzgebungskompetenz des Bundes Art. 74 Abs. 1 Nr. 32 GG in Betracht, wonach sich die konkurrierende Gesetzgebung auf den Wasserhaushalt erstreckt. Die oben in Abschnitt 10.3.1.1 genannten Erforderlichkeitskriterien gelten gemäß Art. 72 Abs. 2 GG nicht für das Gebiet des Wasserhaushaltes, so dass der Bund das Frackingchemikalienkataster auch im WHG verankern könnte, ohne den Nachweis erbringen zu müssen, dass eine bundesgesetzliche Regelung zur Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet oder zur Wahrung der Rechts- oder Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse erforderlich ist.

10.2.2 Katasterführung durch eine Bundesbehörde

Es liegt nahe, die Einrichtung und die Führung eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters nicht den Bundesländern zu überlassen, sondern in die Obhut einer Bundesbehörde zu geben. In Abschnitt 9.1 wurde dargelegt, dass als katasterführende Behörde grundsätzlich das Umweltbundesamt, die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe sowie die Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin in Betracht kommen. Eine Katasterführung durch eine dieser Bundesbehörden setzt nach den kompetenzrechtlichen Regelungen des Grundgesetzes voraus, dass dem Bund die Verwaltungskompetenz zur Übertragung der Aufgaben zur Katasterführung auf eine Bundesbehörde auch zusteht. Die Verwaltungskompetenz bezeichnet die Kompetenz des Bundes oder der Länder, die Gesetze auszuführen. Die Kompetenzverteilung zwischen Bund und Ländern ist in den Art. 83 ff. GG geregelt.

Grundsätzlich obliegt gemäß Art. 83 GG die Ausführung der Bundesgesetze den Ländern. Eine Ausnahme von diesem Grundsatz enthält u.a. Art. 87 Abs. 1 GG, der die Fälle der bundeseigenen Verwaltung aufführt. Darunter fällt bspw. der auswärtige Dienst, die Bundesfinanzverwaltung und nach Maßgabe des Art. 89 GG auch die Verwaltung der Bundeswasserstraßen und der Schifffahrt. Das Einrichten und Führen eines Frackingchemikalienkatasters wird in dem abschließenden Katalog des Art. 87 Abs. 1 GG nicht genannt.

Art. 87 Abs. 3 Satz 1 GG regelt darüber hinaus die sogenannte obligatorische mittelbare Bundesverwaltung. Hiernach können für solche Angelegenheiten, für die dem Bund die Gesetzgebungsbefugnis zusteht, selbständige Bundesoberbehörden und neue bundesunmittelbare Körperschaften und Anstalten des öffentlichen Rechtes durch Bundesgesetz errichtet werden. Von dieser Regelung mitumfasst ist auch die Übertragung neuer Aufgaben auf bestehende Bundesoberbehörden und bundesunmittelbare Rechtsträger¹⁴². Wie oben in Abschnitt 10.3.1 näher ausgeführt, steht dem Bund gemäß Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 i.V.m. Art. 72 Abs. 2 GG die Gesetzgebungskompetenz zur Schaffung eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters zu. Demzufolge ist der Bund gemäß Art. 87 Abs. 3 Satz 1 GG auch befugt, entweder eine neue, selbständige Bundesbehörde als katasterführende Stelle zu errichten oder die Aufgabe der Katasterführung einer bestehenden Bundesbehörde zu übertragen.

¹⁴² Vgl. Pieroth, in Jarass/Pieroth, Kommentar zum Grundgesetz, 12. Auflage, Art. 87, Rn. 14.

10.3 Rechtliche Verankerung in einem Bundesgesetz

Die rechtliche Verankerung des Frackingchemikalienkatasters könnte durch eine Novellierung eines bestehenden Bundesgesetzes, das eine Sachnähe zum Fracking hat, oder durch Erlass eines eigenen Gesetzes erfolgen.

10.3.1 Novellierung eines bestehenden Bundesgesetzes

Als Bundesgesetze, die eine Sachnähe zum Fracking haben, kommen das Bundesberggesetz, das Wasserhaushaltsgesetz und das Chemikaliengesetz in Betracht.

Bundesberggesetz

Nach geltendem Recht ist für das Aufsuchen und Gewinnen von Gasvorkommen, die nach § 3 Abs. 3 BBergG zu den bergfreien Bodenschätzen zählen, zum einen eine Bergbauberechtigung in Form einer bergrechtlichen Erlaubnis und Bewilligung nach den §§ 6 ff. BBergG erforderlich. Zum anderen unterliegt die Aufnahme der eigentlichen Tätigkeiten unter Tage der Betriebsplanzulassungspflicht gemäß § 51 BBergG. Da die maßgeblichen Genehmigungspflichten und -voraussetzungen somit im Bundesberggesetz geregelt sind, sollte erwogen werden, dieses Gesetz durch Aufnahme entsprechender Regelungen zur Errichtung und zum Führen eines Frackingchemikalienkatasters zu ergänzen. Hiergegen könnte aber sprechen, dass derzeit intensiv erörtert wird, das bergrechtliche Zulassungsverfahren zumindest für Frac-Maßnahmen aus dem Bergrecht herauszulösen und nach dem Vorbild des Anlagenzulassungsrechts in das Umweltrecht zu integrieren. Sollte ein Frackingchemikalienkataster zuvor im Bundesberggesetz geregelt worden sein und sollte anschließend das bergrechtliche Zulassungsrecht dem Umweltrecht zugeschlagen werden, bedürfte es einer erneuten Änderung der gesetzlichen Regelungen für das Kataster.

Wasserhaushaltsgesetz

Da durch Frackmaßnahmen das Grundwasser betroffen sein kann, stellt sich weiter die Frage, ob das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) durch entsprechende Regelungen für ein Frackingchemikalienkataster ergänzt werden sollte. In der umweltrechtlichen Literatur ist umstritten, ob das tiefe Formationswasser zum Grundwasser im Sinne des § 3 Nr. 3 WHG zählt¹⁴³ und ob die mit dem Fracking verbundenen Tätigkeiten einen der wasserrechtlichen Benutzungstatbestände des § 9 WHG mit der Folge erfüllen, dass für Frac-Maßnahmen eine wasserrechtliche Erlaubnis einzuholen ist¹⁴⁴. Die Genehmigungspraxis der Bergbehörden scheint in der Vergangenheit insoweit uneinheitlich gewesen zu sein. In etlichen Fällen wurden wasserrechtliche Erlaubnisverfahren nicht für erforderlich gehalten, während in anderen Fällen wasserrechtliche Erlaubnisse beantragt und erteilt wurden¹⁴⁵. In Regierungskreisen wird derzeit

¹⁴³ Grundsätzlich bejahend: Meiners et al., a.a.O., August 2012, S. B52 ff.; im Ergebnis verneinend:

Roßnagel/Hentschel/Polzer, „Rechtliche Rahmenbedingungen der unkonventionellen Erdgasförderung mittels Fracking“, Juni 2012, S. 24 ff. m.w.Nw.

¹⁴⁴ ebenda

¹⁴⁵ Vgl. Meiners et al., a.a.O., August 2012, S. B51.

eine Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes diskutiert, wonach die mit dem Fracking verbundenen Tätigkeiten regelmäßig den wasserrechtlichen Auffangtatbestand des § 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG erfüllen sollen. Sollte diese Änderung erfolgen und im WHG auch weitere Fracking-spezifische Regelungen getroffen werden (z.B. zu den verwendbaren Fracking-Substanzen), wäre das Wasserhaushaltsgesetz wegen des engen Sachzusammenhangs grundsätzlich auch als Rechtsgrundlage zur Verankerung eines Katasters beziehungsweise für eine entsprechende Verordnungsermächtigung geeignet.

Chemikaliengesetz

Schließlich ist das Chemikaliengesetz (ChemG) auf seine Eignung für ein Frackingchemikalienkataster zu untersuchen. Das Chemikaliengesetz und die auf seiner Grundlage erlassenen Rechtsvorschriften dienen allgemein dem Schutz von Mensch und Umwelt vor schädlichen Einwirkungen durch gefährliche Stoffe und Gemische. Schädliche Einwirkungen sollen erkennbar gemacht, abgewendet und ihrem Entstehen vorgebeugt werden. Das ChemG knüpft dabei an Stoffe und Gemische an und weist insgesamt einen vorwiegend stoffbezogenen Ansatz auf.

Ein Stoff ist nach der Legaldefinition des § 3 Nr. 1 ChemG ein chemisches Element und seine Verbindungen einschließlich der zur Wahrung seiner Stabilität notwendigen Zusatzstoffe. Gemische sind gemäß § 3 Nr. 4 ChemG Gemenge, die aus zwei oder mehr Stoffen bestehen. Das Frac-Fluid setzt sich aus der Trägerflüssigkeit (Wasser), aus Stützmitteln (Quarzsande, keramische Produkte, Bauxit) und aus den Additiven (z.B. Magnesiumdinitrat, Natriumbromat etc.), mithin aus Stoffen und Gemischen im Sinne des Chemikaliengesetzes zusammen. Auch wenn die chemikalienrechtlichen Vorschriften insoweit eine gewisse Sachnähe zum Fracking haben, zielen sie in erster Linie jedoch darauf ab, den Schutz vor schädlichen Einwirkungen durch gefährliche Stoffe und Gemische insbesondere durch die Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (REACH-Verordnung 1907/2006), durch Zulassung von Biozid-Produkten (§§ 12 a ff. ChemG) und durch Einstufung, Verpackung und Kennzeichnung von Stoffen (§§ 13 ff. ChemG) zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang würde ein Frackingchemikalienkataster wie ein Fremdkörper wirken. Dies gilt insbesondere auch deshalb, weil ein Frackingchemikalienkataster entgegen dem ChemG auf die Darstellung der konkreten Verwendung der Stoffe und Gemische an einem bestimmten Einsatzort abzielt, wohingegen die Vorschriften des ChemG vor allem durch einen produkt- und verwendungsübergreifenden, stoffbezogenen Ansatz gekennzeichnet sind.

10.3.2 Eigenständiges Gesetz über ein Frackingchemikalienkataster

Aus den oben genannten Erwägungen sollte erwogen werden, das Frackingchemikalienkataster in einem eigenen Bundesgesetz zu regeln, sofern es zu keiner Änderung des WHG kommen sollte.

Ein Beispiel für ein vergleichbares eigenes Bundesgesetz ist das Ausführungsgesetz zum Protokoll über ein Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister (SchadRegProtAG) vom 21. Mai 2003. Nach § 2 Abs. 1 SchadRegProtAG ist das Umweltbundesamt verpflichtet, ein für die Öffentlichkeit frei zugängliches, internetgestütztes Schadstoffregister zu errichten und bereit zu halten.

In einem Gesetz über ein Frackingchemikalienkataster sollten mindestens der Anwendungsbereich des Gesetzes, die Errichtung des Katasters durch eine Bundesbehörde (Umweltbundesamt,

die Bundesanstalt für Geowissenschaften oder die Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin), der freie Zugang zum Kataster für die Öffentlichkeit, der Katalog der in das Kataster aufzunehmenden Daten (siehe Abschnitt 6), die Mitteilungs- und Übermittlungspflichten der Gasförderunternehmen, der Umgang mit Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen sowie Bußgeldvorschriften für den Fall der Zuwiderhandlung gegen die Mitteilungs- und Übermittlungspflichten geregelt werden.

10.3.3 Vereinbarkeit mit EU-Recht

Es stellt sich jedoch die Frage, ob nationale Regelungen eines Frackingchemikalienkatasters zu kompetenzrechtlichen Auseinandersetzungen mit der EU führen könnten, weil der Umgang mit Stoffen und Gemischen, die beim Fracking eingesetzt werden, auch den REACH-Regelungen unterliegt. Die Zulassungs- und Beschränkungsvorschriften der REACH-Verordnung gelten unmittelbar und abschließend in allen Mitgliedsstaaten der EU. Insoweit bestimmt Art. 288 der Konsolidierten Fassung des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV), dass Rechtsverordnungen der EU in allen ihren Teilen verbindlich sind und unmittelbar in jedem Mitgliedstaat gelten. Dabei ist jedoch zu beachten, dass über ein Frackingchemikalienkataster vor allem die Öffentlichkeit über die Akteure von Frac-Maßnahmen und über die Zusammensetzung der konkret verwendeten Frac-Fluide an einem bestimmten Ort informiert werden soll. Anknüpfungspunkt dabei ist eine konkrete Verwendung der Stoffe und Gemische an einem bestimmten Ort. Die REACH-Verordnung hingegen dient der Registrierung, der Bewertung, der Zulassung und der Beschränkung chemischer Stoffe, um ein hohes Schutzniveau für die menschliche Gesundheit und die Umwelt sicherzustellen. Die nach der REACH-Verordnung geforderten Angaben zu den Stoffen und deren Verwendung dienen damit primär der Stoffidentifizierung und der Risikobewertung und nicht der Information der Öffentlichkeit. Darüber hinaus enthält sie auch keine Regelung zur Darlegungspflicht einer konkreten Verwendung der Stoffe und Gemische im Hinblick auf den konkreten Einsatzort. Eine abschließende Regelung, welche die Veröffentlichung von Daten über Chemikalien betrifft und die zu kompetenzrechtlichen Schwierigkeiten führen könnte, ist der REACH-Verordnung nicht zu entnehmen. Da auch sonst kein EU-Recht ersichtlich ist, welches der Einrichtung eines Frackingchemikalienkatasters entgegensteht, verstößt ein solches Kataster nicht gegen EU-Recht.

11 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Sowohl im außereuropäischen Ausland als auch in Europa existieren seit einigen Jahren diverse Frackingchemikalienkataster. Für die USA und für Kanada sind die Datenbanken FracFocus zu nennen. In etlichen US-Bundestaaten und in einigen kanadischen Provinzen sind die Errichtung und der freie Zugang zu den Datenbanken gesetzlich geregelt. Gesetzliche Mitteilungspflichten der Gasförderunternehmen bestehen demgegenüber in der Regel nicht. Wegen der uneinheitlichen Gesetzeslage auf Bundestaaten- bzw. Provinzebene unterscheiden sich die Datenbanken im Hinblick auf den Umfang der veröffentlichten Daten.

In Europa baut die International Association of Oil & Gas Producers (OGP) seit Mitte des Jahres 2013 den Internetservice „Natural Gas from Shale Fluid and Additive Component Transparency Service“ (NGS FACTS) auf, den die Frackindustrie nutzen kann, um freiwillig Daten zu Frac-Maßnahmen zu veröffentlichen. Bislang können im Internet Daten zu einigen wenigen Frac-Maßnahmen z.B. in Polen abgerufen werden.

In Deutschland bietet der Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) die frei zugängliche „Informationsplattform zu Fracs in Deutschland“ auf der Website des WEG an, auf der deutsche Erdgasproduzenten Informationen zu durchgeführten Frac-Maßnahmen in Deutschland einstellen können. In die Datenbank wurden alle hydraulischen Bohrlochbehandlungen, die seit dem Jahr 2010 durchgeführt worden sind, eingestellt. Da in Deutschland seit 2010 nur Tightgasbohrungen durchgeführt wurden, umfasst die Datensammlung keine Angaben zu Schiefergasbohrungen.

Darüber hinaus hat in Deutschland jede Person einen gesetzlichen Anspruch gegenüber dem Staat auf Mitteilung von Informationen zu Frac-Maßnahmen nach Maßgabe des Umweltinformationsgesetzes des Bundes und der Umweltinformationsgesetze der Länder. Hierfür ist ein grundsätzlich kostenpflichtiger Antrag bei der jeweils informationspflichtigen Stelle, dies ist in der Regel die Genehmigungsbehörde des betreffenden Bundeslandes, zu stellen. Den Genehmigungsbehörden der Länder liegen zum Teil unterschiedliche Informationen zu Frac-Maßnahmen vor. Ein bundesweit einheitlich geregelter Zugang zu Frackchemikalien bei einer zentralen Stelle besteht nicht und ist auf der Grundlage der Umweltinformationsgesetze des Bundes und der Länder auch nicht möglich.

Vor dem Hintergrund dieser Rechtslage in Deutschland empfehlen die Autoren dieses Gutachtens die Errichtung und das Führen eines bundesweiten rechtlich verbindlichen Frackingchemikalienkatasters durch eine Bundesbehörde auf der Grundlage eines eigenen Bundesgesetzes oder auf der Grundlage einer Änderung des WHG mit freiem Zugang für jede Person über das Internet. Alternativ kommt auch ein freiwilliges Kataster auf Probe in Betracht. Voraussetzung dafür ist, dass die Unternehmen dauerhaft dazu bereit sind, die in Abschnitt 6 genannten Daten freiwillig und vollständig zu veröffentlichen. Darüber hinaus ist bei einem freiwilligen Kataster auf Probe eine Validierung der Daten durch die öffentliche Hand erforderlich und es müsste dauerhaft beobachtet werden, ob die Bereitschaft der Unternehmen zur Meldung der Daten nicht nachlässt und ob die Daten vollständig eingestellt werden. Unabhängig davon, ob ein rechtlich verbindliches oder ein freiwilliges Kataster auf Probe errichtet wird, sollten folgende Informationen in die Datenbank aufgenommen werden:

- Name des Gasförderunternehmens und des Frac-Fluidherstellers,
- Informationen zur Trägerflüssigkeit und zu den eingesetzten Stützmitteln,
- genaue Bezeichnung der eingesetzten Chemikalien nach Stoffname und CAS-Nummer,

- Menge und Anteil der Chemikalien am Frac-Fluid,
- Gefährlichkeitsmerkmale der Chemikalien nach der CLP-Verordnung der EU,
- Angabe der Wassergefährdungsklasse der jeweiligen Chemikalie,
- Stoffzustand im Zeitpunkt der Einbringung,
- Darstellung der verschiedenen Frackingphasen,
- Ort der Frac-Maßnahme sowie
- Angaben zum Flowback.

Um einen umfassenden und vollständigen Zugang zu allen Frac-Maßnahmen in Deutschland zu gewährleisten, empfehlen wir des Weiteren, die Gasförderunternehmen gesetzlich zu verpflichten, die o.g. Daten der katasterführenden Behörde mitzuteilen. Als katasterführende Behörde kommen insbesondere das Umweltbundesamt sowie die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe und die Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin in Betracht.

Durch die Einführung eines verpflichtenden bundesweiten Frackingchemikalienkatasters mit einer damit verbundenen Informationspflicht der Gasförderunternehmen würde in das Grundrecht auf allgemeine Handlungsfreiheit und – je nach Rechtsansicht – außerdem in die Berufsfreiheit und die Eigentumsgarantie eingegriffen. Wegen des in Art. 20 Abs. 3 verankerten Rechtsstaatsprinzips ist zur Verankerung eines solchen Katasters eine gesetzliche Ermächtigungsgrundlage erforderlich. Dem Bund steht sowohl die Gesetzgebungsbefugnis gemäß Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 (Recht der Wirtschaft) und Nr. 32 (Recht des Wasserhaushaltes) GG i.V.m. Art. 72 Abs. 2 GG als auch die Verwaltungskompetenz gemäß Art. 87 Abs. 3 Satz 1 GG zur Einrichtung und Führung eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters zu. Einer nationalen Regelung eines Frackingchemikalienkatasters steht EU-Recht nicht entgegen.

Die in das Kataster aufzunehmenden Daten berühren nach der hier vertretenen Auffassung die rechtlich geschützten Belange der Frac-Fluidhersteller oder Gasförderunternehmen nicht. Insbesondere werden durch eine Veröffentlichung der o.g. Daten keine Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse der Unternehmen verletzt. Selbst wenn Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse betroffen wären, so wäre eine Veröffentlichung der Daten in Anlehnung an die Regelungen des § 9 Abs. 1 Satz 1 und 2 UIG zulässig.

Ein vollständiges und frei zugängliches Frackingchemikalienkataster mit den o.g. Inhalten kann zur Versachlichung der derzeit kritischen Diskussion in der Öffentlichkeit über die beim Fracking eingesetzten Chemikalien führen und mehr Transparenz bewirken. Darüber hinaus kann es die nach den Umweltinformationsgesetzen auskunftspflichtigen Genehmigungsbehörden entlasten, indem ein freier internetgestützter Zugang gewährt wird. Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts stellt die Schaffung von Transparenz einen eigenständigen legitimen Zweck der Gesetzgebung dar und leistet einen Beitrag zur öffentlichen Meinungsbildung.

12 Quellenverzeichnis

- BC Oil and Gas Commission: Chemical Disclosure Registry, <http://fracfocus.ca> aufgerufen am 12.05.2014.
- BC Oil and Gas Commission: Chemical Disclosure Registry, <http://fracfocus.ca/welcome> aufgerufen am 12.05.2014.
- Bibliographisches Institut GmbH (2013): <http://www.duden.de> (12.05.2014).
- Bundesamt für Verbraucherschutz und Lebensmittelsicherheit: Das GVO Standortregister.
http://www.bvl.bund.de/DE/06_Gentechnik/01_Aufgaben/02_ZustaendigkeitenEinzelneBereiche/04_Standortregister/gentechnik_standortregister_node.html. aufgerufen am 12.05.2014.
- Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (2014): Über die Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin. <http://www.baua.de/de/Ueber-die-BAuA/Ueber-die-BAuA.html>. aufgerufen am 12.05.2014.
- Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (2012): Aufgaben der Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin. http://www.baua.de/de/Ueber-die-BAuA/Aufgaben/Aufgaben_content.html. aufgerufen am 12.05.2014.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichtem Tongestein (Schiefergas) in Deutschland, Hannover.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Aufgaben und Themenfelder.
http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/UeberUns/Aufgaben/aufgaben_node.html. aufgerufen am 12.05.2014.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Themenfelder.
<http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/UeberUns/Aufgaben/arbeitsrichtungen.html?nn=1561604>. aufgerufen am 12.05.2014.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Sammlungen, Geologische Grundlagen.
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Sammlungen-Grundlagen/sammlungen-grundlagen_node.html. aufgerufen am 12.05.2014.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Energierohstoffe.
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/energie_node.html. aufgerufen am 12.05.2014.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2001): Weiterentwickelte Selbstverpflichtungserklärung der chemischen Industrie im Rahmen der Klimaschutzvereinbarung der deutschen Wirtschaft.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011): Selbstverpflichtung: Klimaschutzzerklärung der deutschen Mineralölwirtschaft für die Raffinerien.
[http://www.bmu.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/selbstverpflichtung-klimaschutzzerklaerung-der-deutschen-mineraloelwirtschaft-fuer-die-raffinerien/?tx_ttnews\[backPid\]=1705](http://www.bmu.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/selbstverpflichtung-klimaschutzzerklaerung-der-deutschen-mineraloelwirtschaft-fuer-die-raffinerien/?tx_ttnews[backPid]=1705). aufgerufen am 12.05.2014.
- Calgary Herald (2012): Gas well fracking registry goes live in B.C.. Calgary Herald vom 09.01.2012.
<http://blogs.calgaryherald.com/2012/01/09/gas-well-fracking-registry-goes-live-in-b-c/>. aufgerufen am 12.05.2014.
- Cohen, François / Wisniewska, Lidia / Lyons, Lorcan / Mudgal, Shailendra (2013): Analysis and presentation of the results of the public consultation "Unconventional fossil fuels (e.g. shale gas) in Europe".

- v. Danwitz, Prof. Dr. Thomas (2004): Aarhus-Konvention: Umweltinformation, Öffentlichkeitsbeteiligung, Zugang zu den Gerichten. Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht (NVwZ) 2004, S. 272 ff.
- Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (1995): Altlasten II. Stuttgart.
- Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (2013): Fracking zur Schiefergasgewinnung. Berlin.
- European Chemicals Agency (2011): Arbeitsprogramm der Europäischen Chemikalienagentur für das Jahr 2012. Helsinki.
- Ewers, Prof. Dr. Ulrich / Frimmel, Prof. Dr. Fritz H. / Gordalla, Dr. Birgit (2012): Humantoxikologische Bewertung der beim Fracking eingesetzten Chemikalien im Hinblick auf das Grundwasser, das für die Trinkwassergewinnung genutzt wird. Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag vom Expertenkreis Fracking.
- ExxonMobil Central Europe Holding GmbH: Detaillierte Angaben zu den bei Frac-Maßnahmen eingesetzten Flüssigkeiten. http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/erkundung_foerderung/hydraulic_fracturing/frac_massnahmen.html. aufgerufen am 12.05.2014.
- Gaßner, Hartmut / Buchholz, Georg (2013): Rechtsfragen des Erdgas-Fracking – Grundwasserschutz und UVP. Zeitschrift für Umwelt (ZUR) 2013, S. 143 ff.
- Ground Water Protection Council, Interstate Oil and Gas Compact Commission: Chemical Disclosure Registry, <http://fracfocus.org>. aufgerufen am 12.05.2014.
- International Association of Oil & Gas Producers: Natural Gas from Shale – hydraulic fracturing Fluid and Additive Component Transparency Service. <http://www.ngsfacts.org/>. aufgerufen am 12.05.2014.
- Jarass, Dr. Hans / Pieroth, Dr. Bodo (2012): Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland, Kommentar. 12. Auflage. München.
- Klessmann, Jens / Denker, Philipp / Schieferdecker, Ina / Schulz, Sönke E. / Hoepner, Petra / Lapi, Evanela / Marienfeld, Florian / Müller, Lena-Sophie, Tcholtchev, Nikolay / Rein-Fischböck, Katharina / Borchers, Kim Corinna / Janda, Timm / Völz, Dominic / Warnecke, Thomas (2012): Open Government Data Deutschland. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums des Innern.
- Kloepfer, Michael (1998): Umweltrecht. 2. Auflage. München.
- Kloepfer, Michael (2011): Informationsfreiheitsgesetz und Schutz von Betriebsgeheimnissen – Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse in verschiedenen Rechtsgebieten und verschiedenen Kontexten. Rechtsgutachten im Auftrag des Bundesbeauftragten für den Datenschutz und die Informationsfreiheit.
- Kopp, Ferdinand / Ramsauer, Dr. Ulrich (2011): Verwaltungsverfahrensgesetz, Kommentar. 12. Auflage. München.
- Kremer, Prof. Dr. Eduard (1999): Gemeinschaftliche Einwirkungen im Sinne des § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9 BBergG. Umwelt- und Planungsrecht (UPR)1999, S. 250 ff.
- v. Landmann, Dr. Robert / Rohmer, Dr. Gustav (2013): Umweltrecht, Kommentar. 68. Ergänzungslieferung. München.
- Meiners, Dr. H. Georg / Denneborg, Dr. Michael / Müller, Frank / Bergmann, Dr. Axel / Weber, Dr. Frank-Andreas / Dopp, Prof. Dr. Elke / Hansen, Dr. Carsten / Schüth, Prof. Dr. Christoph / Buchholz, Dr. Georg / Gaßner, Hartmut / Sass, Dr. Ingo / Homuth, Sebastian / Priebes, Robert (2012): Umweltauswir-

kungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes.

Murill, Brandon J. / Vann, Adam (2012): Hydraulic Fracturing: Chemical Disclosure Requirements. Congressional Research Service, 7-5700, R42461.

Roßnagel, Prof. Dr. Alexander / Hentschel, Dr. Anja / Polzer, Andreas (2012): Rechtliche Rahmenbedingungen der unkonventionellen Erdgasförderung mittels Fracking, Gutachten im Rahmen der Studie des Neutralen Expertenkreises von Exxon.

Scheidler, Dr. Alfred (2006): Der Anspruch auf Zugang zu Umweltinformationen – zur Neufassung des Umweltinformationsgesetzes. Umwelt- und Planungsrecht (UPR) 2006, S. 13 ff.

Umweltbundesamt (2013): Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien.
<http://www.umweltbundesamt.de/themen/chemikalien/einstufung-kennzeichnung-von-chemikalien/globally-harmonised-system-ghs>. aufgerufen am 12.05.2014.

United States Environmental Protection Agency (2014): EPA Seeking Public Comment on Enhancing Transparency for Chemicals and Mixtures Used in Hydraulic Fracturing.
<http://yosemite.epa.gov/opa/admpress.nsf/bd4379a92ceceac8525735900400c27/ea058b80944b150d85257cd30050c710!OpenDocument>. aufgerufen am 12.05.2014.

Versteyl, Prof. Dr. Ludger-Anselm / Sondermann, Dr. Wolf Dieter (2002): Bundes-Bodenschutzgesetz, Kommentar. 1. Auflage. München.

Wintershall: Selbstverpflichtung für heimische Förderung.
http://www.wintershall.com/uploads/user_pxbxconnector/pxbxrawdata/148/wintershall-selbstverpflichtung-heimischef-rderung-0413.pdf. aufgerufen am 12.05.2014.

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.: Informationsplattform zu Fracs in Deutschland.
<http://www.erdoel-erdgas.de/Themen/Technik-Standards/Aufsuchung-und-Bohren/Informationsplattform-zu-Fracs-in-Deutschland>. aufgerufen am 12.05.2014.

Ziekow, Prof. Dr. Jan / Debus, Dr. Alfred G. / Musch, Dr. Elisabeth (2012): Evaluation des Gesetzes zur Regelung des Zugangs zu Informationen des Bundes – Informationsfreiheitsgesetz des Bundes (IFG). Gutachten im Auftrag des Innenausschusses des Deutschen Bundestages.

Arbeitspaket 3 – Flowback – Stand der Technik bei der Entsorgung, Stoffstrombilanzen

von

Dirk Weichgrebe

Katrin Kayser

Ralph Zwafink

Karl – Heinz Rosenwinkel

Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Abfalltechnik
Leibniz Universität Hannover

Juni 2014

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Abkürzungen

1	Einleitung und Fragestellung	1
2	Differenzierung und Definition der verschiedenen Wässer und Stoffströme.....	2
2.1	Frac-Fluid	2
2.2	Lagerstättenwasser	2
2.3	Flowback	2
2.4	Produktionswasser	2
2.5	Oberflächenwasser	3
2.6	Recyclat	3
2.7	Konzentrate / Abfälle	3
3	Rechtliche Grundlagen	4
3.1	Rechtliche Einordnung des Flowback und rechtliche Anforderungen an den Umgang	4
3.2	Betriebspläne und Genehmigungspraxis	5
3.3	Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und Strategische Umweltprüfung (SUP).....	6
4	Behandlung und Entsorgung von Flowback	9
4.1	Quantität und Qualität des Flowback	9
4.1.1	Frac-Fluidzusammensetzung.....	9
4.1.2	Frac-Fluideinsatzmengen.....	11
4.1.3	Flowbackmengen	12
4.1.4	Flowbackqualität	13
4.1.5	Differenzierung von Flowback und Produktionswasser	16
4.1.6	Natürlich vorkommende Radioaktivität - N.O.R.M.	17
4.2	Aufbereitungsmaßnahmen und Verfahrenstechniken.....	22
4.2.1	Abgrenzung der Aufbereitungsziele (Recycling, Einleitung, Entsorgung).....	24
4.2.2	Verfahrenstechniken zur Flowback- und Produktionswasserbehandlung	26
4.2.3	Fallstudien zur Aufbereitung von Flowback und Produktionswasser.....	54
4.3	Entsorgung Flowback und Produktionswasser sowie der Reststoffe/Abfälle und Konzentrate aus der Aufbereitung.....	64

4.3.1	Flowback und Produktionswasserentsorgung durch Verpressung	64
4.3.2	Flowback und Produktionswasserentsorgung durch Indirekt- oder Direkteinleitung	65
4.3.3	Entsorgung und Entsorgungswege der Reststoffe/Abfälle und Konzentrate aus der Aufbereitung	67
4.4	Übersicht und Bewertung der Verfahrenstechniken zur Flowback- und Produktionswasserbehandlung	70
5	Wasser- und Stoffstrommanagement, Monitoringkonzepte	75
5.1	Hinweise und Empfehlungen zum Wassermanagement – Auswertung internationaler und nationaler Studien, Gutachten und Handlungshinweisen.....	75
5.1.1	Internationale Studien und Handlungshinweise	75
5.1.2	Nationale Studien und Handlungshinweise	78
5.2	Status Quo des Wasser- und Stoffstrommanagements auf dem Bohrplatz zur Gasförderung in Deutschland	83
5.3	Abgeleitete Handlungshinweise zum Monitoring und zur Bilanzierung der Wasser- und Stoffströme	87
5.3.1	Entwicklung eines regionalspezifischen Konzeptes zum Wasser- und Stoffstrommanagement	88
5.3.2	Bohrplatzspezifisches Monitoring und Management der relevanten Stoff- und Wasserströme	90
5.3.3	Datenerfassung, Datenauswertung und Dokumentation.....	93
5.3.4	Resümee	97
5.4	Wasser- und Stoffbilanzen am Beispiel des ausgewählten Settings.....	100
6	Handlungsempfehlungen	104
6.1	Regionalspezifisches und behördlich überprüfbares Monitoring-Programm.....	104
6.2	Zeitliche Einteilung des Flowback in Phasen.....	105
6.3	Auswahl und Zusammenstellung von Flowbackbehandlungsverfahren.....	106
6.4	Prozessbegleitendes Monitoring und Nachsorge	107
6.5	Entwicklung eines Anhangs für die Abwasserverordnung	108
6.6	Forschungs- und Entwicklungsbedarf	111
7	Quellenverzeichnis.....	112
8	Anhang.....	125

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Unterscheidung Nebenprodukt und Abfall gemäß KrWG	4
Abb. 2:	Flowbackvolumenstrom und Salzkonzentration im Flowback in Abhängigkeit der Zeit nach erfolgtem Frac.....	13
Abb. 3:	Analysenwertebereich in [mg/l] ausgewählter Stoffe im Flowback	15
Abb. 4:	Salzkonzentrationsverlauf bei Rückförderung aus der Lagerstätte Damme 3 über die Zeit und Rückschluss auf das Verhältnis Lagerstättenwasser zu Frac-Fluid	17
Abb. 5:	Phaseneinteilung bei der Rückförderung von Flowback bzw. Produktionswasser	17
Abb. 6:	Radionuklidgehalte und Salinität an verschiedenen Geothermiestandorten (das 40K Isotop von Kalium repräsentiert die Salinität)	18
Abb. 7:	Typische Bereiche der Fluidkonzentrationen natürlicher Radionuklide und der Salinität für einzelne Regionen in Deutschland	19
Abb. 8:	Zerfallsreihen der Radionuklide ²³² Thorium, ²³⁵ Uran und ²³⁸ Uran	20
Abb. 9:	Löslichkeitsverhalten der natürlichen Radionuklide im Grundwasser	20
Abb. 10:	Darstellung der gemessenen Aktivitäten vom gesamten (total) Radium (²²⁶ Ra + ²²⁸ Ra) und ²²⁶ Ra	21
Abb. 11:	Aktuelle Behandlungsmaßnahmen für den Flowback.....	24
Abb. 12:	Ablaufdiagramm und Fallunterscheidung zur Behandlung des Flowback.....	25
Abb. 13:	Diagramm zum Aufbereitungsziel und entsprechender Behandlungsstufe bzw. -qualität.....	28
Abb. 14:	Prinzipschema einer MPPE Anlage	37
Abb. 15:	Starkes Fouling an einer Umkehrosmosemembran (CDM Smith, 2008)	41
Abb. 16:	Schematische Darstellung der osmotischen Wirkung	45
Abb. 17:	Verfahrensschema einer Vorwärtsosmoseanlage.....	48
Abb. 18:	FTE® Anlage in Betrieb.....	51
Abb. 19:	Verdampfungskristallisator mit außenliegendem Heizregister	53
Abb. 20:	Prozessschema der Pilotanlage zur Flowbackaufbereitung	55
Abb. 21:	OPUS-System zur Flowback- (oben) und Produktionswasserbehandlung (unten).....	56
Abb. 22:	Behandlungsschema von Flowback.....	58
Abb. 23:	Fließbild (oben) und 3D-Design Schema (unten) der Produktionswasserbehandlung.....	59
Abb. 24:	Prinzipschema der CleanWave® Methode der Fa. Halliburton	60

Abb. 25:	links: CLEAN-FRAC™ Systemkomponenten; rechts: Arbeitsprinzip	62
Abb. 26:	Prozessschema der Fa. <i>TARM</i> , Willamsport	63
Abb. 27:	Gegenüberstellung der Wasserwiedergewinnung und dem TDS-Gehalt des Solkonzentrats bei gegebenem TDS-Gehalt des Zuflusses	71
Abb. 28:	Schematische Darstellung einer zentralisierten Behandlung/Entsorgung des Flowback von mehreren Bohrplätze, Verwertungs- und Entsorgungswege.....	88
Abb. 29:	Schematische Darstellung des Bilanzraumes	91
Abb. 30:	Zusammenhänge und Abläufe bei der Entwicklung von spezifischen Behandlungs- und Entsorgungskonzepten für den Flowback und zentrale Bedeutung eines umfassenden Monitorings für Planung, Betrieb und Überwachung.....	98
Abb. 31:	Prozessschritte der Förderung von Schiefergas und die Zeiträume nach SRU	99
Abb. 32:	Schema des Flowbackrecycling zur Ermittlung der Abwassermengen	101
Abb. 33:	Wasser- und Stoffmengenbilanz für die Lagerstätte des Settings	102
Abb. 34:	Einteilung der rückgeführten Wassermengen (Flowback / Produktionswasser), Auswahl der entsprechenden Aufbereitung.....	105
Abb. 35:	Auswahl der Flowback- und Produktionswasseraufbereitungsstufen entsprechend den Verwertungs- und Entsorgungszielen.....	106

Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Additive und ihre Aufgabe im Frac-Prozess nach Wood et al. (2011), Sjolander et al. (2011), Schmitt-Jansen et al. (2012) und Ewers et al. (2012), Runge et al. (2013).....	10
Tab. 2:	Frac-Fluidmenge und Flowback- bzw. Produktionswasseranfall für Produktionsbohrungen nach Beendigung der spezifischen Fracoperationen im Marcellus Shale in Pennsylvania und West Virginia.....	12
Tab. 3:	Typische Analysenwerte für Flowback bei der Gewinnung von Erdgas aus Schiefergaslagerstätten des Marcellus-Shale in Western Pennsylvania zusammengetragen aus mehreren Bohrfeldern.....	14
Tab. 4:	Charakteristische Analysewerte für verpresstes Frac-Fluid sowie dem Flowback nach 5 bzw. 14 Tagen von Hydraulic-Fracking sowie der Gehalt an Kationen und Anionen im verpressten Frac-Fluid und im entsprechenden Flowback nach 5 Tagen zweier Standorte im Marcellus Shale	15
Tab. 5:	Vergleich der Wassernutzung beim Hydraulic-Fracking im Marcellus, Pennsylvania und im Barnett, Texas (Nicot et al, 2013)	23
Tab. 6:	Zusammenstellung der Behandlungsverfahren nach ihrer Anwendbarkeit auf Basis der Clustereinteilung	27
Tab. 7:	Zusammenstellung der Behandlungsverfahren entsprechend ihrer Anwendung in der Qualitätsstufe	72
Tab. 8:	Annahmen für die Wassermengen- und Stoffbilanz.....	100
Tab. 9:	„Gewöhnlich gebrauchte“ Frac-Fluidchemikalien in den USA nach FracFocus Chemical Disclosure Registry (FracFocus, 2013).....	125

1 Einleitung und Fragestellung

Der beim Frac-Vorgang übertage gelangende Flowback ergibt sich als lagerstättenspezifisches Gemisch aus Frac-Fluid, Lagerstättenwasser und übertägig kondensiertem Wasserdampf. Neben den eingesetzten Additiven des Frac-Fluids kann der Flowback zusätzlich mögliche Reaktionsprodukte, die sich aus den Additiven während des Frac-Prozesses bilden, und mobilisierte Lösungsprodukte aus der Lagerstätte enthalten. Die Entsorgung von Flowback durch Verpressung stellt die derzeit in Deutschland praktizierte Lösung dar.

Aufgrund des aus wasserwirtschaftlicher Sicht problematischen Flowbacks, insbesondere im Hinblick auf dessen Toxizität und Radioaktivität, soll im Rahmen des Gutachtens geprüft werden, in wie weit die Entsorgung umweltverträglich und unter Berücksichtigung einschlägiger strahlenschutzrechtlicher Regelungen durchgeführt werden kann.

Hierbei sollen mögliche verfahrenstechnische Lösungen zur Behandlung des Flowbacks recherchiert und zusammengestellt werden. Daraus abgeleitet werden die Verfahren auf ihre Anwendbarkeit und Wirtschaftlichkeit untersucht und Vorschläge für einen Stand der Technik zur Behandlung und Entsorgung des Flowbacks bei der Gasgewinnung erarbeitet.

Dies beinhaltet auch Vorschläge und konkrete Handlungshinweise zum Monitoring und zur Bilanzierung der Wasser- und Stoffströme, die es möglich machen sollen, die eingesetzten Chemikalien und Wassermengen sowie deren Verbleib exakt und belastbar zu erfassen. Da die Exploration und Gewinnung von Erdgas aus Schiefergaslagerstätten nur über ein größeres Areal verteilt erfolgen kann, ist die Bereitstellung der Inputstoffe, die Behandlung und Entsorgung der Abwässer und Abfälle für das gesamte Explorationsgebiet bzw. Gewinnungsfeld zu betrachten. Daher werden neben dem bohrplatzspezifischen Monitoring auch regionalspezifische Monitoringkonzepte entwickelt.

2 Differenzierung und Definition der verschiedenen Wässer und Stoffströme

Für eine einheitliche Betrachtungsweise werden zunächst die für eine mögliche Schiefergasgewinnung in Deutschland relevanten Wässer und Stoffströme definiert.

2.1 Frac-Fluid

Das Frac-Fluid ist die Flüssigkeit, die mit hohem Druck in das Bohrloch in der gasführenden Zielformation verpresst wird und dadurch künstliche Risse erzeugt. Mit Hilfe bestimmter, konditionierter Frac-Fluide werden Stützmittel in die durch das Fracking geschaffene Wegsamkeiten eingebracht, um diese über einen möglichst langen Zeitraum zu stabilisieren und die Gasdurchgängigkeit aufrechtzuerhalten. Frac-Fluide setzen sich somit aus Trägerflüssigkeit, Stützmitteln und Additiven zusammen. Qualität und Quantität der eingesetzten Frac-Fluide sind in Kap. 4.1.1 bzw. 4.1.2 beschrieben.

2.2 Lagerstättenwasser

Lagerstätten- oder Formationswasser ist das Wasser, welches natürlicherweise in seiner ursprünglichen, der geogenen Umgebung entsprechenden, Zusammensetzung in einer Lagerstätte vorliegt. Entsprechend der vorherrschenden Permeabilität ist Lagerstättenwasser frei zirkulierend oder in den Poren anhaftend. Es ist zudem über geologisch lange Zeit, hohen Drücken und Temperaturen der tiefen Lagerstätte ausgesetzt, so dass es Mineralien in hohen Konzentrationen und auch organische Bestandteile in sich trägt. Bei Lagerstättenwasser aus Schiefergaslagerstätten handelt es sich aufgrund der geologischen Eigenschaften des Muttergesteins vorwiegend um Porenwasser.

Bedingt durch die hohen Temperaturen und Drücke in der Lagerstätte tritt das Lagerstättenwasser am Anfang der Förderung in flüssiger Phase zutage. Im zeitlichen Verlauf der Förderung nimmt der Lagerstättendruck ab und die flüssige Phase des Lagerstättenwassers geht in eine gasförmige Phase (Dampf) über.

2.3 Flowback

Flowback ist die Flüssigkeit, die nach einem Frac-Vorgang übertage gelangt. Flowback ist ein Gemisch aus Frac-Fluid, Lagerstättenwasser und übertägig kondensiertem Wasserdampf und gelösten Erdgaskomponenten. Neben den originären Additiven der Frac-Flüssigkeit selbst, kann das zurückweichende und übertage geförderte Gemisch somit zusätzlich Reaktionsprodukte, die sich aus den Additiven während des Frac-Prozesses bilden, und mobilisierte Lösungsprodukte aus der Lagerstätte (gelöstes Erdgas, Feststoffe, Salze, Mineralien).

2.4 Produktionswasser

Als Produktionswasser (produced water) wird das bei der Gasförderung anfallende Kondenswasser, insbesondere aus einer Gastrocknungsanlage (GTA), bezeichnet. Als Zeitpunkt des Produktionsbeginns ist derzeit definiert, wenn die Bohrung soweit trocken gefördert wurde, dass eine GTA effizient betrieben werden kann. Die Qualität des Produktionswassers ist somit hauptsächlich von der Lagerstättenwasserzusammensetzung und nicht mehr von der Frac-Fluidkomposition geprägt. Die Quantität des Produktionswassers ist bei konventioneller Erdgasförderung deutlich höher als bei der Schiefergasförderung, da Tonstein mehr Wasser aufnimmt und dadurch einen höheren Kapillardruck aufweist.

2.5 Oberflächenwasser

Oberflächenwasser ist das Wasser, welches sich offen und ungebunden auf der Erdoberfläche befindet. Auf dem Bohrplatz handelt es sich hier um noch nicht versickertes Niederschlagswasser, das von befestigten Verkehrs- und Oberflächen abfließt oder abgeleitet wird.

2.6 Recyclat

Recyclat ist der für den Wiedereinsatz aufbereitete Flowback, welcher Frischwasser substituiert.

2.7 Konzentrate / Abfälle

Konzentrate und Abfälle können je nach Auswahl der Verfahrenstechnik bei der Aufbereitung des Flowback oder des Produktionswassers anfallen. Je nach Qualität können Konzentrate verwertet werden oder sind als Abfall zu entsorgen.

3 Rechtliche Grundlagen

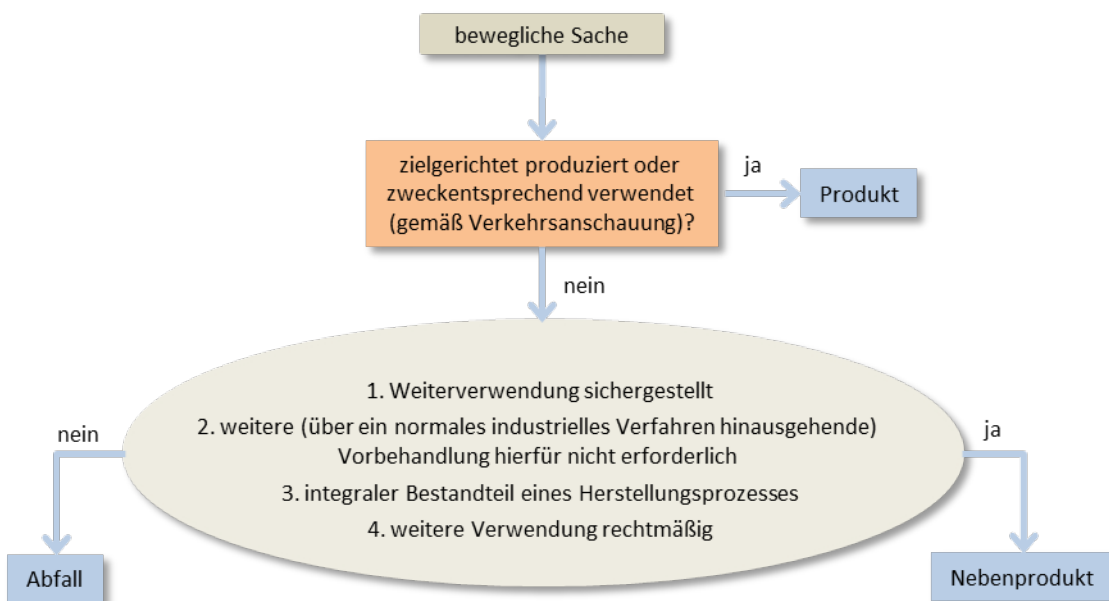
3.1 Rechtliche Einordnung des Flowback und rechtliche Anforderungen an den Umgang

In der vorangegangenen Studie des UBA zu den „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten“ (Meiners et al., 2012) wurden ausführlich die rechtlichen Regelungen und Verwaltungsstrukturen evaluiert. Wie dort dargelegt, richten sich die Anforderungen an Lagerung, Beförderung und Entsorgung des Flowback sowohl nach dem Berg- als auch nach dem Wasserrecht. Es wurde die Frage erörtert, ob und inwieweit der Flowback als Abfall oder Abwasser einzustufen ist, für die dann besondere Regelungen gelten.

Das Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass Flowback sowohl als bergrechtlicher Abfall als auch als Abwasser einzustufen ist:

Für die Einstufung des Flowback als Abfall kommt es „allein darauf an, ob sich der Bergbauunternehmer des Flowback entledigt, entledigen will oder entledigen muss“. Dies ist nicht der Fall, wenn er Flowback als Nebenprodukt noch zu anderen Zwecken verwenden will, z.B. für künftige Frackings oder zur Unterstützung der Erdgasförderung, und eine solche Verwendung berg- und ggf. wasserrechtlich zulässig ist. Ist eine dieser beiden Bedingungen nicht erfüllt, ist Flowback Abfall.

Abb. 32: Unterscheidung Nebenprodukt und Abfall gemäß KrWG



ISAH, 2014 nach KrWG

Da Flowback typischerweise unmittelbar beim Aufsuchen und Gewinnen von Bodenschätzen anfällt, handelt es sich um bergbaulichen Abfall. Er unterfällt daher nicht dem allgemeinen Abfallrecht (KrWG, §2, Abs. 2, Nr.7.), sondern dem Bergrecht, namentlich den Anforderungen des § 22a ABergbV. Somit sind für den Umgang mit Flowback die bergrechtlichen Anforderungen der Bergverordnung für alle bergbaulichen Bereiche und der Tiefbohrverordnung zu beachten.

Demnach unterliegen alle Einrichtungen zum Umgang mit Flowback der bergrechtlichen Betriebsplanpflicht (s.u.). Entsprechend sind die wasserrechtlichen Anforderungen an Abwasseranlagen im bergrechtlichen Betriebsplanverfahren zu prüfen, sofern kein eigenständiges wasserrechtliches Verfahren durchzuführen ist.

Flowback unterfällt nach Meiners et al. (2012) aber auch der Abwasserdefinition des WHG und des AbwAG. Demnach ist Abwasser “durch häuslichen, gewerblichen, landwirtschaftlichen oder sonstigen Gebrauch in seinen Eigenschaften veränderte Wasser und das bei Trockenwetter damit zusammen abfließende Wasser (§ 54 Abs. 1 Nr. 1 WHG)“. Flowback entsteht dadurch, dass eine Flüssigkeit (Frac-Fluid) in ein Bohrloch eingebracht und dort zu einem bestimmten Zweck verwendet wird. Im Rahmen dieser Verwendung wird seine Eigenschaft verändert. Somit gelten die besonderen wasserrechtlichen Anforderungen an die Abwasserbeseitigung (§§ 54 ff. WHG): Das sind die allgemeinen Grundsätze der Abwasserbeseitigung (§ 55 WHG), die Regelungen über die Abwasserbeseitigungspflicht (§ 56 WHG), die Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer (Direkteinleitung, § 57 WHG) bzw. in Abwasseranlagen (Indirekteinleitung, §§ 58 f. WHG) und die Anforderungen an Errichtung, Betrieb und Unterhaltung von Abwasseranlagen einschließlich Abwasserbehandlungsanlagen (§ 60 WHG).

3.2 Betriebspläne und Genehmigungspraxis

Wie oben dargelegt, erfolgt der Vorgang zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas nach den Vorgaben des Bergrechts und ist in Betriebsplänen nach § 52ff BBergG festgelegt. Auch alle Einrichtungen zum Umgang mit dem Flowback unterliegen der bergrechtlichen Betriebsplanpflicht nach §51 BBergG.

„Betriebspläne müssen eine Darstellung des Umfanges, der technischen Durchführung und der Dauer des beabsichtigten Vorhabens sowie den Nachweis enthalten, dass bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind, wie z.B.:

- die erforderliche Vorsorge gegen Gefahren für Leben, Gesundheit und zum Schutz von Sachgütern, Beschäftigter und Dritter im Betrieb, insbesondere durch die den allgemein anerkannten Regeln der Sicherheitstechnik entsprechenden Maßnahmen, sowie Arbeitsschutzvorschriften eingehalten werden;
- keine Beeinträchtigung von Bodenschätzen, deren Schutz im öffentlichen Interesse liegt, eintreten wird;
- für den Schutz der Oberfläche im Interesse der persönlichen Sicherheit und des öffentlichen Verkehrs Sorge getragen ist;
- die anfallenden Abfälle ordnungsgemäß verwendet oder beseitigt werden;
- die erforderliche Vorsorge zur Wiedernutzbarmachung der Oberfläche in dem nach den Umständen gebotenen Ausmaß getroffen ist, und
- gemeinschädliche Einwirkungen der Aufsuchung oder Gewinnung nicht zu erwarten sind“ (Uth, 2012).

Für Errichtung und Führung eines Betriebes zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas ist nach § 52 BBergG ein Hauptbetriebsplan für einen in der Regel zwei Jahre nicht überschreitenden Zeitraum aufzustellen. Die zuständige Behörde kann weiter verlangen, dass für einen bestimmten längeren, nach den jeweiligen Umständen bemessenen Zeitraum Rahmenbetriebs-

pläne aufgestellt werden, die allgemeine Angaben über das beabsichtigte Vorhaben, dessen technische Durchführung und voraussichtlichen zeitlichen Ablauf enthalten müssen. Die Aufstellung eines Rahmenbetriebsplanes ist immer zu verlangen, wenn eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erforderlich ist.

Für bestimmte Teile des Betriebes oder für bestimmte Vorhaben (z.B. für jede Frac-Maßnahme) können nach §52 BBergG Sonderbetriebspläne gefordert werden.

Welche Inhalte ein (Sonder-)Betriebsplan für eine hydraulische Bohrlochbehandlung genau umfassen muss und wie diese zu gliedern sind, findet sich in der aktuellen **Rundverfügung des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG)** vom 30.10.2012.

Der Sonderbetriebsplan endet zu dem Zeitpunkt, an dem die tatsächliche Gasförderung (Produktionsphase) beginnt. Bis zu diesem Zeitpunkt wird das anfallende Gas über eine Fackel verbrannt („geflared“) und der Flowback gesammelt und ordnungsgemäß entsorgt (LBEG, 2013a; EMPG, 2013a).

Die Produktionsphase beginnt sobald die Flowbackmenge geringer wird und das geförderte Gas über die Gastrocknungsanlage geleitet werden kann. Die Definition dieses Zeitpunktes liegt aktuell allein bei den gasfördernden Firmen und wird allein von den betrieblichen Aspekten einer effektiven Gasgewinnung bestimmt (LBEG, 2013a; EMPG, 2013a).

Für die Betrachtung des Flowback ist dieser Zeitpunkt von hohem Interesse, da der Flowback mit Beginn der Produktionsphase in der Praxis nicht mehr als Abfall betrachtet wird, sondern als Produktionswasser (Kondenswasser/Lagerstättenwasser), welches anderen Anforderungen unterliegt.

Maßnahmen für den Rückbau der Produktionsanlage, die Einstellung der Handlungen auf dem Bohrfeld sowie die Rückführung der Liegenschaft erfolgen nach dem Abschlussbetriebsplan. Dieser muss eine genaue Darstellung der technischen Durchführung und der Dauer der beabsichtigten Betriebseinstellung und Angaben über eine Beseitigung der betrieblichen Anlagen und Einrichtungen oder über deren anderweitige Verwendung enthalten.

3.3 Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und Strategische Umweltprüfung (SUP)

Die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) als auch die Strategische Umweltprüfung (SUP) sind im [Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung \(UVP-G., 2013\)](#) geregelt.

Zweck des Gesetzes UVP-G ist es, „sicherzustellen, dass bei bestimmten öffentlichen und privaten Vorhaben sowie bei bestimmten Plänen und Programmen zur wirksamen Umweltvorsorge nach einheitlichen Grundsätzen

die Auswirkungen auf die Umwelt im Rahmen von Umweltprüfungen (Umweltverträglichkeitsprüfung und Strategische Umweltprüfung) frühzeitig und umfassend ermittelt, beschrieben und bewertet werden,

die Ergebnisse der durchgeführten Umweltprüfungen

- a) bei allen behördlichen Entscheidungen über die Zulässigkeit von Vorhaben,
- b) bei der Aufstellung oder Änderung von Plänen und Programmen

so früh wie möglich berücksichtigt werden.“

Die UVP ist ein rechtlich verankertes Verfahren zur Beschreibung der Umweltauswirkungen von konkreten Projekten und zur Bewertung dieser Umweltauswirkungen bei der Entscheidung über die Zulässigkeit eines Vorhabens im Hinblick auf eine wirksame Umweltvorsorge.

Die SUP setzt inhaltlich früher an als die UVP, sie wird bereits auf der Planungsebene durchgeführt. Gemäß EG Richtlinie (2001/42/EG) ist sie ein rechtlich verankertes Verfahren zur Beschreibung der Umweltwirkungen von bestimmten Plänen und Programmen und zur Berücksichtigung dieser Umweltwirkungen. Eine obligatorische SUP ist beispielsweise für Maßnahmenprogramme nach Wasserhaushaltsgesetz, Raumordnungsplanungen, Verkehrswegeplanungen oder auch für die Festlegung von Standorten für die untertägige Erkundung nach § 17 Absatz 2 des Standortauswahlgesetzes vorgeschrieben (gemäß Anlage 3 UVP-G).

Beide Umweltprüfungen werden unter Beteiligung der Öffentlichkeit durchgeführt.

Die UVP-Pflicht bergbaulicher Vorhaben regelt die Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau, 2010). Demnach bedarf die Gewinnung von Erdgas zu gewerblichen Zwecken mit einem Fördervolumen von täglich mehr als 500.000 Kubikmeter Erdgas einer UVP. Diese Fördermenge wird bei der Schiefergasförderung voraussichtlich nicht erreicht (BGR, 2012), allerdings kann gemäß §3 des UVPG die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates Vorhaben in die Liste der UVP-pflichtigen Vorhaben aufnehmen, die aufgrund ihrer Art, ihrer Größe oder ihres Standortes erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt haben können (weiterführende ausführlichere Informationen zur UVP-Pflicht finden sich in (Meiners et al., 2012)). Gemäß Bundesratsbeschluss vom 01.02.13 soll bei der Zulassung von Maßnahmen zur Aufsuchung und Gewinnung von Schiefergaslagerstätten unter Anwendung des Fracking-Verfahrens eine obligatorische UVP festgelegt werden. Die Bundesregierung ist aufgefordert eine entsprechende kurzfristige Änderung der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben vorzulegen (Bundesrat, 2013). Dies würde bedeuten, dass Rahmenbetriebspläne verpflichtend sind.

BBergG §57a Absatz 2 Satz (2): *„Der Rahmenbetriebsplan muss alle für die Umweltverträglichkeitsprüfung bedeutsamen Angaben enthalten, soweit sie nicht schon nach Satz 1 zu machen sind, insbesondere*

1. eine Beschreibung der zu erwartenden erheblichen Auswirkungen des Vorhabens auf die Umwelt unter Berücksichtigung des allgemeinen Kenntnisstandes und der allgemein anerkannten Prüfungsmethoden,
2. alle sonstigen Angaben, um solche Auswirkungen feststellen und beurteilen zu können sowie
3. eine Beschreibung der Maßnahmen, mit denen erhebliche Beeinträchtigungen der Umwelt vermieden, vermindert oder soweit möglich ausgeglichen werden sowie der Ersatzmaßnahmen bei nicht ausgleichbaren aber vorrangigen Eingriffen in Natur und Landschaft.“

Ob eine UVP für jeden einzelnen Frac, ein Bohrloch oder ggf. auch für ein ganzes Bohrfeld sinnvoll bzw. notwendig ist wird aktuell kontrovers diskutiert (vgl. SRU, 2013; Meiners et al., 2012; Ewen et al., 2012; Bundesrat, 2013).

In Bezug auf den verwaltungstechnischen Aufwand ist zu bedenken, dass für jedes UVP-pflichtige Vorhaben ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen ist und ein Rahmenbetriebsplan notwendig wird. Andererseits können sich einzelne Frac-Jobs hinsichtlich Menge und Zu-

sammensetzung des Frac-Fluids erheblich unterscheiden, so dass im Falle eines größeren Projektrahmens für die UVP zu bedenken ist, dass die Umweltauswirkungen von verschiedenen Frac-Maßnahmen in einer UVP belastbar geprüft und beschrieben werden können.

Zur Anwendung einer Strategischen Umweltprüfung schlagen *Ewen et al.* (2012) vor:

„Vor der Zulassung einer breiten unkonventionellen Förderung von Erdgas sollten (z. B. im Rahmen eines eigenen Fachplans) auf der Grundlage einer strategischen Umweltprüfung für die Förderung bestimmte geeignete Gebiete vorgesehen und für die Förderung ungeeignete Gebiete ausgeschlossen werden, so dass die einzelnen Zulassungsverfahren im Rahmen dieser geordneten Raumentwicklung geprüft werden können.“

4 Behandlung und Entsorgung von Flowback

Gemäß Kap. 2.3 ist Flowback als die Flüssigkeit definiert, die nach einem Frac-Vorgang an die Oberfläche gelangt. Lagerstättenspezifisch ergibt sich dabei als Flowback ein Gemisch aus Frac-Fluid, Lagerstättenwasser und übertägig kondensiertem Wasserdampf mit Anteilen von Frac-Fluid und Lagerstättenwasser. Neben den eingesetzten Additiven des Frac-Fluids kann dieses Gemisch somit zusätzlich mögliche Reaktionsprodukte, die sich aus den Additiven während des Frac-Prozesses bilden, und mobilisierte Lösungsprodukte aus der Lagerstätte enthalten, wobei der Anteil des Frac-Fluids am Flowback über die Zeit abnimmt. Produktionswasser ist gegenüber Flowback somit maßgeblich von der Lagerstättenwasserzusammensetzung geprägt.

4.1 Quantität und Qualität des Flowback

Die Auswertungen von Bohrprotokollen sowie der Publikationen von *Frimmel et al.* (2012), *Rosenwinkel et al.* (2012), *Meiners et al.* (2012) des *Umweltbundesamtes* (2011) und Berichten über Hydraulic-Fracking in den USA (Hayes, 2011; Nicot et al., 2012) machen deutlich, dass sowohl Quantität und Dauer als auch die Qualität des Flowback bestimmt sind durch

- die Anzahl und Abfolge der Frac-Jobs,
- die eingestellte Frac-Fluidkomposition,
- die eingetragenen Frac-Fluid- und Proppantmengen sowie
- die geologischen Gegebenheiten (Druck, Temperatur, Formation, Permeabilität, etc.) der Lagerstätte.

4.1.1 Frac-Fluidzusammensetzung

Frac-Fluide beim Hydraulic-Fracturing haben in erster Linie zwei Aufgaben zu erfüllen. Zum einen soll durch das Frac-Fluid die Erzeugung von Rissen im Gestein und zum anderen der Transport von Stützmitteln in die Risse begünstigt werden, um diese für die Gasförderung offen zu halten.

Während der letzten Jahre und insbesondere durch die aktuelle öffentliche Diskussion hat sich die Zusammensetzung der eingesetzten Frac-Fluide deutlich verändert. In den USA und auch Deutschland hat man anfänglich Diesel als Frac-Fluid eingesetzt. Aus Kosten- und auch Umweltgesichtspunkten wurde Diesel durch wasserbasierte Frac-Flüssigkeiten ersetzt, die sich im Wesentlichen aus Wasser (70-99,8 Gew.-%), chemischen Additiven (0,2-5 Gew.-%) und Stützmitteln (sog. Proppants wie z.B. Sand) (5-30 Gew.-%) zusammensetzen.

Detaillierte stoffliche Betrachtungen der verwendeten Chemikalien als Zusatz zum Frac-Fluid wurden u.a. von *Schmitt-Jansen et al.* (2012) und *Ewers et al.* (2012) vorgenommen und sind im Rahmen der Umsetzung der Empfehlung der Risikostudie des Info-Dialog-Prozesses (Ewen et al., 2012) weiter in der Entwicklung. Da nicht nur die Anzahl der Frac-Jobs sondern auch die Frac-Fluidkomposition auf die Geologie, die Tiefe und die Randbedingungen (Druck, Temperatur) der spezifischen Lagerstätte abgestimmt wird, variiert die Zusammensetzung stark.

In den Tightgas-Lagerstätten des Oberkarbon-Sandsteins, war bisher der Einsatz von Tensiden am höchsten. Es wurde unter anderem auch mit CO₂ gefrackt, um das Volumen der Frac-Flüssigkeit zu reduzieren und um einen höheren spezifischen Energieeintrag für die Rissbildung zu erreichen.

Im Tightgas des Buntsandsteins war bisher der Anteil von Stützmitteln (Proppants) und Lösungsmitteln am höchsten und es wurden zusätzlich KCl-Salze zugegeben. Zum Transport der Proppants werden außerdem Gelbildner eingesetzt („Gelfracks“). Der Chemikalienanteil war bei tiefen Bohrungen bisher insgesamt am höchsten.

Zur Erschließung von Schiefergaslagerstätten wurden in der Regel Frac-Fluide mit Wassergehalten von $\geq 95\%$, sogenannte „Slickwater“-Frac, eingesetzt (Wood et al. (2011) und Sjolander et al. (2011)). Für die Bohrstelle Damme 3, der bislang einzigen durchgeführten Fracking-Maßnahme in einer Schiefergaslagerstätte in Deutschland, wurde ein Wassergehalt von etwa 95 Gew.-%, eine Stützmittelmenge von 4,84 Gew.-% und ein Chemikaliengesamtanteil von ca. 0,16 Gew.-% eingesetzt. Die in Damme von ExxonMobilProduktion Deutschland (EMPG) durchgeführte Fracking-Maßnahme gilt aber als nicht repräsentativ, da hier insgesamt ungewöhnlich große Frac-Fluidmengen (ca. 4200 m³/Frac-Job) zum Einsatz gekommen sind.

In nachfolgender Tab. 1 sind die Kategorien der verschiedenen chemischen Additive entsprechend ihrer charakteristischen Aufgabe im Frac-Fluid bzw. -prozess aufgeführt. Im Anhang sind beispielhaft die aktuell von FracFocus Chemical Disclosure Registry in den USA „gewöhnlich gebrauchten“ Frac-Fluidchemikalien aufgeführt (FracFocus, 2014).

Tab. 4: Additive und ihre Aufgabe im Fracprozess nach Wood et al. (2011), Sjolander et al. (2011), Schmitt-Jansen et al. (2012) und Ewers et al. (2012), Runge et al. (2013)

Additiv	Aufgabe
Tonstabilisator	Verhinderung des Aufquellens von Ton im Gestein
Biozide	Verhinderung von Bakterienwachstum an organischen Bestandteilen im Frac-Fluid
Kettenbrecher (Oxidationsmittel, Säuren, Enzyme)	Verringerung der Viskosität des Frac-Fluids und Rückholung der Fluide
Gelbildner/Vernetzer	Erhöhung der Viskosität zum besseren Transport der Proppants
Korrosionsschutzmittel	bei Zugabe von Säuren zum Schutz der Anlage
Reibungsminderer	Verringerung der Reibung innerhalb der Fluide
Säuren	Reinigung der perforierten Abschnitte der Bohrung von Zement und Bohrschlamm vor dem Frac
Schaumbildner	Transport und Ablagerung des Sandes
Fließ- und Lösungsmittel	Verhinderung der Ablagerung von Karbonaten und Sulfaten
Temperaturstabilisatoren	Aufrechterhaltung der Additiveigenschaften bei unterschiedlichen Temperaturen

nach Wood et al., 2011; Sjolander et al., 2011; Schmitt-Jansen et al., 2012 und Ewers et al., 2012; Runge et al., 2014

Aufgrund der weltweiten Diskussion zur Schädlichkeit von Frac-Fluiden werden von verschiedenen Firmen Entwicklungen von sogenannten „grünen“ Frac-Fluiden unternommen. Die Fa. *Chesapeake Energy* testet Frac-Fluide, die nach eigenen Angaben nur aus umweltfreundlichen Stoffen bestehen (Bloomberg, 2012). Die Fa. *Halliburton* entwickelt neue Frac-Fluide, deren Bestandteile aus der Nahrungsmittelindustrie stammen und für den menschlichen Verzehr unbedenklich sind. Diese wurden im Haynesville Shale getestet (Halliburton, 2010; Bryant et al. 2012). Bislang sind Erfahrungen und Ergebnisse mit solchen Frac-Fluiden weder ausreichend und belastbar dokumentiert noch werden exakte Angaben zu den eingesetzten oder in der Entwicklung befindlichen Stoffen publiziert.

Insbesondere die intensive Diskussion zum Thema Fracking in Deutschland hat dazu geführt, dass die chemischen Additive im Frac-Fluid weiter reduziert werden. Die Anstrengung bei der öl- und gasfördernden Industrie in Deutschland geht mittlerweile dahin, auf Additive zu ver-

zichten oder zumindest durch Substanzen mit geringerem Einfluss auf die Umwelt zu substituieren (Hammerbacher, 2013).

Zukünftig werden zur Förderung von Schiefergas (shale gas) von der gasfördernden Industrie Wassergehalte $\geq 98\%$ für das einzusetzende Frac-Fluid angestrebt (Weichgrebe et al., 2013; Kassner, 2014). Nach heutigem Wissen reichen insbesondere vier Komponenten im Frac-Fluid aus (Runge et al., 2014):

- Reibungsminderer zur Verminderung der Pumpenergie,
- Tonstabilisatoren, die das Aufquellen des Tons verhindern,
- Biozid bzw. UV gegen ein Bakterienwachstum,
- Stützmittel zum Offenhalten der Formation.

ExxonMobilProduktion Deutschland beabsichtigt für die Schiefergasförderung in Deutschland ein Frac-Fluid zu testen, welches neben Wasser und Proppants (Stützmittel) nur Cholinchlorid (Tonstabilisator) und Butyldiglycol (Reibungsminderer) enthält. Diese Frac-Fluid wäre als Mischung in Summe als nicht wassergefährdend einzustufen (Kassner, 2014).

Nach den Erfahrungen in der Geothermie sind auch reine Wasserfracs in der Überlegung, wobei hier die Forschung noch ganz am Anfang ist (Jung, 2013; Thonhauser, 2012).

4.1.2 Frac-Fluideinsatzmengen

In Pennsylvania werden bei konventionellen Lagerstätten durchschnittlich insgesamt etwa 302 m³ Frac-Fluid pro Bohrloch eingebracht. Bei Schiefergaslagerstätten dagegen beträgt die Einsatzmenge etwa 29.500 m³ Frac-Fluid pro Bohrloch, wenn als Szenario eine Horizontalbohrung von ca. 1.300 m Länge mit 13 Fracs pro Bohrloch und eine Frac-Fluidmenge von 2268 m³ pro Frac angesetzt werden (NYSDEC, 2011). *McGinnis et al.* (2013) geben eine Frac-Fluidmenge von ca. 13.000 m³ pro Bohrloch an. *Wang* (2012) recherchierte zum einen für ein einzelnes Bohrloch eine Frac-Fluidmenge von ca. 16.400 m³ und zum anderen für ein Bohrfeld mit fünf Brunnen eine Einsatzmenge von insgesamt etwas mehr als 68.000 m³, was einem durchschnittlichen Einsatz von 13.600 m³ Frac-Fluid pro Bohrloch entspricht. Sowohl *Arthur et al.* (2008) als auch *Gregory et al.* (2011) geben die Bandbreite des Fluidverbrauchs von 400 – 4.000 m³ für die Bohrflüssigkeit und von 7.000 – 18.000 m³ für die spezifische Frac-Operation an. *Nicot et al.* (2012) haben für den Zeitraum von 2009 – 06/2010 die Wasserverbrauchsmengen von 14.900 Horizontalbohrungen im Barnettshale, 390 in der Haynesville-Formation, und 1.040 in der Eagle Ford-Formation untersucht. Hier wurden Medianwerte von 10.600 m³, 21.500 m³ bzw. 16.100 m³ ermittelt. Bezogen auf die Länge der Bohrung ergaben sich spezifische Einsatzmengen von 12,5 m³/m, 14 m³/m bzw. 9,5 m³/m.

Bei Schiefergaslagerstätten kann die eingebrachte Frac-Fluidmenge pro Bohrloch die von Frac-Fluidmengen aus dichten Speichergesteinen (Tightgaslagerstätten) um das Hundertfache übersteigen (NYSDEC, 2011).

In Deutschland sind für eine Fracking-Maßnahme in der Tightgas-Lagerstätte Böttersen (Rotliegend Sandstein) eine Einsatzmenge von 450 m³ im Genehmigungsantrag ausgewiesen. Für eine Schiefergas-Lagerstätte sind derzeit von *ExxonMobilProduktion Deutschland* Einsatzmengen von 2.400 m³ geplant (Hentschel, 2014).

4.1.3 Flowbackmengen

Hayes (2009) hat für mehrere Produktionsbohrungen im Marcellus Gebiet sowohl Frac-Fluid- als auch Flowback- bzw. Produktionswassermengen über die Zeit erfasst, an denen sich charakteristische Rückförderraten erkennen lassen. Tab. 2 fasst diese Ergebnisse zusammen.

Tab. 5: Frac-Fluidmenge und Flowback- bzw. Produktionswasseranfall für Produktionsbohrungen nach Beendigung der spezifischen Frac-Operationen im Marcellus Shale in Pennsylvania und West Virginia

Bohrloch- ausrichtung	Frac- Fluidmenge [m³]	kumulierte Flowbackmenge [m³]				Verhältnis Flowback zu Frac-Fluid [%]
		1 d	5 d	14 d	90 d	
Horizontal	3364	454	1285	1581	1780	52,9
Horizontal	8513	1362	3235	3916	4086	48,0
Horizontal	11261	915	1275	1507	-	13,4
Horizontal	12.410	521	1723	1962	2771	22,3
Horizontal	15.387	816	3055	-	-	19,8
Horizontal	15.783	2612	2854	3138	-	19,9
Horizontal	19.717	194	1192	1984	2972	15,1
Horizontal	23.266	526	1536	2544	-	10,9
Vertikal	1819	387	439	484	562	30,9
Vertikal	2619	333	1246	1487	1706	65,2
Vertikal	3754	209	569	810	-	21,6
Vertikal	5734	635	2605	3386	5049	88,1
Vertikal	6372	629	1664	2392	-	37,5
Vertikal	14.991	174	1716	2183	2847	19,0
gewichteter Mittelwert aller Bohrungen [%]						24,3
Mittelwert aller Horizontalbohrungen [%]						25,3

Hayes, 2009, verändert

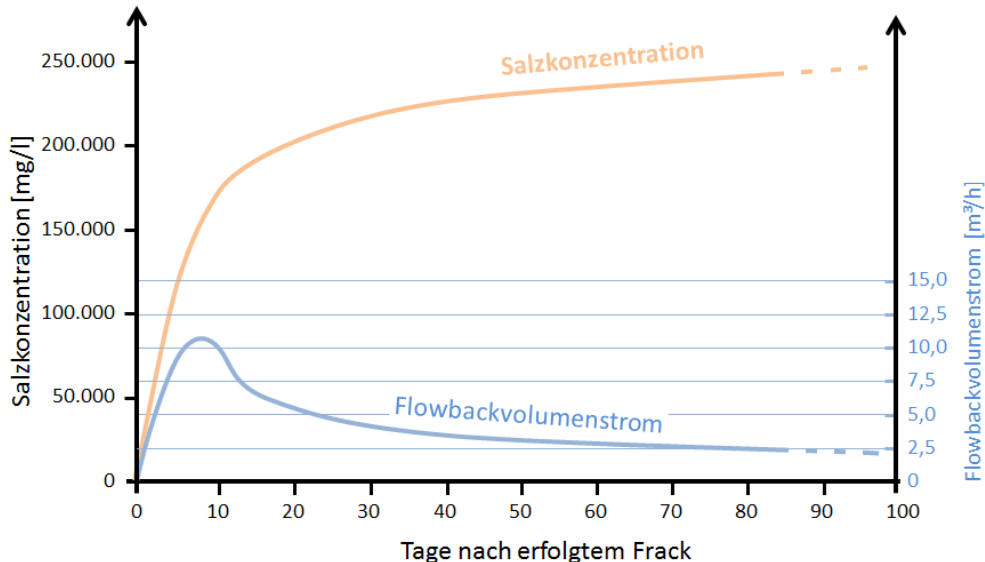
Demnach ist der Flowbackanfall am ersten Tag am intensivsten und nimmt dann stetig über die Zeit ab, sodass die Bohrung nach ca. 14 Tagen fast trocken gefördert ist und die Gasproduktion beginnt. Je nach injizierter Frac-Fluidmenge und Randbedingung der Lagerstätte fielen am ersten Tag bei Vertikalbohrungen zwischen 170 - 635 m³ und bei Horizontalbohrungen zwischen 190 - 2600 m³³³ Flowback an. Die Flowbackmenge verringert sich in den ersten 14 Tagen stark. Bereits nach 5 Tagen sind teilweise weniger als 33 m³/d bzw. weniger 1,4 m³/h gefördert worden. Nach zwei Wochen fiel der Wert weiter auf weniger als 2,6 m³/d.

Wang (2012) beobachtete einen Flowbackanfall von 7 % nach 15 Tagen für das Einzelbohrloch sowie von 14,5 % nach 20 Tagen für das Bohrfeld mit fünf Bohrlöchern. Mit zunehmender Förderdauer nach Produktionsbeginn nahm der Produktionswasseranfall rapide bis zu einem täglichen Anfall von ca. 1,5 m³ ab, sodass der gesamte Flowback- bzw. Produktionswasseranfall bis zum Ende der Förderung 10 % respektive 15 % für die beschriebenen Bohrfelder betrug.

Haluszczak et al. (2013) geben 25 % als typischen Flowbackanfall an, wohingegen Ferrar et al. (2013) als konservative Schätzung 20 % annehmen, was bei 2012 Schiefergasbohrungen im Jahr 2011 in Pennsylvania (PA) mit einer durchschnittlich eingesetzten Frac-Fluidmenge von 17033 m³ pro Bohrloch zu einem Abwasseranfall von 6,85 Millionen m³ allein in PA führte. Die gesamte Bandbreite geben die Autoren im Bereich von 10 – 80 % an. Rassenfoss (2011) gibt eine Rückförderung von 10 – 30 % an während Jiang et al. (2013) und Arthur et al. (2008) die obere Grenze bei 40 % festlegen.

Abb. 2 zeigt schematisch die hier beschriebenen Änderungen des Flowbackvolumenstroms über die Zeit nach erfolgtem Frac aufgetragen.

Abb. 33: Flowbackvolumenstrom und Salzkonzentration im Flowback in Abhängigkeit der Zeit nach erfolgtem Frac



nach Yoxtheimer, 2012 und Hayes, 2011

Bereits nach wenigen Tagen erreicht der Flowbackvolumenstrom ein Maximum und nimmt im Verlauf von Wochen kontinuierlich bis zu einer Restmenge ab. Diese Restmenge ist ebenfalls von der Lagerstätte abhängig. So wird in einigen Gebieten des Marcellus bereits nach wenigen (<4) Wochen trockenes Gas gefördert und der Flowback kommt zum Erliegen. In Deutschland z.B. wird nach Horizontalfracs zur Ertüchtigung der Gasproduktion in Tightgas-Lagerstätten kontinuierlich mit dem Erdgas Kondens- bzw. Produktionswasser gefördert (Rosenwinkel, 2012).

4.1.4 Flowbackqualität

Entsprechend des eingesetzten Frac-Fluids enthält Flowback zunächst hauptsächlich Wasser, ungelöste Feststoffe und z.T. die Additive des Frac-Fluids. Weiterhin werden Substanzen, die sich in Abhängigkeit der Randbedingungen untertage (Druck, Temperatur, Dauer) aus der Gesteinsformation lösen (wie z.B. Metalle, natürlich auftretendes radioaktives Material (N.O.R.M.), Salze, Mineralien und Kohlenwasserstoffe und gegebenenfalls chemische Reaktionsprodukte, die sich zwischen einzelnen Additiven während des Frac-Vorgangs bilden übertage gefördert werden. Prinzipiell muss im Lagerstättenwasser und damit auch im Flowback mit einer entsprechend dem Lösungsgleichgewicht gelösten Methanmenge gerechnet werden. Die Methanlöslichkeit ist durch die Parameter Druck, Temperatur und Salzgehalt bestimmt. Anhand thermodynamischer Modelle kann für diese Randbedingungen die gelöste Methanmenge zu 55 ml Methan pro Kubikmeter gefördertem Flowback abgeschätzt werden, was einen CSB von 0,16 mg/l ergeben würde (Weichgrebe, 2013). Die mineralischen Additive (Proppants) verbleiben entsprechend ihrer Aufgabe weitgehend in der Lagerstätte, wobei die wenigen rückgespülten Proppants aufgrund der veränderten Materialoberfläche in der Regel nicht wieder eingesetzt werden können.

Ebenfalls in Abb. 2 ist schematisch die Veränderung der Salzkonzentration über die Zeit in Tagen nach erfolgtem Frac aufgetragen. Während der Flowbackvolumenstrom nach einem Zeit-

raum von wenigen Tagen ein Maximum erreicht, nimmt die Konzentration der gelösten Salze stetig zu. Die Konzentration der gelösten Salze nähert sich asymptotisch der Gleichgewichtskonzentration bzw. der Frac-Fluidanteil am Flowback tendiert gegen null und es wird ausschließlich Produktionswasser (Haft- und Lagerstättenwasser) gefördert. Hohe Drücke und Temperaturen in der Lagerstätte führen dazu, dass Lagerstättenwässer mit Salzen angereichert, hochmineralisiert und möglicherweise mit N.O.R.M. belastet sein können.

Zur Quantifizierung der Flowback- und Produktionswassermengenanteile als Gemisch aus Frac-Fluid, Formationswasser und möglichen Reaktionsprodukten fehlen gegenwärtig aussagekräftige Analysen sowie belastbare Massenbilanzierungen, so dass keine genauen Kenntnisse über die Rückförderung der Anteile von den genannten Fraktionen im Flowback und das Verhalten und den Verbleib der eingesetzten Additive im Untergrund bestehen.

Beispielhaft sind in Tab. 3 typische Analysenwerte (ohne Kohlenwasserstoffe) für Flowback in Western Pennsylvania nach *Gregory et al.* (2011) aufgelistet. Dabei repräsentiert Flowback A Analysewerte für den Abwasseranfall kurz nach dem Frac-Vorgang für eine spezifische Förderbohrung, Flowback B charakterisiert die späte Rückförderung aus derselben Bohrung, und Flowback C repräsentiert die höchsten gemessenen Konzentrationen von mehreren erschlossenen Lagerstätten.

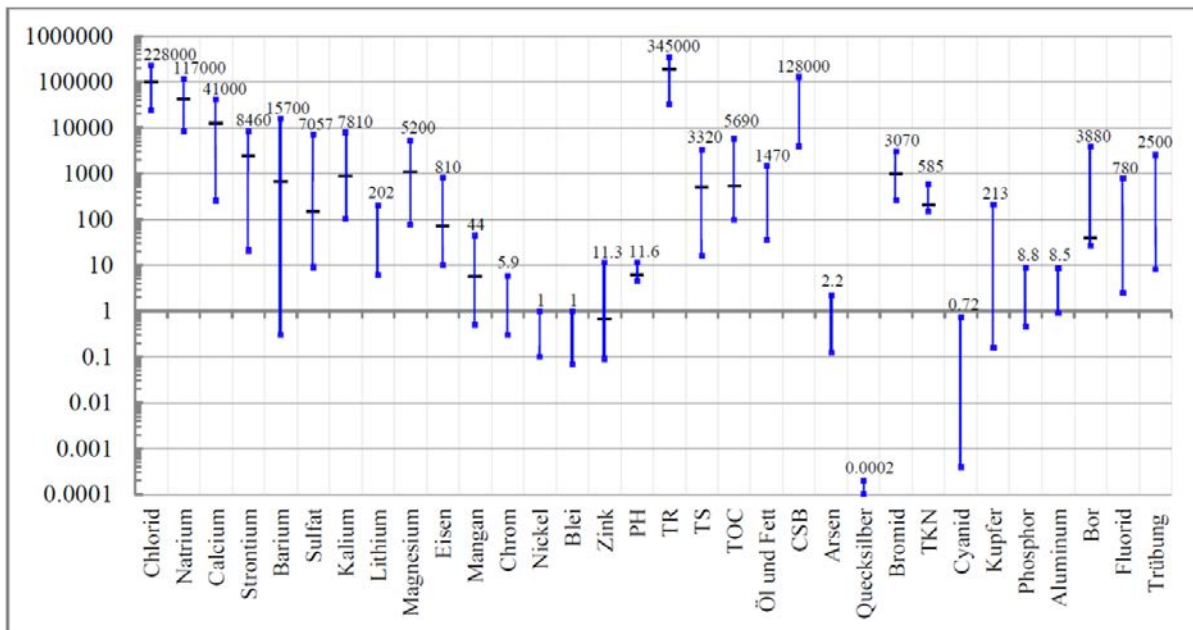
Tab. 6: Typische Analysenwerte für Flowback bei der Gewinnung von Erdgas aus Schiefergaslagerstätten des Marcellus-Shale in Western Pennsylvania zusammengetragen aus mehreren Bohrfeldern

Parameter	Flowback A [mg/l]	Flowback B [mg/l]	Flowback C [mg/l]
TR	66.000	150.000	261.000
TS	27	380	32
Gesamthärte (als CaCO_3)	9.100	29.000	55.000
Pufferkapazität (als CaCO_3)	200	200	1100
Cl^-	32.000	76.000	148.000
SO_4^{2-}	n.b.	7	500
Na	18.000	33.000	44.000
Ca	3.000	9.800	31.000
Sr	1.400	2.100	6.800
Ba	2.300	3.300	4.700
Br^-	720	1.200	1.600
Fe_{ges}	25	48	55
Mn	3	7	7
Öl und Fett	10	18	260
Radioaktivität	n.b.	n.b.	n.b.

Gregory et al., 2011

Abb. 3 zeigt den Analysenwertebereich von Stoffen im Flowback der ersten zwei Wochen von 50 verschiedenen Bohrlöchern.

Abb. 34: Analysenwertebereich in [mg/l] ausgewählter Stoffe im Flowback



Mohammad-Pajoo, 2013

Die horizontalen, schwarzen Balken zeigen den Medianwert der jeweiligen Substanz. Auch diese Zusammenstellung kann nur eine ungefähre Vorstellung über die maximalen Konzentrationen der Stoffe liefern. Aufgrund der unterschiedlichen Kompositionen der Frac-Fluide, der Standzeit und Art des Tonsteins, der Kontaktzeit zwischen Frac-Fluid und Gestein, dem Salzgehalt des Lagerstättenwassers und dem Volumen des Frac-Fluids, welches im Tonstein verbleibt (umso höher dieses Volumen, desto geringer die Verdünnung), weist die Konzentration einzelner Stoffe eine zum Teil große Streubreite auf. Neben den angegebenen Stoffen können zudem N.O.R.M. im Flowback vorhanden sein (siehe Kap. 4.1.6).

In Tab. 4 sind die Median-Werte der Parameter pH-Wert, Alkalinität, Salzkonzentration (bestimmt als Trockenrückstand (TR)), Feststoffkonzentration (bestimmt als Trockensubstanz (TS)), gesamter organischer Kohlenstoff (TOC) sowie Öl- und Fettkonzentration des Frac-Fluids und des Flowback nach 5 und nach 14 Tagen aus einer Studie von Hayes (2011) für das Marcellus Gebiet angegeben. Es ist deutlich, dass die Werte des Frac-Fluids erheblich von denen des Flowback abweichen. Da das Frac-Fluid mit Frischwasser eingesetzt wurde, steigt beispielsweise der Salzgehalt von 334 mg/l im Frac-Fluid auf 67.300 mg/l im Flowback nach fünf Tagen an und liegt nach 14 Tagen im Median bei 120.000 mg/l.

Auch die Konzentrationen der Ionen im Flowback liegen zum Teil deutlich höher als im Frac-Fluid. Besonders der Gehalt an Natrium (Na^+)- und Chlorid (Cl^-)-Ionen zeigt in diesem Zusammenhang eine deutliche Zunahme.

Tab. 7: Charakteristische Analysewerte für verpresstes Frac-Fluid sowie dem Flowback nach 5 bzw. 14 Tagen von Hydraulic-Fracking sowie der Gehalt an Kationen und Anionen im verpressten Frac-Fluid und im entsprechenden Flowback nach 5 Tagen zweier Standorte im Marcellus Shale

Parameter	Einheit	Frac-Fluid	Flowback	
			nach 5 Tagen	nach 14 Tagen
pH	-	7,2	6,6	6,2
Alkalinität	mg CaCO_3/l	52,5	138	85,2

Parameter	Einheit	Frac-Fluid	Flowback	
			nach 5 Tagen	nach 14 Tagen
TR	mg/l	334	67.300	120.000
TS	mg/l	9,6	99	209
TOC	mg/l	3,8	62,8	38,7
Öl und Fett	mg/l	31	< 5	7,4
Na ⁺	mg/l	67,8	18.000	-
Ca ²⁺	mg/l	32,9	4950	-
Mg ²⁺	mg/l	6,7	559	-
Fe ²⁺	mg/l	1,2	39	-
Ba ²⁺	mg/l	0,4	686	-
Cl ⁻	mg/l	42,3	41.850	-
HCO ₃ ⁻	mg/l	49,9	74,4	-
NH ₄ ⁺	mg/l	5,9	82,4	-

Hayes, 2011, Angabe in Medianwerten

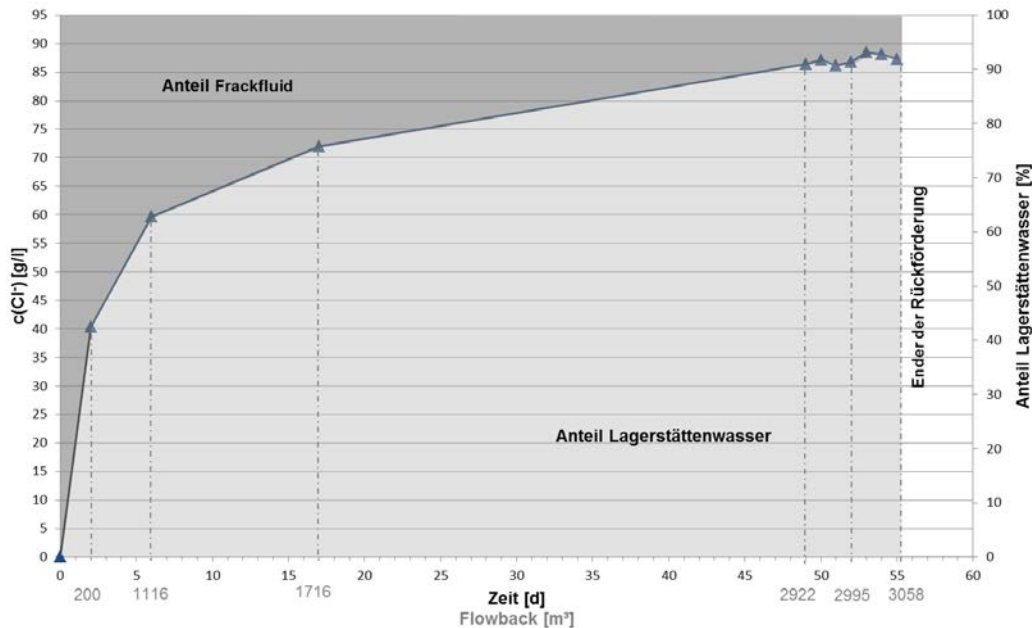
4.1.5 Differenzierung von Flowback und Produktionswasser

In Abb. 4 ist das Verhältnis von Lagerstättenwasser zu Frac-Fluid über die Zeit auf Basis des Salzkonzentrationsverlaufs für Damme 3, dem bislang einzigen Frac in einer Schiefergaslagerstätte Deutschland, aufgetragen. Der Aufteilung liegt die Annahme zu Grunde, dass innerhalb des betrachteten Zeitraums vom Frac-Fluid nur geringe Salzkonzentrationen aufgenommen werden. Würde vom Frac-Fluid mehr gelöst, müsste der Anteil des Frac-Fluids am Flowback in dieser Abbildung größer sein.

Es ist ersichtlich, dass zu Beginn der Rückförderung der Anteil an Frac-Fluid überwiegt und den größten Teil des Flowback ausmacht. Allerdings verringert sich der Anteil an Frac-Fluid deutlich über die Zeit, sodass er für Damme 3 schon nach vier Tagen nur noch die Hälfte des gesamten Flowback ausmacht. Dementsprechend vergrößert sich der Anteil an Lagerstättenwasser (Porenwasser) mit der Zeit und der rückgeführten Flowbackmenge stetig. Flowback setzt sich zusammen aus rückströmendem Frac-Fluid und mittransportiertem Porenwasser. Ist das Frac-Fluid erschöpft bzw. enthält der Flowback nur noch Porenwasser, wird mit dem Gas das Produktionswasser gefördert. Aufgrund dieser Charakteristik für den Flowback- bzw. Produktionswasseranfall, der typisch für die Förderung aus Schiefergaslagerstätten ist, lässt sich die Rückförderung in drei Phasen einteilen (s. Abb. 5).

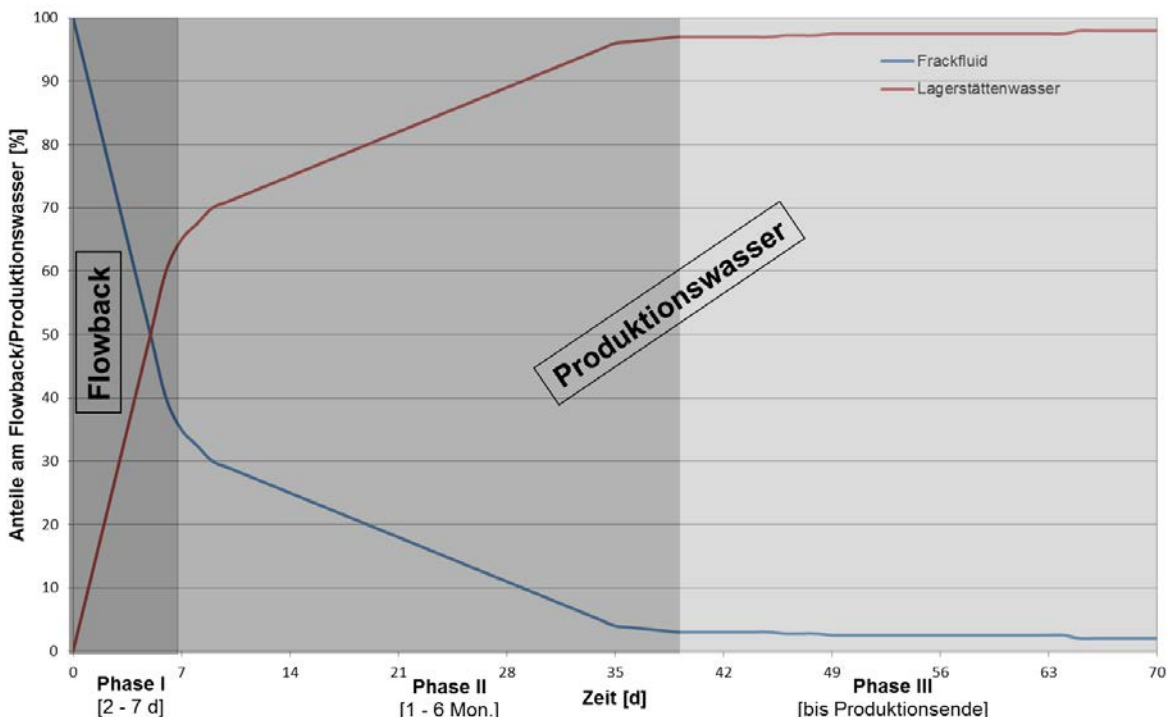
In Phase I (Flowback), die entsprechend der Lagerstätte ca. ein bis zwei Wochen andauern kann, setzt sich der Flowback größtenteils aus Frac-Fluidanteilen zusammen. In Phasen II und III dominiert der Lagerstättenwasseranteil den zurückgeführten Abwasserstrom. Nach Phase I wird derzeit der Betrieb direkt auf Gasproduktion umgestellt, d.h. die Flowbacksammlung wird ausgesetzt und die Gastrocknungsanlage (GTA) wird zugeschaltet. Dementsprechend wird ab diesem Zeitpunkt Produktionswasser erzeugt und nicht mehr Flowback. Ob überhaupt Produktionswassers anfällt, wird durch die geogenen Lagerstättenbedingungen bestimmt. Der Wechsel von Exploration zu Produktion bzw. von Flowback zu Produktionswasser wird derzeit nicht durch Labor- oder Pilotversuche verifiziert und validiert.

Abb. 35: Salzkonzentrationsverlauf bei Rückförderung aus der Lagerstätte Damme 3 über die Zeit und Rückschluss auf das Verhältnis Lagerstättenwasser zu Frac-Fluid



ISAH, 2014

Abb. 36: Phaseneinteilung bei der Rückförderung von Flowback bzw. Produktionswasser



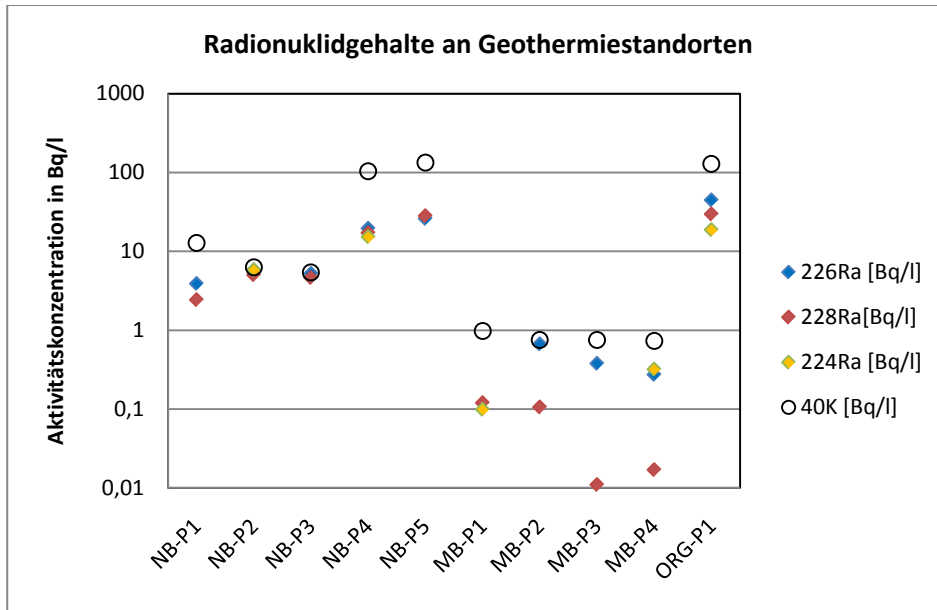
ISAH, 2014

4.1.6 Natürlich vorkommende Radioaktivität - N.O.R.M.

Degering et al. (2011) beschreibt die Hauptaktivitäten natürlicher Radionuklide in den Fluiden der tiefen hydrothermalen Geothermie (Tiefe 2.300 m) in Deutschland, die den verschiedenen Isotopen des Radiums und dem Kalium Isotop ^{40}K entstammen. In der Studie „Mobilisierung und Ablagerungsprozesse natürlicher Radionuklide“ wurden Proben des Norddeutschen Be-

ckens, des Molassebeckens und des Oberrheingrabens untersucht. Es wurde festgestellt, dass die Aktivitäten der N.O.R.M. deutlich in den Regionen Deutschlands variieren, sich aber ein Zusammenhang zwischen erhöhter Salinität der Fluide (insbesondere durch Kalium) und höheren Radiumgehalten herstellen lässt. Abb. 6 und Abb. 7 verdeutlichen diesen Zusammenhang. Eine detailliertere und belastbarere Datenbasis ist derzeit nicht vorhanden, auch nicht bei den geologischen Diensten der Länder.

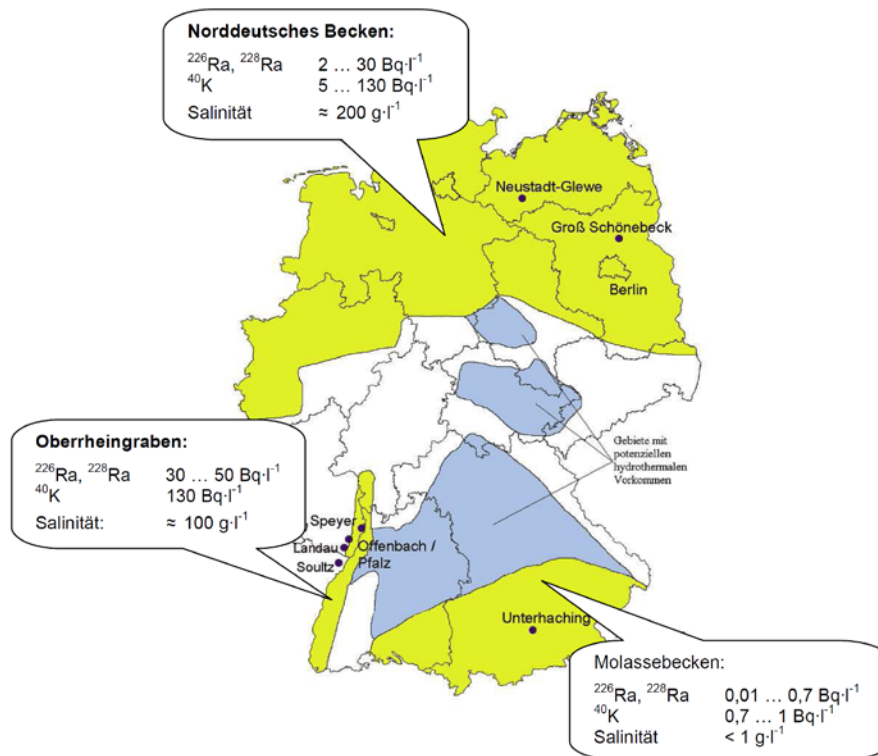
Abb. 37: Radionuklidgehalte und Salinität an verschiedenen Geothermiestandorten (das 40K Isotop von Kalium repräsentiert die Salinität).



NB - Norddeutsches Becken; MB – Molassebecken; ORG – Oberrheingraben

Daten aus Degering et al., 2011

Abb. 38: Typische Bereiche der Fluidkonzentrationen natürlicher Radionuklide und der Salinität für einzelne Regionen in Deutschland.



Degering et al, 2011

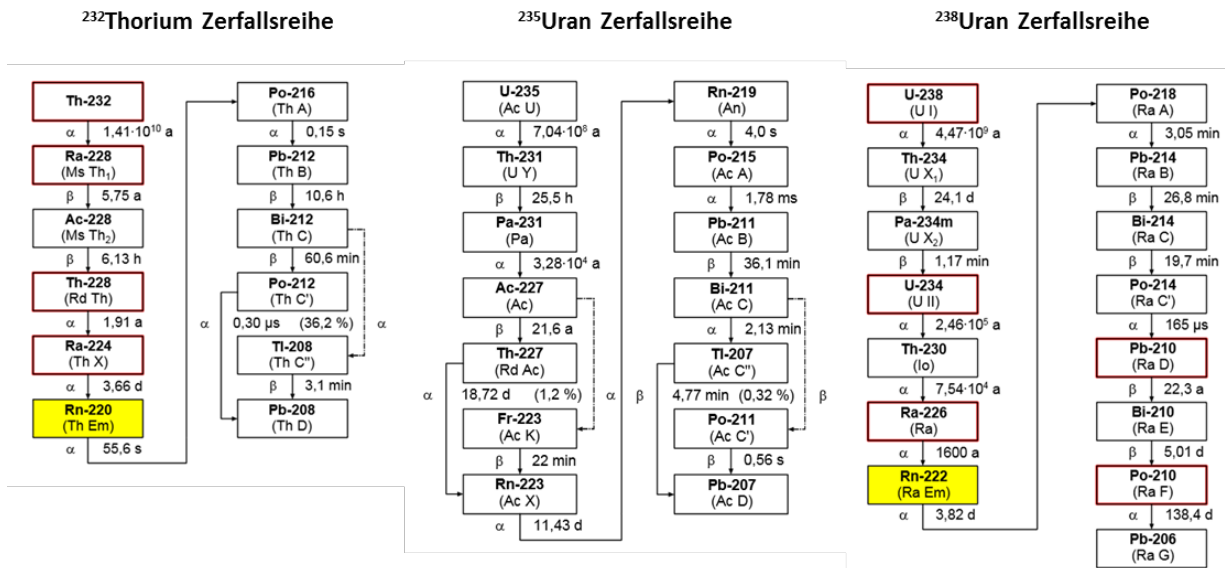
Jeweils abhängig von den geologischen Gegebenheiten enthalten Gesteine bzw. Böden natürliche Radionuklide aus den unterschiedlich langen Zerfallsreihen ^{232}Th , ^{235}U und ^{238}U (vgl. Abb. 8). In geschlossenen Systemen stellt sich über geologische Zeiträume der Zustand des radioaktiven Gleichgewichtes ein. Somit ist die Aktivität aller Glieder einer Zerfallsreihe untereinander gleich. Die Aktivität eines radioaktiven Stoffes wird mit der SI-Einheit Becquerel (Bq) als Zahl der Kernzerfälle pro Sekunde beschrieben. Teilweise wird noch die alte Einheit Curie (Ci) verwendet; ein Picocurie (pCi) entspricht 0,037 Bq.

Eine Störung des geschlossenen geologischen Systems, z.B. durch Austauschprozesse an Fest/Flüssig-Grenzflächen, führt zu einem Verlust des radioaktiven Gleichgewichtes. Wird das System erneut geschlossen, z.B. durch Bildung von Ablagerungen, stellt sich das Gleichgewicht entsprechend der Halbwertszeiten der beteiligten Nuklide wieder ein (Degering et al., 2009).

Das Radionuklid ^{40}K ist im natürlichen Isotopengemisch des Kaliums immer enthalten. Die ^{40}K -Konzentrationen spiegeln damit den Kaliumgehalt der Wässer wider (einer Kaliumkonzentration von 1 g/l entsprechen 31 Bq/l ^{40}K).

Abb. 8 zeigt die Zerfallsreihen von ^{232}Th , ^{235}U und ^{238}U mit der jeweiligen Zerfallsart (α , β , γ Zerfall) und den Halbwertszeiten. Zerfallsprozesse mit einer Emissionswahrscheinlichkeit von < 0,1 % sind nicht aufgelistet.

Abb. 39: Zerfallsreihen der Radionuklide ^{232}Th , ^{235}U und ^{238}U

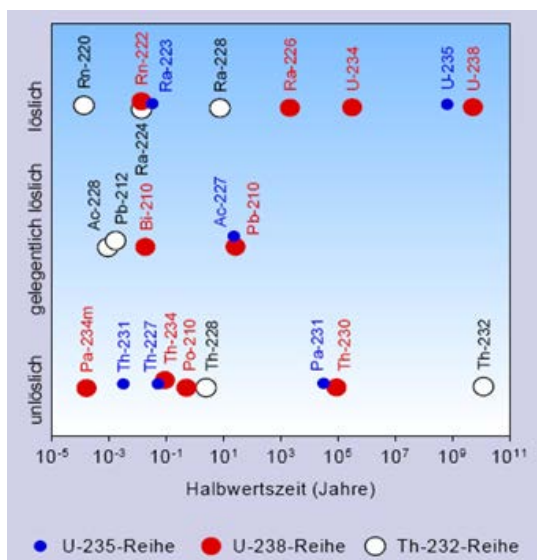


Beyermann et al., 2009

Beim Fracking können natürlichen Radionuklide durch Auslösungen aus dem Formationsgestein zunächst über den Flowback und später über das Produktionswasser der Lagerstätte an die Oberfläche (Flüssigphase) gelangen, wo sie sich dann als feste Ablagerungen („scales“) oder als Schlämme an dem Bohrplatzequipment bzw. in Speicherbehältern anreichern können (Gilday et al., 1999; Gregory, 2013).

Die Löslichkeit der Radionuklide der ^{238}U , ^{235}U und ^{232}Th Zerfallsreihen ist sehr unterschiedlich. In Abb. 9 ist das Löslichkeitsverhalten der Radionuklide in Abhängigkeit ihrer Halbwertszeit angegeben.

Abb. 40: Löslichkeitsverhalten der natürlichen Radionuklide im Grundwasser



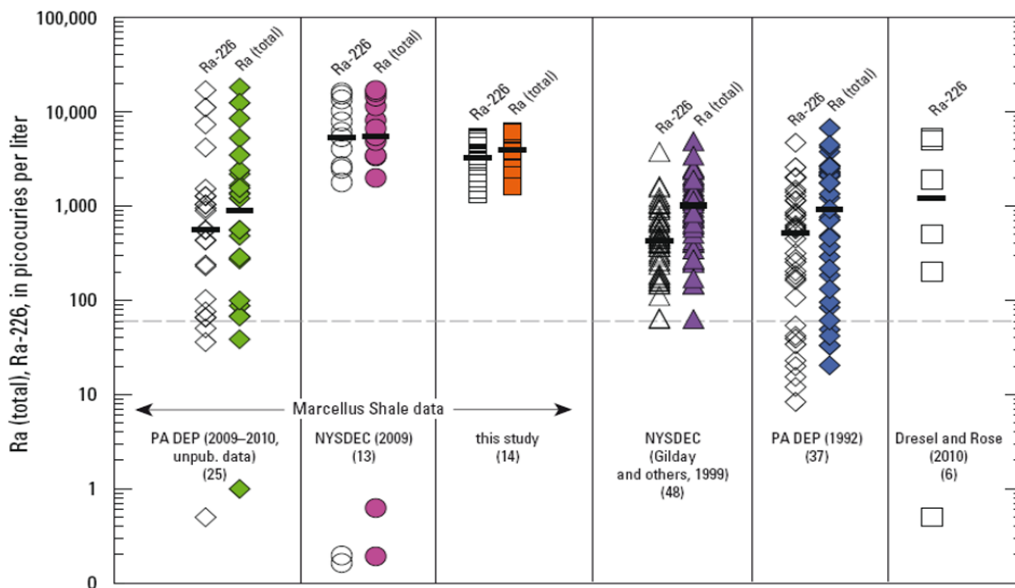
Beyermann et al., 2009

Einen weiteren Einfluss auf die Wasserlöslichkeit von Uran hat die gegenwärtige Oxidationsstufe. Während sechswertiges Uran sehr gut wasserlöslich ist, zeigt vierwertiges Uran in seinen Verbindungen eine nur sehr geringe Löslichkeit (Vogel, 2011). Die bislang im Produktionswas-

ser nachgewiesenen Radionuklide mit der höchsten Aktivitätskonzentration sind ^{226}Ra (^{238}U -Zerfallsreihe), ^{228}Ra und ^{224}Ra (^{232}Th -Zerfallsreihe). Protactinium ($^{231,234}\text{Pa}$) ist zwar unlöslich, bildet aber speziell im dominierenden pentavalenten Zustand Polymere und Pseudokolloide, die wiederum mit Wasser transportiert werden können (Walther, 2013). Die größte Bedeutung liegt, aufgrund der langen Halbwertszeit (1600 Jahre), guter Wasserlöslichkeit und seinem Status als Karzinogen, bei ^{226}Ra , einem Alpha- sowie Gammastrahler (UNSCEAR, 1982). Aufgrund der guten Löslichkeit ist Radium meist im Wasser in einem starken Ungleichgewicht zum Uran. Im Marcellus Shale (USA) wurden Radiumaktivitäten von bis zu 666 Bq/l (18.000 pCi/l) im Produktionswasser nachgewiesen, in nicht Marcellus Gebieten lagen die Höchstwerte laut einer Studie bei 248 Bq/l (6700 pCi/l) (Rowan et al., 2011). Abb. 10 zeigt die nach Rowan et al. (2011) gemessenen Belastungen für Produktionswasser aus dem Marcellus Shale im Vergleich zu anderen Veröffentlichungen aus anderen Lagerstätten.

Im Vergleich dazu, sind für Trinkwasser betreffend Radioaktivität und Uran in der Neufassung der Trinkwasserverordnung vom 07.08.2013 folgende Grenzwerte aufgestellt: für das radioaktive Tritium 100 Bq/l liegt, für Uran 0,010 mg/l (BMG, 2010). Die WHO schlägt als Grenzwert für ^{228}Ra 100 mBq/l und für ^{222}Rn 100 Bq/l vor (WHO, 2011).

Abb. 41: Darstellung der gemessenen Aktivitäten vom gesamten (total) Radium ($^{226}\text{Ra} + ^{228}\text{Ra}$) und ^{226}Ra



Linke Seite: drei Datensätze für Produktionswasser aus Brunnen im Marcellus Shale.

Rechte Seite: drei Datensätze aus Brunnen anderer Gebiete.

Anzahl der Punkte je Datensatz jeweils in Klammern, Median-Wert ist schwarzer horizontaler Balken.

Graue unterbrochene Linie entspricht dem Grenzwert für die Einleitung industrieller Abwässer in den USA

Rowan et al., 2011

Andere Radionuklide bis hin zu den Thorium- und Uraniumisotopen wurden aufgrund ihrer geringen Mobilität bzw. Löslichkeit nur im Tiefenwasser (Geothermiebohrung) und zwar bis zur Nachweisgrenze nachgewiesen (Degering et al., 2009; Smith et al., 1996).

N.O.R.M. können, wie oben erwähnt, auch in der festen Phase als Stoffanhaftungen und in Schlämmen auftreten. Die Halbwertszeit des Radon ^{222}Rn Isotops beträgt lediglich 3,82 Tage (vgl. Abb. 8). Das Zerfallsprodukt ist das Polonium-Isotop ^{218}Po mit festem Aggregatzustand und

mit großer radiotoxikologischer Bedeutung. Thermodynamische Randbedingungen des geförderten Mediums verändern sich beim Durchfließen der Anlage. Zusätzlich können Wechselwirkungen mit dem Material der Anlagenkomponenten zu Ablagerungen auf Bauteiloberflächen führen. Untersuchungen in der tiefen Geothermie wiesen in Ablagerungen, sogenanntes Scaling, die langlebigen Nuklide ^{226}Ra , ^{210}Pb , ^{228}Ra und ^{228}Th auf (Degering et al., 2009; Smith et al., 1996). Bei Anwesenheit von Sulfat (SO_4) fallen Radium und Barium zu Radiobaryt ((Ba, Ra) SO_4) aus, welches nur schwer löslich ist und sich auf Anlagenteilen, Rohren usw. ablagern kann.

Auch das geförderte Gas kann N.O.R.M. enthalten (EPA, 2012). Probeentnahmen aus gefördertem Gas im US Bundesstaat Pennsylvania wiesen eine Radonaktivität ^{222}Rn zwischen 37 Bq/m^3 und 2923 Bq/m^3 mit einem Median von 1369 Bq/m^3 auf (Rowan et al., 2012). Zum Vergleich gibt die WHO die Empfehlung, dass die Radonkonzentration in Innenräumen 100 Bq/m^3 nicht überschreiten sollte (WHO, 2009).

4.2 Aufbereitungsmaßnahmen und Verfahrenstechniken

Derzeit existieren verschiedene Behandlungs- und Wiederverwendungs- und Entsorgungsoptionen für den anfallenden Flowback.

Bisherige Erfahrungen aus den USA bezüglich einer unmittelbaren Einleitung (Oberflächenableitung) des Flowback sind durchweg negativ, da starke Auswirkungen auf die aufnehmenden Gewässer festgestellt wurden. Auch die Entsorgung über kommunale Kläranlagen ist in vielen Staaten der USA mittlerweile untersagt, da es zu Störungen im Kläranlagenbetrieb (z.B. verminderter Rückhalt im Nachklärbecken auf Grund hoher Salz- bzw. Na^+ -Frachten, die zu einer Auflösung der Bakterienflocken führen) oder aber zur Beeinträchtigung im nachfolgenden Vorfluter gekommen ist (Weichgrebe, 2013).

Wie bereits in Abschnitt 4.1 ausgeführt variieren Qualität und Quantität des Flowback mit der Zeit. Flowback, der innerhalb der ersten Tage an die Oberfläche gefördert wird (und einen hohen Anteil der Frac-Fluidinhaltsstoffe enthält) kann unter Umständen mit Frischwasser und Frac-Fluidadditiven vermischt ohne weitere Behandlung zum nächsten Fracking-Einsatz verwendet werden. Mit Salzgehalten $<10 \text{ g/l}$ gelten Abwässer als „brauchbar“ für den Wiedereinsatz und mit Salzgehalten von 10 bis 50 g/l als „aufbereitbar“ (Clark et al, 2009; All Consulting, 2003; NETL, 2006).

In Tab. 5 ist für das Jahr 2012 die Wassernutzung beim Hydraulic-Fracking aus dem Marcellus Gebiet der Wassernutzung aus dem Barnett-Gebiet vergleichend gegenübergestellt (Nicot et al, 2013).

Tab. 8: Vergleich der Wassernutzung beim Hydraulic-Fracking im Marcellus, Pennsylvania und im Barnett, Texas (Nicot et al, 2013)

	Marcellus, Pennsylvania, US	Barnett, Texas, US
Wasserverfügbarkeit	ohne Einschränkung	eingeschränkt
Bohrwasser pro Bohrung	325 m ³	945 m ³
Frac-Fluid pro Bohrung	20.820 m ³	ca. 19.000 m ³
neue Bohrfelder in 2012	1365	660
fertiggestellte Brunnen in 2012	540	500
Aktive horizontale Bohrungen in 2012	3680	>10.000
Verfügbare Verpressbohrungen	7 - 8	980 (12.000 in TX)
Produziertes Abwasser (monatl. Mittel) (Flowback und Produktionswasser)	11,75 m ³ /d	7,6 m ³ /d
davon aufbereitet und wiedereingesetzt	ca. 87 %	ca. 5 - 13 %
davon verpresst	ca.13 %	ca.87 %

Nicot et al., 2013

Maßgeblicher Grund für die Wiederverwendung des Frac-Fluids ist hier die lokale Nicht-Verfügbarkeit von Verpressbohrungen. Die Wasserverfügbarkeit im Erschließungsgebiet spielt zum Teil eine Rolle, was sich durch die steigenden Produktionsstandorte und Wassernutzungskonkurrenzen in den USA verschärfen dürfte. Um der Wasserknappheit zu begegnen, wird in einigen Schiefergasgewinnungsgebieten der USA angestrebt Brauch- oder behandeltes Abwasser für den Ansatz des Frac-Fluids zu nutzen.

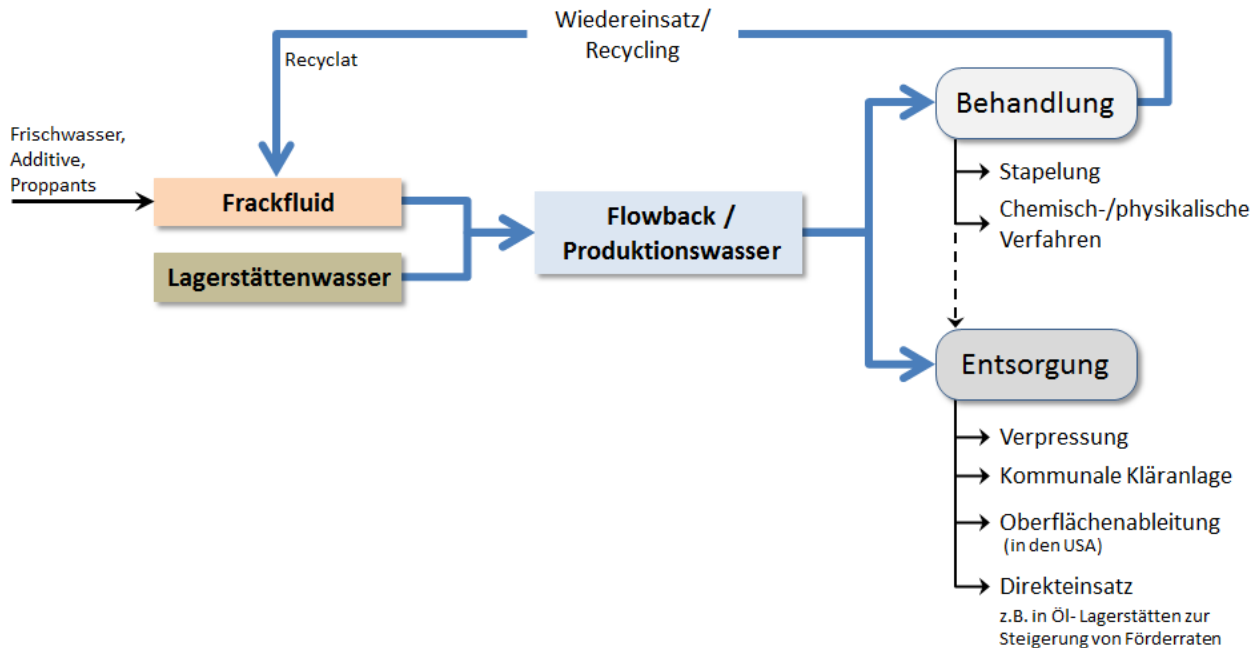
Eine Art der Vorbehandlung ist die **Zwischenspeicherung** mehrerer Flowback, meist ausgeführt als offene Becken (sogenannte Impoundments) oder als Speicherbehälter bzw. -container (Misch- und Ausgleichsbecken) mit anschließender Verschneidung mit Frischwasser (Gregory et al., 2013). Durch die Wiederverwendung von Flowback kann es zu einer Aufkonzentrierung gelöster Inhaltsstoffe kommen, was die Anzahl an Fracking-Einsätzen begrenzen kann. Einfache und erprobte chemisch- physikalische Behandlungsverfahren sind Fällung /Flockung mit anschließender Feststoffabtrennung (Rosenwinkel et al., 2012).

In einigen Gebieten der USA ist die Aufbereitung und Wiederverwendung des Flowback gängige Praxis. Es sind aber nur wenige belastbare Erfahrungen, u.a. zur Fällung, Flockung oder Entsalzung, aus dem Fracking-Prozess und dem anfallenden Flowback verfügbar, die den Anforderungen einer Einleitgenehmigung in Deutschland entsprechen würden, sodass es noch keine direkt in die Praxis umsetzbaren Konzepte gibt (Weichgrebe, 2013).

In Deutschland wurde bisher kein Flowback aufbereitet und wiedereingesetzt. Noch immer ist die **Verpressung** von Flowback der ausschließliche Entsorgungspfad. Auch die Entsorgung („Verwertung“) durch Verpressung in alte Öl-Lagerstätten zur Steigerung der Förderraten bzw. der Restölförderung kann hierzu gezählt werden; insbesondere in den USA, da hier nicht in allen Bundesstaaten die Anforderungen der EPA an die Ausführung der Verpressbohrungen (Class II well) umgesetzt werden (EPA, 2013b).

Insgesamt lassen sich die gegenwärtigen Maßnahmen wie folgt skizzieren:

Abb. 42: Aktuelle Behandlungsmaßnahmen für den Flowback



ISAH, 2014

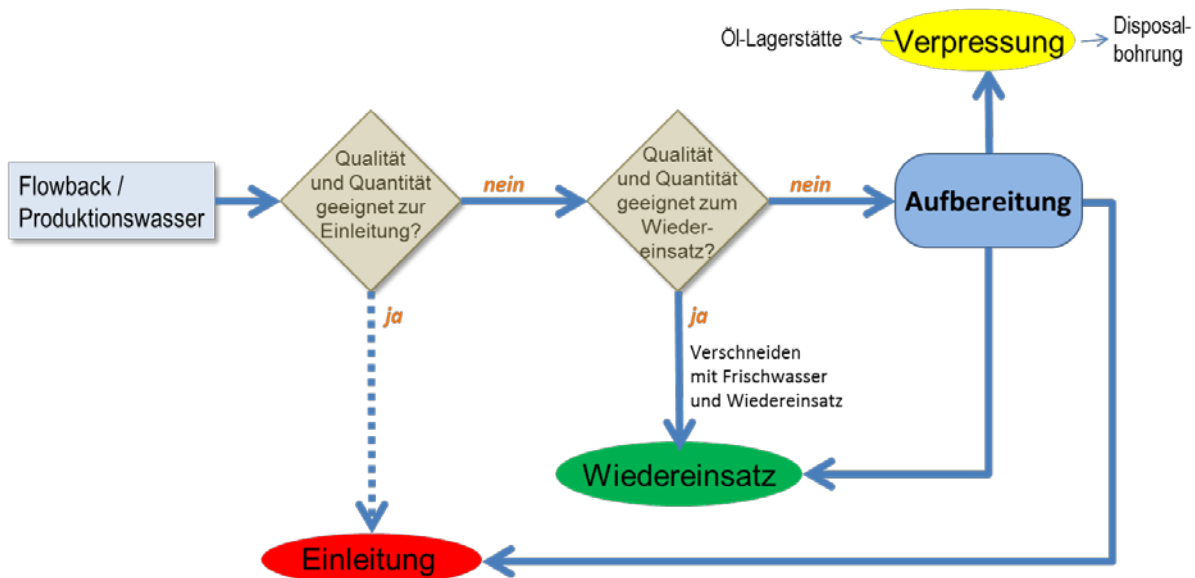
4.2.1 Abgrenzung der Aufbereitungsziele (Recycling, Einleitung, Entsorgung)

Die bereits erstellten Gutachten und Studien zeigen deutlich, dass insbesondere durch Verwertung bzw. Recycling des Flowback eine Reduzierung der Frischwasser- und der Abwassermengen erzielt werden könnte (Ewen et al., 2012; Meiners et al., 2012; Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, 2012). Jedoch sollte auch hier entsprechend der Kriterien zur Bestimmung des Standes der Technik gemäß Anlage 1 WHG das Prinzip der Verhältnismäßigkeit von Aufwand zu Nutzen Berücksichtigung finden. Folgende Maßnahmen sind daher denkbar:

- **Reduzierung** des Frac-Fluidvolumens und der chemischen Additive,
- Direkte oder indirekte Einleitung des Flowback,
- Aufbereitung des Flowback zur **Wiederverwertung** als Frac-Fluid,
- Aufbereitung des Flowback zur Entsorgung bzw. Verpressung,
- Aufbereitung des Flowback zur Entsorgung bzw. zur Einleitung oder
- ggf. zur alternativen Nutzung des Lagerstättenwassers bzw. des Flowback.

Abb. 12 zeigt den Entscheidungsweg der Maßnahmen zur Flowback- oder Produktionswasseraufbereitung entsprechend angestrebter Aufbereitungsziele. Entscheidungskriterien sind hier Qualität und Quantität des Flowback bzw. Produktionswassers.

Abb. 43: Ablaufdiagramm und Fallunterscheidung zur Behandlung des Flowback



ISAH, 2014

Vermeidung des Flowback

Durch die intensive Diskussion über Fracking und die damit verbundenen Umweltauswirkungen sowie den relativ hohen Wasserbedarf (s. Kap. 4.1.2) sind Fracs mit flüssigem CO₂ oder N₂ in der Diskussion und Erprobung (Holtz, 2013). Noch konnten sich diese Ansätze nicht durchsetzen bzw. konnten großtechnisch nicht erprobt werden. Generell sind aber die Bestrebungen der Industrie vorhanden, hier auch Einsatzmengen und damit Kosten zu minimieren.

Direkte Einleitung

Bei den bis heute eingesetzten Frac-Fluiden und bei den bisher ausgebeuteten Lagerstätten kann die Einleitung des Flowback ohne Aufbereitung nur als theoretische Option angesehen werden.

Flowbackaufbereitung und Wiedereinsatz

Die Erfahrungen in den USA aus den letzten Jahren mit der Wiederverwendung von Flowback für weitere Fracking-Maßnahmen zeigen, dass dies teilweise mit oder auch ohne vorherige Aufbereitung erfolgen kann. Dies ist insbesondere für Flowback aus der oben beschriebenen „Phase I“ vorstellbar. Um einen konstanten Betrieb der Aufbereitungsanlage zu ermöglichen, wäre es vorteilhaft, den während der Phase I anfallenden Flowback zu stapeln und somit zu vergleichmäßigen. Einfluss hat hier sicherlich auch die regionale Gestaltung der Bohrplätze und die Anzahl und Häufigkeit der durchgeführten Fracs.

Einschränkend auf die Möglichkeiten des Wiedereinsatzes können sich unter anderem die Flowbackbestandteile auswirken, die zu einer Funktionsminderung der Additive im neuen Frac-Fluidansatz führen können bzw. damit einen Mehreinsatz von Chemikalien bedingen. Da aber mit einem nur geringen Anteil an Flowback bezogen auf das eingesetzte Frac-Fluid gerechnet werden kann (10 – 25%) kommt es eher zu einer Verdünnung dieser Bestandteile.

In der zweiten und dritten Phase dominiert der Lagerstättenwasseranteil den zurückgeführten Abwasserstrom. Mit Beginn der zweiten Phase könnte der Betrieb direkt auf Gasproduktion

umgestellt werden, d.h. die Flowbackaufbereitung wird ausgesetzt und die Gastrocknungsanlage (GTA) zugeschaltet. Dementsprechend würde ab diesem Zeitpunkt Produktionswasser erzeugt und nicht mehr Flowback.

Die zeitliche Ausdehnung der Übergangsphase II dürfte je nach Gegebenheit und Lagerstätte unterschiedlich ausfallen. Der Wechsel von Exploration zu Produktion bzw. von Flowback zu Produktionswasser sollte durch Labor- und Pilotversuche unter Diskussion des zu würdigenden Rechtsrahmens (Nachweispflicht, Genehmigung, Monitoring, etc.) verifiziert und validiert werden (siehe hierzu auch Kap. 5).

Für die Aufbereitung von Flowback oder Produktionswasser zum Wiedereinsatz als Frac-Fluid oder zur Entsorgung werden in den nachfolgenden Abschnitten Verfahrenstechniken beschrieben.

4.2.2 Verfahrenstechniken zur Flowback- und Produktionswasserbehandlung

Da im Rahmen dieses Gutachtens keine Versuche mit Pilotanlagen durchgeführt wurden, werden Verfahrenstechniken aufgezeigt, die theoretisch für die spezifischen Inhaltsstoffe geeignet erscheinen. In Abhängigkeit der geforderten Aufbereitungsqualität (Recycling, Direkt- oder Indirekteinleitung und Entsorgung (z.B. durch Verpressung)) variiert der zu betreibende Aufwand für eine Aufbereitungsanlage erheblich.

Für die Wiederverwendung eines Flowbackteilstroms zur Substitution von Frischwasser bei nachfolgenden Frac-Vorgängen fällt ein entsprechend geringerer technischer Aufwand an, als dies bei einer Direkteinleitung der Fall wäre. Letztere ist sicher nur durch Verfahrenskombinationen realisierbar. Daher erscheint es zielführend, die Inhaltsstoffe im Flowback in verschiedene Gruppen, sog. Cluster, einzuteilen, so dass die Anwendbarkeit der spezifischen Verfahren theoretisch erschlossen werden kann. Die Inhaltsstoffe im Flowback und im Produktionswasser lassen sich in folgende Cluster einteilen (Rosenwinkel et al., 2012):

- ungelöste partikuläre Stoffe (absetzbar oder abfiltrierbar),
- Leichtflüssigkeiten (wie Öle und Fette),
- gelöste Stoffe mit den Gruppen
 - Kohlenwasserstoffe (flüchtig und gelöst),
 - Salze (< 10 g/l, < 50 g/l und > 50 g/l), und
 - Metalle und N.O.R.M..

In Tab. 6 sind die entsprechend der oben vorgenommen Clustereinteilung generell möglichen Verfahren zusammengefasst.

Die Tabelle verdeutlicht sowohl die Anwendungsgrenzen der spezifischen Verfahren als auch die Notwendigkeit von Vor- und Nachbehandlungsstufen. Ein weiterer wichtiger Aspekt für die Verfahrensauswahl ist die Flowbackmenge in Abhängigkeit der spezifischen Lagerstätte, der Anzahl und Abfolge der Fracking-Maßnahmen sowie der Frac-Fluidkomposition und -einsatzmenge. Somit kann für einige Lagerstätten der Einsatz von mobilen Aufbereitungsanlagen (dezentrale Strategie) wirtschaftlicher sein als eine zentrale Aufbereitungsanlage oder die Aufbereitung durch entsprechend zugelassene Dienstleistungsunternehmen.

In den USA werden meist Anlagen für geringe Abwassermengen betrieben, deren Genehmigungsfähigkeit für Deutschland zu prüfen wäre oder die sich noch im Entwicklungs- oder Entwicklungsstadium befinden. In Deutschland werden die bei der Gewinnung von Erdgas anfallenden flüssigen Abfälle an der Förder- und Verpressbohrung durch Hydrozyklone und Filter von den Feststoffen befreit und einer Verpressung zugeführt. Die bei der Gastrocknung anfallenden Kondensate werden vor einer Verpressung durch Filtration, Sedimentation von absetzbaren Stoffen oder durch Abskimmen von Leichtstoffen für die Verpressung vorbehandelt. Auch wurden Anlagen zur Eindampfung betrieben, was aber aus energetischen und insbesondere aus wirtschaftlichen Gründen eingestellt wurde.

Es ist festzuhalten, dass derzeit weder ein Stand des Wissens noch ein Stand der Technik entsprechend WHG für die bei der Gewinnung von Erdgas anfallenden Abwässer (insbesondere Flowback und Produktionswasser) definiert ist, um eine genehmigungsfähige Einleitung des behandelten Abwassers zu ermöglichen. Wie in Kap. 2.1 erläutert, wird in der aktuellen Praxis Produktionswasser als bergbaulicher Abfall behandelt.

Tab. 9: Zusammenstellung der Behandlungsverfahren nach ihrer Anwendbarkeit auf Basis der Clustereinteilung

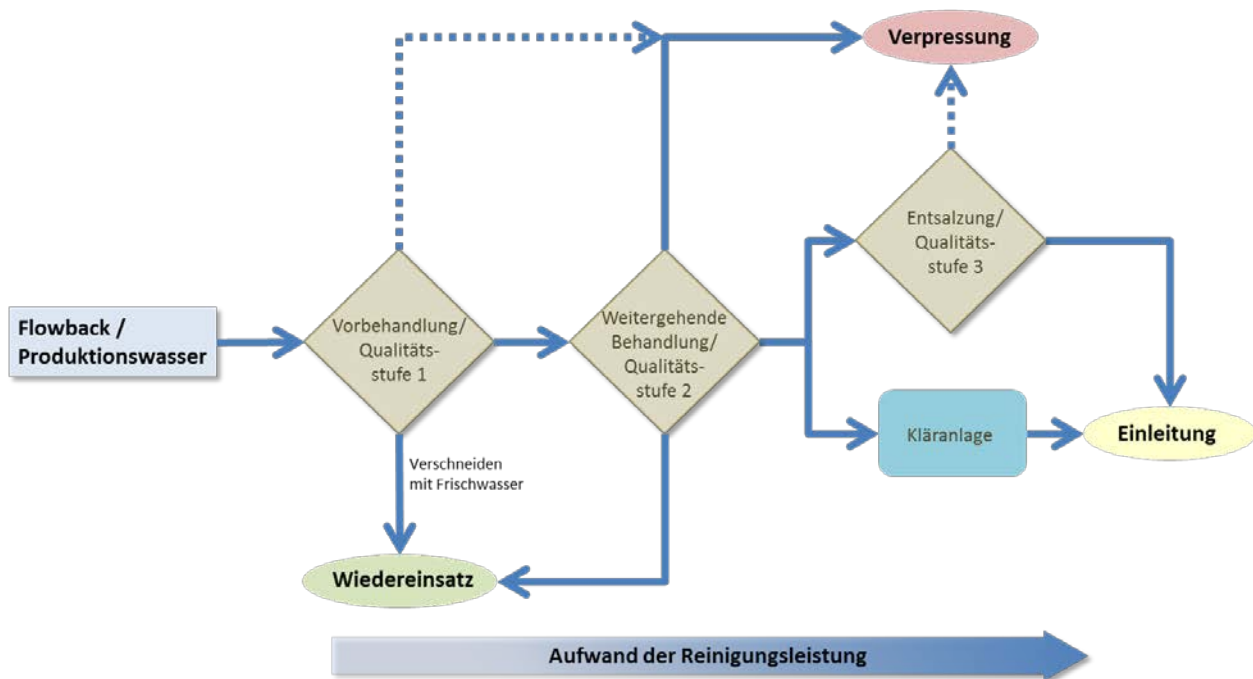
Flowback Inhalts- stoffe stoffe Verfahren	ungelöste, partikuläre Stoffe		Leicht- flüssig- keiten z.B. ungel. KW	Gelöste Stoffe		Salze			Metalle, N.O.R.M.
	ASS	AFS		Kohlenwasserstoffe (KW)		Salzgehalt [g/l]			
				flüchtige org. Substanzen	org. Substanzen	< 10	10- 50	> 50	
Physikalische Verfahren									
Sedimentation/ Hydrozyklon	●								
Belüftung & Sedimentation	●								●
Leichtstoffabscheidung			●						
Filtration		●							
Flotation		●		(●)	(●)				
Membranfiltration (MF, UF, NF)		●	●	●	●	●			
Strippung				●					
Ads./ Absorption					(●)				●
Elektro-Koagulation									●
Ionenaustausch						(●			(●)
Umkehrosiose					(●)	(●	(●		
Vorwärtosiose					(●)	(●	(●	(●	
Elektrodialyse					(●)	(●	(●		
Chemische Behandlungsverfahren									
Fällung/ Flockung						●			●
Chem. Oxidation					●				
Chemiesorption						●			●
Thermische Trennverfahren									
Eindampfung				●	●	●	●	●	●
Gefrier-/ Tau-Verdampfung				●	●	●	●		●
Membran-Destillation						(●	(●	(●	
Kristallisation						(●	(●	(●	
Extraktion				(●)	(●)				
Biologische Behandlungsverfahren									
Belebungs-/ Biofilmverfahren	●	●			●	(●			

Flowback Inhalts- stoffe Verfahren	ungelöste, partikuläre Stoffe		Leicht- flüssig- keiten z.B. ungel. KW	Gelöste Stoffe					
	ASS	AFS		Kohlenwasserstoffe (KW)		Salze			Metalle, N.O.R.M.
				flüchtige org. Substanzen	org. Substanzen	Salzgehalt [g/l]			
						< 10	10-50	> 50	
Bewachsener Biofilter	(●)	(●)			●	(●)			

(●) = Nachbehandlung bzw. in Kombination anwendbar. Nach Weichgrebe & Rosenwinkel, 2013

Wie Tab. 6 zeigt, kann die Aufbereitung des Flowback nicht durch ein einzelnes Verfahren erfolgen. Verfahrensauswahl und Dimensionierung sind wesentlich durch das Reinigungsziel und die Inhaltsstoffe geprägt. Weiterhin spielen Verfügbarkeit und Behandlungskosten eine wichtige Rolle. In der Regel hat die Aufbereitung in mehreren Stufen zu erfolgen. Abb. 13 gibt einen Überblick über die Behandlungsstufen entsprechend der Aufbereitungsziele.

Abb. 44: Diagramm zum Aufbereitungsziel und entsprechender Behandlungsstufe bzw. -qualität



gepunkteter Pfeil: theoretisch möglicher Pfad, allerdings nicht zu empfehlen bzw. erst nach eindeutiger Prüfung

ISAH, 2014

Hierbei werden drei Hauptaufbereitungsstufen unterschieden, die aufeinander aufbauen und deren Reinigungsleistung zunimmt:

- **Vorbehandlung/ Qualitätsstufe 1 (-> Wiedereinsatz oder Verpressung)**
 - Entfernung von partikulären Stoffen, N.O.R.M und Leichtflüssigkeiten sowie Teil-entfernung gelöster Stoffe
- **Weitergehende Behandlung/ Qualitätsstufe 2 (-> Wiedereinsatz, Indirekteinleitung oder Verpressung)**

- Entfernung flüchtiger und gelöster org. Verbindungen, Metalle, Fouling und Scaling Verursacher sowie Abtrennung von Salzen (Konzentration < 10 g/l)
- **Indirekteinleitung (-> Kläranlage)**
 - Indirekteinleitung in eine kommunale Kläranlage ist für Flowback bisher nicht Stand der Technik und ist rechtlich zu würdigen (siehe Abschnitt 4.3.2)
- **Entsalzung/ Qualitätsstufe 3 (-> Einleitung oder Verpressung)**
 - Abtrennung insbesondere von Salzen (Konzentration > 10 g/l) und verbliebenen gelösten Verbindungen

Der Grad der Behandlung des Flowback und Produktionswassers richtet sich dabei nach den Inhaltsstoffen des zu behandelnden Abwassers, der Art der nachfolgenden Behandlung und dem Ziel der Aufbereitung. So muss die Qualität des Ablaufs möglichst hoch sein, wenn die nachfolgende Behandlungsstufe z.B. auf Membrantechnik basiert. Ist das Aufbereitungsziel beispielsweise eine Indirekteinleitung muss die Aufbereitungsqualität höher sein als bei einem Wiedereinsatz oder einer Verpressung. Da die Art und Menge der Inhaltsstoffe von Flowback und Produktionswasser je nach Gebiet stark variieren (siehe Abschnitt 4.1.4), kann eine allgemein gültige Zuordnung der Qualitätsstufe zum entsprechenden Ziel der Aufbereitung (Wiederverwendung, Einleitung, Verpressung) nicht erfolgen, sondern muss für jeden Flowback und jedes Produktionswasser individuell geschehen. Bei Verpressung von entsalztem Produktionswasser in saline Horizonte ist zu beachten, dass eine Verpressung wegen der Überwindung des Dichteunterschiedes sehr aufwändig ist und es an den Lösungsgrenzschichten zu Ausfällungen und damit zur Verblockung des Verpresshorizontes kommen kann.

Aufbereitung entsprechend Qualitätsstufe 1

Es empfiehlt sich sowohl den Flowback als auch das wahrscheinlich in geringen Mengen anfallende Produktionswasser zunächst zwischenspeichern. Im Zwischenspeicher kann bereits durch Gravitation eine natürliche Sedimentation einsetzen. Dabei gilt es zu beachten, dass schädliche Emissionen (wie z.B. CH₄, H₂S, etc.) bei einer Zwischenspeicherung in offenen Becken entweichen können und starker Niederschlag zum Beckenüberlauf führen kann, weshalb mindestens geschlossene Becken oder Tanks erforderlich sind. Mit der zusätzlichen Sicherstellung eines ausreichend dimensionierten Misch- und Ausgleichsbeckens können sowohl Konzentrationspitzen einzelner Substanzen ausgeglichen, als auch größere Schwankungen beim Flowback- und Produktionswasservolumenstrom (siehe Kap. 4.1.3) vergleichmäßig werden. In einigen Fällen ist es in den Stapelbecken aber auch zu bakteriellen Umsetzungsprozessen und damit zu Schlammanfall gekommen (Gregory et al., 2013). Daher müsste gerade bei der großflächigen Erschließung ein besonderes Augenmerk auf die Einrichtung und Bewirtschaftung dieser Speicher gelegt werden.

Das Aufbereitungsziel der Qualitätsstufe 1 des Flowback und des Produktionswassers ist die Beseitigung von ungelösten Stoffen, Leichtflüssigkeiten (z.B. Öl und Fett) und zum Teil gelösten Stoffen durch Verfahren wie Sedimentation, Flotation, Fällung/ Flockung, etc. Je nach Anforderungen kann das somit aufbereitete Wasser anschließend zum Wiedereinsatz verwendet oder unter Umständen verpresst werden. Bei höheren Qualitätsanforderungen muss es der nächsten Behandlungsstufe unterzogen werden.

Sedimentation

Die Sedimentation ist ein Verfahren mit der Dispersionen aufgrund ihrer unterschiedlichen Dichten nach einer bestimmten Verweilzeit voneinander getrennt werden können. In der Öl- und Gasindustrie ist dies ein weit verbreitetes Verfahren und eine etablierte Technik. Vorteil dieser Methode ist, dass neben Feststoffen auch ungelöste Kohlenwasserstoffe und Gase durch Schwerkraft vom Wasser separiert werden können. Jedoch können aufgrund der zu großen Verweilzeit kleiner Partikeln am effektivsten Partikel mit einer Größe von mehr als 10 µm abtrennen (Vetter, 2000). Daher können mit der Sedimentation nicht alle Feststoffe entfernt werden. Die in der Öl- und Gasindustrie am häufigsten verwendeten Abscheider sind die API- (American Petroleum Institute), PPI- (Parallel Plate Interceptors) und CPI- (Corrugated Plate Interceptors) Separatoren (EMPG, 1996).

API-Separatoren sind so konstruiert, dass die Partikel ausreichend Verweilzeit erhalten, um sich zu vereinigen und genügend Zeit vorhanden ist, die eine Schwerkrafttrennung initiieren. Die Einleitung des Flowback und Produktionswassers sollte im Sedimentationsbecken unter der Leichtstoff- und Wassergrenze erfolgen, da hierdurch kleine freigesetzte Luftbläschen dabei behilflich sind, Kohlenwasserstofftröpfchen zu flotieren. Die PPI- und CPI-Separatoren eignen sich gut zur Leichtstoffabtrennung, weshalb sie häufig bei hohen Anteilen von ungelösten Kohlenwasserstoffen eingesetzt werden. Allerdings sind sie nur ab einer Tröpfchengröße von 40 µm effizient, da kleinere Tröpfchen nur schwer mit den CPI-Separator abzutrennen sind. Diese Sedimentationsbecken sind dazu mit schräg eingesetzten Platten gefüllt, an deren Oberfläche die aufsteigenden Kohlenwasserstofftröpfchen und an dessen Boden die absetzbaren Stoffe abgeschieden werden. Ein gleichmäßiger nicht turbulenter Wasserfluss ist Voraussetzung für diese Verfahren (Arthur et al., 2005).

Hydrozyklon

Hydrozyklone benötigen keine Vorbehandlung und werden, unter Ausnutzung unterschiedlich hoher Dichten, zur Sand-, Schluff- und Ölabscheidung verwendet (RPSEA, 2009). Somit können sie auch zur Entfernung ungelöster partikulärer Stoffe eingesetzt werden. Der größte Nachteil von Hydrozyklonen ist nach *van den Broek et al.* (1998) jedoch die geringe Entfernrungsrate und die Tatsache, dass sie keine gelösten Verbindungen wie lösliche Öle und Fette beseitigen.

Eine Kombination von Hydrozyklonen mit organophilen Tonmineralien (z.B. Organo-Kaolin) kann laut der *RPSEA* (2009) eine gute Vorbehandlungsstufe für die Umkehrosmose sein.

Leichtstoffabscheidung

Der Leichtstoffabscheider wird regelmäßig zur Behandlung von Lagerstättenwasser angewendet. Öle und Fette liegen im Wasser zum Teil ungelöst und als Gemisch vor, was nach einiger Zeit, aufgrund des Dichteunterschieds, zur Wasseroberfläche aufsteigt und eine Phasenschicht bildet. Dieses Prinzip der unterschiedlichen Dichten von Stoffen macht sich der Leichtstoffabscheider zu nutzen und kann dadurch Wasser, Öl, Gas und Feststoffe in separate Phasenströme einteilen. Jedoch können mit diesem Verfahren weder Feinststoffe, gelöste Stoffe noch emulgierte und / oder gelöste Öle abgeschieden werden.

Flotation

Mittels Flotation können freie Öle und ölbelastete Flockungsschlämme aus dem zu reinigenden Wasser entfernt werden. Die verbreitetsten Flotationsverfahren sind die Rührwerksflotation, die pneumatische Flotation und die Druckentspannungsflotation. Die Verfahren unterscheiden sich vor allem in ihrer Blasenerzeugung. Aufgrund ihrer Blasengröße (100 bis 1000 µm) eignen sich

die pneumatische und Rührwerksflotation jedoch weniger zur Entfernung feinstdispergierten Stoffen als die Druckentspannungsflotation (DGMK, 2007).

Die Druckentspannungsflotation (DAF = Dissolved Air Flotation) hingegen ist eine der am häufigsten angewendeten Vorbehandlungsverfahren bei der Flowback- und Produktionswasseraufbereitung. Die DAF wird verwendet, um kleine, nicht absetzbare Partikel sowie Öl, unlösliche Kohlenwasserstoffe und Fett zu trennen. Beim DAF-Prozess erzeugt eine Begasung Mikrobblasen, welche sich z.B. an Öltröpfchen und Schwebstoffen anheften und somit zu Flotation und Anreicherung dieser Verunreinigungen an der Wasseroberfläche führen. Der Schaum wird anschließend als Flotat (separate Phase) abgeskimmt und absatzfähige Kohlenwasserstoffe zurückgewonnen. Die Effizienz der DAF hängt von der Dichte der Schadstoffe, der Temperatur, Blasengröße und -verteilung ab. Dieses Verfahren ist bestens geeignet, um natürliches organisches Material (NOM) zu entfernen. Gelöstes Öl kann hingegen nicht beseitigt werden (RPSEA, 2009).

Der Einsatz des DAF-Verfahrens ist vielseitig, so kann es zum einen als einzelner Behandlungsschritt zur Wiederverwertung des Flowback und Produktionswassers oder zum anderen als Vorbehandlungsschritt zur weitergehenden Behandlung verwendet werden.

Membranfiltration

Die beiden Niederdruck-Membranfiltrationstechniken Mikro- (MF) und Ultrafiltration (UF) sind zwei häufig verwendete Techniken zur Flockbackbehandlung, besonders wenn die Entsalzung in der weitergehenden Behandlung ebenfalls mit Membranverfahren erfolgt. Sie sollen vor den Mittel- (Nanofiltration; NF) und Hochdruck-Membranverfahren (Umkehrosmose (reverse osmosis); RO) das Risiko der festen Ausfällungen (des Scaling) minimieren, da in der weitergehenden Behandlungsstufe zur Entsalzung keine Rückspülung möglich ist. Ein Absetzen von kleinen Partikeln durch eine gravitative Sedimentation ist hierbei nicht so effektiv wie durch die MF und UF. Die Hauptziele bei der Anwendung von MF und UF sind die Entfernung von mikroskopisch kleinen Schadstoffen (Kolloide und Schwebstoffe) und die Aufbereitung des Abwassers für die anschließende Entsalzung durch NF, RO und Elektrodialyse (Dores et al., 2012; BoR, 2003).

Die Porengröße der MF bewegt sich im Bereich zwischen 0,1 und 3 µm und ist geeignet Bakterien, Schwebstoffe und Partikel zu entfernen. Der Porengrößenbereich der UF liegt hingegen bei 0,01 bis 0,1 µm und eignet sich zur Entfernung von kolloidalen organischen Material, Viren, Farb- und Geruchsstoffen (Voutchkov, 2012). Allerdings gibt es zwei Nachteile bei der MF und UF. Zum einen kommt es durch Mikropartikel (Partikelgröße im Bereich von 0,11 µm) und natürlichen organischen Materialien (NOM) im Flowback zu biologischen Anlagerungen (zum Fouling) und zum anderen können keine Salze abgeschieden werden. Für die Flowback- und die Produktionswasseraufbereitung mit MF, UF und NF sind eher „cross-flow“ und „semi-cross-flow“ Betriebsweisen geeignet. Beim „dead-end“-Betrieb ist eher die Gefahr der Membranverblockung gegeben. Um Fouling und Verblockungen bei Niederdruck-Membranverfahren zu umgehen, sind des Weiteren die folgenden drei Punkte zu beachten:

1. Einsatz einer geeigneten Kombination aus Vorbehandlungstechniken, um kleine Partikel und NOM zu entfernen. Diese Behandlungstechniken können beispielsweise Koagulation- und Sedimentationsverfahren sein, die die Schwebstoffe und Teile der NOM (ca. 15 bis 50 %) entfernen. Dies führt zu einer deutlich verbesserten Leistung der MF-Prozesse, während es nur geringfügige Verbesserung bei UF-Verfahren hervorruft (Howe & Clark, 2006).

2. Eine andere Lösung ist die Oberflächenmodifizierung, um eine hydrophilere Membranoberfläche zu erzeugen. Dieses Verfahren ist jedoch weniger effektiv als eine gute Vorbehandlung.
3. Die Art des Membranmaterials (organisch oder anorganisch) ist ebenfalls beim Fouling von Bedeutung. Keramik erscheint als das geeignetste Material für die Behandlung von Flowback, da Membranen aus Keramik unabhängig vom Salzgehalt sind und sie eine hohe thermische und chemische Stabilität aufweisen. Nachteilig könnten die Kosten für Investition und teilweise das Eigengewicht sein.

Aufbereitung entsprechend Qualitätsstufe 2

Obwohl die Verfahren der Qualitätsstufe 1 nur noch zu geringen Konzentrationen an organischen Stoffen und Schwebstoffen im Ablauf führen, wird von einer Wiederverwendung dieses Wassers zum erneuten Frac-Einsatz abgeraten, da es nach *Gregory et al.* (2011) hohe Konzentrationen an zu Ausfällung neigenden (Scaling bildenden) Salzen wie Calcium (Ca^{2+}), Barium (Ba^{2+}) und Strontium (Sr) –Salze enthält, welche durch ihr hohes Scaling Potenzial die Leistungsfähigkeit des Frac-Fluids und der Bohrquelle einschränken können.

Zur Vermeidung dieses Hemmnisses kann der verbliebende Anteil anorganischer Stoffe durch Verschneidung mit Frischwasser entsprechend verdünnt oder durch Kalk/Soda Enthärtung, Ionenaustausch, Fällung/ Flockung, etc. mit Verfahren der Qualitätsstufe 2 reduziert werden. Der Rest an organischen Substanzen und Bakterien kann durch chemische Oxidation, Desinfektion oder Adsorption an Aktivkohle oder an organophile Tonmineralien (organoton) abgeschieden werden. Zusätzlich können mittels Ionenaustausch oder Nanofiltration geringe Konzentrationen an Salz aus dem Flowback oder Produktionswasser reduziert werden.

Im Folgenden werden Verfahren vorgestellt, die in geeigneter Kombination zu einer Aufbereitungsqualität des Flowback und Produktionswassers führen können, welches zum Wiedereinsatz oder Verpressung ausreicht.

Koagulation und Flockung/ Fällung

Eine der vorrangigsten Techniken zur Flowback- und Produktionswasseraufbereitung in der Schiefergasindustrie ist die Koagulation in Verbindung mit Flockung. Diese Technik wird noch vor der DAF, Sedimentation und Filtration angewendet. Das Prinzip der Behandlung basiert auf dem Einsatz von Chemikalien (Flockungsmittel), die den Vorgang der Koagulation (Destabilisierung der Kolloide hervorgerufen durch Ladungsneutralisierung) herbeiführen sollen und anschließender Flockung (sanftes Mischen und Zusammenballung der koagulierten Partikel). Mit diesem Verfahren können Schwebstoffe (abfiltrierbare Stoffe; AFS) und kolloidale Partikel entfernt, sowie folglich der gesamte organisch gebundene Kohlenstoff (TOC) reduziert, als auch Teile des Salzgehaltes und die Trübung verringert werden (Halliburton, 2012; Wang, 2012).

Typische Flockungsmittel, die bei der Aufbereitung von Prozesswasser eingesetzt werden, sind Eisenverbindungen (Salze), wie etwa Eisenchlorid (FeCl_3) und Eisensulfat ($\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$) aber auch Aluminiumchlorid (AlCl_3) (Wang, 2012; Duraisamy et al., 2013). Jedoch sollte nach *Voutchkov* (2012) Aluminiumsalz nicht als Flockungsmittel verwendet werden, wenn in der fortgeschrittenen Behandlungsstufe ein Membrantrennverfahren eingesetzt wird, da die Kontrolle der Löslichkeit von Aluminium schwierig ist, und die wenigen Rückstände zu Fouling an der Membran bei der Umkehrosmose führen können. Nichtsdestotrotz kann das Ausfällen von Aluminiumhydroxid auch gewünscht sein, denn die Flocken können radioaktive Substanzen aufnehmen.

Die Flocken müssen anschließend mit Filtern aus dem Wasser entfernt und in einem Speichermedium gebunden werden, bis sie entsorgt werden können oder die Radioaktivität abgeklungen ist.

Um einen optimalen Wirkungsgrad bei der Koagulation und Flockung zu erreichen, müssen neben der Wahl des bestmöglichen Flockungsmittels und der richtigen Dosierung auch die Temperatur und der pH-Wert beachtet werden, denn eine optimale Dosierung ist auch pH-Wert abhängig. In einer Studie von *Wang* (2012) zeigt sich eine effektive Behandlung von Flowback bei einer Zu-Dosierung von 20 und 30 mg/l Eisenchlorid und einem pH-Wert von 6 (Wang, 2012). Die Nachteile dieses Verfahrens bestehen jedoch in ihrer Unfähigkeit gelöste Bestandteile zu entfernen und die Konzentrationen von Metallen im Klärschlamm zu erhöhen, welches wiederum zu hohen Entsorgungskosten führt.

Die **Elektro-Koagulation** ist ein elektro-chemischer Prozess, bei dem elektrischer Strom über eine Reihe von parallelen elektrischen Leiterplatten oder -rohren (u.a. aus Eisen, Edelstahl oder Aluminium) genutzt wird, um Verunreinigungen (Kolloide (organisch und anorganisch), Schwebstoffe, Eisen, Schwermetalle (z.B. Ionen von Chrom, Kupfer, Blei und Quecksilber), Kohlenwasserstoffe und emulgierte KWs (Öl) mit Gasblasen als Flockungsmittel zu oxidieren und stabilisieren (Karapataki, 2012; Melody et al., 2012; Huggins et al., 2013). Die eingesetzten Leiterplatten dienen dabei als Opferanoden und müssen von Zeit zu Zeit ersetzt werden.

Nach *Powell* (2011) können bei der Behandlung von Flowback und Produktionswasser mittels Elektrokoagulation gegenüber der herkömmlichen Koagulation und Flockung die Betriebskosten um den Faktor 10 reduziert werden, da keine Lagerung von Chemikalien erforderlich ist, weniger Schlamm produziert wird, der Energieverbrauch geringer ist und eine größere Bandbreite an Verunreinigungen entfernt werden kann (Powell, 2011; Hamilton Engineering Inc., 2009).

Chemische Oxidation / AOP

Für die Oxidationsreaktion muss der Flowback oder das Produktionswasser unter festgelegten Bedingungen (z.B. pH-Wert und Temperatur) in Kontakt mit dem Oxidationsmittel gebracht werden (WEF, 2008). Die Oxidation erfordert zwar keine Vorbehandlung, jedoch muss eine Nachbehandlung erfolgen, um die oxidierten Stoffe zu entfernen (RPSEA, 2009). Für die Oxidation können verschiedene Oxidationsmittel verwendet werden, wie z.B. Chlor (gas), Chlordioxid, Ozon, Permanganat, Sauerstoff und Wasserstoffperoxid (WEF, 2008).

Bei diesem Verfahren sind fünf Faktoren zu berücksichtigen (Davis, 2010; Jiang et al., 2012; Karapataki, 2012):

- die wirtschaftliche Machbarkeit (z.B. Kapitalkosten des Oxidationsmittels),
- der Wirkungsgrad des Oxidationsmittels,
- Art der Verunreinigung im Flowback,
- Reaktion (Reaktionsprodukt und die Kosten zur Entfernung des überschüssigen Oxidationsmittels),
- Art des Membranmaterials.

Die chemische Oxidation wird häufig angewendet, um spezielle Schadstoffe zu entfernen. Für die Fällung von Eisen und Mangan werden Oxidationsmittel wie Ozon, Chlordioxid und Kali-

umpermanganat verwendet (WEF, 2008). Eines der zweckdienlichsten Oxidationsmittel für die Behandlung von Flowback und Produktionswasser ist Chlordioxid (ClO_2). Dieses starke Oxidationsmittel wird vor Ort durch die Kombination von Chlor und Natriumchlorit gebildet (Davis, 2010). Chlordioxid wird verwendet um Öle und Fette aufzuspalten, chemische Zusätze im Frac-Fluid zu zerstören, Verbindungen von Eisen, Mangan und Sulfide zu oxidieren und Bakterien im Flowback oder Produktionswasser abzutöten (CDM Smith, 2012). Wie oben bereits erwähnt, hängt die Wahl des Oxidationsmittels von der Art des Schadstoffes ab. So kommt beispielsweise Arsen im Flowback in relativ geringen Konzentrationen vor und kann mit Chlor, Permanganat und Ozon effektiv entfernt werden, jedoch nicht mit Chlordioxid (Davis, 2010). Im Vergleich zu Chlor hat Chlordioxid den Vorteil aus organischem Material deutlich weniger chlorierte Kohlenwasserstoffe zu bilden, insbesondere keine Trihalomethane (THM), und auch kein Bromid.

Ozon und Wasserstoffperoxid können H_2S , partikuläre, flüchtige und nicht-flüchtige Stoffe organische Stoffe entfernen, jedoch ist ein großer Nachteil, dass hierbei giftige Rückstände entstehen und am Katalysator aufgrund von Öl-Fouling entsteht (New Logic Research, 2007).

Ozon als starkes Oxidationsmittel wird hauptsächlich verwendet, um Cyanid (existiert selten im Flowback und Produktionswasser; Konzentrationen unter 0,02 mg/l), Phenol und organische Verbindungen oder Bakterien zu oxidieren (WEF, 2008). Eine der größten Einschränkungen beim Ozonisieren ist die Gegenwart von Bromid-Ionen (Br^-), welche normalerweise in Konzentrationen unter 1000 mg/l im Flowback und Produktionswasser vorkommen. Wenn Br^- durch Chlor oder Ozon oxidiert werden, bilden sich die krebserregenden Bromate (BrO_3) (Gilligly & Najm, 2001). Bei der Ozonisierung in Abwässern mit hohem pH-Wert werden nach *Faust und Aly* (1998) zudem höhere Konzentrationen an Bromaten erreicht. Ozon ist zudem sehr selektiv mit seinen Reaktionspartnern und wird in seiner Oxidationsleistung durch Anwesenheit von Carbonaten und Phosphaten (Scavengern) gemindert (Weichgrebe, 1994).

Auch Advanced Oxidation Processes (AOP) werden mittlerweile zur Flowback- und Produktionswasseraufbereitung herangezogen. Durch Kombination von UVC-Licht und Oxidationsmittel, wie Ozon oder Wasserstoffperoxid, werden bei diesen Verfahren hochreaktive Hydroxylradikale generiert und mit dem zu behandelnden Abwasser intensiv in Kontakt gebracht. AOP können eingesetzt werden, Kohlenwasserstoffe (u.a. Benzol, Toluol, Ethylbenzol und Xylole - BTEX), chlorierte Lösungsmittel und Pestizide abzubauen oder zu entgiften. Bei den AOP werden gegenüber anderen chemischen Oxidationen keine Feststoffe erzeugt. Nachteilig sind hingegen die hohen Betriebskosten (Ozon- und UVC-Lichterzeugung) und die aufwändige Betriebsführung (Gewährleistung einer ausreichenden UVC-Transmission und des Stofftransports)(WEF, 2008).

Adsorption

Adsorption beschreibt eine Anhaftung eines Stoffes an der Oberfläche eines Feststoffes (WEF, 2008). Mittels Adsorbentien (z.B. Aktivkohle) können Öle und BTEX aus dem Flowback und Produktionswasser entfernt werden (Fakhru'l Razi et al., 2009). Die vorrangige Anwendung der Adsorption besteht in der sekundären Vorbehandlung zur Entfernung der verbliebenden Restkonzentrationen an gelösten organischen Stoffe, welche bei der primären Vorbehandlung durch beispielsweise Koagulation und Flockung nicht entfernt wurden (Arthur et al., 2005). Aktivkohle kann eingesetzt werden um organische Verbindungen, Chlorreste und Teile von anorganischen Verbindungen (hauptsächlich Metalle) zu entfernen (WEF, 2008).

Nach *Davis* (2010) kann es zusätzlich zur Beseitigung von Radon benutzt werden. Auch Jod wird sehr gut an Aktivkohle gebunden. Es entstehen keine chemischen Bindungen – vielmehr haftet das Jod aufgrund physikalischer Kräfte an der Kohle. Der Dekontaminationsprozess ist mit dem beim Ausfällen vergleichbar. Für andere radioaktive Elemente wie etwa Cäsium ist Aktivkohle weniger gut geeignet.

Organophile Tonmineralien können zur Beseitigung von Fett, Öl und Schmiere (Fat, Oil and Grease; FOG) genutzt werden und werden gewöhnlich vor einer Aktivkohle oder Umkehrosmose angewendet (WEF, 2008). Organophile Tonmineralien werden zumeist verwendet um freie, unlösliche Kohlenwasserstoffe zu entfernen, während Aktivkohle gelöste Kohlenwasserstoffe beseitigt (Fakhru'l Razi et al., 2009).

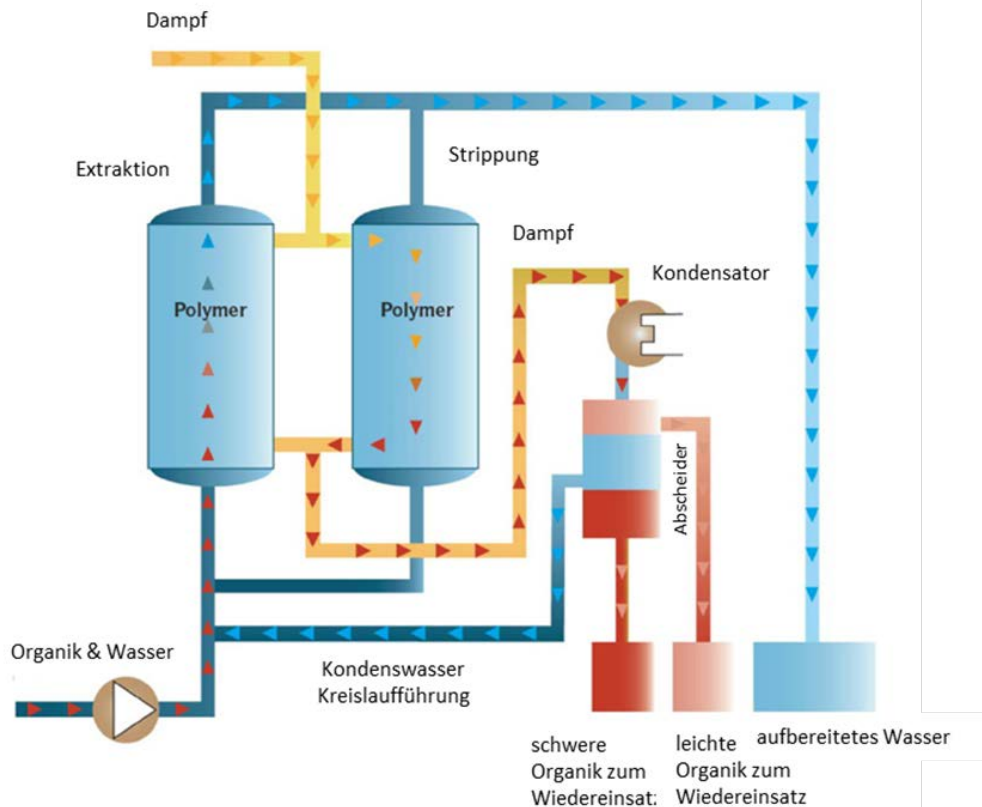
Extraktion

Mit Extraktionsverfahren können Inhaltsstoffe, wie Kohlenwasserstoffe, aus flüssigen oder festen Stoffgemischen entfernt werden. Die Kohlenwasserstoffe lösen sich in einem flüssigen Extraktionsmittel und werden somit aus ihrem Ausgangsgemisch (z.B. Flowback oder Produktionswasser) entfernt. Der Extraktions-Prozess kann nur funktionieren, wenn das Extraktionsmittel nicht oder nur teilweise mit dem Trägermittel mischbar ist (Mersmann et al., 2005) und so separate Phasen bilden.

Beim Extraktionsprozess wird das Ausgangsgemisch mit dem Extraktionsmittel in engen Kontakt gebracht, damit ein guter Stoffübergang zwischen den beiden Phasen stattfinden kann. Danach folgt eine Trennung der Phasen, wobei die Raffinatphase großteils von den Schadstoffen befreit wurde. Die Extraktphase wird anschließend in einen Regenerator geleitet, in dem die Schadstoffe vom Extraktionsmittel abgeschieden werden. Das gereinigte Extraktionsmittel kann so dem Prozess erneut zugeführt werden. Mit der Extraktion lassen sich sehr gute Abscheidungsgrade erreichen, jedoch ist es ein recht aufwendiges Verfahren, da das Extraktionsmittel von den extrahierten Inhaltsstoffen gereinigt werden muss. Zudem muss trotz der geringen Löslichkeit des Extraktionsmittels, in vereinzelten Fällen auch das Ausgangsgemisch nach der Extraktion in einem weiteren Schritt von der Extraktionsflüssigkeit gereinigt werden (Mersmann et al., 2005).

Zur Entfernung von Kohlenwasserstoffen aus Lagerstättenwasser hat sich die makroporöse Polymerextraktion (MPPE) empfohlen (siehe Abb. 14). In den niederländischen Öl- und Gasindustrie wird sie als vielversprechende Problemlösung eingestuft (DGMK, 2007). Die MPPE Technik funktioniert besonders effektiv bei der Abscheidung von unpolaren Kohlenwasserstoffen (aliphatisch und aromatisch). Sie basiert auf einer flüssig-flüssig Extraktion, wobei die Extraktionsflüssigkeit in den makroporösen Polymerpartikeln (1 mm Durchmesser, Porengröße zwischen 0,1 und 10 µm) immobilisiert ist (DGMK, 2007). In der Regel wird ein bis zwei Stunden extrahiert und ein bis zwei Stunden regeneriert.

Abb. 45: Prinzipschema einer MPPE Anlage



Meijer et al., 2010

Aufgrund der hohen Widerstandsfähigkeit der Polymere gegenüber Salzen (hohe Salzgehalte begünstigen die Extraktion sogar), Methanol, Glykol, Korrosions- und Scale-Inhibitoren kann dieses Verfahren direkt hinter einem Hydrozyklon oder Leichtstoffabscheider eingesetzt werden (Meijer et al., 2010; OSPAR, 2002). Die beladenen Polymerpartikel können mittels Niederdruckdampf gestrippt und die kondensierten Kohlenwasserstoffe entsorgt werden (DGMK, 2007).

Strippung

Bei einer Strippung können flüchtige und gelöste Stoffe aus einer Flüssigkeit entfernt werden. Bei diesem Verfahren wird die Flüssigkeit mit einem schnell fließenden Trägermedium in engen Kontakt gebracht, wobei die flüchtigen Stoffe in das Trägermedium übergehen. Der enge Kontakt kann hierbei technisch meist durch Füllkörperkolonnen herbeigeführt werden. Geeignete Trägermedien sind Luft, Dampf und Gas. Wirtschaftlich sinnvoll ist dieses Behandlungsverfahren bei geringen Schadstoffkonzentrationen (DGMK, 2007; OSPAR, 2002).

Flüchtige Bestandteile (wie BTEX) lassen sich effektiv (ca. 95 %) durch Strippung aus Lagerstättenwässern entfernt, höherwertige Kohlenwasserstoffe hingegen eher schlecht. Die Gegenwart von Eisen- und Calciumsalzen kann in der Strippkolonne zu Scaling führen, weshalb diese zuvor weitestgehend entfernt worden sein sollten. Nachdem das Trägergas die Kolonne verlassen hat, muss es von seinen flüchtigen Stoffen gereinigt werden. Dies kann durch Kondensation oder gegebenenfalls in einem Flüssigphasen-Separator geschehen (DGMK, 2007).

Enthärtung

Bei der Enthärtung werden die Verunreinigungen entfernt, die zur Wasserhärte führen. In gewöhnlichem Abwasser wird die Härte durch die Gegenwart der Ionen der Erdalkalimetalle Calcium (Ca^{2+}) und Magnesium (Mg^{2+}) herbeigeführt, welche dort in geringen Konzentrationen vorkommen. Im Flowback wird die Härte jedoch nicht nur auf die Calcium- und Magnesiumionen bezogen, sondern es wird vielmehr die Summe aller mehrwertigen Ionen berücksichtigt, wie die Scaling fördernden Metalle (Ba^{2+} , Sr^{2+} , Al^{3+} , Cu^{2+} , Zn^{2+} , etc.), Phosphate, Carbonate und Sulfate (welche in relativ hohen Konzentrationen vorhanden sind). Dementsprechend bedeutet Enthärtung bei der Flowbackbehandlung gleichzeitig eine Reduzierung von Härte und Teilen der Salzfracht (Gregory et al., 2011; Karapataki, 2012). Die Enthärtung kann somit dazu beitragen das Risiko von irreversiblen Scaling bei den Membrantrennverfahren in der weitergehenden Behandlungsstufe zu minimieren.

Das **Kalk-Soda-Verfahren** ist als herkömmliches Verfahren zur Wasserenthärtung bekannt. Es kann sowohl bei Raumtemperatur, als auch bei Temperaturen von 90 bis 100 °C angewendet werden, wobei die Enthärtung bei 90 bis 100 °C wesentlich schneller ist. Nach Davis (2010) ist es von Vorteil, dass Verfahren vor einer Nanofiltration (NF) einzusetzen, da es Eisen und Mangan reduzieren kann.

Wenn Kalkhydrat ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) oder Soda (Na_2CO_3) dem vorbehandelten Flowback oder Produktionswasser hinzugefügt werden, konvergiert das lösliche Calcium und Magnesium in die unlösliche Form und fällt als CaCO_3 und $\text{Mg}(\text{OH})_2$ aus. Zudem werden Konzentrationen an Barium, Radium, Strontium und organische Substanzen als auch Eisen, Aluminium, Quecksilber, Arsen, Kupfer, Blei, Nickel, Chrom (Cr III), Cadmium und gelöste Gase (z.B. Schwefelwasserstoff) reduziert (Dowex, 2000; RPSEA, 2012; TSC, 2010; Ambasta, 2006).

Um vorhandenes Barium im Flowback oder Produktionswasser zu entfernen, muss es als Bariumsulfat ausgefällt werden (McGinty et al., 2007). Dies kann durch zwei vermarktete Ansätze geschehen. Zum einen durch die Zugabe von Schwefelsäure (ProChemTech Inc., 2013) und zum anderen durch Natriumsulfat (RPSEA, 2012). Anschließend kann Kalk verwendet werden, um die andere Härte (z.B. Ca^{2+} , Mg^{2+}) zu entfernen.

Einer der größten Nachteile der herkömmlichen Enthärtung ist, dass nicht die gesamte Härte entfernt wird. Die Scaling bildenden Ionen (Ba^{2+} , Mg^{2+} , Ca^{2+} , Sr^{2+} und F^{-}) können sich, wenn sie nicht vollkommen bei der Kalkenthärtung entfernt werden, mit Anionen (z.B. CO_3^{2-} , HCO_3^{-} und SO_4^{2-}) verbinden und so Scaling und Fouling bei den Membrantrennverfahren verursachen (DOWEX, 2000; Pandya, 2012; CDM Smith, 2012). Dieses Problem ist laut Pandya (2012) nicht nur auf die Membrantrennverfahren bei der weitergehenden Behandlungsstufe beschränkt, sondern kann bei der Gegenwart von Ca^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , Mn^{2+} und Fe^{2+} auch bei den thermischen Verfahren wie Kristallisation und Eindampfung zu Scaling an der Heizoberfläche führen und damit die Wärmeübertragung verringern.

Der **Ionenaustausch** ist ein weiteres Verfahren, dass zur Enthärtung des Flowback eingesetzt werden kann. Zudem kann es auch zur Entsalzung und zur Entfernung von Schwermetallen, Nitraten, Radionukliden, Ammoniak sowie der Alkalinität angewandt werden (Arthur et al., 2005).

Das Prinzip des Ionenaustauschers basiert darauf, dass bestimmte Ionen, die eine ähnliche elektrostatische Ladung besitzen, an einem Ionenaustauscherharz ausgetauscht werden und an

dem Harz adsorbieren. Da dispergierte Stoffe den Ionenaustausch durch Verschlämmung beeinträchtigen können, ist eine Vorreinigung des Flowback und Produktionswassers nötig (DGMK, 2007).

Mit dem Ionenaustauscher können sowohl Kationen (wie Metalle), als auch Anionen (wie Nitrat und Sulfat) aus dem vorbehandelten Flowback und Produktionswassers entfernt werden. Jedoch besteht die Anwendung hauptsächlich darin, Zielschadstoffe wie Barium, Arsen, Radium, Nitrat und ionisches Quecksilber zu entfernen (Davis, 2010; WEF, 2008).

Je nach Art der vorkommenden Ionen im Flowback oder Produktionswasser ist ein Harz der drei Haupttypen (schwach basisches Anionen Harz, stark basisches Anionen Harz und stark saures Kationen Harz) zu wählen. Mit dem Einsatz eines stark basischen Anionenaustauscherharzes können beispielsweise Ionen wie $F^- \leq 0,7 \text{ mg/l}$, $CN^- \leq 780 \text{ mg/l}$ und $As^- \leq 2 \text{ mg/l}$ aus dem Abwasser entfernt werden. Dabei ist die Reihenfolge nach der die Kationen und Anionen entfernt werden von großer Wichtigkeit (WEF, 2008).

Ionenaustausch ist laut *Gregory et al.* (2011) nur für Produktionswasser mit geringem Salzgehalt effizient und kostengünstig. Der maximale Salzgehalt für den Betrieb eines Ionenaustauschers liegt nach *All Consulting* (2013) bei 5 g/l, jedoch für eine wirtschaftliche Behandlung sollte er nach *Voutchkov* (2012) unter 0,8 g/l liegen. Dieses Verfahren ist auch dann nicht empfehlenswert, wenn Mangan- oder Eisenkonzentrationen von mehr als 0,5 mg/l im Flowback vorhanden sind, da dann das Harz mit einer Oxidschicht überzogen werden würde und somit nicht regenerierbar wäre (Davis, 2010).

Der Ionenaustauscher kann nach *Jiang et al.* (2012) in Kombination mit einer keramischen Mikrofiltration zur Flowbackbehandlung eingesetzt werden. Das Verfahren mit einer in Serie geschalteten Mikrofiltration (1,4 μm und 0,2 μm) und dem Ionenaustauscher erwies sich als effektiver Behandlungsschritt für Flowback und Produktionswasser. Die in Serie geschalteten Mikrofilter sind in der Lage Schwebstoffe (zu 100 %) zu entfernen und die Trübung (um 97 %) und den TOC um vernachlässigbare 10 % zu reduzieren. Eine zusätzliche Behandlung mit einem Ionenaustauscher bewirkte eine Elimination des TOC (um 90 %) und des Salzgehaltes nahezu vollständig (99 %). Die Konzentration von Natrium sank von 12.200 auf 3,7 mg/l und die von Chlorid von 28.500 auf 7,5 mg/l (Jiang et al., 2012).

Ein weiterer Anwendungsfall für Ionenaustauscher sind radioaktive Stoffe wie Radium und Uran (die häufigsten Arten von radioaktivem Material im Flowback) sowie Actinium, Protactinium und Thorium (WEF, 2008). Radioaktives Wasser wird dabei über einen Ionenaustauscher, etwa aus Kunstharz, geleitet. Dort befinden sich elektrisch geladene Plätze, an die Ionen gebunden werden können. Die Technik nutzt dabei die Tatsache, dass Ionen mit einer höheren Bindungsneigung – wie etwa die des radioaktiven Elements ¹³⁷Cäsium – die schwächer bindenden Wasserstoff-Ionen verdrängen.

Nanofiltration

Die Nanofiltration (NF) ist ein Mitteldruck-Membranverfahren. Die Porengröße ist kleiner als bei der MF und UF und kann Partikel in der Größenordnung von Nanometern (0,001 bis 0,01 μm) abscheiden. Mit der NF können Feststoffe, Öl, Bakterien, Viren und Teile des Salzgehaltes (nur mehrwertige Ionen) entfernen werden, sowie NOM und Farbstoffe (Davis, 2010; Johnson, 2013) und hält gut flüchtige Kohlenwasserstoffe zurück (New Logic Research, 2007). Circa 80 bis 90 % der zweiwertigen Ionen (wie Ca^{2+} , Mg^{2+} , S^{2-} , etc.) können nach *Dores et al.* (2012) durch die NF

entfernt beseitigt werden. Einwertige Ionen (wie Na^+ , Cl^- , etc.) können die NF-Membran hingegen bis zu einem gewissen Grad passieren, was daran liegt, dass sie ein geringeres elektrisches Potenzial besitzen und kleiner als zweiwertige bzw. dreiwertige Ionen sind (New Logic Research, 2007). Da dieses Verfahren einen hohen Wasserrückgewinnungsgrad (75 bis 90 %) hat, eine geringere Neigung zum Fouling besitzt und ein hohes Rückhaltevermögen gegenüber zweiwertigen Ionen aufweist, ist es laut *Dores et al.* (2012) ein interessantes Verfahren zur Meerwasserenthärtung und Sulfatreduzierung, jedoch müssen Scaleinhibitoren eingesetzt werden (RPSEA, 2009). Zudem muss beachtet werden, dass die NF zwar effizient Fe^{2+} - und Mn^{2+} -Ionen behandelt, allerdings schon geringe Konzentrationen an oxidiertem Eisen und Mangan zu Fouling führen können (Davis, 2010).

Der Einsatz einer NF vor der Umkehrosmose (reverse osmosis, RO) kann die Leistung der RO zwar nicht wesentlich verbessern, jedoch kann diese Ionen entfernen, die bei der RO zum Scaling führen können sowie durch die Reduzierung eines kleinen Teils des Salzgehaltes den osmotischen Druck des Zuflusses senken und dadurch zu einer Verbesserung der Wasserwiedergewinnung durch die RO führen. Da die NF-Verfahren eine umfangreiche Vorbehandlung benötigen, sollten sie nicht bei Abwässern mit hohen Salzgehalten verwendet werden. NF ist zu empfehlen, wenn der vorbehandelte Flowback eine geringere Salzkonzentration als 35 g/l aufweist (RPSEA, 2009). Da dies bei Flowback und Produktionswasser meistens nicht der Fall ist (siehe Kap. 4.1.4) liegt die Hauptanwendung der NF bei der selektiven Entfernung von Schadstoffen (wie z.B. Radionuklide (^{226}Ra und ^{228}Ra) oder spezifische Schwermetalle). Ein großes Problem bei der NF stellt vor allem die Präsenz von Chlorid dar. Die NF hält Ca^{2+} , Br^- und Sr^{2+} besser zurück, wenn kein Chlorid im Abwasser vorhanden ist. Vorhandenes Chlorid im Zulauf, wie bei Flowback oder Produktionswasser, passiert leicht die NF-Membran und zieht Kationen an, was zur Ladungsneutralität entlang der Membran führt (Johnson, 2013). Bei der Anwendung der NF ist es deswegen notwendig vorab eine chemische Fällung durchzuführen, um Ba^{2+} und Sr^{2+} Ionen in ihre unlösliche Form zu überführen, so dass die unlöslichen und zweiwertigen Ionen durch die NF entfernt werden können.

Desinfektion insbesondere bei der Membrananwendung

Während der Zwischenlagerung des Flowbacks und/oder des Produktionswassers kann es auf Grund organischer Abwasserinhaltsstoffe zu Bakterienwachstum kommen (Gregory et al, 2013). Um zu verhindern, dass Bakterien über die Wiederverwendung in den Ansatz des neuen Frac-Fluids und damit untertage gelangen, werden in den USA zum Teil Verfahren zur Desinfektion angewandt. Diese Verfahren können an verschiedenen Positionen bei der Flowback- und Produktionswasserbehandlung eingesetzt werden. Werden z.B. zur Abwasseraufbereitung eine Nanofiltration und Umkehrosmose vorgesehen, können durch Desinfektion dem Biofouling und der Biofilmbildung an der Membranoberfläche vorgebeugt werden (siehe Abb. 15).

Abb. 46: Starkes Fouling an einer Umkehrosmosemembran (CDM Smith, 2008)



CDM Smith, 2008

Zusammenfassend können die Desinfektionsmittel nach Davis (2010) in fünf Kategorien eingeteilt werden:

- freies Chlor (Cl_2 , NaOCl , $\text{Ca}(\text{OCl})_2$ und $\text{Ca}(\text{OCl}_2)$),
- gebundenes Chlor (bekannt als Chloramin),
- Ozon (O_3),
- Chlordioxid (ClO_2) und
- Ultraviolette (UV) Strahlung.

Von diesen fünf Kategorien werden in der Praxis vor allem Chlor in der chemischen Form als Natriumhypochlorid (NaOCl) und Chlorgas (Cl_2) angewendet. Der Einsatz der anderen Desinfektionsmittel erfolgt anhand der spezifischen Bedingungen (Cotruvo et al., 2010).

Die Wahl des geeigneten Desinfektionsmittels hängt von der Verträglichkeit des Membranmaterials in der weiteren Behandlung, der Art der Vorbehandlung (MF und UF entfernen bereits Bakterien und Viren hinreichend) und der Schadstoffkonzentration (TOC und Bromid) ab. Wenn während der Vorbehandlung beispielsweise keine Filtration stattgefunden hat, wird der Einsatz von Ozon, aufgrund der Bildung von Ozon als Nebenprodukt, nicht empfohlen (U.S. EPA, 1979). Der Einsatz von Chlor vor der Membranfiltration hängt dagegen vom Membranmaterial ab. Membranen aus Zellulose werden von der Chlorierung nicht beeinträchtigt, wohingegen bei Polyamid-Membranen das Gegenteil der Fall ist. Aufgrund dessen empfiehlt Davis (2010) bei der Verwendung von Polyamid-Membranen den Einsatz eines anderen Desinfektionsmittels wie UV-Strahlung. Ein zweiter Ansatz ist die Verwendung von Chlor, jedoch mit anschließender Dechlorierung (durch Eindüsung von Natriumbisulfit oder Schwefelsäure) bevor es der Entsalzung durch ein Membrantrennverfahren zugeführt wird. Jedoch wird dieses Verfahren nicht empfohlen, da Chlor nicht die gesamten Mikroorganismen entfernen kann und dadurch nach der Dechlorierung ein erneutes Bakterienwachstum einsetzt (WEF, 2008).

Je nach Art des verwendeten Desinfektionsmittels ist eine Nachbehandlung nötig, um die entstandenen Nebenprodukte zu desinfizieren. Wenn Chlor und Chloramin zum Einsatz kam, können diese mit organischen Substanzen reagieren und krebserregende Nebenprodukte bilden, wie Trihalogenmethan (THM), Halogenessigsäuren (haloacetic acids, HAA), etc.), welche kleine lösliche Moleküle sind und ein Problem für die Membranfiltration darstellen (Cotruvo et al., 2010; Davis, 2010). Allerdings entstehen bei Chloramin Nebenprodukte in geringerer Konzentration (Davis, 2010).

Andere Desinfektionsmittel, wie Chlordioxid und Ozon, oxidieren organische Verbindungen, produzieren jedoch kein THM und HAA (Davis, 2010). Bei der Verwendung von Chlordioxid entstehen keine bromierten Verbindungen (Cotruvo et al., 2010), weshalb bei der Flowback- und Produktionswasserbehandlung die Nutzung dieses Desinfektionsmittels möglicherweise bevorzugt wird. Die voraussichtlich mehrheitlich gebildeten Nebenprodukte bei der Verwendung von Chlordioxid sind nach *Cotruvo et al.* (2010) Chlorite, Chlorate und einige Oxidationsprodukte. Ozon ist ebenfalls ein starkes Oxidation- und Desinfektionsmittel, welches sogar fähig ist chlorresistente Organismen, wie *Cryptosporidia*, zu entfernen (Bonacquisti, 2006). Jedoch muss beim Einsatz von Ozon vorab der Bromidgehalt reduziert werden (Cotruvo et al., 2010).

Bestrahlung mit UVC-Licht (254nm) kann ebenfalls zur Desinfektion herangezogen werden, ist jedoch bei der Flowback- und Produktionswasserbehandlung nicht weit verbreitet (RPSEA, 2009). Die bedeutsamste Anwendung bei der Flowback- und Produktionswasserbehandlung findet es dennoch in der Nachbehandlung, um den Einsatz von Bioziden beim Mischen von aufbereitetem Wasser mit Frac-Fluid zu minimieren. Nach *Davis* (2010) lässt sich UV-Strahlung in drei Klassen aufteilen:

- UVA (führt zu Hautbräunung),
- UVB (führt zu Hautverbrennung und kann Krebs hervorrufen) und
- UVC (ist äußerst gefährlich, führt zu Zelltod).

Der Vorteil der UV-Bestrahlung gegenüber den anderen Methoden ist, dass keine Nebenprodukte auftreten, die behandelt werden müssen. Der Grad der UV-Bestrahlung ist dabei abhängig von der Zeit, der die Krankheitserreger der Bestrahlung ausgesetzt sind. Zudem ist es in der Lage flüchtige und gelöste organische Verbindungen zu entfernen (New Logic Research, 2007). Die Investitionskosten für eine Ozon- oder UV-Behandlung liegen ungefähr in der gleichen Größenordnung, jedoch liegt der große Vorteil bei der UV-Bestrahlung gegenüber der Ozon-Behandlung, dass es keine Nebenprodukte erzeugt und damit die Betriebskosten geringer sind (New Logic Research, 2007; RPSEA, 2009). Nachteilig ist die niedrige Durchdringtiefe der UVC-Strahlung im Wasser.

Reduzierung des Scaling

Scaling Inhibitoren (sogenannte Anti-Scalants) werden vor allem bei den Membrantrennverfahren verwendet, um die Auswirkungen schwerlöslicher Salze auf die Membran zu minimieren, während Desinfektionsmittel (wie oben beschrieben) eingesetzt werden, um das Risiko des Biofoulings bei der Aufbereitung mit Membrantechnologie zu mindern (Cotruvo et al., 2010). Scaling erfolgt aufgrund von Salzmineralien und seine Stabilität auf der Membran hängt laut *Voutchkov* (2012) von drei Faktoren ab:

- Temperatur des Zuflusses,

- pH-Wert des Zuflusses und
- der Wiedergewinnung der Umkehrosmoseanlage.

Wenn der pH-Wert des Flowback/ Produktionswassers und des wiedergewonnen Wassers der Umkehrosmoseanlage hoch ist, sammelt sich mehr Salz nahe der Membran an, übersteigt die Löslichkeitsgrenze, bildet Kristalle und beginnt auf der Membranoberfläche auszufallen und Scaling zu bilden. Bei der Zugabe von Anti-Scaling Chemikalien fällt das Salz nicht an der Membranoberfläche aus und wird in der Beschickung mitgeführt, auch wenn die Löslichkeitsgrenze überschritten wird (Baker, 2004). Das Scaling kann sowohl über die Regulierung des pH-Wertes als auch durch Anti-Scaling Chemikalien kontrolliert werden (Davis, 2010). Anti-Scalants werden zwar so hergestellt, dass sie nicht die Umkehrosmosemembranen passieren können, jedoch finden sie sich als Konzentrat im Schlamm wieder (Voutchkov, 2012). Es ist möglich Kalziumfluorid-, Karbonat- und Sulfat-Scaling zu kontrollieren. Wobei das Sulfat-Scaling vergleichsweise schwieriger zu entfernen ist als das Karbonat-Scaling (DOWEX, 2000; Stewart & Arnold, 2011). Mit Polyacrylsäure lässt sich Sulfat-Scaling beherrschen und mit einem Siliziumdioxid Anti-Scalant Siliziumdioxid-Scaling. Weitere effektive Verfahren zur Kontrolle von Scaling sind die Enthärtung oder eine Reduzierung der hydraulischen Belastung der Membran (WEF, 2008).

Um Scaling zu verhindern verwenden die meisten Betreiber von Meerwasserumkehrosmoseanlagen 1 bis 2 mg/l Anti-Scalant oder 20 bis 50 mg/l Säure (senkt die Carbonatkonzentrationen durch Umwandlung von Bikarbonat in Kohlenstoffdioxid) (Lior, 2012; Voutchkov, 2012). Die zwei am häufigsten verwendeten Säuren sind hierbei Schwefelsäure (H_2SO_4), um Calciumcarbonat zu reduzieren, und Salzsäure (HCl), um Calciumcarbonat und Eisensulfid zu auflösen (Voutchkov, 2012; Stewart & Arnold, 2011). Auf Phosphonaten basierende Scaleinhibitoren werden verwendet um Carbonat- und Sulfat-Scaling zu verhindern, während Scaleinhibitoren auf Polymerbasis herangezogen werden um Carbonat- oder Sulfat-Scaling durch Calcium, Barium und Strontium vorzubeugen (All Consulting, 2013).

Ein weit verbreitetes Anti-Scalant ist Natriumhexametaphosphat. Seine Dosierung bei einer Rückgewinnung von 75 % beträgt 5 mg/l (DOWEX, 2000). Jedoch wurde die Verwendung dieses Scaleinhibitors kürzlich stark eingeschränkt, da es Phosphat enthält, welches den Bakterien als Nährstoff dient (Voutchkov, 2012). Um das Scaling Potenzial des Flowback einschätzen zu können, stellen verschiedene Anbieter von Scaleinhibitoren Computersoftware basierend auf der Abwasserqualität zur Verfügung, welche das zu verwendende Anti-Scalant und dessen Dosierung berechnet (Wang, 2011).

Bewachsener Bodenfilter

In den USA wurde zur Nachbehandlung des Flowback und Produktionswassers bewachsene Bodenfilter untersucht. Bewachsene Bodenfilter können zur natürlichen Filtration von verbleibenden Feststoffen, Metallen und Elimination organischer Stoffe im Flowback genutzt werden. Wenn der Zufluss hohe Chloridgehalte aufweist, kann ein bewachsener Bodenfilter auch als natürliche Verdunstungsanlage verwendet werden, bei der salztolerante Pflanzen das Wasser aufnehmen (RPSEA, 2009). Salztolerante Pflanzen (z.B. Halophyten) haben dichte Wurzelsysteme, eine starke Verdunstung und hohe Salzaufnahme. Sie sind eine mögliche Option zur Flowback Nachbehandlung, wenn das Ziel der Behandlung kein Wiedereinsatz sein soll (RPSEA, 2009; Kirkpatrick et al., 2003). Beim Einsatz eines bewachsenen Bodenfilters sind nach *Murray-Gulde et al.* (2003) drei Punkte besonders zu beachten:

- der richtige Bodensatz,
- die richtige Bepflanzung und
- die hydraulische Verweilzeit.

Murray-Gulde et al. (2003) behandelten Produktionswasser mittels Umkehrosmose und leiteten das Permeat zur weiteren Behandlung in einen bewachsenen Bodenfilter mit *Typha latifolia* (breitblättriger Rohrkolben) und *Scirpus californicus* (Totora-Schilf) ein. Wesentliche Nachteile sind dabei die langsame Aufbereitungsrate und der große erforderliche Platzbedarf (RPSEA, 2009). Zudem ist diese Methode in kälteren Klimata weniger praktikabel. Kirkpatrick (2003) konnte diesen Umstand durch Versprühen des Zuflusses überwinden (Kirkpatrick et al., 2003). Weiterhin ist eine vorgeschaltete Beseitigung bestimmter Verunreinigungen erforderlich. So ist unter anderem Bor im Vorfeld zu entfernen, da der Bodenfilter keinen Einfluss auf die Bor-Konzentrationsreduzierung hat (Murray-Gulde et al., 2003).

Aufbereitung entsprechend Qualitätsstufe 3

Eine Behandlung des Flowback zwecks der Entsalzung wird aufgrund der hohen Behandlungskosten und der in den USA hauptsächlich Verwertung des Flowback zum Wiedereinsatz und der dadurch geringeren Aufbereitungsqualität kaum angewendet. Jedoch muss eine Entsalzung erfolgen, wenn eine Direkt- oder Indirekteinleitung vorgenommen werden soll oder das Frac-Fluid nicht mit hohen Salzgehalten kompatibel ist.

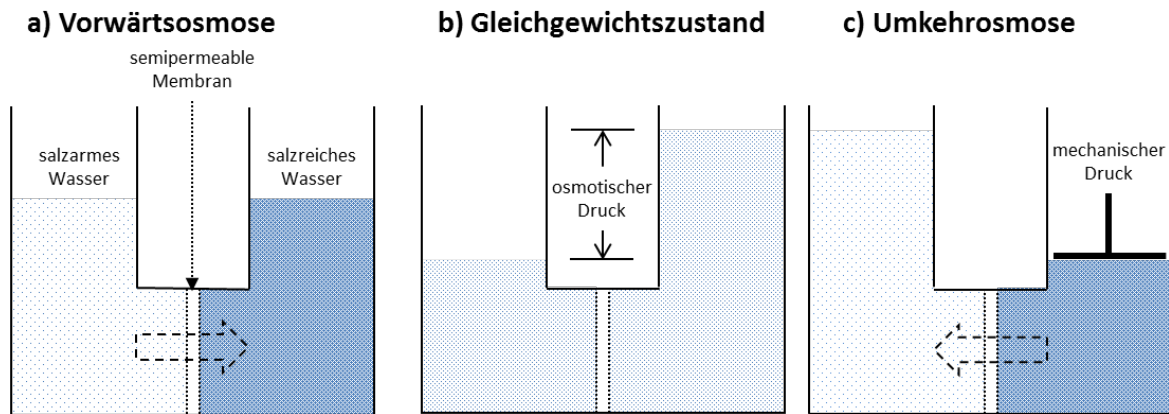
Grundsätzlich wird der Verfahrensschritt der Entsalzung in thermische (Eindampfung, Destillation, Membran-Destillation, Kristallisation) und nicht-thermische Verfahren (Ionenaustauscher, Elektrodialyse, Nanofiltration, Umkehrosmose, Vorwärtsosmose (forward osmosis; FO)) unterschieden. Die thermischen Entsalzungstechniken sind die am stärksten genutzten Aufbereitungsverfahren für eine Direkteinleitung des Flowback und Produktionswassers in der Schiefergasindustrie, jedoch sollten sie nur bei sehr hohen Salzgehalten von 100 bis 150 g/l eingesetzt werden, da sie sehr energieintensiv sind. Die in der Praxis am häufigsten angewendeten Verfahren zur Flowbackbehandlung sind vor allem die Brüdenkompression (Mechanical Vapor Compression; MVC), Kristallisation und Umkehrosmose.

Umkehrosmose

Die Umkehrosmose (RO) ist eine Hochdruck-Membranfiltrationstechnik. Wie bei der NF werden mit der RO Anionen und Kationen simultan entfernt (Kimball und Locke, 2013), jedoch können im Gegensatz zur NF neben den mehrwertigen (Ca^{2+} , Mg^{2+}) auch einwertige Ionen (Na^+ , Cl^-) abgeschieden werden. Darüber hinaus kann auch eine große Bandbreite von anderen Schadstoffen, wie Schwermetalle, organische Moleküle, Nitrat, Radionuklide sowie fast alle Schwebstoffe, entfernt werden. Anwendung findet dieses Verfahren somit vor allem in der Wasserenthärtung (Entfernung von mehrwertigen Ionen) und der Abscheidung von Salzen (Entfernung von einwertigen Ionen). Im Gegensatz zur MF und UF besitzen RO-Membranen keine physikalischen Poren (Voutchkov, 2012). Als Membranmaterial werden in der Regel Zelluloseacetat (cellulose acetate; CA) oder Polyamid (PA) verwendet. Welches Material verwendet wird hängt von der Art der Vorbehandlung ab. Wurde zuvor auf den Einsatz von Chlor zur Behandlung des Flowback verzichtet wird PA bevorzugt, wenn es eingesetzt wurde hingegen CA (Davis, 2010). Die Porengrößen der Membranen sind kleiner als 0,001 µm.

Beim Prozess der Umkehrosmose werden die verbleibenden Rückstände im Flowback, wie anorganische Salze (Mineralien), lösliche und unlösliche organische Stoffe, Frac-Chemikalien und Schwebstoffe, unter hohem mechanischen Druck (um den osmotischen Druck zu überwinden) durch eine semipermeable Membran gezwungen.

Abb. 47: Schematische Darstellung der osmotischen Wirkung



ISAH, 2014

Abb. 16 zeigt die schematische Darstellung der osmotischen Wirkung. Bei der vorwärts gerichteten Osmose (Vorwärtsosmose) (a) versuchen die beiden Flüssigkeiten einen Gleichgewichtszustand zu erreichen, so dass beide Flüssigkeiten die gleichen Salzkonzentrationen haben (b). Dabei stellt sich aufgrund der semipermeablen Membran zwischen den beiden Flüssigkeiten ein Gradient ein, der sogenannte osmotische Druck. Bei der Umkehrosmose (c) wird entgegen dem Gradienten ein mechanischer Druck aufgebracht, der wie oben bereits beschrieben, die höher konzentrierte Flüssigkeit durch die semipermeable Membran zwingt, wobei eine Aufkonzentrierung stattfindet.

Die Umkehrosmose wird vor allem in der letzten Phase der Flowbackbehandlung eingesetzt, um gelöste Salze abzuscheiden. Um das Risiko von Fouling und Scaling zu minimieren muss eine geeignete Aufbereitung des Zuflusstroms vorgeschaltet sein. Die Gegenwart von gelöstem Öl im Zulauf führt zu einem Verlust der Permeabilität und die Anwesenheit von Kohlenwasserstoffen (z.B. flüchtige Säuren und BTEX) begünstigt das Wachstum eines Biofilms auf der Membran (Hayes et al., 2012).

Zur Entsalzung des Flowback kann die Umkehrosmose bei zu hohen Salzgehalten nicht als einziges Verfahren angewendet werden, da dies zu Scaling führt und der osmotische Druck aufgrund dessen zu groß wird. Wenn der Salzgehalt unter einer Konzentration von 20 g/l (zum Teil auch zwischen 35 und 45 g/l angegeben) liegt, ist die Umkehrosmose ein gutes Verfahren zur Flowbackbehandlung (Karapataki, 2012; Vasiliu et al., 2012).

In den US-Bundesstaaten Wyoming oder Colorado ist das Produktionswasser beispielsweise nicht so salzhaltig wie im Marcellus Gebiet, so dass die Umkehrosmose zur Entfernung von Ionen eingesetzt werden kann (Melody et al., 2012). Bei steigenden Salzgehalten sinkt hingegen die Wiedergewinnung an Wasser. Bei einem Zufluss mit einer Salzkonzentration von 25 g/l, kann eine Wiedergewinnung von 75 bis 90 % erzielt werden. Bei Zuläufen mit Salzkonzentrationen von über 40 g/l kann hingegen nur 40 bis 65 % recycelt werden (All Consulting, 2013).

Bei Salzgehalten von unter 40 g/l wird der Einsatz der Umkehrosmosetechnik der mechanischen Eindampfung präferiert, da die Kosten zehn bis 20 % geringer ausfallen (CDM Smith, 2012). Nachteilig sind dennoch die hohen Betriebskosten (hoher Energieverbrauch), die erforderliche Vorbehandlung und die Gefahr des Fouling und Scaling zu nennen.

Vorwärtsosmose

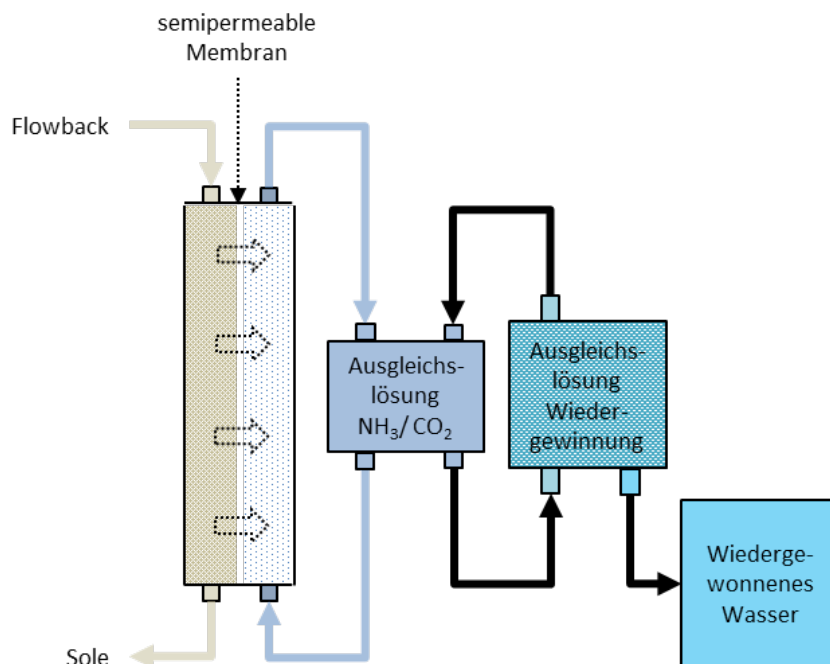
Die Vorwärtsosmose (FO)) ist ein weniger geläufiges und gängiges Entsalzungsverfahren als die Umkehrosmose und befindet sich noch in der Pilotversuchsstadium. Jedoch hat sie ein erhebliches Potenzial, um in Zukunft großtechnisch eingesetzt zu werden. Die FO nutzt den osmotischen Druckgradienten zwischen dem Zulaufwasser (z.B. Flowback oder Produktionswasser) und einer konzentrierten Ausgleichslösung (z.B. NH_3/CO_2 , MgSO_4 , MgCl_2), um die Zulaufseite zu entwässern bzw. aufzukonzentrieren und die Ausgleichslösung zu verdünnen. Mittels der FO kann bei diesem Prozess zudem Energie gewonnen werden. Die FO kann kontinuierlich oder im Batch-Betrieb durchgeführt werden. Nach *Martinetti et al.* (2009) kann mit der Vorwärtsosmose 90 % des Salzwassers aus einer Umkehrosmoseanlage wiedergewonnen werden.

Die größten Herausforderungen dieses Verfahrens sehen *Zhao et al.* (2012) sowie *Yip & Elimelech* (2011) im Membranfouling, in der internen Konzentrationspolarisierung, der gegenläufigen Diffusion von Abwasser und Ausgleichslösung, in der noch nicht ausgereiften Membranentwicklung sowie der Entwicklung effektiver Ausgleichslösungen. Bei geringeren Salzkonzentrationen im Flowback hat die Vorwärtsosmose Vorteile gegenüber der Umkehrosmose, da

1. sie nur eine minimale Vorbehandlung benötigt (kein Primärschlammaufkommen),
2. weniger Strom verbraucht und einen besseren CO_2 -Fußabdruck (Carbon Footprint) besitzt (kein Strombedarf, um den Zulauf durch die Membran zu pressen),
3. elektrischen Strom erzeugen kann,
4. einen höherer Wasserwiedergewinnungsgrad besitzt,
5. den Einsatz von Chemikalien zur Vorbehandlung minimiert,
6. die Behandlungskosten senkt (ergibt sich aus 1, 2, 3, 4 und 5),
7. eine große Bandbreite von Schadstoffen zurückhält und
8. flexibler als andere Entsalzungstechniken ist (z.B. als Einzelverfahren oder als Vorbehandlungsverfahren für die RO und NF, um Fouling zu verhindern).

Die Membranen sind dünner und glatter als die der Umkehrosmose. Als Material dient zumeist Zellulosetriacetat (cellulose triacetate, CTA) und Polybenzimidazol (PBI). Die Wahl der richtigen Ausgleichslösung variiert je nach Art des Abwassers. Bei zu behandelnden Meerwasser, ist der osmotische Druck hoch, bei kommunalem Abwasser, industriellen Abwasser oder Brackwasser ist er hingegen geringer, jedoch ist die Wahrscheinlichkeit des Fouling größer. Wenn allerdings Flowback oder Produktionswasser mit der Vorwärtsosmose behandelt werden sollen, sind beide Faktoren, der osmotische Druck und die Neigung zum Fouling, hoch. Dies schränkt die Wahl des Membranmaterials und der Ausgleichslösung stark ein. Bei typischem Abwasser ist es möglich Seewasser als Ausgleichslösung zur Aufbereitung zu verwenden, was erheblich kosten senkend sein dürfte. Bei der Behandlung von Flowback, dessen Salzgehalt fünf bis acht Mal höher ist als der von Meerwasser, müssen jedoch hoch konzentrierte Lösungen (z.B. $\text{NH}_4\text{CO}_3 \leftrightarrow \text{NH}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$) verwendet werden. Zur Flowbackaufbereitung ist zu beachten, dass die Membranstützschrift nicht auf der Abwasserseite liegt, da hiermit ein zu hohes Foulingrisiko verbunden wäre (Zhao und Zou, 2011).

Abb. 48: Verfahrensschema einer Vorwärtosmoseanlage



nach Cath et al., 2006

Verwendung kann die Vorwärtosmosetechnik in der Öl- und Gasindustrie bei der Behandlung von Bohrwasser, Flowback, Produktionswasser finden sowie zur Schlammentwässerung, der während der Flowback- und Produktionswasseraufbereitung entsteht. Jedoch sollte der Salzgehalt bei all diesen Abwässern zwischen 0,5 und 35 g/l (besser unter 30 g/l) liegen. Bei der Aufbereitung von Bohrwasser hat die Vorwärtosmose den Vorteil gegenüber vielen Techniken (u.a. RO), dass die hohe Belastung an Schweb- und Trübstoffen in diesem keinen wesentlichen Einfluss auf die FO-Technik hat. Allerdings sollte das Bohrwasser trotzdem mit Verfahren wie chemischer Fällung/ Flockung, Filtration und Sedimentation vorbehandelt werden, um Scaling und Fouling zu verhindern (Hutchings, 2010). Neben den hohen Konzentrationen an Schweb- und Trübstoffen, sind im Flowback zudem der hohe Salzgehalt, Schwermetalle, N.O.R.M., pH-Wert Schwankungen und Veränderungen zu beachten. Neben den angesprochen Schweb- und Trübstoffen beim Bohrwasser müssen im Flowback zudem vorab Reibungsminderer entfernt werden, da diese auch zu Scaling führen (Hutchings, 2010).

Elektrisch betriebene Membranen

Die elektrisch betriebenen Membranen sind als Verfahren zur Aufbereitung von Fracking-Abwässern von der Industrie erwogen worden, jedoch werden sie derzeit nicht als Entsalzungs-technik in der Schiefergasindustrie eingesetzt (All Consulting, 2013). Das grundlegende Funktionsprinzip der elektrisch betriebenen Membranen ähnelt dem Ionenaustausch-Prozess. Unter Einfluss eines elektrischen Potenzials werden Mineralien ionenselektiv durch eine Membran aus dem Flowback herausgetrennt (Vouthkov, 2012). Durch dieses Verfahren können die kleinsten geladenen Ionen entfernt werden. Jedoch ist es nicht in der Lage Siliciumoxid, Krankheitserreger und partikuläres Material zu entfernen. Die Hauptanwendung liegt insbesondere bei der Beseitigung von Schadstoffen wie Arsen und Sulfat. Sie können als Elektrodialyse (ED), Umkehr-Elektrodialyse (EDR), Elektrodeionisierungs- (EDI) und kapazitives

Deonisierungsverfahren (CDI) klassifiziert werden (Cotruvo et al., 2010; U.S. EPA technical workshop, 2011).

Die EDI ist dabei eine Kombination der ED und des Ionenaustauschers (U.S. EPA technical workshop, 2011). Beim CDI-Verfahren wird ein elektrisches Feld mit niedriger Spannung erzeugt, um Ionen an der Oberfläche einer porösen Elektrode (z.B. Aktivkohle) zu absorbieren (Karapataki, 2012). Die ED und EDR sind fähig ein- und zweiwertige Salzionen (wie Chlorid, Kalium, Kupfer, Cyanid, Cadmium, Bromid, Barium und Aluminium), Radium und flüchtige organisch gebundene Kohlenstoffe zu entfernen (Voutchkov, 2012; All Consulting, 2013). ED-Membranen haben eine poröse Struktur und sind den MF- und UF-Membranen ähnlich. Jedoch sind sie wesentlich dicker und widerstandsfähiger gegenüber Chloridien und Fouling (Voutchkov, 2012). Durch das Ansammeln der Ionen an der Elektrodenoberfläche kann leicht Fouling entstehen und den Prozess stören. Eine Möglichkeit, dies zu vermeiden, ist ein regelmäßiger Wechsel der Elektrodenpolarität (2- bis 4-mal pro Stunde). Wird diese Methode zur Reinigung angewandt, spricht man auch von der Umkehr-Elektrodialyse (EDR). Die ED wird vor allem in Brackwasseraufbereitung angewendet. Die Kosten steigen dabei proportional mit der Menge an Salz, die aus dem Wasser entfernt werden soll. Die ED ist im Vergleich zur Umkehrosmose widerstandsfähiger gegen Fouling, jedoch wird die Umkehrosmose bevorzugt, da sie den Salzgehalt effizienter entfernt (EERC, 2010; Voutchkov, 2012; All Consulting, 2013). Nach Voutchkov (2012) wird die ED anderen Entsalzungsverfahren bevorzugt, wenn der Salzgehalt ≤ 3 g/l ist. Diese Angabe variiert in der Literatur jedoch stark. Laut *All Consulting* (2013) liegt der zulässige Salzgehalt zwischen 4 und 15 g/l, jedoch wird eine hohe Effizienz des Verfahrens von 90 % Wasserwiedergewinnung bei Salzgehalten von unter 2 g/l erreicht. Auch sind Vorbehandlungsstufen zur Entfernung von Calciumcarbonat, Magnesiumhydroxid und Eisen Ionen nötig (All Consulting, 2013). Aufgrund der hohen Salzgehalte im Flowback und Produktionswasser ist es zur Aufbereitung dieser nur unter bestimmten Bedingungen anwendbar, beispielsweise wenn Radium im Flowback entfernt werden soll oder der Salzgehalt für eine Direkteinleitung zu hoch ist und dieser in der Nachbehandlung reduziert werden muss. Im Gegensatz zu anderen Techniken wird die ED/ EDR durch Biofouling, Trübung und Nährstoffe nicht beeinflusst.

Eindampfung

Die Eindampfung ist ein thermisches Verfahren, dass zur Abscheidung von Salzen eingesetzt wird. Die benötigte Energie wird üblicherweise durch Wärme bereitgestellt. Das Prinzip der Eindampfung besteht darin, dass Wasser verdampft wird. Die Siedetemperatur für das Verdampfen kann durch Erhitzen des Wassers oder durch Verringerung des Dampfdrucks erfolgen. Da der Energieverbrauch bei diesem Verfahren sehr hoch ist, sollte es aus energetischen Gründen nur bei extrem salzhaltigen Flowback und Produktionswasser zum Einsatz kommen (DGMK, 2007). Der geeignete Bereich des Salzgehaltes sollte bei diesen Verfahren zwischen 100 bis 150 g/l liegen (Voutchkov, 2012). Nachteilig ist jedoch der hohe erforderliche Energiebedarf bei dieser Art der Behandlung. Neben dem Abscheiden von Salzen können ebenfalls einige Kohlenwasserstoffe beim Verdampfen entfernt werden. Jedoch besteht das Risiko, dass bei der Gegenwart von hohen Konzentrationen an Kohlenwasserstoffen die Heizflächen im Verdampfer und die Wärmeüberträgerflächen von Kondensatoren verkleben können, weshalb diese vorher möglichst entfernt sein sollten. In Verdampfern findet nur eine Aufkonzentration des Salzes statt. Für eine Auskristallisation muss die aufkonzentrierte Sole in Kristallisatoren geleitet werden. Derzeit werden drei Techniken zur Eindampfung eingesetzt (DGMK, 2007; Gnielinski et al., 1993):

- die Mehrstufenverdampfung (Multi Stage Flash; MSF),
- die Multi-Effekt-Verdampfung (Multi Effect Evaporation; MEE) und
- die mechanische Brüdenkompression (Mechanical Vapor Compression; MVC).

Beim MSF Verfahren nimmt der Betriebsdruck von Behälter zu Behälter ab. Das zuströmende Abwasser wird zunächst vorgewärmt und anschließend im Erhitzer weiter erwärmt. Danach gelangt es in den ersten Behälter, in dem ein niedrigerer Druck als im Erhitzer herrscht, wo das Wasser durch den niedrigen Druck verdampft. Die Brüden steigen auf und geben ihre Kondensationswärme an die Wärmeübertragerrohre (in denen sich das zum Erhitzer strömende Abwasser befindet) ab. Das anfallende Kondenswasser wird gesammelt und als entsalztes Wasser abgeführt. Der Anteil des Abwassers, der im ersten Behälter nicht verdampft, wird in den nächsten Behälter geleitet, dessen Betriebsdruck noch geringer ist. Diese Prozedur wird bis zum letzten Behälter wiederholt. Die hochkonzentrierte Sole wird anschließend abgeführt. Gewöhnlich werden 15 bis 25 Behälter für das MSF Verfahren verwendet. Die Temperatur kann dabei von 110 °C im ersten auf 38 °C im letzten Behälter abfallen (Miller, 2003; Macedonio et al., 2011; Hammer & Hammer, 2011).

Auch beim MEE-Verfahren wird das Abwasser zunächst in einem Kondensator vorgewärmt. Anschließend wird es einem Behälter zugeführt, in dem ein Unterdruck vorherrscht. Durch den geringeren Druck verdampft das Wasser bereits bei einer niedrigeren Temperatur. Während die dabei entstandenen Brüden in einem geschlossenen Raum durch den nächsten Behälter geleitet werden, verbleibt die Sole im ersten Behälter und wird von dort aus abgeleitet. Die Brüden hingegen durchströmen im geschlossenen System den zweiten Behälter um ihre Wärme an das dort befindliche Abwasser zu übertragen und selbst zu kondensieren. Das Kondensat wird als Reinwasser abgeleitet. Im zweiten Behälter ist ein geringerer Druck vorhanden als im vorherigen Behälter. Dies führt dazu, dass die aus dem Brüden eingetragene Wärme ausreicht, um das Abwasser im zweiten Behälter zu verdampfen. Somit bildet sich erneut ein Brüden, der in einem geschlossenen Rohrsystem durch den folgenden Behälter geleitet wird, sowie eine Sole, die aus dem Behälter abgeleitet wird. Dieser Ablauf wiederholt sich so lange bis, der letzte Behälter erreicht ist, wobei der Druck in den aufeinander folgenden Behältern immer weiter abnimmt. Der Brüden der aus dem letzten Behälter aufsteigt wird dazu genutzt, das Abwasser im Kondensator vorzuwärmen. In Abhängigkeit der Trennaufgabe wird eine entsprechende Anzahl an Effekten hintereinander angeordnet. Die Temperatur, bei der das Abwasser im ersten Behälter verdampft wird, beträgt in der Regel 70 °C. Allerdings kann die tiefste Siedetemperatur auch bei 55 °C liegen. Im Vergleich zum MFS-Verfahren weist das MEE-Verfahren einen besseren Wirkungsgrad auf, da der in einem Behälter erzeugte Brüden nicht in selbigem kondensiert. Zudem haben die niedrigen Temperaturen beim Verdampfen den Vorteil, dass die Materialien den Risiken des Verkalkens oder der Korrosion nicht so stark ausgesetzt sind wie bei höheren Temperaturen.

Das MVC Verfahren funktioniert zunächst ähnlich wie die beiden anderen Verfahren. Das Abwasser wird zunächst erwärmt und gelangt dann in den Verdampfer. Durch den dort herrschenden Unterdruck und die Wärmezufuhr verdampft das Wasser. Die Brüden werden anschließend abgezogen und in einem Verdichter komprimiert, so dass die Temperatur und der Druck des Brüdens ansteigen. Anknüpfend durchläuft der Brüden in Wärmeübertragungsrohren den Verdampfer und gibt seine Kondensationswärme an das Abwasser ab. Durch den geringen Druck reicht auch hier die Kondensationswärme aus, um das Wasser zu verdampfen.

Nach der Kondensation durchläuft das Kondenswasser den Wärmetauscher, um das Abwasser vorzuwärmen, und wird schließlich als Reinwasser abgeführt. Um den Verdampfer anfahren zu können wird eine zusätzliche Wärmequelle benötigt, die ein Erhitzer bereitstellt. Sobald der Verdampfer eingefahren ist, kann auf eine zusätzliche Wärmequelle verzichtet werden, weshalb dieses Verfahren in Gegensatz zu den beiden anderen Verfahren einen geringeren Energieverbrauch aufweist (1) und damit das am häufigsten eingesetzte Verfahren zur Behandlung von Flowback mit sehr hohen Salzgehalten in der Schiefergasindustrie ist (CDM Smith, 2012; McGinnis et al., 2012). Es kann nach *Vasiliu et al.* (2012) auch bei Salzgehalten von bis zu 240 g/l zur Behandlung eingesetzt werden, jedoch ist aus Sicherheitsgründen ein Bereich von 200 bis 210 g/l erlaubt. Nach *All Consulting* (2013) liegt die maximale Wasserwiedergewinnung bei Salzkonzentrationen von 40 bis 45 g/l. Auch bei diesem Verfahren gilt, je höher die Salzkonzentration, desto geringer die Effizienz.

Gefrier-/Tau-Verdampfung

Die Gefrier-/Tau-Verdampfung (freeze-thaw/ evaporation; FTE®) ist ein Verfahren, bei dem Flowback und Produktionswasser zuerst in einem Becken gespeichert werden und anschließend die Lufttemperatur unter 0 °C gesenkt wird. Danach wird das Wasser aus dem Becken gepumpt und auf ein separates Gefrierfeld gesprüht, welches aus einem erhöhten Rohrnetz mit strategisch platzierten Sprinklern besteht. Diese Sprinkler bzw. Berieselungsapparate können angehoben werden bis sich das Eis auf den Rohren bildet. Das nicht gefrorene Solwasser wird vom Eisgitter abgeleitet und mittels Leitwertgesteuerten Ventilen getrennt. Die abgeschiedene hochkonzentrierte Sole muss anschließend einer weiteren Behandlung unterzogen oder entsorgt werden. Abb. 18 zeigt ein Gefrierfeld mit den Berieselungsapparaten (Arthur et al., 2005).

Abb. 49: FTE® Anlage in Betrieb



Arthur et al., 2005

Dieses Verfahren wurde von *Crystal Solutions LLC* zur Aufbereitung von Produktionswasser in ihrer ersten großen kommerziellen Behandlungsanlage in der Nähe von Wamsutter (Wyoming) angewendet. Das FTE® Verfahren nutzt dabei die natürlichen Umgebungstemperaturschwankungen aus, um abwechselnd das Produktionswasser zu einzufrieren und aufzutauen, und dadurch die gelösten Stoffe und Salze im Wasser abzuscheiden. Während der Einsatzperiode in

den Jahren 1999 - 2000 wurde Produktionswasser mit einem Salzgehalt von 14.000 mg/l aufbereitet und es wurde ein Wasser mit einer Konzentration von 924 mg/l gewonnen. Die abgeschiedene Sole hatte dabei eine Salzkonzentration von 64.300 mg/l. Der Anteil des zurückgewonnenen Wassers lag bei 55 %. Etwa 30 % gingen durch Verdampfung oder Sublimation verloren und nur 15 % des ursprünglichen Produktionswassers lagen als abgeschiedene, hochkonzentrierte Sole vor (Arthur et al., 2005). Nach *Boysen et al.* (1999 und 2007) können 90 % der Schwermetalle, Salze, flüchtigen und halbflüchtigen organischen Stoffe, Schwebstoffe und abbaubaren Erdölkohlenwasserstoffe aus dem Produktionswasser entfernt werden.

Das Verfahren ist nach *Igunnu & Chen* (2012) einfach zu handhaben und zu kontrollieren und hat eine Lebensdauer von mehr als 20 Jahren. Allerdings kann es nur effizient an Orten eingesetzt werden, die eine gewisse Anzahl von Tagen mit Temperaturen unter dem Nullpunkt sowie ausreichend Fläche haben (*Igunnu & Chen*, 2012).

Membran-Destillation

Die Membran-Destillation (MD) ist ein weiteres thermisches Verfahren, welches jedoch noch nicht für die Flowbackbehandlung kommerzialisiert wurde (*McGinnis et al.*, 2012). Ein Vorteil dieses Verfahren ist, dass unterschiedliche Salzgehalte keinen signifikanten Einfluss auf den MD-Prozess haben (im Gegensatz zur NF und RO) und die Leistungsfähigkeit des Systems fast unabhängig von diesem ist (U.S. EPA technical workshop, 2011). Das liegt daran, dass die Antriebskraft bei der MD die Wasserdampfdruckdifferenz ist (Wasserdampf wird aufgrund des Dampfdruckgradienten durch die Membran transportiert) (RPSEA, 2009; *Shaffer et al.*, 2013). So wird beispielsweise der Permeatdurchfluss nur um fünf Prozent gesenkt, wenn der Salzgehalt im Zufluss von 35 auf 75 g/l ansteigt (*Al-Obaidani et al.*, 2008). Im Vergleich zu den Eindampfungstechniken wird bei der MD eine vergleichbare Behandlungsleistung erwartet, wobei die Kapitalkosten bei der MD geringer ausfallen werden (*McGinnis et al.* 2012), was an der geringeren Betriebstemperatur liegt (*Alkhudhiri et al.*, 2012) und dem im Vergleich hochwertigen Energiebedarf der Brüdenkompression (MVC), die MD niederwertige Wärme benötigt (*Shaffer et al.*, 2013). Die Betriebstemperatur liegt bei der MD im Bereich von 50 bis 100 °C (*Wolff et al.*, 2012) und kann teilweise schon durch die Temperatur des Produktionswassers erreicht werden (*Shaffer et al.*, 2013). Allerdings werden für die Flowback Entsalzung keine spezifischen Temperaturen angegeben, allerdings können niedrige Temperaturen dabei helfen das Scaling Risiko zu senken, welches gewöhnlich temperaturabhängig ist und mit steigender Temperatur auch ansteigt (*KMX Corp.*, 2013).

Die MD Membranen bestehen aus hydrophobem organischen Material (RPSEA, 2009; *Shaffer et al.*, 2013) und sie dienen dazu, den Raum in einem geschlossenen Gehäuse in zwei Bereiche zu trennen. Auf der einen Seite befindet sich das zugeleitete Abwasser, welches erwärmt wird und teilweise verdunstet. Der Wasserdampf kann durch Membranen hindurch gelangen, da diese eine große Porosität aufweisen. Das Salz kann hingegen nicht die Membran passieren, wodurch die Salzkonzentration auf der Seite des Zuflusses ansteigt. Auf der anderen Seite der Membran wird der Wasserdampf abgekühlt, wodurch er kondensiert. Somit liegt eine Temperaturdifferenz zwischen den beiden Seiten der Membran vor und es ergibt sich eine Partialdruckdifferenz. Dies ist die antreibende Kraft bei der Membrandestillation. Für eine Minimierung der Wärmeverluste besitzt die Membran eine geringe Wärmeleitfähigkeit

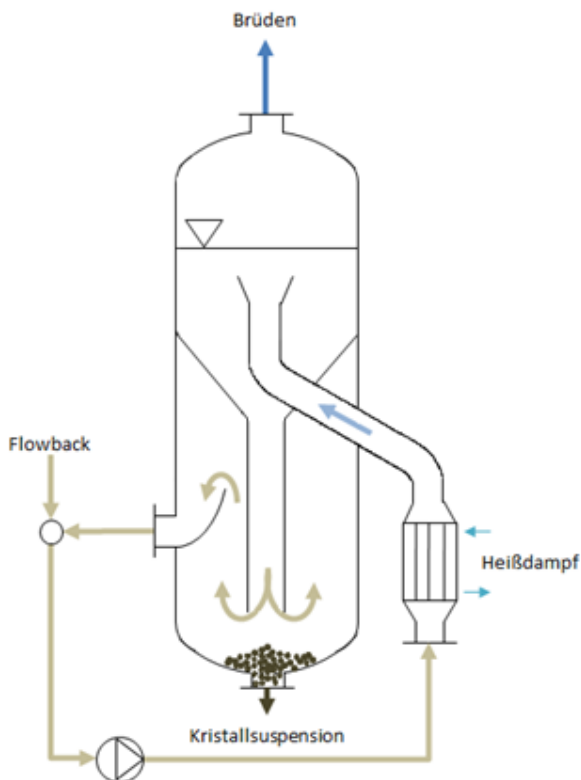
Mit dem MD-Verfahren können alle nicht-flüchtigen gelösten Stoffe, wie Ionen und Kolloide entfernt werden. Gelöste Gase und Verbindungen die flüchtig sind (z.B. Ammoniak und BTEX-

Verbindungen) durch die Membran hindurchdiffundieren (RPSEA, 2009). Das MD-Verfahren ist nicht ohne eine Vor- und Nachbehandlung zu betreiben, da große Partikel, mögliche Tenside oder Foulingstoffe aus dem Zulauf und flüchtige Verbindungen sowie Gase aus dem Ablauf zu entfernen sind. Ebenfalls sind Verbindungen, die die Oberflächenspannung stören, fernzuhalten, da sie die Membranporen benetzen (U.S. EPA technical workshop, 2011). Solange die Poren nicht benetzt sind, können Ionen und gelöste nicht-flüchtige Stoffe mit dem MD-Verfahren nahezu vollständig entfernt werden (Nghiem et al., 2011). Aber auch das MD Verfahren hat bei Salzgehalten bis zu 220 g/l seine Grenzen erreicht (Huss, 2013).

Kristallisation

Die Kristallisation ist ein Stofftrennungsverfahren, welches Abwässer mit Salzgehalten von etwa 300 g/l reinigen kann (Voutchkov, 2012). Es wird in verschiedenen Regionen der USA, wie zum Beispiel im Marcellus oder Barnett shale, zur Flowbackentsalzung eingesetzt (All Consulting, 2013). Bei der Kristallisation wird ein Lösungsmittel übersättigt, damit sich die Salzkristalle ausbilden. Dieser Vorgang kann durch Abkühlung oder Verdampfung des Lösungsmittels erreicht werden, man spricht dann von einer sogenannten Kühlungs- oder Verdampfungskristallisation (siehe Abb. 19).

Abb. 50: Verdampfungskristallisor mit außenliegendem Heizregister



nach Mersmann et al., 2005

Bei einer Vakuumkristallisation wird der Prozess der Entspannungsverdampfung angewendet. Zum Teil werden auch Verdrängungsmittel eingesetzt, die die Löslichkeit des gelösten Stoffes mindern und so zu einer Übersättigung führen (Gnielinski et al., 1993). Das Verfahren kann neben den gelösten Stoffen zudem wirkungsvoll Natrium- und Calciumchlorid (NaCl , CaCl_2) und Schwermetalle entfernen. Um das Risiko der Korrosion oder Scaling zu minimieren, müs-

sen in einer Vorbehandlung Schwebstoffe aus dem aus dem Zufluss entfernt werden (All Consulting, 2013).

Da die Kristallisation sehr energieintensiv ist, sollte es bei der Flowbackaufbereitung nur eingesetzt werden, um die hochkonzentrierte Sole, die bei anderen Entsalzungsverfahren (z.B. Eindampfung) entsteht, weiter zu behandeln.

4.2.3 Fallstudien zur Aufbereitung von Flowback und Produktionswasser

Die meisten Erfahrungen für die Behandlung von Flowback stammen derzeit aus den USA. Auf Grund der zum Teil geringen Wasserverfügbarkeit auf den einzelnen Grundstücken für das Fracking wurden einfache Vorbehandlungsverfahren zum Recycling von Flowback installiert. Für ein Recycling des Flowback werden in den USA, u.a. CleanWave® von *Halliburton*, auch weniger aufwändige Verfahren eingesetzt, da die geforderte Aufbereitungsqualität für eine Wiederverwendung nicht überwacht wird bzw. gesetzlich geregelt ist.

A. Vorwärtsosmose

McGinnis et al. (2013) haben eine FO-Pilotanlage zur Aufbereitung bzw. zur Entsalzung von Abwässern aus dem Marcellus Gebiet betrieben. Abb. 20 zeigt das entsprechende Prozessschema.

Das angelieferte Wasser wurde über mehrere konventionelle Stufen vorbehandelt bevor die Hauptbehandlung durch FO erfolgte. Die Vorbehandlungsschritte bestanden aus einer chemischen Oxidation, einer Flockung mit Eisen(III)-chlorid (FeCl_3) sowie einer Enthärtung durch Natriumhydroxid (NaOH) und Natriumcarbonat (Na_2CO_3) um die Alkalinität zu erhöhen. Die dabei anfallenden Schlämme wurden mit einer Filterpresse entwässert. Das enthärtete Wasser wurde über drei unterschiedliche in Reihe geschaltete Filtertypen geleitet und anschließend mit einem Inhibitor versetzt um Scaling zu vermeiden bevor es als Rohwasser für die Pilotanlage diente. Der Gehalt des Filtrattrockenrückstands (TR; engl. TDS) lag bei einer Konzentration von ca. $73.000 \pm 4200 \text{ mg/l}$, wobei Meerwasser i.d.R. einen TDS-Gehalt von etwa 35.000 mg/l aufweist. Die Besonderheit der Pilotanlage lag zum einen an dem Betrieb im sog. doppelten Gegenstromprinzip und zum anderen an der Lösung zur Erzeugung des osmotischen Gradienten auf Basis von NH_3 und CO_2 , die ein geringeren osmotischen Druck als das Rohwasser aufweist.

Das in der FO-Anlage entstandene Gemisch aus Wasser und Speziallösung wird dann soweit erhitzt, dass die Lösung verdampft, dem System nach Kondensation wieder zugeführt und das zurückbleibende Wasser im letzten Verfahrensschritt durch Umkehrosmose gereinigt wird.

Abb. 51: Prozessschema der Pilotanlage zur Flowbackaufbereitung



McGinnis et al., 2013

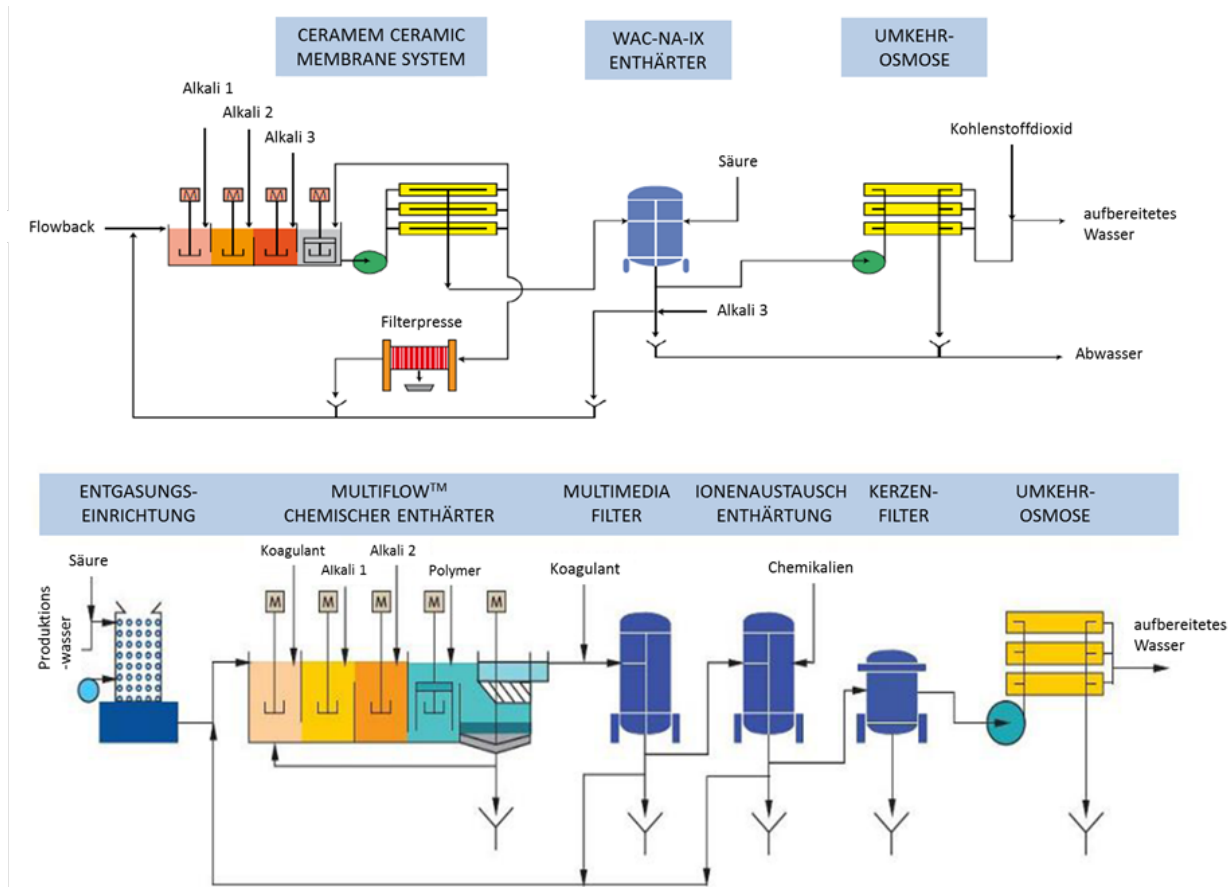
Mit der Pilotanlage ließen sich Abflusswerte mit TDS-Konzentrationen von 300 ± 115 mg/l erreichen, was in den USA den Empfehlungen der Trinkwassernorm entspricht. Die Eliminationsleistung für fast alle gemessenen Inhaltsstoffe bei über $>> 90$ % und der TDS-Gehalt konnte in den Versuchen um $99,6 \pm 0,386$ % reduziert werden. Die Versuchsanlage wurde variabel für einen Durchfluss von $5,5 - 22,1$ m³/d konzipiert, während der Versuche allerdings im unteren Bereich betrieben, sodass eine Wasserrückgewinnung von ca. 65 % des Rohwassers bei einem spezifischen Energieverbrauch von etwa 275 kWh_{th} und 8 kWh_{el} pro m³ produzierten Reinwassers möglich war. Der hohe thermische Energieverbrauch würde dennoch nur ca. 57 % eines herkömmlich betriebenen Verdampfers betragen, so die Autoren.

B1. Umkehrosmose

Die Firmen *Veolia Water Solutions & Technologies* und *CDM Smith* bieten Flowback- und Produktionswasseraufbereitungssysteme an, bei denen als wesentliches Verfahren die Umkehrosmose eingesetzt wird.

Das OPUS (Optimized pretreatment unique separation)-System wurde von der Fa. Veolia Water Solutions & Technologies entwickelt (Abraham, 2010). Abb. 21 zeigt das Schema der Flowback- (Veolia, 2013) und der Produktionswasserbehandlung (Veolia, 2007).

Abb. 52: OPUS-System zur Flowback- (oben) und Produktionswasserbehandlung (unten)



oben Veolia, 2013; unten Veolia, 2007

Die Bestandteile des OPUS-Systems zur **Flowbackaufbereitung** umfassen eine chemische Enthärtung, Keramikmembran (zur Vorbehandlung), Ionenaustauscher (IX) (als Vorbehandlungsverfahren für die Umkehrosmose) und Umkehrosmose (betrieben bei hohem pH-Wert). In einem ersten Schritt werden in einer Reihe von Reaktions- und Kristallisationsbecken Metalle ausgefällt und die Härte reduziert. Im zweiten Schritt wird das enthärtete Wasser durch eine Ultrafiltrationsanlage mit Keramikmembran, die im Kreuzstrom betrieben wird, geleitet. In diesem Behandlungsschritt werden Öl und die Resthärte sowie restliche Schwebstoffe aus dem Wasser entfernt (Veolia, 2011). Der dritte Schritt besteht aus einem Ionenaustauscher, der vor einer Umkehrosmoseanlage (RO) geschaltet ist, um weiterhin die Härte und Metalle und damit das Scaling und Fouling Risiko zu reduzieren. Der vierte und letzte Schritt ist eine RO, die bei einem hohen pH-Wert betrieben wird, um zusätzlich das Scaling und Fouling Risiko möglichst gering zu halten. Mit ihr sollen neben dem Salzgehalt auch Bor und verbleibende organische Stoffe beseitigt werden (Veolia, 2011). Dieses System zur Flowbackbehandlung ist in der Lage einen anfänglichen AFS-Gehalt von 1000 mg/l auf weniger als 30 mg/l zu reduzieren und die Calcium- (40.000 mg/l) und Magnesiumhärte (4.000 mg/l) auf weniger als 50 mg/l. Bezüglich der Metallentfernung kann es die Konzentrationen an Eisen (200 mg/l) und Mangan (10 mg/l) auf weniger als 1 mg/l senken und Barium (16.500 mg/l) und Strontium (5000 mg/l) auf weniger als 10 mg/l (Pinero, N/A).

Die Aufbereitung des **Produktionswassers** beinhaltet eine umfangreiche Vorbehandlung bestehend aus: Ansäuerung und Entgasung, gefolgt von einer Kombination aus Fällung/Flockung

sowie Feststoffabscheidung über einen Parallelplattenabscheider (Veolia, 2007). Durch die Entgasung wird der erforderliche Chemikalieneinsatz und die Schlamm-mengen reduziert. In einem zweiten Schritt wird das Filtrat aus der Vorbehandlung einem Multimedialen Filter zugeführt, um Mikroflocken, zurückgebliebene Schwebstoffe und Anteile an Ölen und Fetten zu entfernen. Der dritte Schritt umfasst eine Enthärtung durch Ionenaustausch kombiniert mit einem Kerzenfilter, um das Wasser von scalingbildenden Stoffen zu befreien, bevor die finale Behandlung mittels Umkehrosmose stattfindet. In diesem vierten und letzten Schritt wird der Salzgehalt reduziert.

B2. Umkehrosmose (UO)

Die Fa. *CDM Smith* hat Behandlungssysteme für Flowback und Produktionswasser (siehe Abb. 22) entwickelt, die auch vermarktet werden. Der Schwerpunkt dieser Verfahrensketten liegt auf einer effizienten Kombination aus kommerzialisierten Vorbehandlungstechniken und einer Hochdruck-Umkehrosmoseanlage, um eine maximale Wasserrückgewinnung bei minimalem Kostenaufwand zu erreichen (Kimball und Locke, 2013).

Die Anlage zur **Flowbackaufbereitung** umfasst hingegen sechs Behandlungsschritte (CDM Smith, 2012):

1. chemische Oxidation,
2. Druckentspannungsflotation,
3. Aktivkohle,
4. chemische Fällung,
5. mehrschichtiger Sandfilter und
6. Umkehrosmose.

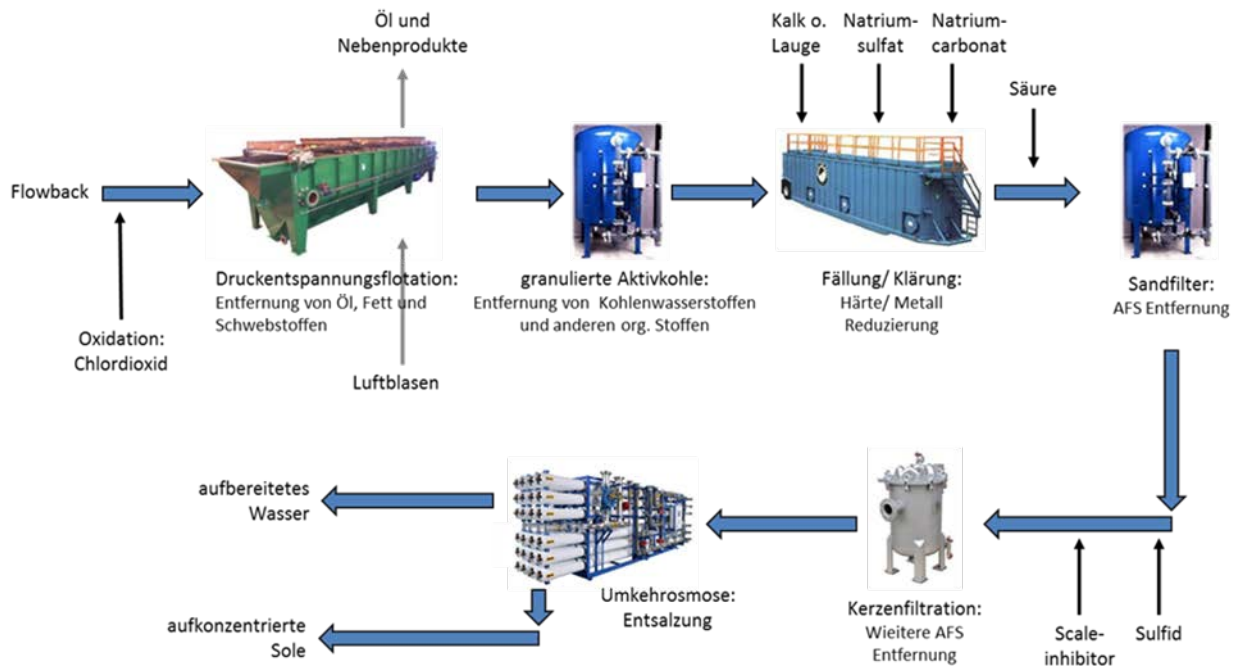
Das System zur Aufbereitung von **Produktionswasser** beinhaltet fünf Hauptprozesse, um Wasser mit Salzkonzentrationen von unter 20 g/l bei Gesamtkosten von 1,9 US-Dollar pro m³ zu behandeln (RPSEA, 2009; Duraisamy et al., 2013):

1. Vorfiltration,
2. Ionenaustausch,
3. UV-Behandlung,
4. Umkehrosmose und
5. Eindampfung.

Bei der **Flowbackbehandlung** ist als erster Schritt die chemische Oxidation mittels Chlordioxid gewählt, um Öl- und Fettemulsionen aufzubrechen, Frac-Chemikalien zu zerstören sowie Bakterien und oxidiertes Eisen, Magnesium und Sulfid zu reduzieren (CDM Smith, 2012). Der zweite Schritt umfasst die Druckentspannungsflotation, bei der Schwebstoffe und Öle beseitigt werden. In einem dritten Schritt werden mittels Aktivkohle organische und anorganische Stoffe entfernt. Anschließend werden durch eine chemische Fällung bei einem hohem pH-Wert (9,5 bis 11) die Härte sowie Scaling bildende Metalle reduziert (CDM Smith, 2012). Aufgrund der chemischen Reaktionen und Fällung bildet sich in dieser Phase Schlamm. Dieser muss in einem

getrennten Verfahrensschritt entwässert und anschließend entsorgt werden. Im fünften Schritt werden, nach Zugabe von Säure und Kohlenstoffdioxid, um gleichzeitig den pH-Wert und die Gefahr von Calciumcarbonat-Scaling zu senken, die Schwebstoffe mithilfe eines mehrschichtigen Sandfilters entfernt. Letztendlich wird das Wasser mit Chlordioxid desinfiziert und in die Umkehrosmoseanlage geleitet, um es zu entsalzen.

Abb. 53: Behandlungsschema von Flowback

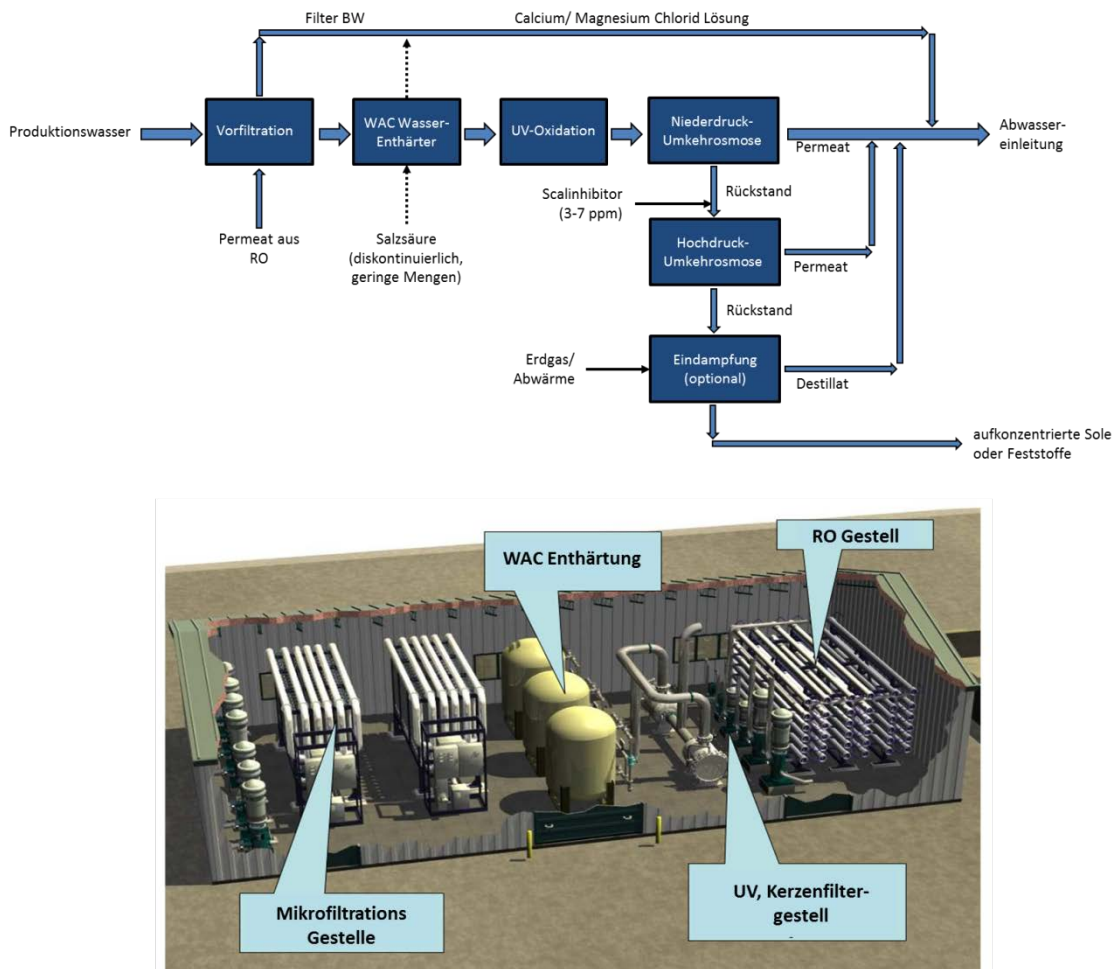


CDM Smith, 2012

Ein Vergleich der Behandlung des **Flowback** mit der des **Produktionswassers** mittels der Technik von *CDM Smith* ist durchaus interessant. Beide Systeme nutzen zwar die gleiche Eliminierungsreihenfolge, jedoch verwenden sie dafür unterschiedliche Technologien. Ein Grund dafür ist die unterschiedliche Belastung des Zulaufstroms.

Die Aufbereitung des **Flowback** wird unter aeroben Bedingungen durchgeführt. Dieser Prozess verwendet eine Kombination aus Oxidation, Druckspannungsflotation und Aktivkohle, um Schwebstoffe, Bakterien sowie Öl und Fett zu eliminieren. Die Behandlung von **Produktionswasser** erfolgt unter anoxischen Bedingungen (minimiert die Oxidation von Metallen und reduziert Fouling). Medienfilter und polymere Ultrafilter entfernen die Schwebstoffe (inklusive Tonpartikel (1 bis 3 µm)), Bakterien sowie Öl und Fett (Kimball und Locke, 2013).

Abb. 54: Fließbild (oben) und 3D-Design Schema (unten) der Produktionswasserbehandlung



nach CDM Smith, 2008

Der Grund, weshalb die Produktionswasservorbehandlungsschritte, Medien- und Ultrafilter, durch die Druckentspannungsflotation ersetzt werden, könnte an die höher erwartete Belastung an suspendierten und kolloidalen Partikeln im Flowback liegen (im Flowback sind der Volumenstrom und die Trübung größer). Der nächste Schritt in der Produktionswasserbehandlung ist die Wasserenthärtung. Die Härte sowie Metalle werden mithilfe von schwach sauren Kationenaustauschern (Weak Acid Cation softener; WAC-Enthärter) entfernt. Anschließend wird das Austauscherharz mit Salzsäure regeneriert.

Bei der Flowbackbehandlung ist die Wasserenthärtung ebenfalls die nächste Phase, jedoch wird hier aufgrund der höheren Belastung die chemische Fällung dem Ionenaustauscher vorgezogen. Der dritte Behandlungsschritt ist die UV-Bestrahlung, die Fouling und Biofilmbildung an der Niederdruck-Umkehrosmosemembran verhindern soll. Dem gegenüber steht bei der Flowbackbehandlung der Einsatz von Chlordioxid zur Desinfizierung. Im nächsten Schritt soll das Scaling Risiko der Hochdruck-Umkehrosmosemembran gemindert werden. Hierzu wird eine Niederdruck-Umkehrosmoseanlage vorgeschaltet und deren Permeat zusätzlich Scaleinhibitoren hinzugegeben. Bei der Flowbackbehandlung wird hingegen Sandfilter in Kombination mit Scaleinhibitoren genutzt, um die Scaling bildenden Schadstoffe zu eliminieren. Der letzte Schritt in beiden Systemen ist die Salzabscheidung mit der Hochdruck-Umkehrosmoseanlage, nach der das Permeat eingeleitet oder wiederverwendet werden kann. Die Sole kann entweder weiter behandelt oder entsorgt werden.

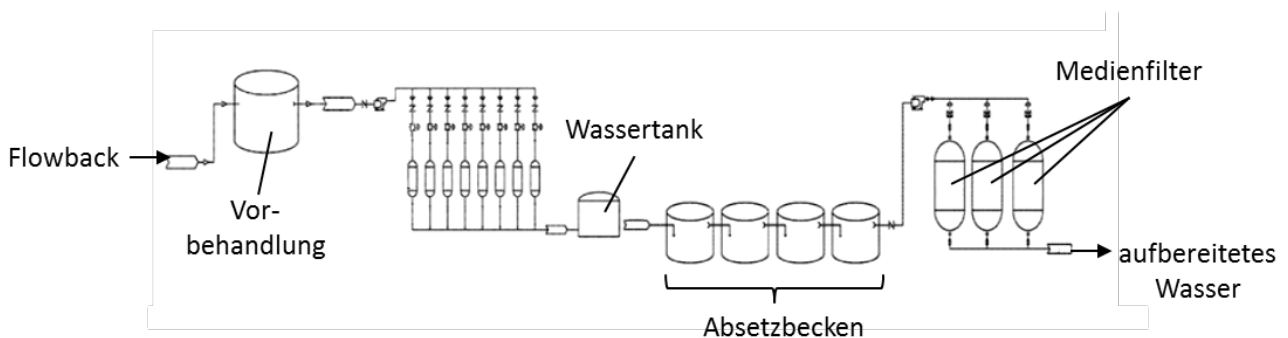
Elektrokoagulation

Drei Anwendungsbeispiele für den Einsatz der Elektrokoagulation (EK) sind die CleanWave® Methode der Fa. *Halliburton* (kommerziell angebotenes Verfahren), das H2proTM-Verfahren der Fa. *Baker Hughes* (angemeldetes Patent) und CLEAN-FRAC™ (angemeldetes Patent) der Fa. *Origin Oil*.

C1. Elektrokoagulation

Das Abwasserbehandlungsverfahren von *Halliburton* ist auf Lagerstättenwasser und Flowback anwendbar. Die Elektrokoagulation wird hierbei als das zentrale Verfahren zur Wasseraufbereitung genutzt. Das Funktionsprinzip dieses Flowback- und Produktionswasseraufbereitungsverfahrens ist in Abb. 24 zu sehen.

Abb. 55: Prinzipschema der CleanWave® Methode der Fa. Halliburton



Mothersbaugh und Hancock, 2013

Die Hauptkomponenten sind ein Absetzbecken, eine chemische Aufbereitungseinheit (pH-Einstellung, Justierung des elektrischen Stroms, Trübungsüberwachung) und eine Elektrokoagulations-Einheit (beinhaltet EK-Zellen zur Entfernung von Schwebstoffen und organischen Substanzen) (Bryant et al., 2012; Mothersbaugh und Hancock, 2013). Im ersten Schritt werden die übrig gebliebenen Stützmittel und partikulären Stoffe vom Flowback oder Produktionswasser abgetrennt. Danach wird das Schmutzwasser in einen Tank zur weiteren Vorbehandlung geleitet und anknüpfend in die EK-Zellen. Der Abfluss der EK-Zellen wird in eine Reihe von Absetzbecken geführt. Das so aufbereitete Wasser wird im Anschluss durch einen Sandfilter gepumpt und schlussendlich in Lagertanks bis zum Wiedereinsatz gespeichert.

Die EK-Einheit beinhaltet 20 EK-Zellen, die über eine Behandlungskapazität von ca. 0,2 m³/min verfügen, was in der Summe zu einer Gesamtkapazität von 3,2 m³/min führt (CleanWave, 2010). Die Elektrokoagulation entfernt nahezu alle Bakterien, den größten Anteil an Schwebstoffen sowie an Eisen. Darüber hinaus können mit diesem Verfahren Teile von Aluminium, Magnesium und Bicarbonat entfernt werden (Lord et al., 2013). In einer Studie von *Lord et al.* (2013) wird die Verträglichkeit des EK-Verfahrens mit der Zusammensetzung des Frac-Fluids (Reibungsminderer mit hoher Salztoleranz) im Flowback für die Anwendbarkeit dieser Technik zur Aufbereitung bestätigt. Die Elektrokoagulation wurde in dieser Studie anderen Verfahren, wie der Umkehrosmose und Destillation, aufgrund zweier Gründe der Vorzug gegeben. Zum einen klärt es den Flowback nur durch die Entfernung von kolloidalen organischen und anorganischen Stoffen und reduziert nicht den Salzgehalt. Aufgrund dessen fällt im Vergleich zu den anderen Verfahren weniger Schlamm an (Lord et al., 2013). Bei der Elektrokoagulation entsteht laut *Bryant et al.* (2012) im Bereich zwischen zwei bis fünf Prozent Abfall, jedoch liegt

nach *Lebas et al.* (2013) das voraussichtliche Trockenvolumen bei weniger als acht Prozent. Der zweite Grund besteht darin, dass diese Kombination Kosten spart, da nur eine minimale Behandlung des Flowback vorgenommen wird (Lord et al., 2013). Der Einsatz der Elektrokoagulation zur Behandlung von Produktionswasser führt fast zur vollständigen Entfernung von Schwebstoffen, Trübung, Eisen und Teilen von Bor und Magnesium. Das aufbereitete Wasser kann als Basisflüssigkeit für das gelbasierte cross-linked-Fracking genutzt werden.

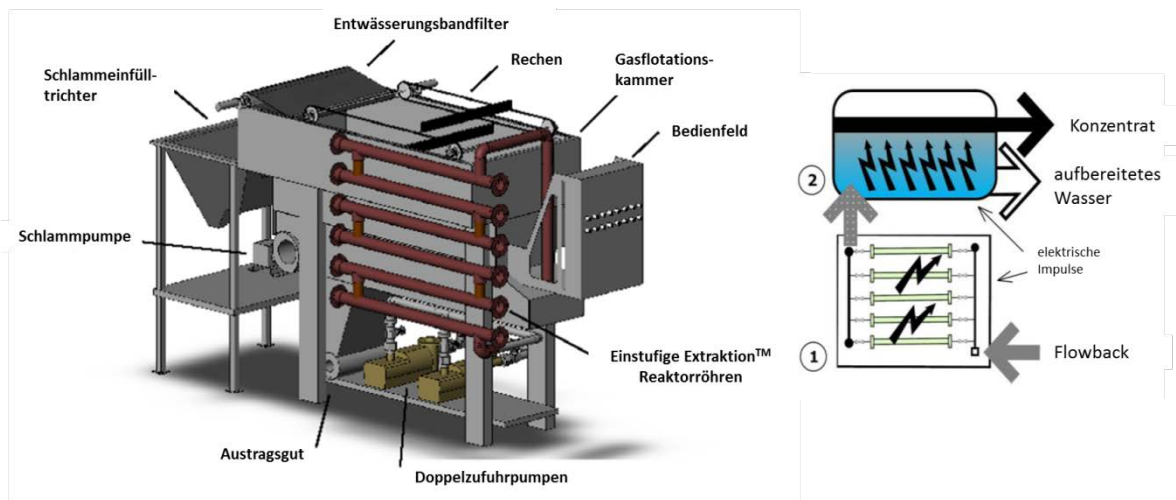
C2. Elektrokoagulation

Die Fa. *Baker Hughes* hat ein zum Patent angemeldetes Verfahren zur Flowbackaufbereitung entwickelt, welches auf der Elektrokoagulation und Eindampfung basiert. Das gesamte Aufbereitungsverfahren lässt sich in Feststoffentfernung, Elektrokoagulation, chemische Oxidation, Filtration, Eindampfung, Klärung und schlussendlich den Vertrieb von Frac-Fluid unterteilen (Baker Hughes, 2012; McCutchan, 2013). Der Vorteil dieses Behandlungsverfahren ist, dass nicht alle aufgeführten Schritte notwendig sind, sondern das je nach Qualitätsanforderung die Verfahrenstechniken variieren können. Bei dem H2prOTM-Verfahren werden zuerst große Feststoffe aus dem Abwasserstrom entfernt. In der sich anschließenden Elektrokoagulation können 1350 m³ Abwasser am Tag behandelt werden, wobei hauptsächlich Schwebstoffe, Öl und Fett sowie Schwermetalle abgeschieden werden. Im nächsten Schritt wird Chlordioxid (ClO₂), welches vor Ort hergestellt wird, in das Abwasser hinzugegeben, um Bakterien, organische Stoffe und Schwefelwasserstoff zu neutralisieren. Nach Angaben des Unternehmens wird ClO₂ als Oxidationsmittel bevorzugt, da es weniger korrosiv wirkt, viele Bakterien bei niedriger Dosierung abtötet, nicht mit Ammoniak und vielen organischen Stoffen reagiert und nicht vom pH-Wert beeinflusst wird. Außerdem führt es nicht zur Bildung von THM. Der letzte Behandlungsschritt ist die Entsalzung durch Eindampfung. Das System war in der Lage 270 m³ Flowback pro Tag mit einem maximalen Salzgehalt von 120 g/l und einer Wiedergewinnungsrate von 70 – 75 %, bei einem Salzgehalt von 0,3 g/l im aufbereiteten Wasser, zu behandeln.

C3. Elektrokoagulation

CLEAN-FRACTM ist ein neues, zum Patent angemeldetes Verfahren, welches mit Produktionswasser an einem Ölbohrfeld in Lost Hills/ Bakersfield, California im Feldversuch erfolgreich getestet wurde (Originoil, 2013a). Die Aufbereitung ist frei von Chemikalien, da es eine Kombination aus Elektrokoagulation und -flocculation nutzt. Laut Herstellerangaben werden Öl zu 99,9 %, Schwebstoffe zu 98,5 % sowie unlösliche organische Stoffe und Bakterien zu 98 % des CSB aus dem Flowback entfernt (Originoil, 2013a; Originoil, 2012). Wie Abb. 25 zeigt, erfolgt die Aufbereitung mit drei Prozessen. Der erste Prozess ist die Elektrokoagulation, wobei der Flowback durch eine Reihe von längeren Reaktorröhren mit konzentrischen Anoden/ Kathoden geleitet wird, in denen die Öl-Wasser-Emulsionen gebrochen, die Ladungen der Schwebstoffe und Öltröpfchen neutralisiert und diese schließlich koagulieren (Originoil, 2013c).

Abb. 56: links: CLEAN-FRAC™ Systemkomponenten; rechts: Arbeitsprinzip



links: Originoil, 2013b; rechts: Originoil, 2012

Die koagulierten Öle und Partikel werden aus den in Reihe geschalteten Reaktorröhren in die Flotationskammer der Elektroflotation gepumpt (Originoil, 2013c). In dieser Phase zwingen elektrisch induzierte Gase die koagulierten Öle und Partikel zur Wasseroberfläche (Originoil, 2013a; Originoil, 2013c), welche anschließend mittels Zahn- und Entwässerungsriemen abgetrennt werden (Originoil, 2013b). Schwere, nicht flotationsfähige Stoffe sinken auf den Behälterboden ab und werden am Boden abgesaugt (Originoil, 2013c). Der dritte und letzte Prozess umfasst das Überwachungskontroll- und Datenerfassungssystem (supervisory control and data acquisition; SCADA), welches die In- und Output Parameter misst (Originoil, 2013b).

Zentrale Aufbereitungsanlagen

Zwei Beispiele zur zentralen Abwasseraufbereitung von Abwasser aus der Schiefergasindustrie liefern die Firmen *Eureka Resources LCC* (bekannt als *Eureka*) und *TerraAqua Resource Management* (Lycoming County PA, 2012). Bei einer zentralen Anlage muss das anfallende Abwasser vom Bohrplatz entweder durch Pipelines oder Tankkesselwagen zur Anlage transportiert werden.

Z1 Eureka - Entsalzung

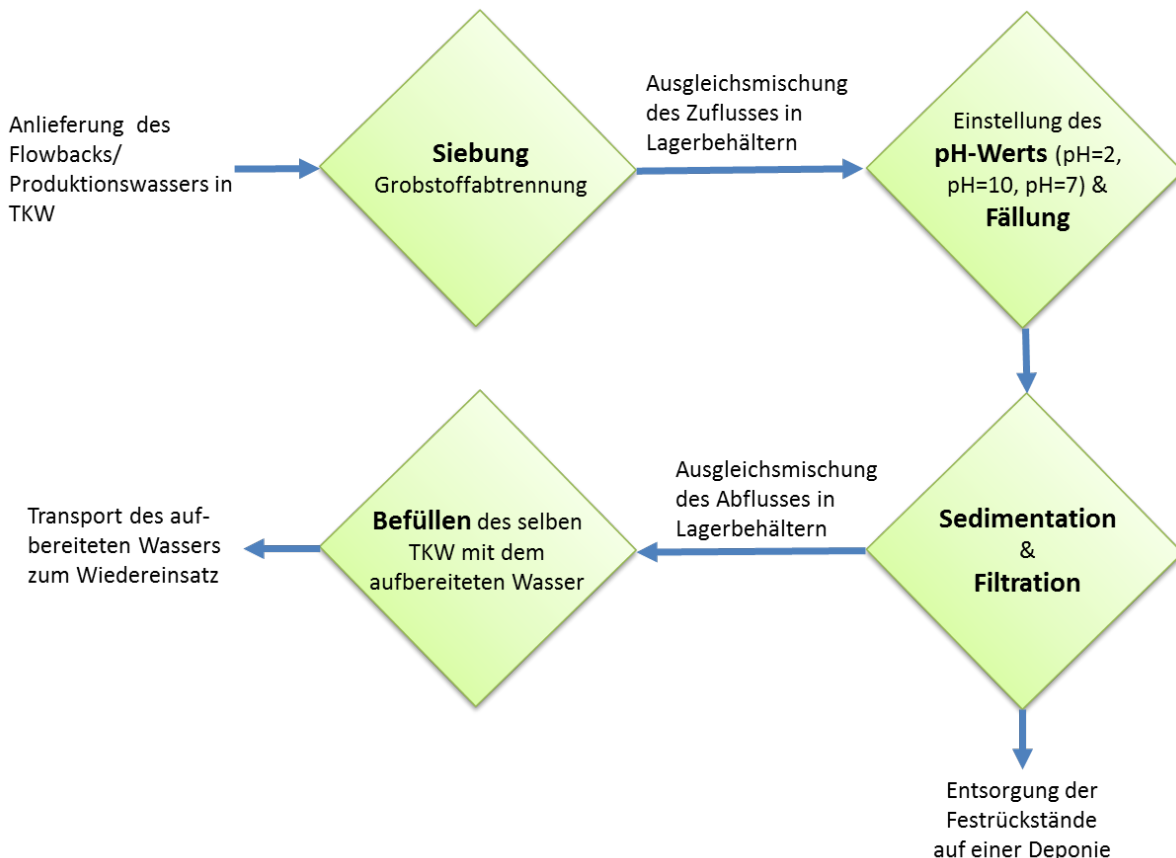
Eureka behandelt täglich 757 m³ anfallendes Bohrwasser in Kombination einer Vorbehandlung und Entsalzung (zur Wiederverwendung oder Indirekteinleitung) und erzeugt dabei 284 m³ hochkonzentrierte Sole, welche von der Öl- und Gasindustrie entweder entsorgt oder wiederverwendet wird (Lycoming County PA, 2012; Ertel, 2013). Die Vorbehandlung umfasst die pH-Einstellung und Entfernung von Schwebstoffen und Schwermetallen (Lycoming County PA, 2012). In einem ersten Schritt der Vorbehandlung werden grobe Feststoffe durch Absetzen entfernt und anschließend eine pH-Wert Erhöhung (zur Entfernung von gelöstem Barium und Metallen) durchgeführt und Flockungshilfsmittel zugegeben. Anschließend wird wieder eine Zeit zum Absetzen zugelassen, um weitere Schwebstoffe zu entfernen. Danach werden die Feststoffe mit Hilfe einer Membran-Druckpresse entwässert (Veil, 2010). Der zweite Behandlungsschritt beinhaltet eine Destillation (Lycoming County PA, 2012), bei der NOMAD Verdampfer verwendet werden, um den Salzgehalt des vorbehandelten Wassers zu senken (Veil, 2010). Eine zukünftige Entwicklung dieses Verfahren geht zur Kombination von Kristallisation und

Membranbioreaktoren/ Umkehrosmose (angemeldetes Patent), um die Wasserwiedergewinnung zu steigern und die Sole-Konzentration um fast 50 % zu verringern.

Z2 TARM - Fällung/Flockung

Die Fa. *TerrAqua Resource Management* (*TARM*), Lycoming County, Williamsport, besitzt ein weiteres Verfahren (siehe weiter oben), dass als Beispiel für die zentrale Aufbereitung von Flowback und Produktionswasser aus der Schiefergasindustrie dient (Lycoming County PA, 2012). Jedoch eignet sich das aufbereitete Wasser nicht zur Direkteinleitung, sondern nur zum Wiedereinsatz (*TARM*, 2010). Die Anlage der *TARM* ist für die Flowbackaufbereitung von 600 m³/d im Chargenbetrieb ausgelegt, wobei der Anlieferer ca. 60 % der bereitgestellten Flowbackmenge zur Wiederverwendung zurückerhält. Zur Erreichung dieses Eliminationsgrades werden in der Aufbereitungsanlage eine pH-Wert-Verschiebung von pH2 nach pH10 nach pH7, eine Fällung/Flockung und eine Schlammeindickung vorgenommen. Die pH- Verschiebung dient der Ausfällung von Metallen und anorganischen Verbindungen. Zur Weiternutzung des aufbereitenden Abwassers wird es neutralisiert. Auf Grund der betriebseigenen Überwachung und der Ausführung der Installation wäre dieser Aufbereitungsbetrieb allerdings hierzu- lande nicht genehmigungsfähig (Rosenwinkel et al., 2012).

Abb. 57: Prozessschema der Fa. *TARM*, Willamsport



Weichgrebe & Rosenwinkel, 2013

4.3 Entsorgung Flowback und Produktionswasser sowie der Reststoffe/Abfälle und Konzentrate aus der Aufbereitung

Wie bereits erwähnt kommen bei der Entsorgung von Flowback und Produktionswasser drei Varianten in Betracht. Die untertägige Entsorgung bzw. die Verpressung in den Untergrund, die übertägige Aufbereitung zum Wiedereinsatz inkl. Entsorgung möglicher Abfälle und die übertägige Aufbereitung zur Entsorgung.

4.3.1 Flowback und Produktionswasserentsorgung durch Verpressung

Die Entsorgungsvariante der Verpressung von Produktionswässern aus der Erdgasförderung und auch von Flowback aus der Erdgasexploration ist in Deutschland gängige Praxis. Neben Verpressbohrungen in Gesteinshorizonten, die in der Lage sind das zusätzliche Material aufzunehmen, werden auch ehemalige Erdöl- und Erdgaslagerstätten zur Aufnahme dieser Wässer herangezogen. Gefrackte Bereiche, aus denen bereits Erdgas entnommen wurde, hingegen werden nicht für Verpressbohrungen genutzt (vgl. hierzu ausführlich Meiners et al., 2012, Seite A85).

Hinsichtlich der rechtlichen Zulässigkeit einer Verpressung des Flowback wird in Meiners et al. 2012, S B121 ff dargelegt, dass die Anforderungen des bergrechtlichen Abfallrechts des § 22a ABergV nicht gelten, wenn es sich um ein Einleiten von Wasser und das Wiedereinleiten von abgepumptem Grundwasser gemäß Art. 11 Abs. 3 Buchst. j 1. und 2. Anstrich der Wasserrahmenrichtlinie 2000/60/EG handelt. Diese Ausnahme vom bergrechtlichen Abfallrecht greift insbesondere für „die Einleitung von Wasser, das Stoffe enthält, die bei der Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen oder bei Bergbauarbeiten anfallen, sowie die Einleitung von Wasser zu technischen Zwecken in geologische Formationen, aus denen Kohlenwasserstoffe oder andere Stoffe gewonnen worden sind, oder in geologische Formationen, die aus natürlichen Gründen für andere Zwecke auf Dauer ungeeignet sind. Solche Einleitungen dürfen keine anderen Stoffe als solche enthalten, die bei den obengenannten Arbeitsvorgängen anfallen“.

Meiners et al. 2012 kommen zu der Einschätzung, dass es sich beim Flowback um Wasser handelt, das Stoffe enthält, die bei der Exploration oder Förderung von Kohlenwasserstoffen anfallen. Sie führen weiter aus, dass „Überwiegendes“ dafür spricht, „dass zu den insoweit anfallenden Stoffen nicht nur die geogen im Lagerstättenwasser befindlichen Stoffe zählen, sondern auch die absichtlich zum Zweck der Exploration oder Gewinnung - als Additive zugegebenen Stoffe. Das gilt auch dann, wenn diese Stoffe mit dem Flowback zurückgefördert werden“.

Meiners et al. 2012 halten die Verpressung des Flowback daher prinzipiell für genehmigungsfähig und führen aus, dass sie einer Betriebsplanzulassung sowie in aller Regel einer wasserrechtlichen Erlaubnis bedarf.

Die Verpressung erfolgt entsprechend der Tiefbohrverordnung BVOT – Bergverordnung für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen, in der die Errichtung und der Betrieb der den berggesetzlichen Vorschriften Bundesberggesetz (BbergG) unterliegenden Betriebsanlagen und Betriebseinrichtungen,

- zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl, Erdgas, Erdwärme und anderen Bodenschätzen,
- zur behälterlosen unterirdischen Speicherung von Gasen, Flüssigkeiten und festen Stoffen mit Ausnahme von Wasser und

- zum sonstigen Einleiten von Stoffen in den Untergrund durch über Tage angesetzte Bohrungen

geregelt sind.

Entsprechend den Ausführungen unter 3.1 ist grundsätzlich erst zu prüfen ob der Flowback überhaupt vom Unternehmer selbst entsorgt werden darf oder ob es ggf. an eine Abwasserbehandlungsanlage übergeben werden muss.

Ist die Entsorgung durch den Unternehmer zulässig, muss zunächst ein Betriebsplanzulassungsverfahren durchgeführt werden. Die wasserrechtlichen Anforderungen sind im bergrechtlichen Betriebsplanzulassungsverfahren mit zu prüfen und es ist auch festzustellen ob für die Verpressung des Flowback eine wasserrechtliche Erlaubnis eingeholt werden muss.

In Wasserschutzgebieten ist eine Entsorgung des Flowback mittels Verpressung in den Untergrund grundsätzlich verboten. Dies ergibt sich aus der jeweils geltenden Schutzgebietsverordnung (Meiners et al., 2012)

Vor dem Hintergrund einer großflächigen Erschließung von Schiefergaslagerstätten ist die jetzige Kapazität von Verpressbohrungen und infrage kommenden Altbohrungen für die Verpressung im regionalen Kontext zu bewerten. Auch wenn nach LBEG mdl. Mitteilung Okt 2013 ausreichend Verpresshorizonte vorhanden sind, müssten gegebenenfalls entsprechende Verpressbohrungen erstellt werden. Auch die Transporte mit TKW oder ortsfesten Leitungen zur Verpressstelle (einschließlich eines Monitorings und Überwachung der Dichtigkeit dieser Leitungen) stellen einen zu beachtenden Kostenfaktor für diese Art der der Entsorgung dar.

4.3.2 Flowback und Produktionswasserentsorgung durch Indirekt- oder Direkteinleitung

Hinsichtlich der übertägigen Entsorgung ist zu unterscheiden in Direkteinleitung und die Indirekteinleitung. Wird Abwasser, nachdem es durch den Betreiber aufbereitet wurde, unmittelbar in ein Gewässer eingeleitet, so gilt dies als Direkteinleitung. Indirekteinleiter leiten ihr Abwasser über die öffentliche Kanalisation zur Behandlung in eine kommunale Kläranlage.

Die wasserrechtlichen Grundlagen für eine **Direkteinleitung** von Abwasser bilden das WHG sowie die Abwasserverordnung (AbwV). Im § 57 Abs. 1 WHG Es sind Bedingungen angegeben, unter denen eine direkte Einleitung zulässig ist. So muss die Einleitung mit den Anforderungen an die Gewässereigenschaften und sonstigen rechtlichen Anforderungen vereinbar sein und die Menge und Schädlichkeit des Abwasser so gering gehalten werden, wie dies bei Einhaltung der jeweils in Betracht kommenden Verfahren nach dem Stand der Technik möglich ist.

Die Abwasserverordnung verknüpft die Erlaubnis, für das Einleiten von Abwasser bestimmter Herkunftsbereiche, an Anforderungen, die das Abwasser erfüllen muss. Soweit in den Anhängen der Abwasserverordnung für Abwasser bestimmter Herkunftsbereiche nicht anders verordnet wird, darf die Erlaubnis für das Einleiten von Abwasser in ein Gewässer nur erteilt werden, wenn die Schadstofffracht nach Prüfung der Verhältnisse im Einzelfall den Anforderungen entspricht. Die Anforderungen der Abwasserverordnung dürfen dabei nicht durch Verfahren erreicht werden, die zu Lasten anderer Umweltbereiche (Boden oder Luft) gehen könnten. Auch Verfahren, die nicht dem Stand der Technik entsprechen, dürfen nicht eingesetzt werden, so dürfen Konzentrationswerte festgelegter Anforderungen nicht durch die Verdünnung des Abwassers erreicht werden.

Für die Indirekteinleitung von Abwasseranlagen gelten neben dem WHG, der Abwasserverordnung und den Anforderungen aus dem jeweiligen Landesrecht auch noch die Vorgaben der jeweiligen Abwasserentsorger. Die Abwasserentsorger sind entweder die Kommunen oder private Unternehmen. In der Abwasserverordnung (AbwV) sind spezifisch für bestimmte Herkunftsbereiche in derzeit 57 Anhängen die Mindestanforderungen Anforderungen an das Abwasser für die Einleitung in ein Gewässer sowie Anforderungen an das Abwasser vor Vermischung (anwendbar bei Indirekteinleitung) festgelegt. Mit Erteilung der wasserrechtlichen Zulassung für das Einleiten von Abwasser werden von der Wasserbehörde für diejenigen Parameter Anforderungen festgesetzt, die im Abwasser zu erwarten sind.

Die Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in eine kommunale Kläranlage sind Grundlage des Merkblattes DWA-M 115 *Indirekteinleitung nicht häuslichen Abwassers* aus dem DWA-Regelwerk. Die Aufgabe des Merkblattes DWA-M 115 ist es, Empfehlungen und Hilfe bei der Lösung von betrieblichen und technischen Problemen zu geben. Jedoch hat das Merkblatt DWA-M 115 keinen unmittelbar regelnden Charakter, es muss jeweils erst in eine rechtlich verbindliche Regelung umgesetzt werden. Bei der Indirekteinleitung sind dies die örtlichen Entwässerungssatzungen, welche ggf. neben den wasserrechtlichen Regelungen gelten.

Letztlich ist es die Aufgabe der Wasserbehörden, Anforderungen an das Einleiten von Abwasser für den Ort des Anfalls des Abwassers oder vor seiner Vermischung festzulegen. Dies gilt sowohl für die Direkt- als auch die Indirekteinleitung.

Die Behandlung von nicht häuslichem Abwasser zusammen mit häuslichem Abwasser ist aus technischen und wirtschaftlichen Gründen angebracht, wenn Eigenschaften und Menge der einzelnen Abwässer dies erlauben. Schadstoffe, die in einer öffentlichen Kläranlage nicht hinreichend entfernt werden können oder zu Schwierigkeiten bei der Abwasserbeseitigung und Klärschlamm Entsorgung führen, sollen vermieden werden. Ist dies nicht möglich, so müssen diese Schadstoffe durch Rückhaltung beim Indirekteinleiter oder durch betriebliche Vorbehandlungsmaßnahmen in ihrer Konzentration und Menge vermindert werden.

Die Richtwerte für die Einleitung von nicht häuslichem Abwasser in eine öffentliche Kläranlage sind im Anhang in der Anlage 1 des DWA-Merkblatts 115 dargestellt. Bei der Bemessung der Richtwerte wurde veranschlagt, dass die Einleitung nicht häuslichen Abwassers, insgesamt etwa 10 Prozent des Gesamtklärwerkszulaufes nicht überschreiten darf. Bei einer Überschreitung ist zu prüfen, ob die Schutzziele erfüllt werden können oder gegebenenfalls weitergehende Maßnahmen gefordert werden müssen (DWA-M 115).

Um die Anforderungen an das Flowbackabwasser im Sinne der Abwasserverordnung abzuleiten, besteht die Möglichkeit zum Vergleich Abwässer anderer Herkunftsbereiche mit ähnlichen Schadstofffrachten/Belastungsmustern zu betrachten.

Zum Vergleich könnten Abwässer aus folgenden Herkunftsbereichen „Abwässer aus der Herstellung von Kohlenwasserstoffen (Anhang 36 der AbwV)“, Mineralöhlhaltiges Abwasser (Anhang 49 der AbwV) oder Oberirdische Ablagerung von Abfällen (Anhang 51) herangezogen werden.

So ist für Abwässer aus der Herstellung von Kohlenwasserstoffen festgelegt, dass die CSB-Konzentration einen Wert von 190 mg/l in einer qualifizierten Stichprobe oder in einer 2-Stunden-Mischprobe sein darf, wenn die CSB-Fracht in einer zentralen Abwasserbehandlungsanlage um mindestens 80 Prozent vermindert werden kann. Besonderes Augenmerk fällt bei

diesen Abwässern auf das Benzol, das eine Konzentration von maximal 0,05 mg/l aufweisen darf.

Mineralölhaltiges Abwasser stammt im Wesentlichen aus Betriebsstätten zur Instandhaltung, Instandsetzung oder Verwertung von Fahrzeugen. Im mineralölhaltigen Abwasser ist für Kohlenwasserstoffe ein Wert von 20 mg/l in einer Stichprobe einzuhalten, diese Anforderung gilt nicht für Abwassermengen von weniger 1 m³ pro Tag. Ort des Anfalls ist der Ablauf der Vorbehandlungsanlage für das kohlenwasserstoffhaltige Abwasser.

Abwässer aus der oberirdischen Ablagerung von Abfällen sind entsprechend des Deponiealters und der Deponieklasse differenziert zu betrachten. Sickerwasser aus Altdeponien (vor dem Ablagerungsverbot unbehandelter Abfälle 2005) hat entsprechend eine höhere organische und anorganische Belastung als Sickerwässer aus der Ablagerung behandelter Abfälle. Über Haushalte und Gewerbebetriebe wurden mit Ausnahme der als Sonderabfälle separierbaren Abfälle alle Industrie- und Gewerbeprodukte nach Gebrauch entsorgt, so dass im Prinzip alle im Handel vorkommenden Substanzen abgelagert worden sein können. Im Sickerwasser ist daher eine Vielzahl von chemischen Verbindungen enthalten. Im Gegensatz dazu wurden Monodeponien und firmeneigene Deponien in der Regel nur mit einer begrenzten Abfallpalette beschickt. Sickerwasser aus Sonderabfalldeponien weist häufig höhere Schwermetall- und Salzgehalte und eine geringere organische Belastung auf.

4.3.3 Entsorgung und Entsorgungswege der Reststoffe/Abfälle und Konzentrate aus der Aufbereitung

Alle einzuhaltenden Kriterien bezüglich der Entsorgungswege der Feststoffe und Konzentrate aus der Flowbackaufbereitung werden im bergrechtlichen Betriebsplanverfahren ermittelt und in den Betriebsplänen festgelegt.

Im Kreislaufwirtschaftsgesetz KrWG wird auf das geltende Bergrecht (Bundesberggesetz - BBergG) Rücksicht genommen, so dass dies im Bereich des Bergbaus nicht unmittelbar zur Anwendung gelangt. Der Ausschluss erfolgt nach § 2 Geltungsbereich, Abs. (2) Die Vorschriften dieses Gesetzes gelten nicht für [...]

Abfälle, die unmittelbar beim Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten sowie bei der damit zusammenhängenden Lagerung von Bodenschätzen in Betrieben anfallen, die der Bergaufsicht unterstehen und die nach dem [Bundesberggesetz](#) vom [13. August 1980 \(BGBl. I S. 1310\)](#), das zuletzt durch Artikel [15a](#) des Gesetzes vom [31. Juli 2009 \(BGBl. I S. 2585\)](#) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung und den auf Grund des [Bundesberggesetzes](#) erlassenen Rechtsverordnungen unter Bergaufsicht entsorgt werde [...]

Aber auch beim Fracking-Prozess oder bei der Behandlung des Flowback können Abfälle anfallen, z.B. durch Abscheidung von Feststoffen oder Schlämmen. Diese Abfälle sind entsprechend der Abfallverzeichnis-Verordnung (AVV) zuzuordnen und entsprechend dem im Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) festgelegten Rechtsrahmen zu behandeln. Hier ist insbesondere die fünfstufige Abfallhierarchie gemäß §6 Abs.1 KrWG (1. Vermeidung, 2. Vorbereitung zur Wiederverwendung, 3. Recycling, 4. sonstige Verwertung, insbesondere energetische Verwertung und Verfüllung, 5. Beseitigung.) zu berücksichtigen. Insbesondere sind die im KrWG in Anlage III unter Berücksichtigung der Verhältnismäßigkeit zwischen Aufwand und Nutzen möglicher Maßnahmen sowie des Grundsatzes der Vorsorge und der Vorbeugung, jeweils bezogen auf Anlagen einer bestimmten Art, Kriterien zur Bestimmung des Standes der Technik zu beachten.

Für die Verwertung von Abfällen, die in den unter Bergaufsicht stehenden untertägigen Grubenbauen als Versatzmaterial eingesetzt werden, gilt die Versatzverordnung.

Für die Abfälle, die bei der Exploration und dem Fracking-Prozess sowie bei der Erdgasreinigung (Lagerstättenwasser) und der möglichen Aufbereitung der Abwässer (betriebsintern oder -extern) anfallen, könnten folgende Kategorien/Schlüsselnummern des AVV zum Tragen kommen:

01 *Abfälle, die beim Aufsuchen, Ausbeuten und Gewinnen sowie bei der physikalischen und chemischen Behandlung von Bodenschätzen entstehen* zuzuordnen ist.

Wesentliche Unterkategorien wären

01 01 02 Abfälle aus dem Abbau von nichtmetallhaltigen Bodenschätzen

01 04 Abfälle aus der physikalischen und chemischen Weiterverarbeitung von nichtmetallhaltigen Bodenschätzen

01 04 07* gefährliche Stoffe enthaltende Abfälle aus der physikalischen und chemischen Weiterverarbeitung von nichtmetallhaltigen Bodenschätzen

01 04 12 Aufbereitungsrückstände und andere Abfälle aus der Wäsche und Reinigung von Bodenschätzen mit Ausnahme derjenigen, die unter 01 04 07 und 01 04 11 fallen

01 05 Bohrschlämme und andere Bohrabfälle

01 05 06* Bohrschlämme und andere Bohrabfälle, die gefährliche Stoffe enthalten

01 05 07 barythaltige Bohrschlämme und -abfälle mit Ausnahme derjenigen, die unter 010505 und 010506 fallen

01 05 08 chloridhaltige Bohrschlämme und -abfälle mit Ausnahme derjenigen, die unter 010505 & 010506 fallen

oder

05 Abfälle aus der Erdölraffination, Erdgasreinigung und Kohlepyrolyse

05 07 Abfälle aus Erdgasreinigung und -transport

05 07 01* quecksilberhaltige Abfälle

05 07 02 schwefelhaltige Abfälle

05 07 99 Abfälle a. n. g.

Bei der zweckgerichteten Flowbackaufbereitung zur Herstellung von Salzlösungen zum Wiedereinsatz durch Unternehmen kämen dort ggf. folgende Kategorien zur Anwendung:

06 Abfälle aus anorganisch-chemischen Prozessen

06 03 Abfälle aus HZVA von Salzen, Salzlösungen und Metalloxiden

06 04 04* quecksilberhaltige Abfälle

06 05 Schlämme aus der betriebseigenen Abwasserbehandlung

06 05 02* Schlämme aus der betriebseigenen Abwasserbehandlung, die gefährliche Stoffe enthalten

06 05 03 Schlämme aus der betriebseigenen Abwasserbehandlung mit Ausnahme derjenigen, die unter 06 05 02 fallen

06 13 Abfälle aus anorganischen chemischen Prozessen a. n. g.

16 Abfälle, die nicht anderswo im Verzeichnis aufgeführt sind

16 10 Wässrige flüssige Abfälle zur externen Behandlung

16 10 01* wässrige flüssige Abfälle, die gefährliche Stoffe enthalten

16 10 02 wässrige flüssige Abfälle mit Ausnahme derjenigen, die unter 16 1001 fallen

16 10 03* wässrige Konzentrate, die gefährliche Stoffe enthalten

16 10 04 wässrige Konzentrate mit Ausnahme derjenigen, die unter 16 10 03 fallen

* gefährliche Abfallarten im Sinne des § 48 des Kreislaufwirtschaftsgesetzes.

Im Zusammenhang mit der Entsorgung der Feststoffe und Konzentrate auf dem Bohrplatz muss neben dem Wasser- und dem Bergrecht auch das Strahlenschutzrecht angewendet werden und es ist zu prüfen ob radioaktive Bestandteile vorhanden sind. Die beim Umgang mit radioaktiven Materialien zu beachtenden Anforderungen sind aus der Strahlenschutzverordnung (StrlSchV) zu entnehmen. Laut Strahlenschutzverordnung gehört zu den Arbeiten, bei denen eine besondere Überwachung gemäß den Anforderungen des Strahlenschutzrechts erforderlich ist, auch der Umgang mit Schlämmen und Ablagerungen, die bei der Gewinnung, Verarbeitung oder Aufbereitung von Erdöl und Erdgas anfallen (Anlage XII Teil A Nr. 1 StrlSchV). Diese Materialien gelten als überwachungsbedürftig und müssen an eine zugelassene Fachfirma weitergegeben werden. Nachdem dort eine weitere Behandlung durchgeführt wurde, erfolgt die Abgabe an der jeweiligen Landessammelstelle für radioaktive Materialien.

Falls bei der Verwertung oder Beseitigung der Rückstände sichergestellt ist, dass bestimmte Überwachungsgrenzen sowie Beseitigungs- und Verwertungswege gemäß Anlage XII Teil B StrlSchV eingehalten werden, können die Rückstände aus der strahlenschutzrechtlichen Überwachung entlassen werden (§ 97 Abs. 2 Satz 2 StrSchV). Anfallende Rückstände dürfen vor der beabsichtigten Beseitigung oder Verwertung nicht mit anderen Materialien vermischt oder verdünnt werden, um die Überwachungsgrenzen der [Anlage XII Teil B](#) einzuhalten.

Eine Entlassung kann gemäß § 98 Abs. 3 Satz 2 StrSchV nur erfolgen, wenn keine Bedenken gegen die abfallrechtliche Zulässigkeit des vorgesehenen Verwertungs- oder Beseitigungsweges und seine Einhaltung bestehen. Der zuständigen Behörde ist vor Erteilung des Bescheides eine Erklärung des Antragstellers über den Verbleib des künftigen Abfalls und eine Annahmeerklärung des Verwerter oder Beseitigers vorzulegen.

Eine abfallrechtliche Verwertung oder Beseitigung ohne Entlassung aus der Überwachung ist nicht zulässig.

Falls Gefahrgüter und insbesondere radioaktive Abfälle – auch radioaktiver Schrott – durch Anhaftungen an den Rohrleitungen etc. anfallen, ist die Verordnung über die innerstaatliche und grenzüberschreitende Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, mit Eisenbahnen und auf Binnengewässern (GGVSEB) – Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt in

der Fassung der Bekanntmachung vom 22. Januar 2013 zu berücksichtigen. Die Durchführung der GGVSEB wird durch die Richtlinien zur der Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt (RSEB) und weiterer gefahrgutrechtlicher Verordnungen erläutert; u.a. die ADR vom 25.11.2010 für die Straßenbeförderung, die RID vom 11.11.2010 für die Eisenbahnbeförderung sowie das ADN 17.12.2010 für die Binnenwasserstraßen.

4.4 Übersicht und Bewertung der Verfahrenstechniken zur Flowback- und Produktionswasserbehandlung

Zur Aufbereitung von Flowback und Produktionswasser für den Wiedereinsatz, die Einleitung oder die Verpressung reicht ein einzelnes Verfahren nicht aus. Erst eine sinnvolle Kombination verschiedener Verfahrenstechniken führt zum gewünschten Reinigungsziel bzw. zur geforderten Aufbereitungsqualität. Die in Frage kommenden Verfahren finden in der Regel ihre Anwendung in der industriellen Abwasserbehandlung. Für die Behandlung von Flowback und Produktionswasser ist es notwendig diese Verfahren aufeinander abzustimmen und die Kosten sowie bei mobilen Anlagen den Platzbedarf gering zu halten (Acharya & Wilson, 2012).

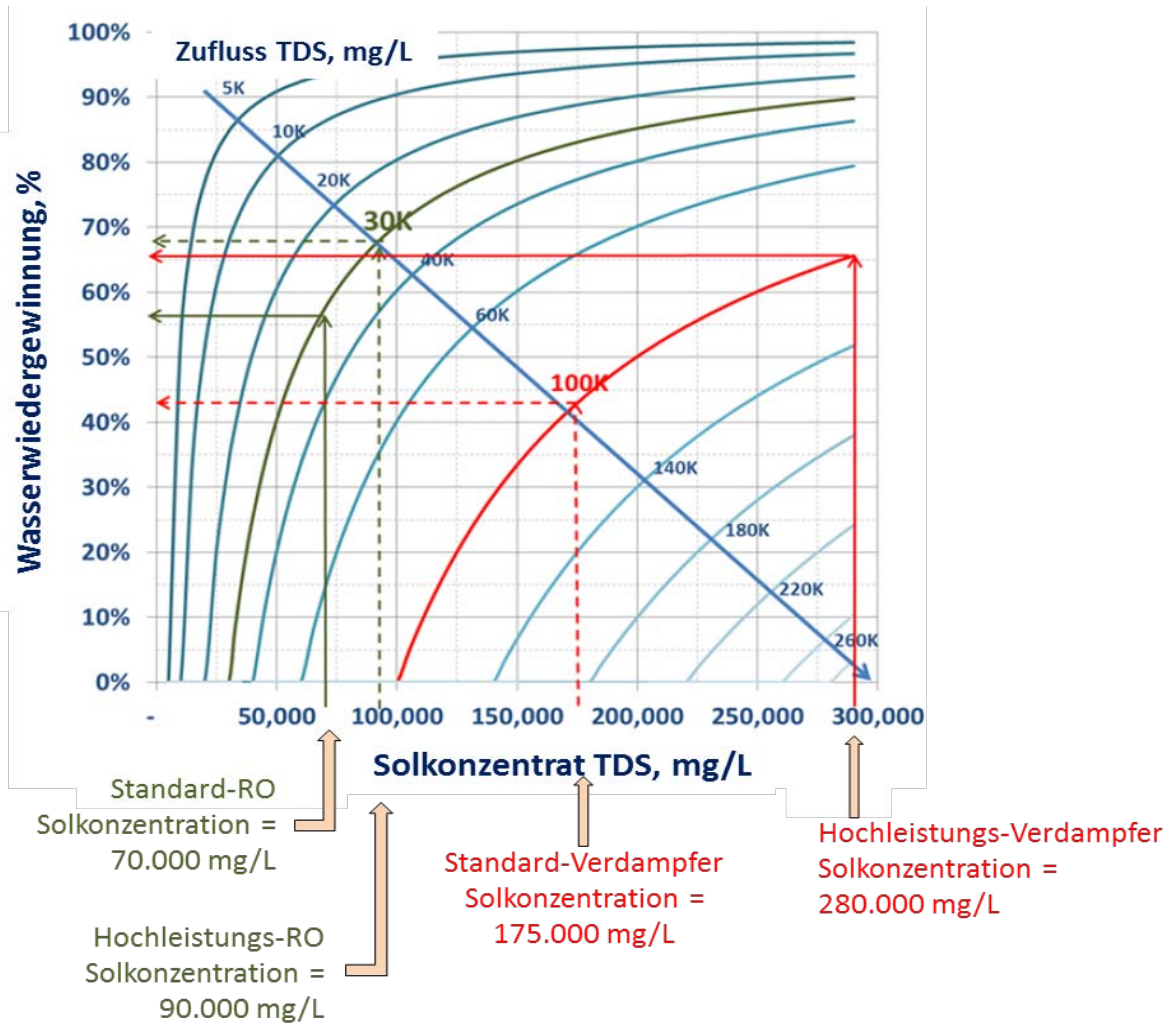
Um bei mehreren Fracking-Maßnahmen und Bohrstellen eine stabile Aufbereitungsqualität zu erreichen kann es sinnvoll sein, das anfallende Flowback und Produktionswasser in entsprechend emissionskontrollierten Misch- und Ausgleichsbecken zwischenspeichern, damit auftretende Konzentrations- und Zulaufspitzen ausgeglichen werden. Generell sollte eine Vorbehandlung entsprechend der Qualitätsstufe 1 erfolgen, um partikuläre Stoffe, N.O.R.M. und Leichtflüssigkeiten aus dem Abwasser zu entfernen. Ziel der Qualitätsstufe 1 ist entweder der Wiedereinsatz des aufbereiteten Wassers für erneute Fracking-Maßnahmen oder unter Umständen eine Verpressung. Ein Wiedereinsatz ist der Verpressung vorzuziehen, um Wasserressourcen zu schonen. Auch sollte die Aufbereitungsqualität der Qualitätsstufe 2 entsprechen.

In einer weitergehenden Behandlung kann die Aufbereitungsqualität des Wassers noch gesteigert werden, indem flüchtige und gelöste org. Verbindungen, Metalle, Fouling und Scaling verursachende Stoffe entfernt werden sowie eine Teilentsalzung erfolgt. Es sollte bedacht werden, dass durch Verfahren, wie Fällung, noch mehr Schlamm anfällt, der entsprechend zu entsorgen ist. Das Ziel einer solchen Aufbereitung ist zum einen der Wiedereinsatz und zum anderen die Indirekteinleitung in eine kommunale Kläranlage, in der das Abwasser weiter behandelt wird. Auch eine Verpressung ist nach dieser Aufbereitung möglich, sollte aus dem oben genannten Grund jedoch nicht das Primärziel sein. Die Aufbereitung muss den jeweiligen Qualitätsanforderungen entsprechen, wobei bei einer Indirekteinleitung in eine kommunale Kläranlage darauf zu achten ist, dass für den Flowback noch kein spezifischer Stand der Technik entsprechend dem WHG definiert ist. Der Stand der Technik wird bei Abwasser, dass bislang keinem Anhang der Abwasserverordnung zuzuordnen ist, durch Analogieschluss zu vergleichbaren Abwässern abgeleitet. Wie oben erwähnt, könnten für den Flowback die Anhänge 36, 49 und 51 der AbwV herangezogen werden. Über die Qualitätsstufe 2 hinaus ist zudem eine Entsalzung nötig, wenn das Ziel der Aufbereitung die Direkteinleitung ist. Je nach Salzgehalt des zu behandelnden Abwassers sind unterschiedliche Techniken anzuwenden. Bei geringen Salzkonzentrationen sind die Membranverfahren den thermischen Verfahren vorzuziehen, da der Energieaufwand geringer ist. Bei sehr hohen Konzentrationen und kleinen Mengen ist zu prüfen, ob eine Aufbereitung energetisch zurechtfertigen oder eine Verpressung vorzuziehen ist.

In Abb. 27 ist die Wasserwiedergewinnung der Salzkonzentration (TDS) des Solkonzentrats gegenübergestellt. Es lässt sich zum einen erkennen, dass die maximale Wassergewinnung bei

steigendem Salzgehalt im Zufluss abnimmt und zum anderen, dass, je höher der Salzgehalt im Solekonzentrat bei gleicher Konzentration im Zufluss ist, mehr Wasser zurückgewonnen werden kann. Bei der Wahl eines geeigneten Entsalzungsverfahrens müssen dementsprechend der Salzgehalt und die gewünschte Wiedergewinnungsrate berücksichtigt werden.

Abb. 58: Gegenüberstellung der Wasserwiedergewinnung und dem TDS-Gehalt des Solekonzentrats bei gegebenem TDS-Gehalt des Zuflusses



Acharya & Wilson, 2012; K = 103

In der Tab. 7 sind die in Abschnitt 4.2 beschriebenen Verfahren zusammengestellt und hinsichtlich ihres Einsatzes in der jeweiligen Behandlungsstufe zugeordnet. Zudem findet eine Einordnung des jeweiligen Verfahrens zum bestehenden Maßstab/ Größenordnung (Verfügbar, Pilot- und Labormaßstab), in dem es in der Flowback- und Produktionswasseraufbereitung eingesetzt wird, statt.

Tab. 10: Zusammenstellung der Behandlungsverfahren entsprechend ihrer Anwendung in der Qualitätsstufe

Behandlungsstufe Verfahren	Qualitätsstufe 1	Qualitätsstufe 2	Qualitätsstufe 3
Sedimentation	V		
Hydrozyklon	V		
Leichtstoffabscheidung	V		
Flotation	(V)		
Mikrofiltration (MF)	(V)	(V)	
Ultrafiltration (UF)	(V)	(V)	
Fällung/ Flockung		V	
Elektrokoagulation		(V)	
Chem. Oxidation		V	
Extraktion		(Pm)	
Strippung		V	
Adsorption		(V)	
Enthärtung		V	
Ionenaustausch		(V)	(V)
Nanofiltration (NF)		(V)	(V)
Desinfektion		(V)	
Scale Inhibitoren		V	
Umkehrosmose (RO)			(V)
Vorwärtosmose (FO)			(Pm)
Elektrodialyse			(Lm)
Eindampfung			V
Gefrier-/ Tau-Verdampfung			(Pm)
Membran-Destillation			(Lm)
Kristallisation			(V)

V (verfügbare Technik)

Pm (Pilotmaßstab)

Lm (Labormaßstab) () (mit spezifischer Vorbehandlung)

ISAH, 2014

Bei der Entwicklung, Anwendung, Übertragung von Aufbereitungstechnologien sollte das Konzept der besten verfügbaren Techniken (BVT) (engl. *best available techniques* – BAT) und dessen Rechtsrahmen (aktuell die neue europäischen [Richtlinie 2010/75/EU](#) über Industrieemissionen) Berücksichtigung finden.

Diese Richtlinie über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) vom 24.11.2010 bildet EU-weit die Grundlage für die Genehmigung besonders umweltrelevanter Industrieanlagen. Die „besten verfügbaren Techniken“ werden in der Richtlinie in Artikel 2 Absatz 10 definiert als

- "... den effizientesten und fortschrittlichsten Entwicklungsstand der Tätigkeiten und entsprechenden Betriebsmethoden, der spezielle Techniken als praktisch geeignet erschei-

nen lässt, als Grundlage für die Emissionsgrenzwerte zu dienen, um Emissionen in und Auswirkungen auf die gesamte Umwelt allgemein zu vermeiden oder, wenn dies nicht möglich ist, zu vermindern;

- "Techniken": sowohl die angewandte Technologie als auch die Art und Weise, wie die Anlage geplant, gebaut, gewartet, betrieben und stillgelegt wird;
- "verfügbar": die Techniken, die in einem Maßstab entwickelt sind, der unter Berücksichtigung des Kosten/Nutzen-Verhältnisses die Anwendung unter in dem betreffenden industriellen Sektor wirtschaftlich und technisch vertretbaren Verhältnissen ermöglicht, gleich, ob diese Techniken innerhalb des betreffenden Mitgliedstaats verwendet oder hergestellt werden, sofern sie zu vertretbaren Bedingungen für den Betreiber zugänglich sind;
- "beste": die Techniken, die am wirksamsten zur Erreichung eines allgemein hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt sind."

Die „besten verfügbaren Techniken“ entsprechen dem in Deutschland traditionell verwendeten Begriff des Standes der Technik und werden für jede betroffene Branche in einem Informationsaustausch zwischen Mitgliedstaaten, Industrie und Umweltverbänden erarbeitet und in [BVT-Merkblättern](#) festgelegt (UBA, 2013)

In der Tab. 7 ist „verfügbare Technik“ entsprechend den jeweiligen Qualitätsanforderungen angegeben. Aus diesen müsste aber zunächst aus Versuchen und wissenschaftlicher Begleitung die BVT entsprechend den Anforderungen des WHG entwickelt bzw. abgeleitet werden.

Bei der Bestimmung des Standes der Technik sind gemäß Anlage 1 des WHG „unter Berücksichtigung der Verhältnismäßigkeit zwischen Aufwand und Nutzen möglicher Maßnahmen sowie des Grundsatzes der Vorsorge und der Vorbeugung, jeweils bezogen auf Anlagen einer bestimmten Art, insbesondere folgende Kriterien zu berücksichtigen:

1. Einsatz abfallarmer Technologie,
2. Einsatz weniger gefährlicher Stoffe,
3. Förderung der Rückgewinnung und Wiederverwertung der bei den einzelnen Verfahren erzeugten und verwendeten Stoffe und gegebenenfalls der Abfälle,
4. vergleichbare Verfahren, Vorrichtungen und Betriebsmethoden, die mit Erfolg im Betrieb erprobt wurden,
5. Fortschritte in der Technologie und in den wissenschaftlichen Erkenntnissen,
6. Art, Auswirkungen und Menge der jeweiligen Emissionen,
7. Zeitpunkte der Inbetriebnahme der neuen oder der bestehenden Anlagen,
8. die für die Einführung einer besseren verfügbaren Technik erforderliche Zeit,
9. Verbrauch an Rohstoffen und Art der bei den einzelnen Verfahren verwendeten Rohstoffe (einschließlich Wasser) sowie Energieeffizienz,
10. Notwendigkeit, die Gesamtwirkung der Emissionen und die Gefahren für den Menschen und die Umwelt so weit wie möglich zu vermeiden oder zu verringern,

11. Notwendigkeit, Unfällen vorzubeugen und deren Folgen für den Menschen und die Umwelt zu verringern,
12. Informationen, die von der Europäischen Kommission gemäß Artikel 17 Absatz 2 der Richtlinie 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Januar 2008 über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (ABl. L 24 vom 29.1 2008, S. 8) oder von internationalen Organisationen veröffentlicht werden.“

5 Wasser- und Stoffstrommanagement, Monitoringkonzepte

Vor Ableitung konkreter Handlungshinweise zum Monitoring und zur Bilanzierung der Wasser- und Stoffströme beim Fracking (Kap. 5.3) wird zunächst einer Auswertung und Zusammenfassung aktueller Literatur, Gutachten und Stellungnahmen insbesondere des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) und des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) sowie internationaler Empfehlungen („codes of best practice“) zum Wasser- und Stoffstrommanagement gegeben (Kap. 5.1). In Abschnitt 5.2 wird zudem der „Status Quo“ des Wasser- und Stoffstrommanagements auf dem Bohrplatz in Deutschland dargelegt und erörtert.

5.1 Hinweise und Empfehlungen zum Wassermanagement – Auswertung internationaler und nationaler Studien, Gutachten und Handlungshinweisen

5.1.1 Internationale Studien und Handlungshinweise

Im Zusammenhang mit dem Fracking befassen sich einige aktuelle internationale Studien und Handlungshinweise explizit mit dem Management von Wasserressourcen.

Anfang 2013 veröffentlichte die DET NORSKE VERITAS AS (DNV) eine Handlungsempfehlung für die Schiefergasförderung auf der Basis von Risikomanagement-Grundsätzen. Die Verfasser setzen sich zum Ziel, mit diesem Referenzdokument einen weltweit anerkannten Standard für eine nachhaltige Förderung von Schiefergas zu etablieren:

Allgemeine Hinweise zum Wassermanagement

Allgemein wird von der DNV zum Wassermanagement ausgeführt, dass es besonders wichtig ist, Möglichkeiten zur Minimierung des Wasserverbrauchs zu überprüfen und zu nutzen.

Vom Betreiber soll in der Projektvorbereitung ein umfassendes Wassermanagementkonzept entwickelt und dokumentiert werden. Dieses umfasst eine Bilanzierung der Wassermengen für die betroffenen Region (das regionale Wasserdargebot - inkl. saisonaler Schwankungen, der Wasserbedarf anderer Verbraucher sowie eine Vorhersage des gesamten Wasserbedarfs für das hydraulische Fracking in zeitlicher Auflösung). Weiter ist der genaue Umgang mit den Wasserströmen darzulegen, der Speicherbedarf zu ermitteln und die Anforderungen an den Transport sowie an die Wasserbehandlung und Entsorgung festzulegen.

Konkrete Hinweise zum Wassermanagement

In Bezug auf den Umgang mit Wasser und anderen Flüssigkeiten auf dem Bohrplatz werden folgende Punkte genannt:

- Alle Flüssigkeiten auf dem Bohrplatz müssen sachgerecht und getrennt gelagert werden.
- Frac-Fluide und Flowback müssen in Tanks oder flüssigkeitsdichten Speichern gelagert werden.
- Der Betreiber ist verpflichtet alle wesentlichen Informationen zum Wassermanagement vor Ort zu überwachen und verwalten: Dies beinhaltet Information und Daten zu Art und Kapazität der Speicher und Tanks sowie deren Anordnung.
- Nachweise der Dichtheit und Sicherheit, Informationen über die Anzahl und Fassungsvermögen der einzelnen Speicher für die verschiedenen Wasserströme.

- Die Füllstände in den Behältern für unbelastete Wässer sind täglich, in allen anderen Speichern sind diese online und mit Alarm zu überwachen und zu dokumentieren.
- Bei der ordnungsgemäßen Entsorgung und Behandlung der Flüssigkeiten und Reststoffe, die nicht weiter verwendet werden können, sind die Wege, Abtransporte, Behandlung (ggf. on-site) und fachgerechte Deponierung / Entsorgung zu berücksichtigen.
- Die Möglichkeit der Zusammenarbeit mit dem kommunalen Abwasserentsorger / Abfallentsorger ist zu prüfen.

Spezielle Hinweise zum Flowbackmanagement:

- Die Inhaltstoffe des Flowback sowie Ihre Umweltauswirkungen sind vom Betreiber exakt und sorgfältig zu bewerten.
- Wenn technisch und finanziell umsetzbar sollte der Flowback behandelt und wiederverwendet werden. Als Handlungsempfehlung zu diesem Punkt wird weiter auf das API guidance document HF2 “Water Management Associated with Hydraulic Fracturing” (2010) verwiesen.

In der Handlungsempfehlung der DNV ist keine konkrete Forderung nach einer vollständigen Offenlegung (full disclosure) der verwendeten Chemikalien und deren Mengen enthalten (vgl. hierzu AP 2).

Das **American Petroleum Institute (API)** ist der größte [Interessenverband](#) der Öl- und Gasindustrie in den USA. Ein wichtiges Arbeitsgebiet ist die Erarbeitung von technischen Richtlinien und Standards. Der Einfluss des API geht weit über die USA hinaus. Die Richtlinien werden von Fachleuten aus dem im Verband zusammengeschlossenen Industriefirmen erarbeitet. In dem Dokument “Water Management Associated with Hydraulic Fracturing” (API, 2010) werden Leitlinien und Hinweise zum Management von Wasser zusammengestellt, die die Umweltauswirkungen von Fracking minimieren sollen:

- Neben zahlreichen relativ allgemeinen Hinweisen zum Wassermanagement auf den Bohrplätzen - wird als wesentlich herausgestellt, dass vor der Erkundung ein regionales, lagerstättenweites Konzept aufzustellen ist, in dem die Wasserressourcen und auch die regionalen Abwasserbehandlungsmöglichkeiten betrachtet werden.
- Ein Wassermengenkonzept (welche Wassermengen werden für die gesamte Lagerstätte für Exploration, Fracking und Förderung benötigt, welches Wasserdargebot steht dem gegenüber) sollte gefolgt sein von einem regionalen Bewirtschaftungsplan, der alle rechtlichen Rahmenbedingungen und Anforderungen berücksichtigt sowie Auskünfte gibt über Ort und Dauer von Wasserentnahmen, die verfügbaren Wasserquellen, Wassertransport, Anforderungen an den Umgang mit den zu betrachtenden Flüssigkeiten sowie die Möglichkeiten der Flowbackbehandlung, -lagerung, -wiederverwertung und -entsorgung.
- Ebenso wird empfohlen, im Vorfeld alle zur Verfügung stehenden Informationen über die Zusammensetzung von Oberflächen- und Grundwässern sowie des betreffenden Lagerstättenwassers zusammenzutragen und ggf. auch Probebohrungen und Messungen durchzuführen.
- Zum Fracking-Prozess selber wird ausgeführt, dass es sich um einen für jede Bohrung spezifischen, komplexen technisierten Prozess handelt, der durchgängig kontrolliert und

überwacht werden muss. Die Zusammensetzung der Frac-Fluide werden den jeweiligen Anforderungen angepasst und auch on-site nachjustiert. Alle Komponenten der Frac-Fluide sind vor, während und nach dem Frac-Vorgang ordnungsgemäß zu handhaben und zu überwachen.

- Das Recycling von Flowback sollte mit Priorität genutzt werden - hierfür ist die Kenntnis der Frac-Fluidzusammensetzung und Flowbackzusammensetzung wesentlich.

Die **Internationale Energieagentur (IEA)** veröffentlichte in 2012 den Sonderbericht „Golden Rules for a Golden Age“. Der Bericht befasst sich speziell mit den Perspektiven und Auswirkungen der Schiefergasförderung und gibt den Regierungen der IEA-Mitgliedsländer, der Industrie und Stakeholdern Regeln und Prinzipien („Golden Rules“) an die Hand, die es erlauben sollen, den Umweltauswirkungen und auch gesellschaftlichen Auswirkungen von Fracking effektiv und angemessen zu begegnen (IEA, 2012):

1. “Measure, disclose & engage
2. Watch where you drill
3. Isolate well & prevent leaks
4. Treat water responsibly
5. Eliminate venting, minimise flaring & other emissions
6. Be ready to think big
7. Ensure a consistently high level of environmental performance”.

In den Erläuterungen wird herausgestellt, dass vollständige Transparenz, die Messung und Überwachung der Umweltauswirkungen sowie die Zusammenarbeit mit den lokalen Behörden wesentliche Schritte sind, mit denen den öffentlichen Bedenken begegnet werden sollte.

Hinsichtlich des Wassermanagements wird ausgeführt, dass bereits vor der Exploration Ausgangs- oder Basiswerte für bestimmte Parameter z.B. bezüglich der Grundwasserqualität ermittelt und festgelegt werden. Diese Parameter sind während der weiteren Betriebsphasen in einem Monitoring kontinuierlich zu erfassen. Der Wasserverbrauch für das Fracking sollte so weit wie möglich reduziert und die Möglichkeiten des Recyclings von Flowback genutzt werden.

Zu einem verantwortungsvollen Wassermanagement gehören weiter die Erfassung und Veröffentlichung von Wasserverbrauch, Menge und Zusammensetzung von Abwasser sowie die verpflichtende Offenlegung der genauen Zusammensetzungen und Mengen der eingesetzten Frac-Fluide.

Eine Begrenzung der Geheimhaltung wird nach Centner (2013) auch zunehmend in den USA verlangt werden, da

- auch hier die Bedenken gegenüber Fracking zunehmen,
- die Erdgas- und Erdölbranche günstige inländische Ressourcen und Energie liefert, ohne die Kosten zu tragen, die dabei der Gesellschaft aufgebürdet werden, und
- dadurch die Behörden einen besseren Schutz für Personen und Güter vor den Nachteilen des Fracking bieten könnten (Centner, 2013).

Die US [Environmental Protection Agency](#) (US-Behörde zum Schutz der Umwelt- EPA) befasst sich seit 2011 mit der Erstellung einer umfassenden Studie zum Verständnis und zu den Einflüssen von Frac-Maßnahmen auf das Trinkwasser "Hydraulic Fracturing and Its Potential Impact on Drinking Water Resources". In dieser Studie sollen möglichst alle Aspekte des Wasserkreislaufes beim Fracking beleuchtet werden. Mit dem abschließenden Bericht ist erst Ende 2014 zu rechnen (EPA, 2013).

5.1.2 Nationale Studien und Handlungshinweise

Studie im Auftrage des Umweltbundesamtes (Meiners et al., 2012): „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten - Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen“.

Allgemeine Vorschläge/Hinweise zum Wasser und Stoffstrommanagement

Es wird festgestellt, dass auf das Fracking bezogene spezifische Vorgaben zum Monitoring und zur Überwachung bislang weitgehend fehlen. Dies betrifft auch Vorgaben von Nullmessungen als Grundlage einer späteren Beweissicherung. In Bezug auf den Flowback wird gefordert, dass aufgrund der lagerstättenspezifischen Beschaffenheit der Formationswässer und der variablen Anteile zurückgeführter Frac-Additive die Beschaffenheit des Flowback sowohl standort- als auch zeitspezifisch ausgewertet werden muss. Radioaktive Rückstände der Erdöl und Erdgasindustrie in Form von Schlämmen und Ablagerungen sind in Deutschland entsprechend den Vorgaben der Strahlenschutzverordnung (StrlSchV) behördlich zu überwachen.

Des Weiteren wird auf die Bedeutung der Transparenz der Arbeitsprozesse für den weiteren Fortgang der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus Schiefergaslagerstätten hingewiesen. Hierzu zählt der Aufbau eines öffentlich zugänglichen Katasters, in dem die durchgeführten Fracking-Maßnahmen unter Angabe der eingesetzten Fluidmengen und Fluid-Zusammensetzung eingesehen werden können.

Als konkrete Maßnahmen werden gefordert:

- Vollständige Offenlegung aller eingesetzten Stoffe bezüglich Stoffidentität und Stoffmengen;
- Bewertung des human- und ökotoxikologischen Gefährdungspotenzials der eingesetzten Stoffe und Bereitstellung der notwendigen physiko-chemischen und toxikologischen Stoffdaten durch den Antragsteller;
- Erfassung und Bewertung der Beschaffenheit der standortspezifischen Formationswässer bzgl. trinkwasserrelevanter Wasserinhaltsstoffe (Salze, Schwermetalle, Naturally Occurring Radioactive Material (N.O.R.M.), Kohlenwasserstoffe);
- Erfassung und Bewertung der Beschaffenheit des standortspezifischen Flowback bzgl. trinkwasserrelevanter Wasserinhaltsstoffe (Salze, Schwermetalle, N.O.R.M., Kohlenwasserstoffe) und bzgl. der eingesetzten Additive (Primärsubstanzen) sowie von deren Transformationsprodukten (Sekundärsubstanzen); Erfassung und Bewertung des Anteils des zurückgeführten Frac-Fluids;

- Nachweis über Verhalten und Verbleib der Stoffe im standortspezifischen Untergrund durch Massenbilanzierungen der eingesetzten Additive sowie deren Transformationsprodukte;
- technische Aufbereitung und 'umweltgerechte' Entsorgung des Flowback
 - Darstellung der technisch möglichen Aufbereitungsverfahren,
 - Darstellung der Möglichkeiten einer Wiederverwendung der eingesetzten Stoffe,
 - Im Fall einer Untergrundverpressung standortspezifische Risikobetrachtung und Darstellung der räumlichen und zeitlichen Summenwirkungen auf den Wasserhaushalt.

Studie zum Fracking in unkonventionellen Lagerstätten in NRW (Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, 2012)

Im September 2012 wurde die vom Land-Nordrhein Westfalen in Auftrag gegebene Studie zum Fracking in unkonventionellen Lagerstätten in NRW veröffentlicht. Die Empfehlungen und Hinweise in Bezug auf das Wasser- und Stoffmanagement decken sich inhaltlich weitgehend mit denen aus dem Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes (Meiners et al., 2012) (s.o.).

Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass der Aufbau und die Organisation eines funktionierenden Monitorings komplexe Aufgaben sind und mit den entsprechenden Arbeiten somit frühzeitig begonnen werden sollte. Dabei wird vor dem Hintergrund der fast 15-jährigen Erfahrung des Monitorings „Braunkohlentagebau Garzweiler II“ ein konkreter Ablauf für den Aufbau eines umfassenden Monitorings und empfohlen:

1. Klärung der möglichen Beteiligten für einen begleitenden Monitoringarbeitskreis;
2. Verständigung über die Ziele des Monitorings;
3. Aufbau einer fachlichen Struktur des Monitorings
 - Grundwassersystem / Grund- und Oberflächengewässer,
 - unterirdische Gasausbreitung,
 - Gefährdungspotenziale, Stoffe (Frac-Fluide, Formationswässer und Flowback), Fracking-Technologie,
 - Seismizität,
 - Anlagensicherheit / Bohrlochintegrität und
 - Bergschäden;
4. Aufbau von Organisationsstrukturen bzgl. Monitoring (u.a. Zusammensetzung der Arbeitsgruppen, Kommunikationsprozesse und -regeln, Kriterien für die Offenlegung von Daten, Entscheidungsstrukturen, Schnittstellen zwischen Betreiber und Genehmigungs- bzw. Fachbehörden etc.);
5. Dokumentation von allen fachlichen, organisatorischen und sonstigen Vereinbarungen in einem Projekthandbuch und dessen regelmäßige Aktualisierung;
6. Dokumentation von Verfahren, Auswertemethoden, Ableitung von Indikatoren etc. in Methodenhandbüchern;

7. Regelmäßige Zusammenstellung und Bewertung der Ergebnisse aller Arbeitsfelder in zusammenfassende Monitoringberichte (z.B. Jahresberichte).

Empfehlungen aus dem „Informations- und Dialogprozess“ (Ewen et al., 2012)

In einem den beiden oben genannten Studien vorausgegangenem und durch ExxonMobil Production Deutschland GmbH (EMPG) initiierten Informations- und Dialogprozess über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking Technologie für die Erdgasgewinnung stellte ein unabhängiges Expertenteam u.a. fest, dass das Wassermanagement beim Fracking und bei der Gasproduktion substantiell verbessert werden muss. Dies gilt sowohl für die Möglichkeiten der Aufbereitung als auch für das Stoffstrommanagement, das Monitoring und die Dokumentation (Ewen et al., 2012).

Es wird darauf hingewiesen, dass die Überwachung des Frac-Prozesses inkl. des Einsatzes der Chemikalien originäre Aufgabe der Behörden ist. Dabei kann es sinnvoll sein, den Wasserversorgern und Vertretern betroffener Bürger Zugang zum Bohrplatz zu gewähren und sie in die Überwachung einzubeziehen.

Hinsichtlich des Flowback wird resümiert, dass trotz großer Datenmengen bislang keine eindeutige und abschließende Bilanzierung und Differenzierung der Mengenströme Frac-Fluid und Flowback erfolgen kann. Gleiches gilt für eine eindeutige Klassifizierung der Rückstände.

Da die Erschließung einer Schiefergaslagerstätte in Deutschland anders als in den USA großräumig durch ein Unternehmen und innerhalb eines Genehmigungsverfahrens erfolgt, wird als konkrete Maßnahme die Entwicklung eines umfassenden bohrplatz- und regionalspezifischen und behördlich überprüfbareren Monitoring-Programms (Analysenplan, Probenahme, elektronisches Betriebstagebuch) verlangt, welches eine belastbare Bilanzierung der Wasser und Stoffströme ermöglicht und auch ein Warnsystem und eine Überwachung integriert.

Die Experten haben hierzu detaillierte Handlungsempfehlungen formuliert, die zuvor mit allen am Prozess Beteiligten abgestimmt sowie durch international anerkannte Wissenschaftler geprüft wurden.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU, 2013)

In der Stellungnahme des SRU zum Fracking zur Schiefergasgewinnung wird ebenfalls die Wichtigkeit eines Monitorings unterstrichen.

So ließen sich über ein umfassendes Monitoring in einer Pilotphase Informationen für eine vorläufige Risikoabschätzung generieren, die geeignet sind, bestehende Ungewissheiten im Zusammenhang mit Fracking aufzuklären.

Über ein langfristiges Monitoring könnte weiter sichergestellt werden, dass Umweltbeeinträchtigungen, die erst nach der Pilotphase auftreten oder sichtbar werden, erkannt und entsprechende Gegenmaßnahmen ergriffen werden.

Bezüglich der Sammlung und des Transports von Flowback wird dargelegt, dass eine Freisetzung von Flowback zur Kontaminierung von Boden, oberflächennahe Grundwasserschichten oder Oberflächengewässer führen kann. Aus diesen Gründen ist es dringend notwendig, die Sicherheit der Speicher und Leitungsnetze zu gewährleisten.

In der Stellungnahme wird eine Zusammenführung der vorhandenen Daten aus den umfangreichen Untersuchungen der jahrzehntelangen Bohrhistorie gefordert. In einem Kataster sollten neben den grundlegenden Daten über Ort, Tiefe und Geologie auch durchgeführte Fracking-Vorgänge, Verpressungen sowie das bestehende Monitoring systematisch dokumentiert und öffentlich zugänglich gemacht werden.

Im Zusammenhang mit dem Regulierungsbedarf und Konzepten für ein angepasstes Umweltmanagement zur Minimierung der Umweltauswirkungen wird zusammenfassend unter anderem gefordert:

"[...]

- Vollständiger Zugang und Austausch von entscheidungsrelevanten Daten und Informationen zwischen den Akteuren (Unternehmen, Wasser- und Bergbehörden, Wissenschaft, Öffentlichkeit); Archivierung der Informationen für den Langzeitgebrauch; Aufbereitung der Daten für Modellierungen und Langzeitmonitoring.
- Auswahl geeigneter Parameter für ein Monitoringprogramm, mit dem mögliche Ereignisse in der Tiefe erfasst werden können.
- Konzept und Weiterentwicklung des Sicherheitsmonitorings für Arbeits- und Umweltschutz an den Förderanlagen und der dazugehörigen Infrastruktur. Aufbau eines Frühwarnkonzepts, einschließlich der entscheidungsrelevanten Parameter.
- Begründungspflicht für die Notwendigkeit der Additive.
- Festlegung eines Schutzniveaus für die Entsorgung des Flowback, Ausgestaltung eines Genehmigungsverfahrens, das die Wasserbehörde angemessen einbindet und in dem Schutzinteressen und Nutzungskonflikte abgewogen werden.
- Sicherstellung des Einsatzes von geschlossenen Systemen, sodass flüchtige (Methan-) Emissionen im Flowback technisch abgeschieden werden und damit nicht freigesetzt werden können.
- Ergänzung der Schutzprüfungen/Vorprüfungen um biodiversitäts-relevante Frackingspezifische Fragestellungen (z. B. Konsequenzen einer kurzfristigen hohen Wasserentnahme für umliegende, aber nicht direkt betroffene sensible Gebiete, kumulierte Auswirkungen der Einzelprojekte, Zerschneidungsgrad der Landschaft).
- Ausgestaltung eines langfristig angelegten Biodiversitäts-Monitorings, um eventuell durch den Einsatz von Fracking zusätzlich entstehende Belastungen auf regionaler Ebene abzubilden.“

Der **deutsche Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG)** hat bislang keinen speziellen Leitfaden zum Wassermanagement im Zusammenhang mit dem Fracking in Lagerstätten veröffentlicht. Der WEG-Leitfaden „Gestaltung des Bohrplatzes“ (2006) befasst sich eher allgemein mit der Handhabung der Flüssigkeiten auf dem Bohrplatz: So wird dargelegt, dass bei der Durchführung von Bohrungen auf dem Bohrplatz neben Bohrgut und Spülrückständen verschiedene Arten von Flüssigkeiten anfallen, die aus Gründen des Umweltschutzes und insbesondere des Gewässerschutzes so angelegt werden, dass keine wassergefährdenden Flüssigkeiten in den Boden gelangen können. Des Weiteren werden Flüssigkeiten so weit wie möglich voneinander getrennt und entsorgt. Abfälle, Feststoffe, Schlämme und Konzentrate sind nicht Bestandteil des Leitfadens.

Die neue **Rundverfügung des Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie** vom 30.10.2012 hat Mindestanforderungen an Betriebspläne, Prüfkriterien und Genehmigungsablauf für hydraulische Bohrlochbehandlungen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Niedersachsen zusammengestellt, verlangt aber keine konkreten technischen Anwendungen bzw. konkreten Grenzwerte für die Verpressung oder die Abwasseraufbereitung (LBEG, 2012). Der notwendigen

Prüfung wasserrechtlicher und wasserwirtschaftlicher Belange dient die Beteiligung der unteren Wasserbehörde am Genehmigungsverfahren.

In Bezug auf das Wasser- und Stoffstrommanagement enthält die Verfügung einige Regelungen und Verschärfungen bisherigen Rechts: So wird Fracking in Wasserschutzgebieten sowie in Trink- und Mineralwassergewinnungsgebieten und Heilquellenschutzgebieten nicht gestattet. Ferner dürfen nur Behandlungsflüssigkeiten verwendet werden, die als „schwach wassergefährdend“ (Wassergefährdungsklasse I) oder als „nicht wassergefährdend“ einzustufen sind.

5.2 Status Quo des Wasser- und Stoffstrommanagements auf dem Bohrplatz zur Gasförderung in Deutschland

Das Gutachten von *Meiners et al.* (2012), des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (2012) sowie der „Informations- und Dialogprozess“ (Ewen et al., 2012) fordern ein mehr transparentes und detaillierteres Wasser- und Stoffstrommanagement auf den Bohrplätzen zur Gasförderung.

Vor Ableitung von konkreten Empfehlungen zum Wasser – und Stoffstrommanagement und zum Monitoring (Kap. 5.3) werden in diesem Abschnitt zunächst der aktuelle Status Quo zum Wasser- und Stoffstrommanagement auf dem Bohrplatz zur Gasförderung in Deutschland beschrieben und offene Fragen diskutiert.

In Gesprächen anlässlich der zweiten Statuskonferenz im Juni 2013 zur Umsetzung der Empfehlungen des neutralen Expertenkreises im Informations- und Dialogprozess mit dem niedersächsischen Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) als Genehmigungsbehörde, mit ExxonMobilProduction Deutschland (als einem Betreiber) und mit dem Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG als Interessenverband) sowie über Telefonate mit dem LBEG (LBEG, 2013a&b) und Besprechungen mit dem Betreiber ExxonMobil Production Deutschland (EMPG 2013a&b) wurden konkrete Fragen

- zum exakten Ablauf eines Frac-Jobs,
- zur Erfassung und Dokumentation von Zusammensetzung, Menge und Verbleib des Frac-Fluids sowie des Flowback,
- zur Entsorgung bzw. die Behandlung des Flowback,
- zum Wasser- und Reststoffmanagement sowie zu den zugehörigen genehmigungsrechtlichen Anforderungen sowie
- zur Erfassung und Überwachung von Betriebsdaten

erörtert. Wichtig war in diesem Zusammenhang auch, welche Daten/Analysen von Lagerstättenwässern/ Haftwasser/ Lagerstättengestein möglicherweise schon vor einer Erkundung abfragbar wären (so dass, schon vor dem Fracking eine erste Einschätzung der Qualität des Flowback möglich wäre – insbesondere potentiell gefährlicher Stoffe wie z.B. N.O.R.M.).

Die Ergebnisse dieser Gespräche und Recherchen wurden in verschiedene Themenblöcke gruppiert und lassen sich folgendermaßen resümieren:

- **Themenblock 1: Abfrage von Daten / Erhebung von Daten zum Lagerstättenwasser in der Erkundungsphase**

Insgesamt liegen bei den Behörden für die infrage kommenden Lagerstätten umfassende Informationen zu Geologie, Tiefe, Ausmaß der Lagerstätte, Verwerfungen etc. vor. Umfassende Analysen von Lagerstättengesteinen oder –wässern sind nicht vorhanden. Es lässt sich keine generelle Aussage darüber treffen, welche genauen Daten im Vorfeld bei den Behörden oder vom Betreiber hinsichtlich des Lagerstättengesteins oder des Lagerstättenwassers abfragbar wären, aus denen bereits im Vorfeld die zu erwartende Flowback- oder Prozesswasserzusammensetzung eingeschätzt werden könnte. Bisher werden hinsichtlich der zu erwartenden Lagerstättenqualität und der damit zu erwartenden Flowbackzusammensetzung keine spezifischen Daten erhoben. Dies ist im Einzelfall lagerstättenspezifisch zu prüfen.

Bei Erschließung einer neuen Lagerstätte wäre es im Rahmen von Erkundungsbohrungen denkbar, dass die Firmen Proben des Lagerstättengesteins (Bohrklein oder auch Bohrkerne) gewinnen, die dann weiter (auch unter Lagerstättenbedingungen) untersucht werden. Bei den weiteren Untersuchungen ist zu berücksichtigen, dass Verfälschungen des Chemismus, der Mikrobiologie des Lagerstättenwassers und des Bohrkerns durch die Bohrflüssigkeit oder durch die Druck- und Temperaturveränderung stattfinden können.

- **Themenblock 2: Erfassung der Zusammensetzung und Menge des Frac-Fluids**

Begrifflich muss im folgenden Abschnitt zwischen den „Frac-Zubereitungen“ (den von den Servicefirmen hergestellten Produkten, die unter Handelsnamen bekannt sind und meist aus einem Gemisch verschiedener Chemikalien bestehen) und den „Frac-Fluiden“ (den in die Bohrung verpressten Fluiden, die meist aus mehreren Frac-Zubereitungen durch Mischung mit Wasser hergestellt werden) unterschieden werden. Unter „Frac-Additiven“ werden alle Stoffe verstanden, die dem Trägermedium zugemischt und mit dem Fluid in die Bohrung verpresst werden (Meiners et al., 2012).

Nach Angaben von EMPG werden von den gasfördernden Unternehmen auf dem Bohrplatz die Mengen und die Verwendung der Chemikalien für den Frac-Vorgang schon aus Gründen der Abrechnung mit den Servicefirmen exakt überwacht und firmenintern dokumentiert. So werden angelieferten Mengen, der Verbrauch der einzelnen Frac-Zubereitungen sowie die wieder abtransportierten, überschüssigen Mengen über Füllstände und Volumenströme aufgezeichnet (EMPG, 2013a&b).

Die geplante Rezeptur und die Menge des einzusetzenden Frac-Fluids werden der Aufsichtsbehörde bereits mit dem Antrag auf Genehmigung eines Sonderbetriebsplanes (der für jede hydraulische Bohrlochbehandlung notwendig wird) vorgelegt.

Die Bestellung der Chemikalien nach erfolgter Betriebsplangenehmigung berücksichtigt dann einen mengenmäßigen Sicherheitszuschlag von rund 20%. Auf dem Bohrplatz erfolgen nur kleine Nachjustierungen der Frac-Fluidzusammensetzung, die im Wesentlichen die Viskosität des Fluids betreffen.

Zur Dokumentation der Zusammensetzung der angelieferten und verwendeten Frac-Chemikalien auf dem Bohrplatz in der Praxis ist festzuhalten, dass oftmals lediglich die Sicherheitsdatenblätter der einzelnen Frac-Zubereitungen vorliegen und dokumentiert werden. (siehe auch Meiners et al. (2012))

- **Themenblock 3: Öffentliche Datenbanken über Fracking-Maßnahmen und Frac-Fluide**

Der WEG stellt nunmehr mit der „Informationsplattform zu Fracs in Deutschland“ (<http://www.erdoel-erdgas.de/Themen/Technik-Standards/Aufsuchung-und-Bohren/Informationsplattform-zu-Fracs-in-Deutschland>) weitergehende Informationen über durchgeführte Fracking-Maßnahmen in Deutschland einschließlich der Einzelkomponenten der eingesetzten Frac-Fluide (100% Deklaration) zur Verfügung. Die zentrale Datensammlung umfasst alle hydraulischen Bohrlochbehandlungen, die seit dem Jahr 2010 durchgeführt worden sind und soll mit Informationen über zukünftige Fracs kontinuierlich erweitert werden.

Weitere Quellen für die Auskunft über die Frac-Fluidzusammensetzung (insbesondere in den USA) sind z.B.:

- FracFokus2.0 (<http://fracfocus.org/>), was gemeinsam von dem Ground Water Protection Council (GWPC) und der Interstate Oil and Gas Compact Commission bereitgestellt wird, und
- Fracking Chemical Database (<http://Frac.skytruth.org/Fracking-chemical-database>) von SkyTruth.

Mit Hilfe der CAS Nummern können hier die von der U.S. Environmental Protection Agency herausgegebenen Chemical Fact Sheets geladen werden, die das Verhalten der chemischen Substanz in der Umwelt beschreiben (<http://www.epa.gov/chemfact/>).

- **Themenblock 4: Erfassung Zusammensetzung und Menge Flowback**

Im Flowback werden auf dem Bohrplatz die für den Betriebsablauf relevanten Parameter wie Temperatur, pH-Wert und die Dichte bestimmt. Hierfür werden in regelmäßigen, im betriebs-internen Arbeitsprogramm festgelegten Abständen (bezogen auf Flowbackmengen) Proben gezogen und in einem Labor auf dem Bohrplatz analysiert. Eine online-Messung von Daten wird nicht durchgeführt. Diese ist direkt in der Mehrphasenströmung des „Flowback“ nicht ohne großen Aufwand realisierbar, kann aber über einen Zwischenspeicher erfolgen.

Weitergehende Daten zur Zusammensetzung des Flowback (chemische Analysen) werden begleitend zum Frac-Vorgang von einem externen Labor erhoben, welches vom Betreiber beauftragt wird. Eine spezielle Betrachtung von N.O.R.M. in der Flüssigkeit ist bisher nicht gefordert.

Die Flowbackmengen werden -in unklarer zeitlicher Auflösung- gemessen und dokumentiert.

- **Themenblock 5: Prozessdatenerfassung und Datenübermittlung an die Behörde**

Die erhobenen Daten zur Zusammensetzung und Menge der verwendeten Frac-Fluide und des Flowbacks werden i.d.R. per Handeingabe in einem „Field-Report“ zusammengefasst und bei Bedarf der überwachenden Behörde zur Verfügung gestellt. Nach Abschluss des Frac-Vorgangs wird ein Abschlussbericht zum Sonderbetriebsplan verfasst, der dann an die Überwachungsbehörde übermittelt wird.

- **Themenblock 6: Entsorgung des Flowback**

Wie in Kap. 3.2 dargelegt, ist derzeit für jeden Frac-Vorgang ein Sonderbetriebsplan zu beantragen. In diesem ist auch die Entsorgung des Flowback die entsprechend Nachweisführung geregelt. So wird der Flowback gemeinsam mit anderen Abfällen, die auf dem Bohrplatz während der Frac-Prozesse (bzw. für die Dauer der Gültigkeit des Sonderbetriebsplanes) anfallen

(z.B. überschüssige Frac-Fluide, Verpackungen, etc.) gemäß Abfallverzeichnisverordnung gelistet, die angefallene Menge, der Transport und Verblieb erfasst und gemäß Nachweisverordnung (Verordnung über die Nachweisführung bei der Entsorgung von Abfällen – NachwV) dokumentiert.

Gemäß Abfallverzeichnisverordnung Verordnung über das Europäische Abfallverzeichnis (Abfallverzeichnis-Verordnung – AVV) greifen für den Flowback folgende Schlüsselnummern:

01 Abfälle, die beim Aufsuchen, Ausbeuten und Gewinnen sowie bei der physikalischen und chemischen Behandlung von Bodenschätzen entstehen

0105 Bohrschlämme und andere Bohrabfälle

010505 ölhaltige Bohrschlämme und -abfälle*

Die mit einem Sternchen () versehenen Abfallarten im Abfallverzeichnis sind gefährlich im Sinne des § 48 des Kreislaufwirtschaftsgesetzes, so dass an die Überwachung sowie Beseitigung dieser Abfälle besondere Anforderungen zu stellen sind.*

Der Transport und die Entsorgung des Flowbacks erfolgt durch Entsorgungsfachbetriebe, bei den in Deutschland bislang durchgeführten (vorwiegend konventionellen) Fracking-Maßnahmen wird der Flowback i.d.R. in für diesen Zweck zugelassene Verpressbohrungen versenkt.

Besichtigungen und Gespräche mit den Betreibern und der Genehmigungsbehörde haben ergeben, dass zwar die Mengen, die über Verpressbohrung entsorgt werden summarisch an die Behörde gemeldet werden, hier aber sowohl zu Qualität als auch räumlicher und zeitlicher Auflösung durchaus Lücken bestehen (LBEG, 2013 a&b; EMPG, 2013 a&b).

Der Sonderbetriebsplan endet zu dem Zeitpunkt, an dem die tatsächliche Gasförderung beginnt. Sobald das geförderte Gas über die Gastrocknungsanlage geleitet werden kann und die Flowbackmengen geringer werden, beginnt die Produktionsphase. Die Definition dieses Zeitpunktes liegt aktuell allein bei den gasfördernden Firmen und wird von den betrieblichen Aspekten einer effektiven Gasgewinnung bestimmt (siehe Kap. 3.2).

Mit Beginn der Produktionsphase ist der Flowback im rechtlichen Sinne kein Abfall mehr, sondern Produktionswasser. Dieses wird derzeit nach BVOT (Tiefbohrverordnung der Länder) und Genehmigung der Aufsichtsbehörde in einen hierfür geeigneten Horizont verpresst. Die Überwachung des Verpressvorgangs und der Aufnahmefähigkeit des Verpresshorizontes geschieht über die Beobachtung der Druckentwicklung beim Verpressvorgang. Die verpressten Mengen werden dokumentiert, stoffliche Analysen werden nicht bzw. nur in geringem Umfang vorgenommen. In der Regel werden Prozesswasser unterschiedlicher Lagerstätten per TKW oder per Rohrleitung zur Verpressstelle transportiert, hier in einen Zwischenspeicher geführt und Leichtstoffe abgetrennt.

- **Themenblock 6: Recycling von Flowback**

Da in Deutschland bisher nur Einzel-Frac-Jobs zur Ertüchtigung von Erdgasförderungen durchgeführt wurden und keine großflächige Lagerstättenausbeutung im Vordergrund stand, wurde noch kein Flowback zum Wiedereinsatz aufbereitet. Bei der Erschließung einer gesamten Lagerstätte ist in Deutschland die Aufbereitung des Flowback zum Wiedereinsatz vor dem Hintergrund des Kreislaufwirtschaftsgedanken, des deutschen Ressourceneffizienzprogramms (ProGress) und der Industrieemissions-Richtlinie (IED) 2010/75/EU (hervorgegangen aus der

IPPC- Richtlinie 2008/1/EG (Integrated Pollution Prevention Control) zu betrachten, die entsprechend eine Findung des Best Practice vorsieht.

- **Themenblock 7: Regionalspezifisches Wassermanagement**

Ähnlich wie für das Recycling von Flowback ist auf Grund der geringen Anzahl der bislang durchgeführten (vorwiegend konventionellen) Einzel-Fracking-Maßnahmen kein regionales Wassermanagement betrachtet oder erstellt worden. Bei der Erschließung eines größeren Gasvorkommens bzw. einer ganzen Schiefergaslagerstätte ist dies allerdings in jedem Fall geboten.

5.3 Abgeleitete Handlungshinweise zum Monitoring und zur Bilanzierung der Wasser- und Stoffströme

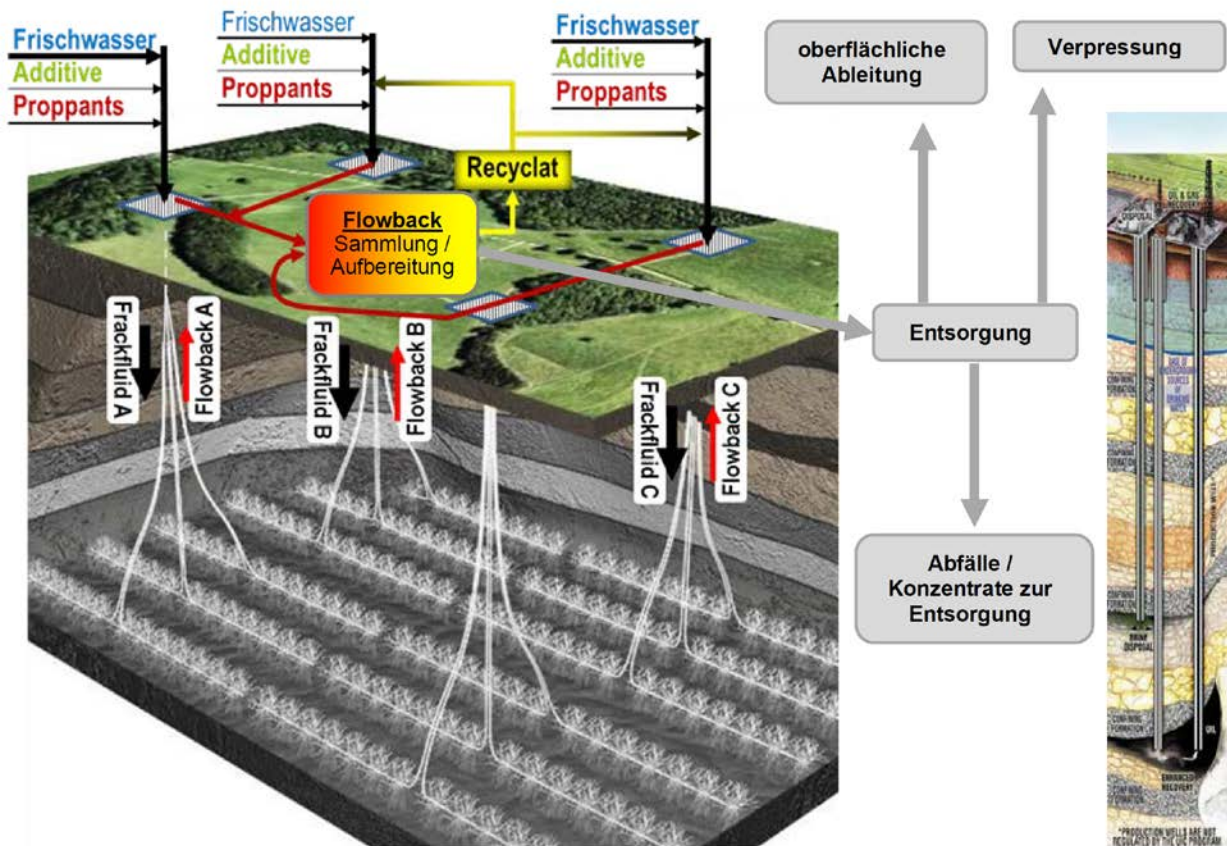
Auf Grundlage der ausgewerteten Literatur, der durchgeführten Recherchen und der geführten Gespräche werden konkrete Handlungshinweise zum Monitoring und zur Bilanzierung der Wasser- und Stoffströme abgeleitet, die es möglich machen sollen, die eingesetzten Chemikalien und Wassermengen sowie deren Verbleib exakt und belastbar zu erfassen und zu dokumentieren.

Im Folgenden wird bei der Darstellung und Erläuterung dieser Handlungshinweise zwischen dem „regionalspezifischen Konzept zum Wasser- und Stoffstrommanagement“ (Kap. 5.3.1) und dem „bohrplatzspezifischen Monitoring und Management der relevanten Stoff- und Wasserströme“ (Kap. 5.3.2) unterschieden.

Das regionalspezifische Konzept befasst sich hierbei mit der langfristigen Erfassung von relevanten Stoffströmen und Wasserhaushaltsgrößen in einem größeren Areal (Explorationsgebiet). Das bohrplatzspezifische Monitoring ist kurzfristiger ausgelegt und umfasst den gesamten Vorgang einer (oder auch mehrerer) Frac-Jobs auf einem Bohrplatz einschließlich der Vorbereitung/Anlieferung von Chemikalien, der Behandlung/Entsorgung oder Transport des Flowback, der Entsorgung/Transport der Reststoffe sowie der Ableitung von aufbereitetem Wasser.

Die Aufbereitungsanlagen für den Flowback sind hierbei alternativ dezentral auf jedem Bohrplatz vorgesehen (als mobile Anlage oder auch fest installiert) oder auch zentralisiert für mehrere Bohrplätze eingerichtet. Der Transport des Flowback zu einer zentralen Anlage erfolgt hierbei über Leitungen oder TKW. Auch die Verwendung von Recyclat (welches aus der Flowback Phase 1 gewonnen werden kann – vgl. Kap.4.1.5) als Bestandteil des Frac-Fluids, wird alternativ berücksichtigt (vgl. schematische Darstellung in Abb. 28)

Abb. 59: Schematische Darstellung einer zentralisierten Behandlung/Entsorgung des Flowback von mehreren Bohrplätzen, Verwertungs- und Entsorgungswege



verändert nach encana, 2011 (Bild links) und EPA, 2013) „Class II wells“ (Bild rechts)

5.3.1 Entwicklung eines regionalspezifischen Konzeptes zum Wasser- und Stoffstrommanagement

Da die Exploration von Erdgas aus Schiefergaslagerstätten nur über ein größeres Areal verteilt erfolgen kann, ist die Bereitstellung der Inputstoffe (Frischwasser, Additive, Proppants), die Behandlung und Entsorgung der Abwässer und Abfälle für das gesamte Explorationsgebiet zu betrachten.

Mit der Exploration empfiehlt sich somit die Erstellung eines regionalen Planungskonzeptes für die Lagerstätte und die zugehörigen Grund- und Oberflächenwassereinzugsgebiete, welches die folgenden Inhalte umfasst:

- Geplante Einrichtung von Bohrungen in räumlicher und zeitlicher Darstellung von der Errichtung der ersten Bohrstelle bis zur Wiederherstellung des „ursprünglichen“ Zustandes.
- Geplante Einrichtungen zum Gewässermonitoring (Grundwasser und Oberflächengewässer (siehe Kapitel Grundwassermonitoringkonzept))
- Zusammenstellung von vorhandenen Informationen zur Lagerstättencharakteristik sowie zur Qualität und Quantität des Lagerstättenwassers / Haftwassers sowie ggf. Untersuchungen zur Qualität des Lagerstättenwassers und des Lagerstättengesteins (Analyse aus der Exploration, s.u.)

- Zusammenstellung von Informationen zu Grundwasserhorizonten, zur Grundwasserfließrichtung und -geschwindigkeit Erfassung der Druckdaten in den Explorations- und Produktionsbohrungen sowohl in den Grundwasseraquiferen als auch in den Lagerstätten (siehe Kapitel Grundwassermonitoringkonzept)
- Zusammenstellung von Informationen zu Wassernutzungsrechten und Wasserverfügbarkeit, Gewässern und Wasserhaushalt
- Zusammenstellung von Informationen zu den regionalen Verpressmöglichkeiten
- Zusammenstellung von Informationen zu Kläranlagen in der Region und ggf. zu deren Aufnahmekapazitäten. Prognose für den räumlichen und zeitlichen Verlauf in der Region
 - Wasserbedarf, –qualität und –herkunft
 - Frac-Fluidbedarf, Flowbackmenge, Recyclingrate (für Region über Zeit)
 - eingesetzte Chemikalien
 - eingesetzte Proppants
- Niederschlagswasserhaushalt (Aufnahme, Ableitung, Verwertung)
- Abschätzung des Einflusses auf und des Risikos für die betroffene aquatische Umwelt (Quantität, Qualität) als Grundlage für ein Monitoringkonzept.

Mit den ersten geologischen Erkundungen sollten hierfür zunächst auch alle das Lagerstättenwasser betreffenden verfügbaren bzw. generierbaren Informationen erhoben und zusammengestellt werden. Wichtige Aspekte sind hier die Art des Lagerstättengesteins, die Menge und Zusammensetzung des Lagerstättenwassers bzw. des Haftwassers (wichtig: mit welchen gefährlichen oder aufwändig abzutrennenden Stoffen ist zu rechnen - N.O.R.M., Kohlenwasserstoffe, Metalle, Mineralstoffe). Die resultierenden Kenntnisse über die Zusammensetzung des Lagerstättenwassers vor der Bohrlochbehandlung in Kombination mit der Kenntnis über die voraussichtliche Zusammensetzung der einzusetzenden Frac-Fluide ermöglichen auch die Entwicklung eines angepassten Monitoring- und Behandlungskonzeptes, da so im Vorfeld schon bekannt ist mit welchen gegebenenfalls gefährlichen Stoffen im Flowback zu rechnen ist.

Sollten im Vorfeld der Explorationsphase die oben genannten Informationen nicht vorliegen, da entsprechende Messungen/Daten/Gesteinsproben fehlen, sind mit den ersten Erkundungsbohrungen Gesteinsproben (Bohrkerne) sowie Proben vom Lagerstättenwasser (Porenwasser) zu gewinnen und zu analysieren.

Es wird empfohlen mit Proben des Lagerstättengesteins, des Lagerstättenwassers sowie des Frac-Fluids (in der geplanten Zusammensetzung) Vorversuche u.a. im Autoklaven unter den Lagerstättenbedingungen durchzuführen. Insbesondere für N.O.R.M. (Ur, Th, Ra, Rn) sollten gesicherte Kenntnisse gewonnen werden, in welcher Form (feststoffgebunden oder gelöst) und mit welcher Konzentration die radioaktiven Substanzen im Flowback zu erwarten sind („worst case“). Auch die durch das Frac-Fluid bedingten Lösungsprozesse u.a. von Salzen aus dem Gestein könnten untersucht werden. Um die zeitliche Entwicklung des Lagerstättenwasseranteils am Flowback abschätzen zu können und passende Maßnahmen für die Behandlung des Flowback entsprechend des Salzgehaltes vorzusehen, sollten Daten über den Mineralstoffgehalt

und die Salzverbindungen erhoben werden. Entsprechendes gilt für die Bestimmung der für die Lagerstätte typischen bzw. vorliegenden Isotopenverhältnisse (z.B. ^2H oder C^{14}) (vgl. Kap. 6).

Aus diesen Informationen lässt sich ein spezifisches Behandlungskonzept für den zu erwartenden Flowback entwickeln.

So können für das regionale Planungskonzept Prognosen und notwendige Maßnahmen zur Behandlung, Verwertung und Entsorgung für den Flowback abgeleitet werden, die folgende Punkte umfassen:

- Abschätzung Qualität und Quantität über Zeit (Leichtstoffe, Feststoffe, Salze, Metalle, etc.),
- Konzept für Behandlung /Verbleib des Flowbacks unter Berücksichtigung von Wiedereinsatz und Verpressung (Vorrangigkeit der Vermeidung des Flowbacks vor Behandlung, Wiedereinsatz und Entsorgung (Verpressung)),
- Prognose der Wasser- und Stoffströme für die Lagerstätte und die zugehörigen Grund- und Oberflächenwassereinzugsgebiete.

Eine Bilanzierung der Wasser- und Stoffströme mit regionalem Bezug folgt für das exemplarische Erschließungsgebiet (Setting) (Kap. 5.4).

Hinsichtlich der räumlichen Umweltauswirkungen einer Lagerstättenerschließung einschließlich des Flächenbedarfs der Bohrplätze, Zuwegungen und Leitungen und auch deren zeitliche Entwicklung sei an dieser Stelle auf das Kapitel Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz. Dort sind umfassend Entwicklungsszenarien für ein Erschließungsgebiet bei unterschiedlicher Verteilungsdichte von Bohrplätzen untersucht und diskutiert.

5.3.2 Bohrplatzspezifisches Monitoring und Management der relevanten Stoff- und Wasserströme

Das im Folgenden beschriebene Monitoringprogramm bezieht sich auf den gesamten Vorgang der auf einem Bohrplatz durchzuführenden Frac-Maßnahmen einschließlich der Vorbereitung/Anlieferung von Chemikalien etc. bis hin zum Ende der „Phase 2“ des Flowback- bzw. Produktionswasseranfalls (vgl. Kap. 4.1.5). Phase 2 ist dadurch gekennzeichnet dass zwar schon mit der Gasproduktion begonnen wird, im Produktionswasser aber noch relevante Anteile des Frac-Fluids enthalten sind und dieses daher noch weiterhin zu behandeln oder zu entsorgen ist. Das Ende der Phase 2 nach etwa 1-6 Monaten könnte durch Kopplung an einen prozentualen Restanteil des Frac-Fluids definiert werden. Dieser Zeitpunkt ist, durch den Einsatz von Tracern oder die Untersuchung von Isotopenverhältnissen (vgl. Kap. 4.1.5) evtl. direkt bei einer Bohrung oder aber für eine Lagerstätte in Pilotversuchen zu ermitteln. Durch die Anwendung dieser Messungen/Methoden sollte sich eine belastbare Datengrundlage schaffen lassen. Darauf aufbauend könnte weiter die Anwendung von Stoffstrommodellen zur Bilanzierung der Stoffe im Flowback geprüft werden.

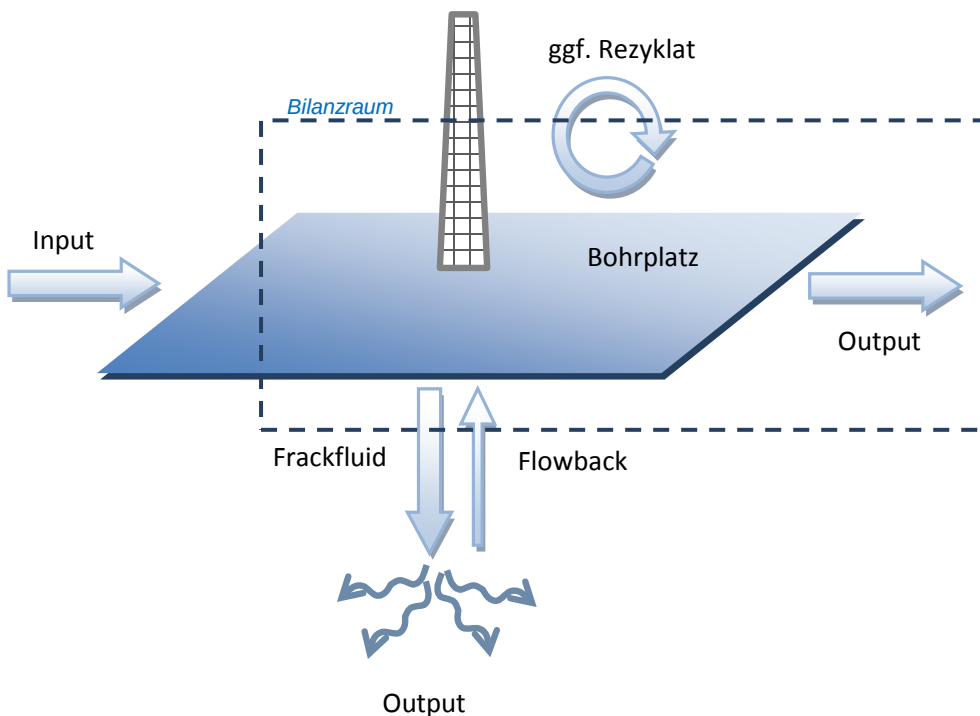
Das entsprechende Vorgehen bzw. Festlegung der Dauer der Phase 2 wäre behördlich im Sonderbetriebsplan für jede Bohrung festzulegen.

Für ein bohrplatzspezifisches Monitoring sind die folgenden Stoffflüsse über ein umfassendes, kontinuierliches Monitoring zu erfassen und zu bilanzieren:

Input Bohrplatz:

1. Menge Niederschlag, Wasserstand im Regensammelbecken;
2. Menge Frischwasser für Frac-Fluid, Wasserstand im Frischwassertank (z.B. Erfassung über Summenkurven);
3. Menge Frischwasser für andere Zwecke;
4. Angelieferte Menge und Art der Chemikalien für das Frac-Fluid (genaue Stofflisten, Datenblätter, etc.);
5. Ggf. angelieferte Menge und Qualität von Recyclat (inkl. pH, KW, Leitfähigkeit, Metalle, etc.);
6. Angelieferte Menge und Art der Proppants.

Abb. 60: Schematische Darstellung des Bilanzraumes



ISAH, 2014

Auf dem Bohrplatz:

- Menge und Zusammensetzung des angemischten Frac-Fluids (hier ist in jedem Fall eine 100%-Deklaration des Frac-Fluid zu fordern)
- Menge/Zeit des eingesetzten Frac-Fluids
- Betriebsparameter (Druck, Temperatur, Volumenstrom, etc.)
- Menge/Zeit Flowbackanfall
- Zusammensetzung/Qualität Flowback für bestimmte online zu erfassenden Parameter (LF, pH, T, Trübung)

- Zusammensetzung/Qualität Flowback für Referenzparameter (diese ergeben sich aus spezifischen Inputstoffen, der Zusammensetzung des Lagerstättenwassers und der zu erwartenden Abbauprodukte (insbesondere Salze, Kohlenwasserstoffe, BTEX, Aromaten, Aliphaten, TOC, CSB, Trübung, -Feststoffgehalt, N.O.R.M.)
- Füllstände, Dichtheit und zeitliche Varianz (Mengenbilanz) aller Flowbackspeicher (ggf. sind hier auch separate Speicher für Flowback z.B. aus verschiedenen Horizonten / verschiedenen Bereiche der Lagerstätte über ein Speichermanagement zu berücksichtigen).
- Analysenergebnisse des geförderten Gases für Referenzparameter (z.B. Kohlenwasserstoffe, Hg, CH₄, H₂S, N.O.R.M.)
- Gasemissionen aus der Flowbacksammlung

Im Falle einer Flowbackbehandlung auf dem Bohrplatz erweitert sich das Monitoring auf den gesamten Aufbereitungsprozess. Das Monitoring muss dann im Einzelfall an das gewählte Verfahren angepasst werden. Als Eckpunkte sind immer zu erfassen:

- Menge/Zeit Zulauf Flowback zur Behandlungsanlage
- Qualität des Flowback für Referenzparameter (s.o.)
- Menge/Zeit Ablauf Behandlungsanlage,
- Qualität des gereinigten Wassers
- Menge und Zusammensetzung Rückstände aus der Behandlung (z.B. die Salze, Schlämme, etc.)
- Gasemissionen aus der Flowbackaufbereitung

Output Bohrplatz

- Menge und Qualität der abtransportierten Frac-Fluide (Rest)
- Menge des abtransportierten und als Flowback zur Entsorgung (inkl. Dokumentation der Entsorgungsnachweise und Zuständigkeiten) deklarierten Abwassers. Ggf. Menge/Zeit gereinigtes Flowback aufgeteilt nach Entsorgungspfaden (inkl. Dokumentation der Entsorgungsnachweise und Zuständigkeiten)
- Ggf. Menge abgeleitetes / abtransportiertes Flowback zur Behandlung
- Menge und Beschreibung der abtransportierten Rückstände (inkl. Dokumentation der Entsorgungsnachweise und Zuständigkeiten)
- Menge Frac-Fluid welches untertage verbleibt

Im Falle einer (semi-)zentralen **Flowbackbehandlung für mehrere / alle Bohrplätze im Lagerstättengebiet** ist ein entsprechendes Monitoring auch auf die Aufbereitungsanlage zu übertragen, das sich auf den gesamten Aufbereitungsprozess erstreckt. Das Monitoring ist an das gewählte Verfahren anzupassen. Als Eckpunkte sind immer aufzunehmen und zu dokumentieren:

- Menge/Zeit Zulauf Flowback zur Behandlungsanlage (bohrplatzspezifisch)
- Qualität des Flowback für Referenzparameter (s.o.)
- Menge/Zeit Ablauf Behandlungsanlage,

- Qualität des gereinigten Wassers
- Menge und Zusammensetzung Rückstände aus der Behandlung (z.B. Salze, Schlämme, etc.) inkl. Dokumentation der Entsorgungsnachweise und Zuständigkeiten
- Gasemissionen aus der Flowbackaufbereitung

Im Falle der Weiterbehandlung des **Flowback über eine kommunale Kläranlage (Indirekteinleitung)** ist ein entsprechendes Monitoring auch auf diese Anlage zu übertragen. Das Monitoring ist an das gewählte Verfahren anzupassen. Als Eckpunkte sind immer aufzunehmen und zu dokumentieren:

- Menge/Zeit Flowback zur Kläranlage (Bohrplatzspezifisch)
- Qualität des Flowback für Referenzparameter (s.o.)
- Qualität Ablauf Kläranlage evtl. Erweitert um flowbackspezifische Referenzparameter
- Menge und Zusammensetzung der Rückstände aus der Abwasserbehandlung (z.B. Schlämme etc.) inkl. Dokumentation der Entsorgungsnachweise und Zuständigkeiten

5.3.3 Datenerfassung, Datenauswertung und Dokumentation

Die gesamte Erfassung, Auswertung und Dokumentation aller relevanten Daten sollte weitgehend automatisiert durch eine Prozessdatenverarbeitung / ein Prozessleitsystem erfolgen. Diese muss gewährleisten, dass das gesamte Prozessgeschehen transparent und alle erforderlichen Handlungen schnell und zielgerecht ableitbar sind.

Weiter sind die Prozessdaten umfassend und nachvollziehbar zu dokumentieren und die langfristige Verfügbarkeit der Daten (z.B. über die eingesetzten Chemikalien und deren Mengen in räumlicher Auflösung (siehe auch Kapitel Kataster) muss gewährleistet sein. Auch eine Nachweisführung gegenüber Dritten (Behörde) über ein solches System ist denkbar.

Im ATV-DVWK Merkblatt M260 (2001) „Erfassen, Darstellen, Auswerten und Dokumentieren der Betriebsdaten von Abwasserbehandlungsanlagen mit Hilfe der Prozessdatenverarbeitung“ befasst sich mit solchen Prozessdatenverarbeitungs- und -leitsystemen für Abwasserbehandlungsanlagen. Die Empfehlungen und Hinweise bezüglich **Anlagenführung** (Überwachen, Beobachten, Auswerten, Optimieren) und **Dokumentation** (Registrieren und Archivieren) sind in Teilen hervorragend auf den betrachteten Anwendungsfall übertragbar, ebenso einige Muster- und Beispielvorlagen für einzelne Leistungen.

Im Folgenden werden die in dem Merkblatt formulierten Anforderungen an die Datenstruktur, die Datenerfassung und Datensicherung erläutert und am **Beispiel des Monitorings der Wasser- und Stoffströme auf dem Bohrplatz** beschrieben.

Datenstruktur

Die Prozessdaten eines Systems lassen sich aufgrund ihres Datentyps als Binär-, Analog- oder Zählwert sowie nach Art der Erfassung untergliedern. Ferner lassen sie sich in Inputdaten, abgeleitete Daten und Outputdaten klassifizieren.

Im Merkblatt M260 (2001) finden sich Übersichten von möglichen Datenzuordnungen ergänzt um Anwendungsbeispiele. Diese werden im Folgenden auf eine mögliche Datenstruktur

tur/Datenzuordnung **beispielhaft für einen Frac-Vorgang** mit den entsprechenden Anwendungsbeispielen übertragen.

Digitale Daten	
Input	Online zu erfassen wären hier Betriebsmeldungen wie Schaltmeldungen von Pumpen, Maschinen, Aggregaten sowie Störmeldungen wie Grenzwertüberschreitungen, Aggregatstörung Als Handwerte können ggf. zusätzliche Anlagen- und Maschinenzustände (An/Aus) eingegeben werden
Abgeleitete Daten	Störmeldungen: Grenzwertüberschreitungen, Aggregatstörung z.B. Sammelstörungen und Instandhaltungsmeldungen
Output	Alarmausgaben, Impuls- oder Dauerbefehle

Analoge Daten	
Input	Online zu erfassen: • verfahrenstechnische Daten wie Füllstände Speicher, Schieberstellungen, Frischwasserverbrauch, Niederschlagsmengen, Stromverbrauch, online gemessene Parameter wie T, pH, LF, SAK, Trübung, Radioaktivität im Flowback, Druck, Durchflussmengen. • Ggf. Datenimport aus Fremdsystemen (Z.B. spezielle Daten von den Bohrfirmen, die während der Bohrung aufgezeichnet werden) Als Handwerte sollten alle relevanten Labor- und Betriebsdaten aufgezeichnet werden wie: • Niederschlagsdaten • Frischwasserverbrauch • Angelieferte Menge und eindeutige Bezeichnung der Chemikalien, Hilfsstoffe und vorbereiteten Fluide für das Frac-Fluid • angelieferte Menge und Qualität von Recyclat (inkl. pH, KW, Leitfähigkeit, Metalle, weiter spezifische Parameter) • Angelieferte Menge und Art der Proppants • Menge und genaue Zusammensetzung des insgesamt angemischten Frac-Fluids • Menge/Zeit des eingesetzten Frac-Fluids • Menge/Zeit Flowback • Analysenergebnisse Flowback für Referenzparameter • Bei einer Flowbackbehandlung: ○ Menge/Zeit Flowback Stapelung ○ Menge/Zeit Zulauf Flowback zur Behandlungsanlage ○ Menge/Zeit Ablauf Behandlungsanlage, Inhaltsstoffe des gereinigten Wassers ○ Menge und Zusammensetzung Rückstände aus der Behandlung (z.B. die Salze, Schlämme, etc.) ○ Weitere anlagenspezifischen Parameter • Menge der restlichen, abtransportierten Frac-Fluide • Menge Flowback zur Entsorgung • Ggf. Menge/Zeit gereinigtes Flowback aufgeteilt nach Entsorgungspfaden • Menge der abtransportierten Rückstände • Menge Frac-Fluid, welches untertage verbleibt • Analysenergebnisse des gefördertem Gases für Referenzparameter (z.B. Kohlenwasserstoffe, Hg, CH₄, H₂S)

Analoge Daten	
Abgeleitete Daten	Kennzahlen (verfahrenstechnisch, betriebstechnisch und betriebswirtschaftlich) und statistische Werte (Mittelwerte, Standardabweichungen, etc.): Bilanzgrößen wie z.B. • Menge verbrauchtes Frac-Fluid • Menge anfallendes Flowback • Menge behandeltes Flowback • Menge Schlämme + Rückstände aus Aufbereitung • Menge abtransportiertes Flowback sollen über Summenkurven aufgenommen werden. Hierdurch wird eine zeitlich exakte Bilanzierung der Flüssigkeitsmengen möglich. Evtl. Leckagen können unmittelbar festgestellt und zeitlich nachvollzogen werden (beispielsweise aus dem Vergleich der Summe Flowbackmenge und dem Füllstand im Flowbackpeicher) Alle weiteren Auswertungen, die für die Überwachungsbehörde und das Chemikalienkataster notwendig sind. Auch die Ableitung von Kennwerten, anhand derer der Wechsel zwischen den Flowback-/Produktionswasserphasen I und II bzw. II und III definiert wird, fallen unter diesen Punkt.
Output	Datenexport an externe Systeme (z.B.an die Überwachungsbehörde) Archiv/Kataster/Dokumentation

Zählwerte	
Input	z.B. Betriebsstundenzähler

Für die Hinterlegung von Dokumenten wie Sicherheitsdatenblättern, Stofflisten, Abfallschlüsselnummern und Entsorgungsnachweise ist im Prozessleitsystem ein spezieller Archivbereich anzulegen.

Datenerfassung und Speicherung

Die Erhebung und Verarbeitung der Daten müssen im Prozessleitsystem unter Berücksichtigung der vorgesehenen Darstellung und Auswertung aufeinander abgestimmt werden. Besondere Berücksichtigung kommt dabei der Dynamik des betrachteten Vorganges zu, wobei die zu speichernde Datenmenge in einem wirtschaftlich und technisch vertretbaren Rahmen bleiben muss.

Bei der kontinuierlichen Erfassung von Messwerten, werden diese in regelmäßigen Zeitintervallen (zyklisch) oder ggf. auch ereignisgesteuert abgerufen.

Beispielhaft ist nachfolgend die zyklische Erfassung automatisch erfasster Analogwerte, wie sie beim Frac-Vorgang erfolgen könnte, aufgeführt:

Zyklische Erfassung automatisch erfasster Analogwerte
Erfassungsrate: 1/s, 1/min Verdichtung/Speicherung: 30s-Werte, mindestens als 1 min-Werte z.B. Volumenströme: ○ Menge des verbrachten Frac-Fluids ○ Menge der verbrachten Proppants ○ Menge des anfallenden Flowback Füllstände in allen Speichern
Erfassungsrate: 1/min Verdichtung/Speicherung: 3 min-Werte z.B. online Analysen ○ T, pH, LF, SAK im Flowback Verdichtung/Speicherung: 15 min-Werte ○ Niederschlagsmengen Quasi-kontinuierlich Prozessanalysen einer Flowbackbehandlung (z.B. TOC)

Die Handdaten werden manuell über spezielle Eingabemasken eingegeben, die zeitliche Zuordnung erfolgt durch die Eintragung in ein vorgegebenes Zeitraster. Es ist sicherzustellen, dass auch die Originaldaten (z.B. in gescannter Form oder als Mikrofiche) archiviert und aufbewahrt werden.

Die Aufbewahrungsfrist für alle Daten (aus dem Datenerfassungssystem und der Originaldaten) sollte je nach Größe der Frac-Maßnahme 50 bis 100 Jahre betragen.

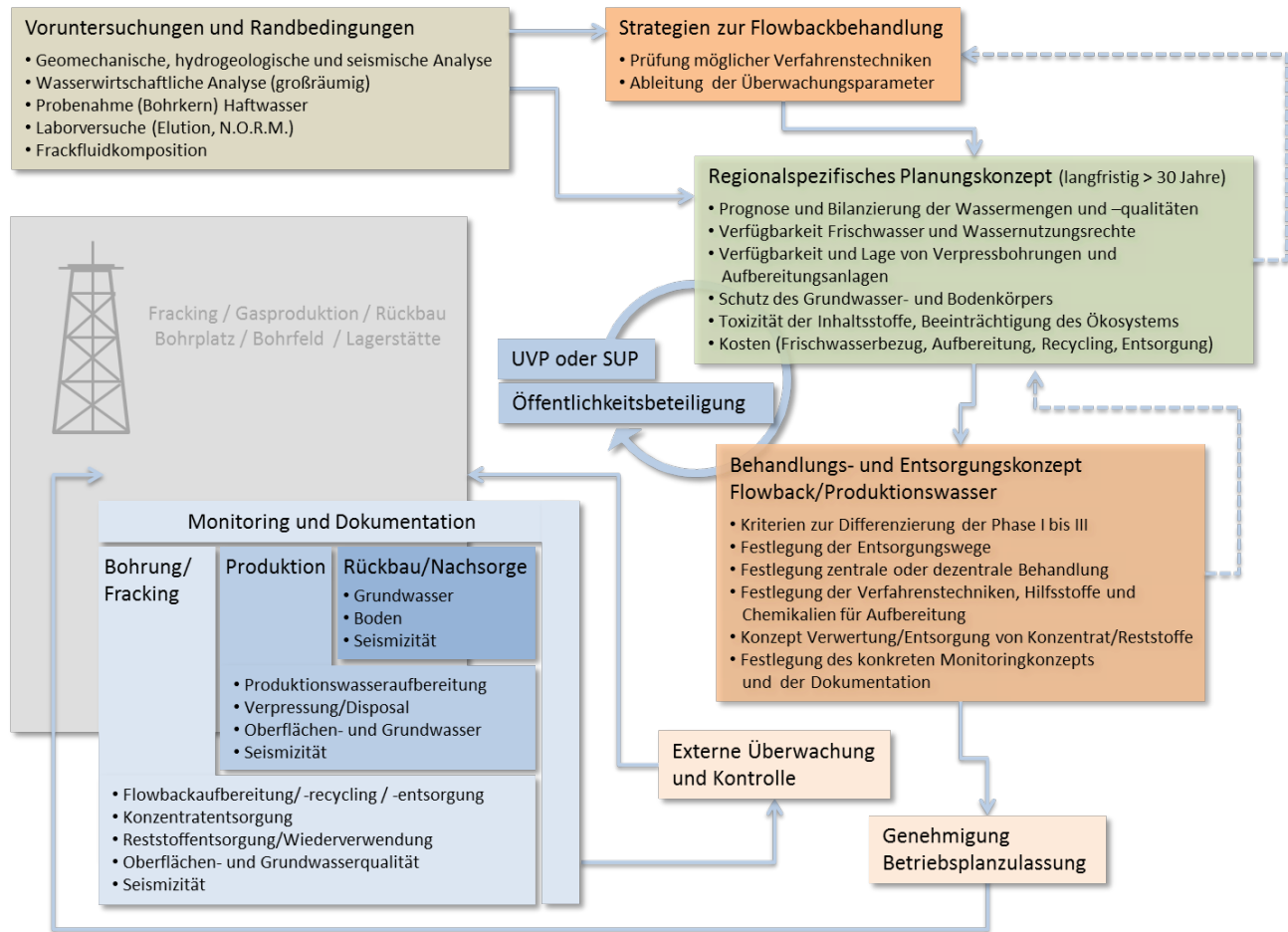
Sicherlich sind auch andere Systeme als das hier betrachtete zur Erfassung, Auswertung und Dokumentation von Prozessdaten auf den Anwendungsfall übertragbar. Hier wäre auch die Anwendbarkeit ggf. schon vorhandene Datenerfassungssysteme von Überwachungsbehörden (z.B. in den USA) oder auch der gasfördernden Industrie zu prüfen.

Gekoppelt an die Gasförderdaten sind in Texas auch bohrplatzspezifische Angaben zur Lagerstätte (Lage, Tiefe, Formation), zur Exploration (Bohrdaten, Wasserverbrauch beim Hydraulic-Fracking, usw.) und zur Produktion (Verrohrung, Gasproduktionsrate, Kopfdruck, etc.) an die Genehmigungsbehörde zu liefern, die dann in eine Datenbank eingepflegt werden. Kommerziell werden diese Daten u.a. über die Datenbank IHS Enerdeq® - Energy Information Access and Integration Platform angeboten (Nicot, 2013; IHS, 2013).

5.3.4 Resümee

Die folgende Abb. 30 veranschaulicht zusammenfassend für Kap. 5.3 die Zusammenhänge und Abläufe bei der Entwicklung von Behandlungs- und Entsorgungskonzepten für den Flowback einschließlich des Managements der relevanten Wasser- und Stoffströme und verdeutlicht die zentrale Rolle eines umfassenden Monitorings hinsichtlich Überwachung und Gefahrenabwehr.

Abb. 61: Zusammenhänge und Abläufe bei der Entwicklung von spezifischen Behandlungs- und Entsorgungskonzepten für den Flowback und zentrale Bedeutung eines umfassenden Monitorings für Planung, Betrieb und Überwachung



ISAH, 2014

Die Ausbeutung eines Schiefergasvorkommens ist zeitlich in die drei Abschnitte Exploration, Produktion und Rückbau/Nachsorge unterteilt, welches auch mit entsprechenden zu genehmigenden Betriebsplänen hinterlegt ist:

- **Sonderbetriebsplan:** Exploration (Erkundung und Hydraulic Fracking),
- **Betriebsplan:** Produktion (Gasförderung und Verpressung) sowie
- **Abschlussbetriebsplan:** Rückbau der Aggregate und Rückführung der Liegenschaft.

Betrachtet man den zeitlichen Aspekt für das Monitoring und die Dokumentation, so muss zunächst festgehalten werden, dass die Dauer der drei Abschnitte (Exploration, Produktion und Rückbau/Nachsorge) lagerstättenspezifisch variiert und insbesondere von der räumlichen Ausdehnung und der Größe des förderwürdigen Erdgasvorkommens abhängig ist. Die folgenden Angaben sind daher als Größenordnungen zu verstehen.

Schneble et al. (2012) skizzieren den zeitlichen Ablauf auf einem Bohrplatz. So wird für die Phase der Exploration kalkuliert, dass die Erkundungsbohrungen (inkl. Auf-/Abbau Bohranlage) rund 3-4 Monate in Anspruch nehmen, die Phase der Feldentwicklung (Bohrvorgänge inkl. Fracking) bis zu 14 Monate (bei 20 Bohrungen).

Bei Erschließung einer gesamten Lagerstätte mit zahlreichen Bohrplätzen kann die Exploration somit etliche Jahre in Anspruch nehmen und entsprechende Infrastrukturmaßnahmen bedingen.

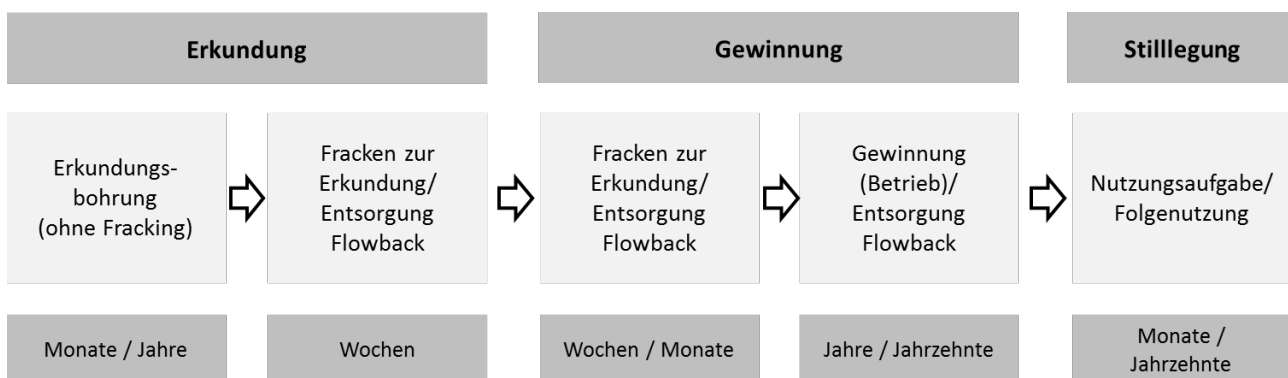
Der Bohrplatz bleibt dann über den gesamten Förderzeitraum (etwa 15 - 30 Jahre) erhalten (Produktionsphase).

Nach Abschluss des Förderbetriebes (Erschöpfung des förderungswürdigen Erdgasvorkommens) erfolgt im Regelfall zeitnah ein vollständiger Rückbau der oberirdischen Infrastruktureinrichtungen einschließlich der Flächenbefestigung. Die über den Abschlussbetriebsplan geregelte Wiederherstellung des Ursprungszustandes der Bohrplatzflächen (z.B. durch Wiederaufforstung) oder auch die Herstellung einer gewünschten anderweitigen Nutzung kann Jahre oder auch Jahrzehnte in Anspruch nehmen (*Schneble et al., 2012*). Im Hinblick auf ein regionalspezifisches Monitoringkonzept ist diese Phase um eine Nachsorge zu erweitern bzw. in diese überzuleiten (vgl. Abb. 30).

Die Nachsorge umfasst neben der Wiederherstellung des Ursprungszustandes auch alle Monitoringmaßnahmen, über die langfristig sichergestellt ist, dass evtl. Umweltbeeinträchtigung als Folge der Erdgasförderung festgestellt und dokumentiert werden. Hierunter fällt ein langfristiges Grundwassermonitoring wie auch ein Monitoring der Methanfreisetzungen in dem Gebiet (vgl. Kapitel Grundwassermonitoringkonzept). Die rechtliche Würdigung dieser Monitoring Strategie könnte analog zur Deponieverordnung DepV - insbesondere §11 Stilllegung, §12 Nachsorge- erfolgen. Das Ende der Nachsorge könnte über die zeitliche Änderung von festgelegten Indikatoren (Gradientenmethode) definiert und einvernehmlich mit der Genehmigungsbehörde (z.B. Gefahrenabwehrbehörde, hier: Bergbaubehörde, LBEG) festgelegt werden. Die externe Überwachung und Kontrolle kann sowohl über die Überwachungsbehörde (z.B. Wasserbehörde) als auch über die Bergbaubehörde bzw. im Einklang mit dieser erfolgen.

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU, 2013) gibt vergleichbare Zeiträume für die Gewinnung von Schiefergas an (Abb. 31). Die Phase der „Stilllegung“ umfasst in der Darstellung des SRU neben der Nutzungsaufgabe auch die Folgenutzung (Dauer „Jahrzehnte“) und überschneidet sich zeitlich mit der hier als „Nachsorge“ vorgeschlagenen Phase.

Abb. 62: Prozessschritte der Förderung von Schiefergas und die Zeiträume nach SRU



SRU, 2013; verändert

Das Monitoring und die Dokumentation sind an die einzelnen Phasen: Exploration, Produktion sowie Rückbau/Nachsorge anzupassen.

5.4 Wasser- und Stoffbilanzen am Beispiel des ausgewählten Settings

Für die Ausbeutung der im Setting für dieses Projekt beschriebenen Schiefergaslagerstätte mit einem Ausmaß von 260 km² (siehe Kapitel Allgemeine Einführung) werden für eine überschlägige Berechnung von Wassermengen- sowie Stoffbilanzierung des Weiteren folgende Annahmen getroffen:

Pro Frac werden 1.600 m³ Frac-Fluid eingesetzt (vgl. Ewen et al. 2012). Dieses Frac-Fluid enthält 288m³ Proppants (18% von Frac-Fluid) und 16 m³ Additive (1% vom Frac-Fluid). Pro Einzelbohrung erfolgen 10 Fracs. In dem gesamten Lagerstättengebiet können 144 Bohrplätze realisiert werden.

Für den Flowbackanfall wird davon ausgegangen, dass 20% der verpressten Frac-Fluidmenge als Flowback (oder später als Produktionswasser bezeichnet) wieder über Tage gelangen.

Weiter wird angenommen, dass 75% des Flowback für den folgenden Frac-Prozess wiedereingesetzt (recycelt) werden kann.

Die folgende Tabelle zeigt die getroffenen Annahmen als Übersicht:

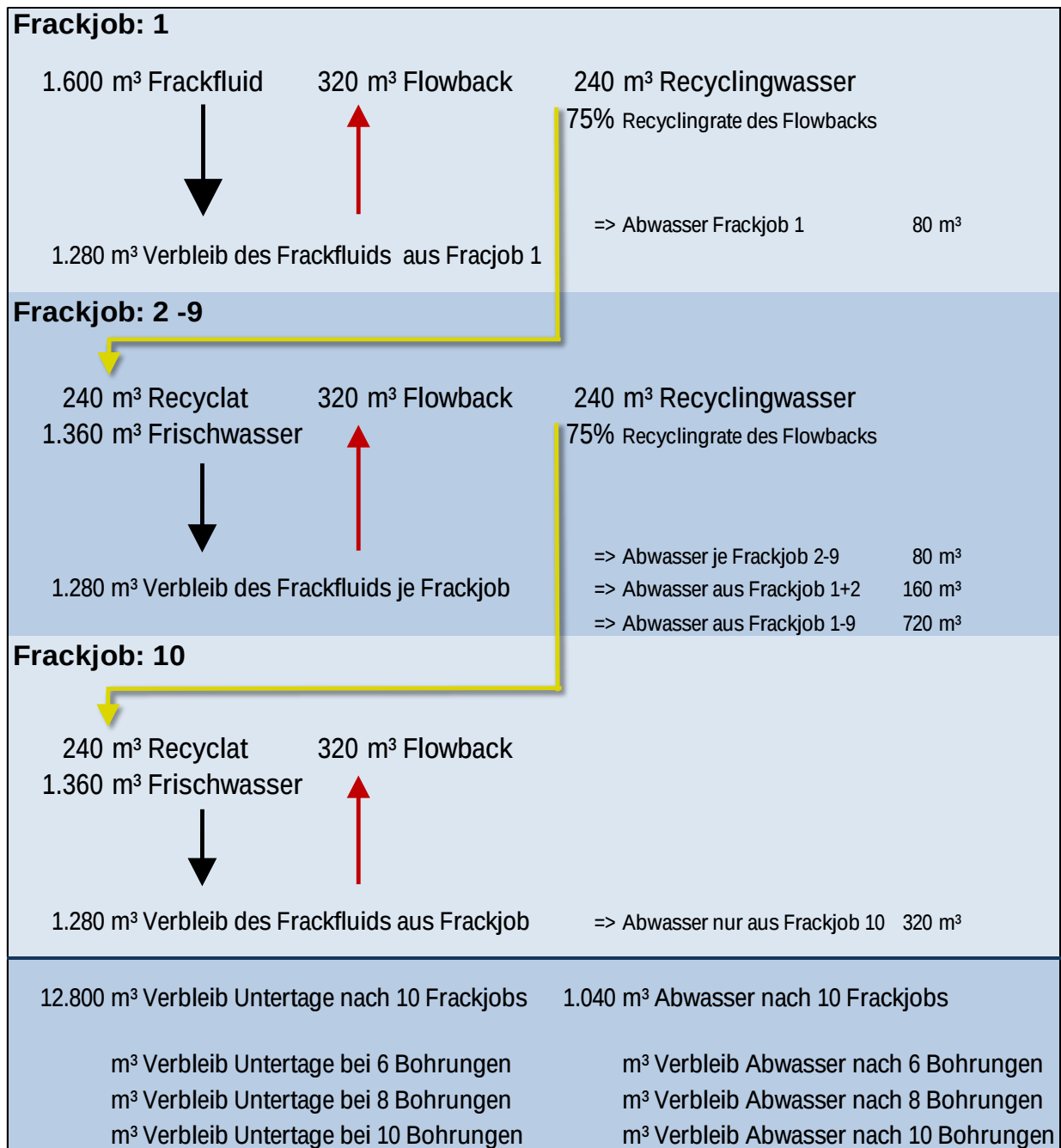
Tab. 11: Annahmen für die Wassermengen- und Stoffbilanz

Anzahl der Frackings	10 je Bohrung	
Anzahl der Nach-Frackings	0 je Bohrung	
Rückfördermenge	20 % des Frac-Fluids	
Recyclingrate	75 % des Flowback	
Anzahl Bohrplätze	144	
Wasserbedarf/ Fracking	1600 m ³	
Proppantbedarf/ Fracking	288 m ³	18 % des Frac-Fluids
Chem. Additive/ Fracking	16 m ³	1 % des Frac-Fluids

ISAH, 2014

Die Dauer der Gas-Förderung wird in unserem hier zu Grunde gelegten Setting mit 20 bis 30 Jahren benannt. Für die Bereitstellung von Wasser für die Frac-Fluide und den Anfall und die Behandlung des Flowback werden hiervon die ersten 10 Jahren als realistischer Zeitraum erachtet und für die folgenden Auswertungen verwendet. Mit diesen Annahmen lassen sich die im folgenden Schema dargestellten Wasser- und Stoffmengen für eine Bohrung mit je 10 Frac-Maßnahmen berechnen.

Abb. 63: Schema des Flowbackrecycling zur Ermittlung der Abwassermengen



ISAH, 2014

Nutzt man diese Werte weiter um die Wasser- und Stoffmengen in der gesamten Region (Größe der Lagerstätte 260 km²) abzuschätzen, ergeben sich für die Varianten „mit Recycling“ und „ohne Recycling“ die Werte in Abb. 33, hochgerechnet auf einen Bohrplatz (unter Berücksichtigung der Varianten 6, 8 und 10 Bohrungen pro Bohrplatz).

Abb. 64: Wasser- und Stoffmengenbilanz für die Lagerstätte des Settings

6 Horizontalbohrungen	Bezogen auf 260 km ²	ohne Recycling	mit Recycling	
	Bohrplätze	144	Recyclingrate	75%
	Bohrungen	864	Entsorgung	25%
	Anzahl der Frackjobs	8.640		
	Frackfluidbedarf	13.824.000 m ³		
	Frischwasserbedarf	13.824.000 m ³		11.750.400 m ³
	Stützmittelbedarf	2.488.320 m ³		
	Additive	138.240 m ³		
	Flowbackrate	20%		
	Flowback	2.764.800 m ³		2.764.800 m ³
	Recyclat*	0 m ³		2.073.600 m ³
	Abwasser / Konzentrat	2.764.800 m ³		691.200 m ³
	Verbleib Untertage	11.059.200 m ³		11.059.200 m ³

*aufzubereitendes Abwasser = vermiedenes Frischwasser

8 Horizontalbohrungen	Bezogen auf 260 km ²	ohne Recycling	mit Recycling	
	Bohrplätze	144	Recyclingrate	75%
	Bohrungen	1152	Entsorgung	25%
	Anzahl der Frackjobs	11.520		
	Frackfluidbedarf	18.432.000		
	Frischwasserbedarf	18.432.000 m ³		15.667.200 m ³
	Stützmittelbedarf	3.317.760 m ³		
	Additive	184.320 m ³		
	Flowbackrate	20%		
	Flowback	3.686.400 m ³		3.686.400 m ³
	Recyclat*	0 m ³		2.764.800 m ³
	Abwasser / Konzentrat	3.686.400 m ³		921.600 m ³
	Verbleib Untertage	14.745.600 m ³		14.745.600 m ³

10 Horizontalbohrungen	Bezogen auf 260 km ²	ohne Recycling	mit Recycling	
	Bohrplätze	144	Recyclingrate	75%
	Bohrungen	1440	Entsorgung	25%
	Anzahl der Frackjobs	14.400		
	Frackfluidbedarf	23.040.000		
	Frischwasserbedarf	23.040.000 m ³		19.584.000 m ³
	Stützmittelbedarf	4.147.200 m ³		
	Additive	230.400 m ³		
	Flowbackrate	20%		
	Flowback	4.608.000 m ³		4.608.000 m ³
	Recyclat*	0 m ³		3.456.000 m ³
	Abwasser / Konzentrat	4.608.000		1.152.000 m ³
	Verbleib Untertage	18.432.000 m ³		18.432.000 m ³

ISAH, 2014

Wird der Flowback nicht aufbereitet und wieder eingesetzt, lässt sich ablesen, dass bei 10 Horizontalbohrungen 23 Mio. m³ als Frischwasser aus Brunnen oder vom Wasserversorger bezogen werden müssen (siehe auch Kapitel Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz).

Für das Beispielgebiet (260 km²) und den Betrachtungszeitraum (10 Jahre) soll diese Wasserentnahme der jährlichen Niederschlagshöhe sowie der jährlichen Grundwasserneubildung gegenüber gestellt werden. So entsprechen 23 Mio. m³ Wasser für die Frac-Fluide in dem Gebiet rund 89 mm Niederschlag. Bezogen auf 10 Jahre entspricht dies einer jährlichen Niederschlagsmenge von ca. 9 mm allein für das Frac-Fluid, welche bei Grundwasserentnahme auf die Grundwasserneubildungsrate in diesem Gebiet bezogen werden muss. Die Grundwasserneubildungsrate variiert in dem betrachteten Gebiet räumlich relativ stark und ist unter anderem abhängig von kleinräumigen Faktoren wie Durchlässigkeit der Böden sowie dem Bewuchs und dem Relief der Bodenoberfläche. Während für einige Bereiche in dem betrachteten Gebiet mittlere Jahreswerte von <51 mm/a verzeichnet sind, werden vereinzelt Neubildungsraten bis zu 350 mm/a angegeben (NIBIS® Kartenserver, 2012). Die jährliche Niederschlagshöhe beträgt in der betrachteten Region zum Vergleich rund 700 mm/a (Müller-Westermeier et al., 2001).

Bei Betrachtung und Bewertung des Wasserdargebotes ist grundsätzlich zu beachten, dass eine hohe Grundwasserneubildungsrate nicht unbedingt bedeutet, dass auch gute Entnahmebedingungen für das Grundwasser vorhanden sind. Auch vorhandene Nutzungen und Entnahmerechte sind zu beachten. Des Weiteren ist auch der saisonale Aspekt von Bedeutung. So ist die Grundwasserneubildung im Winter besonders hoch da ein großer Teil der Niederschläge versickern kann. In der wärmeren Jahreszeit verdunstet dagegen ein großer Teil des Niederschlags bereits an der Oberfläche oder wird von Pflanzen aufgenommen.

Durch die Wiederverwendung von Flowback (75% Recyclingrate) vermindert sich die notwendige Frischwassermenge bei 10 Horizontalbohrungen von 23 Mio. m³ lediglich auf 19,6 Mio. m³. Allerdings vermindern sich durch die Wiederverwendung des Flowback die zu entsorgenden Abwassermengen erheblich. So stehen einer maximalen zu entsorgenden Abwassermenge „ohne Recycling“ von 4,6 Mio. m³ eine um den Faktor 4 geringere zu entsorgende Abwasser- bzw. Konzentratmenge in Höhe von 1,2 Mio. m³ bei einer Recyclingrate von 75% gegenüber.

6 Handlungsempfehlungen

6.1 Regionalspezifisches und behördlich überprüfbares Monitoring-Programm

Die Erschließung einer Schiefergaslagerstätte wie auch jede einzelne Frac-Maßnahme sollte grundsätzlich durch ein umfassendes bohrplatz- und regionalspezifisches und behördlich überprüfbares Monitoring-Programm (Analysenplan, Probenahme, elektronisches Betriebstagebuch, etc.) begleitet werden, welches eine belastbare Bilanzierung und langfristige Dokumentation der Wasser- und Stoffströme ermöglicht und auch eine behördliche Überwachung integriert.

Bereits mit den Voruntersuchungen der Erkundung und den ersten Explorationsbohrungen sollte ein regionales Planungskonzept für die Lagerstätte und die zugehörigen Grund- und Oberflächenwassereinzugsgebiete mit folgenden Inhalten erstellt werden:

- Geplante Einrichtung von Bohrungen in räumlicher und zeitlicher Darstellung von der Errichtung der ersten Bohrstelle bis zur Wiederherstellung des „ursprünglichen“ Zustandes.
- Geplante Einrichtungen zum Gewässermonitoring (Grundwasser und Oberflächengewässer)
- Zusammenstellung von vorhandenen Informationen zur Lagerstättencharakteristik sowie zur Qualität und Quantität des Lagerstättenwassers / Haftwassers sowie ggf. Untersuchungen zur Qualität des Lagerstättenwasser und des Lagerstättengesteins (Analyse aus der Exploration, Elutionsversuche, etc.)
- Prognose für den räumlichen und zeitlichen Verlauf für die Region
 - Wasserbedarf und -herkunft
 - Frac-Fluidbedarf-Management (für Region über Zeit)
 - eingesetzte Chemikalien
 - eingesetzte Proppants Mengen
- Niederschlagswasserhaushalt (Ableitung, Verwertung)
- Abschätzung des Einflusses auf und des Risikos für die betroffene aquatische Umwelt (Quantität, Qualität) als Grundlage für ein Monitoringkonzept

So können mit dem regionalen Planungskonzept weitere Prognosen für den Flowback und die notwendige Maßnahmen zur Behandlung, Verwertung und Entsorgung von Flowback und Produktionswasser abgeleitet werden, die folgenden Punkt umfassen:

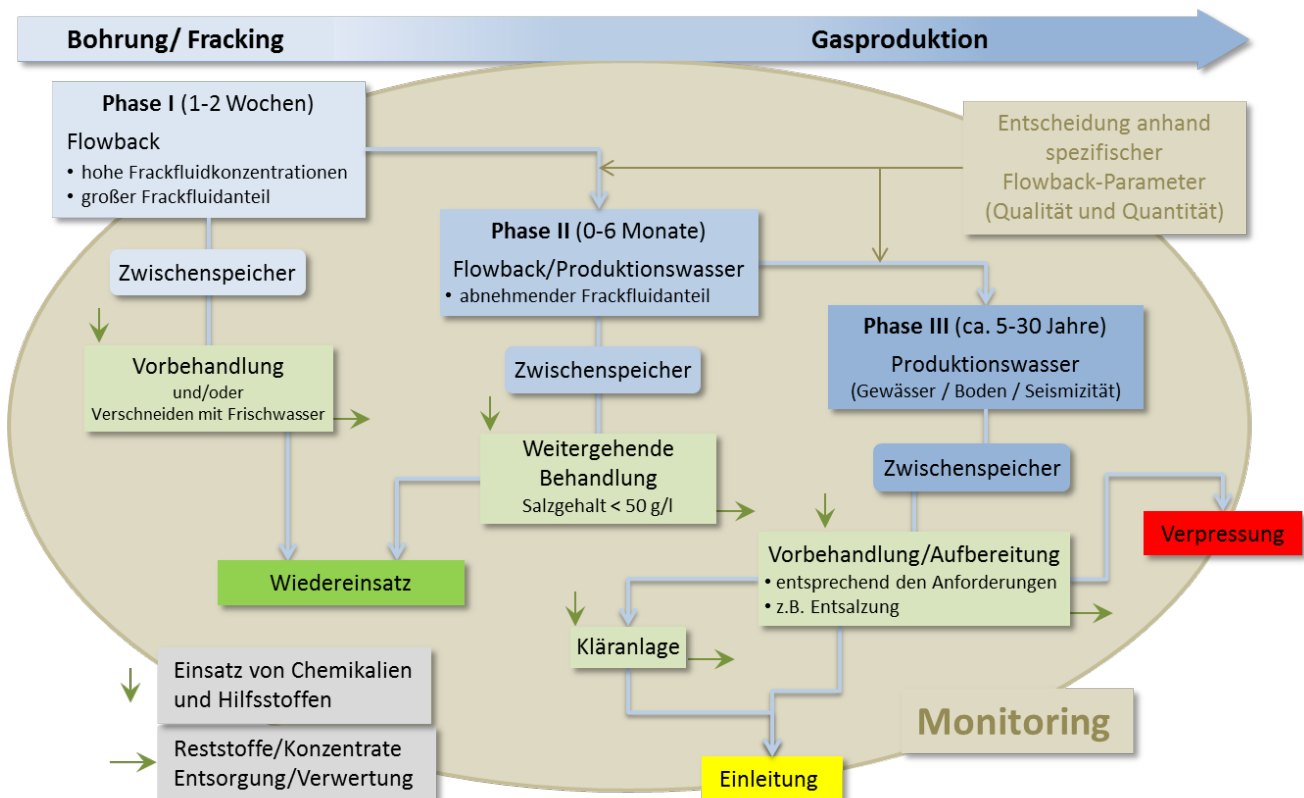
- Abschätzung Qualität und Quantität über Zeit (Leichtstoffe, Feststoffe, Salze, Metalle, etc.)
- Konzept für Behandlung – Verbleib des Flowback unter Berücksichtigung von Wiedereinsatz (Vorrangigkeit der Vermeidung von Flowback vor Behandlung und Wiedereinsatz und vor Entsorgung (zertifizierte Entsorgungsfirmen, ggf. Verpressung))
- Abschätzung der Zwischenspeichervolumina, Verweilzeiten und des analytischen Begleitprogramms (u.a. Emissionsmessungen, Schlammanfall, etc.)

- Abschätzung und Abwägung von Aufwand und Nutzen sowie Risiken und Umweltauswirkungen einer dezentralen, zentralen bzw. mobilen oder externen (Drittanbieter) Aufbereitungsstrategie
- Prognose der Wasser- und Stoffströme für die Lagerstätte und die zugehörigen Grund- und Oberflächenwassereinzugsgebiete

6.2 Zeitliche Einteilung des Flowback in Phasen

Zur Entwicklung eines dem Stand der Technik nach WHG adäquaten Flowbackbehandlungskonzepts sollte wie in Kap. 4.1.5 erläutert eine Aufteilung des bei der Rückförderung anfallenden Wassers in die Phasen „Flowback“ (Phase I), eine Übergangsphase (Phase II) und „Produktionswasser“ (Phase III) erfolgen. Abb. 34 zeigt neben der Einteilung auch die spezifisch anzustrebenden Aufbereitungswege aus den einzelnen Phasen.

Abb. 65: Einteilung der rückgeführten Wassermengen (Flowback / Produktionswasser), Auswahl der entsprechenden Aufbereitung



ISAH, 2014

Die zeitliche Ausdehnung der Übergangsphase II dürfte je nach Gegebenheit unterschiedlich ausfallen. Die Praktikabilität des Wechsels von Flowback zu Produktionswasser ist durch Labor- und Pilotversuche unter Diskussion des zu würdigenden Rechtsrahmens (Nachweispflicht, Genehmigung, Monitoring, etc.) zu verifizieren und zu validieren (s. Abb. 34). Für die Bewertung des zurückgeführten Frac-Fluids sind folgende Methoden vorstellbar:

- Messung des Salzkonzentrationsverlaufs;
- Messung von Additiven sowie ihrer Oxidations- und Abbauprodukte;
- Detektion ausgewählter Isotopenverhältnisse (z.B. H2 oder C14);
- Beobachtung der sich verändernden Halogen-Chemie der Salze (z.B. Br/Cl-Verhältnis);
- Auswertung der Anionen / Kationen Verhältnisse (z.B. Piper oder Schöller Diagramme).

Die Dauer der Phase II kann bis zu 6 Monaten betragen - aber auch ein direkter Wechsel von Phase I zu Phase III ist denkbar. Die Phase III umfasst dann die gesamte Gasproduktionsphase.

6.3 Auswahl und Zusammenstellung von Flowbackbehandlungsverfahren

Um einen konstanten und wirtschaftlichen Betrieb der Aufbereitungsanlagen zu ermöglichen kann es sinnvoll sein, Flowback und Produktionswasser im Zwischenspeicher zu sammeln und Konzentrationsspitzen auszugleichen.

Um Flowback und Produktionswasser für den Wiedereinsatz, die Einleitung oder die Verpressung adäquat aufzubereiten, reicht ein einzelnes Verfahren nicht aus. Erst eine sinnvolle Kombination verschiedener Verfahrenstechniken führt zum gewünschten Reinigungsziel bzw. zur geforderten Aufbereitungsqualität. Anhand der in Kap. 4.2.2 vorgenommenen Einteilung der Flowback- und Produktionswasserinhaltsstoffe in Cluster sowie der Entsorgungs- und Verwertungsziele sind einvernehmlich mit den Behörden die Aufbereitungsstufen und das entsprechende Monitoring festzulegen. Abb. 35 zeigt schematisch das entsprechende Vorgehen.

Abb. 66: Auswahl der Flowback- und Produktionswasseraufbereitungsstufen entsprechend den Verwertungs- und Entsorgungszielen



* aus Acharya & Wilson (2012)

Aus Acharya & Wilson, 2012

Der Wiedereinsatz bzw. die Substitution von Frischwasser sollte Vorrang vor der Entsorgung haben. Es ist aber auch deutlich, dass die Wasserwiedergewinnung mit steigendem Aufberei-

tungsziel abnimmt. Hier sind entsprechend dem Verhältnismäßigkeitsprinzip Aufwand, Nutzen und Umweltauswirkung abzuwägen.

Bei jeder Aufbereitung von Flowback und Produktionswasser ist mit spezifischen Konzentraten, Reststoffen und Abfällen zu rechnen. In der Regel werden für die Aufbereitung auch Hilfsstoffe und Chemikalien eingesetzt. Dementsprechend sind Verwertungs- und Entsorgungsmöglichkeiten zu prüfen.

Für Flowback und Produktionswasserbehandlungs- und -entsorgungsverfahren die einen Stand der Technik entsprechend WHG erfüllen sollen, sind daher im Vorfeld folgende Voraussetzungen zu erarbeiten

- Rechtliche Einordnung des Flowback als Abwasser / Abfall bzw. individuelle Festlegung;
- Rechtliche Einordnung und Bewertung der theoretischen Aufbereitungsqualität;
- Rechtliche Einordnung der Aufbereitungsrückstände;
- Abhängigkeit der Behandlungs- bzw. Entsorgungsmaßnahmen von der spezifischen Flowbackqualität;
- Spezifische Betrachtung der Stoffströme zur Ermittlung der möglichen Aufbereitungs-, Verwertungs- oder Entsorgungsschritte;
- Zuordnung der vorhandenen Stoffströme zu den möglichen Behandlungs- und Entsorgungsmöglichkeiten;
- Abhängigkeit eines Individualkonzeptes von der spezifischen Lagerstätte;
- Bewertung der Behandlungs- und Entsorgungsmöglichkeiten hinsichtlich der Umweltverträglichkeit.

6.4 Prozessbegleitendes Monitoring und Nachsorge

Betrachtet man den zeitlichen Aspekt für das Monitoring und die Dokumentation, so muss zunächst festgehalten werden, dass die Dauer der drei Abschnitte (Exploration, Produktion und Rückbau/Nachsorge) lagerstättenspezifisch variiert und insbesondere von der räumlichen Ausdehnung und der Größe des förderwürdigen Erdgasvorkommens abhängig ist. Die gesamte Erfassung, Auswertung und Dokumentation aller relevanten Daten sollte weitgehend automatisiert durch eine Prozessdatenverarbeitung / ein Prozessleitsystem erfolgen. Es sollte gewährleistet sein, dass das gesamte Prozessgeschehen transparent und alle erforderlichen Handlungen schnell und zielgerecht ableitbar sind.

Weiter sind die Prozessdaten umfassend und nachvollziehbar zu dokumentieren und die langfristige Verfügbarkeit der Daten (z.B. über die eingesetzten Chemikalien und deren Mengen in räumlicher Auflösung (siehe auch Kapitel Kataster) muss gewährleistet sein. Auch eine Nachweisführung gegenüber Dritten (Behörde) über ein solches System ist denkbar. Es ist sicherzustellen, dass auch die Originaldaten (z.B. in gescannter Form oder als Mikrofiche) archiviert und aufbewahrt werden. Die Aufbewahrungsfrist für alle Daten (aus dem Datenerfassungssystem und der Originaldaten) sollte je nach Größe der Frac-Maßnahme 50 bis 100 Jahre betragen.

Als Nachsorge werden neben der Wiederherstellung des Ursprungszustandes auf dem Bohrfeld auch alle Monitoringmaßnahmen verstanden, über die langfristig sichergestellt ist, dass mögliche Umweltbeeinträchtigungen als Folge der Erdgasförderung festgestellt und dokumentierten

werden (z.B. langfristiges Grundwassermonitoring, Monitoring der Methanfreisetzungen in dem Gebiet). Die rechtliche Würdigung dieser Monitoring Strategie sollte analog zur Deponieverordnung DepV - insbesondere §11 Stilllegung, §12 Nachsorge- erfolgen. Das Ende der Nachsorge könnte über die zeitliche Änderung von festgelegten Indikatoren (Gradientenmethode) definiert, einvernehmlich mit der Genehmigungsbehörde (z.B. Gefahrenabwehrbehörde) festgelegt werden und mit der Entlassung aus der Bergaufsicht erfolgen. Die externe Überwachung und Kontrolle kann sowohl über die Überwachungsbehörde (z.B. Wasserbehörde) als auch über die Gefahrenabwehrbehörde (in diesem Fall die Bergbaubehörde) bzw. im Einklang mit dieser erfolgen.

6.5 Entwicklung eines Anhangs für die Abwasserverordnung

Um für die öl- und gasfördernde Industrie und die Aufsichtsbehörden entsprechende Rechtssicherheit herzustellen, wird empfohlen, den Stand der Technik für die Behandlung von Flowback über die Entwicklung einer branchenspezifischen Lösung in Form eines Anhangs für die Abwasserverordnung in Deutschland zu definieren. Dieser könnte in einem weiteren Schritt dazu genutzt werden, um auf europäischer Ebene ein entsprechendes BREF-Dokument zu entwickeln.

Für die Entwicklung eines Anhangs für die Abwasserverordnung ist zunächst eine umfassende Datengrundlage zu schaffen. Wie in Kap 4.4. dargelegt, könnten im ersten Schritt die Anhänge für Abwässer betrachtet werden, die zwar aus anderen Herkunftsbereichen stammen, aber ähnlichen Schadstofffrachten/Belastungsmuster aufweisen.

In Anlehnung an die in Frage kommenden Anhänge 36, 49 und 51 könnte der Aufbau eines solchen Anhangs beispielhaft wie folgt aussehen. Die angegebenen Werte spiegeln den Bereich der herangezogenen Anhänge 36, 49 und 51 wieder und dienen an dieser Stelle lediglich der Orientierung.

(A) Anforderungen an das Abwasser zur Einleitung in das Gewässer

(1) An das Einleiten des Abwassers werden für die Einleitungsstelle in das Gewässer folgende Anforderungen gestellt:

	<i>Qualifizierte Stichprobe oder 2-Stunden-Mischprobe mg/l</i>
<i>N.O.R.M.</i>	
<i>Chemischer Sauerstoffbedarf (CSB)</i>	<i>200/150/120/80</i>
<i>Kohlenwasserstoffe, gesamt</i>	<i>1/2/10</i>
<i>Leitfähigkeit</i>	
<i>AOX</i>	
<i>Giftigkeit gegenüber Fischeiern (G_{Ei})</i>	<i>2</i>

Siehe auch Anhaltswerte aus der BBodSchV:

Organische Stoffe	Prüfwert [$\mu\text{g/l}$]
Mineralölkohlenwasserstoffe ¹⁾	200
BTEX ²⁾	20
Benzol	1
LHKW ³⁾	10
Aldrin	0,1
DDT	0,1
Phenole	20
PCB, gesamt ⁴⁾	0,05
PAK, gesamt ⁵⁾	0,20
Naphthalin	7

¹⁾ n-Alkane (C 10 C39), Isoalkane, Cycloalkane und aromatische Kohlenwasserstoffe.

²⁾ Leichtflüchtige aromatische Kohlenwasserstoffe (Benzol, Toluol, Xylole, Ethylbenzol, Styrol, Cumol).

³⁾ Leichtflüchtige Halogenkohlenwasserstoffe (Summe der halogenierten C1- und C2-Kohlenwasserstoffe).

⁴⁾ PCB, gesamt: Summe der polychlorierten Biphenyle; In der Regel Bestimmung über die 6 Kongeneren nach Ballschmitz gemäß AltöVO (DIN 51527) multipliziert mit 5; ggf. z.B. bei bekanntem Stoffspektrum einfache Summenbildung aller relevanten Einzelstoffe (DIN 38407-3-2 bzw. -3-3).

⁵⁾ PAK, gesamt: Summe der polycyclischen aromatischen Kohlenwasserstoffe ohne Naphthalin und Methylnaphthaline; In der Regel Bestimmung über die Summe von 15 Einzelsubstanzen gemäß Liste der US Environmental Protection Agency (EPA) ohne Naphthalin; ggf. unter Berücksichtigung weiterer relevanter PAK (z. B. Chinoline).

(2) Für den CSB kann eine Konzentration bis zu 190 mg/l in der qualifizierten Stichprobe oder 2-Stunden-Mischprobe zugelassen werden, wenn in einer zentralen Flowback oder Produktionswasserbehandlungsanlage die CSB-Fracht um mindestens 80 Prozent vermindert wird. Die Verminderung der CSB-Fracht bezieht sich auf das Verhältnis der CSB-Fracht im Ablauf des Leichtstoffabscheiders oder Extraktionsanlage zu derjenigen des Ablaufs der weitergehenden Abwasserbehandlungsanlage in einem repräsentativen Zeitraum, der 24 Stunden nicht überschreiten soll.

(3) Für die N.O.R.M., ist ein Vorgehen entsprechend der Strahlenschutzverordnung vorzusehen. Für die N.O.R.M. Konzentration der zu entsorgenden Feststoffe sind XY^{146} [Bq/l], für die N.O.R.M. Konzentration, die gelöst vorliegen XY [Bq/l]

B) Anforderungen an das Abwasser vor Vermischung

(1) An das Abwasser werden vor Vermischung mit anderem Abwasser folgende Anforderungen gestellt:

	Qualifizierte Stichprobe oder 2-Stunden-Mischprobe mg/l
Adsorbierbare organisch gebundene Halogene (AOX)	0,1/0,5
Phenolindex nach Destillation und Farbstoffextraktion	0,15

¹⁴⁶ XY [Bq/l] ist der in der Abwasserverordnung festzulegende Grenzwerte/Anforderungen

<i>Benzol und Derivate</i>	<i>0,05</i>
<i>Sulfid- und Mercaptan-Schwefel</i>	<i>1/0,6</i>
<i>Quecksilber</i>	<i>0,05</i>
<i>Cadmium</i>	<i>0,1</i>
<i>Chrom</i>	<i>0,5</i>
<i>Chrom VI</i>	<i>0,1</i>
<i>Nickel</i>	<i>1</i>
<i>Blei</i>	<i>0,5</i>
<i>Kupfer</i>	<i>0,5</i>
<i>Zink</i>	<i>2</i>
<i>Arsen</i>	<i>0,1</i>
<i>Cyanid, leicht freisetzbar</i>	<i>0,2</i>

(2) Abwasser darf mit anderem Abwasser, ausgenommen Abwasser, das aus Anlagen zur biologischen Behandlung von Abfällen stammt, zum Zweck der gemeinsamen biologischen Behandlung nur vermischt werden, wenn zu erwarten ist, dass mindestens eine der folgenden Voraussetzungen erfüllt wird:

Bei der Giftigkeit gegenüber Fischeiern, Leuchtbakterien und Daphnien einer repräsentativen Abwasserprobe werden nach Durchführung eines Eliminationstestes mit Hilfe einer biologischen Labor-Durchlaufkläranlage (Anlage z.B. entsprechend DIN 38412-L 26) folgende Anforderungen nicht überschritten:

Giftigkeit gegenüber Fischeiern $G_{Ei} = 2,$

Giftigkeit gegenüber Daphnien $G_D = 4$ und

Giftigkeit gegenüber Leuchtbakterien $G_L = 4.$

- 1. Es wird ein DOC-Eliminationsgrad von 75 Prozent entsprechend der Nummer [408](#) der Anlage "Analysen- und Messverfahren" erreicht.*
- 2. Das Abwasser weist vor der gemeinsamen biologischen Behandlung mit anderem Abwasser bereits eine CSB Konzentration von weniger als 400 mg/l und eine Salzkonzentration von weniger als XXX mg/l auf.*

C) Anforderungen an das Abwasser für den Ort des Anfalls

Flowback oder Produktionswasser ist in geschlossenen bzw. mit Gasfassung- und behandlung versehenen Behältnissen zu speichern. Der möglicherweise anfallende Schlamm ist entsprechend zu entsorgen. N.O.R.M sind messtechnisch zu überwachen und entsprechend den Belangen des Strahlenschutzes zu berücksichtigen. In der Gasphase sind Quecksilber und leichtflüch-

tige Kohlenwasserstoffe zu bestimmen und entsprechend den Grenzwerten der TA Luft zu behandeln.

6.6 Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Das Wissen um die Umweltauswirkung des Flowback oder des Produktionswassers und deren Aufbereitung bzw. Verwertung ist derzeit nur wenig systematisch untersucht.

Während in den USA in den Universitäten und Forschungseinrichtungen zahlreiche Laborversuche durchgeführt und mögliche Behandlungswege und –verfahren publiziert werden, finden parallel vereinzelt Feldversuche von Firmen des Anlagenbaus und des öl- und gasproduzierenden Industrie statt. In den USA stehen derzeit den mehreren tausende Bohrungen mit entsprechend vielen zehntausenden Frac-Maßnahmen nur drei Anbieter gegenüber, die als Dienstleister Flowback und Produktionswasser zentral für den Wiedereinsatz aufbereiten. Einige wenige Firmen bieten mobile Aufbereitungsanlagen an, wobei meist nur eine Anlage pro Firma verfügbar ist und erst jetzt durch die Nachfrage weitere in Planung oder im Aufbau sind.

Dies macht den Forschungs- und Entwicklungsbedarf deutlich. Auch bestätigt die Brisanz der öffentlichen Diskussion das übergeordnete gesellschaftliche Interesse und die Besorgnis und Ungewissheit der Bevölkerung; auch wenn vom SRU aus energiepolitischer Sicht das Schiefergaspotential als nicht förderwürdig erachtet wird.

Um gesicherte wissenschaftliche Erkenntnisse für die Aufbereitung und die Verwertung des Flowback und Produktionswasser zu erhalten und einen Stand der Technik zu entwickeln, sollten im Rahmen eines Demonstrationsvorhabens Pilotversuche zur Aufbereitung durchgeführt werden. Eine systematische Verfahrensauswahl und –spezifizierung kann sicherlich im Vorfeld erfolgen, ist aber im Pilot- oder Feldversuch wissenschaftlich abzusichern. Gleiches gilt für das Monitoring, welches ebenfalls im Rahmen eines Demonstrationsvorhabens systematisch untersucht und entsprechend der dabei gewonnenen Erkenntnisse auf die Belange der Aufsichtsbehörden abgestimmt werden kann.

7 Quellenverzeichnis

- ABergV (1995) Allgemeine Bundesbergverordnung vom 23. Oktober 1995 (BGBl. I S. 1466), zuletzt geändert im Februar 2012 (BGBl. I S. 212).
- Abraham, G. (2010) Innovations for a Sustainable Futurell, Dayton Water Conference Sustainability as a Driver to Innovation.
- Abwasserverordnung (2004) Verordnung der Bundesrepublik Deutschland über Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer (AbwV): Vom 21.03.1997 in der Fassung der Bekanntmachung vom 17.06.2004 (BGBl. I S. 2625), zuletzt geändert durch die Verordnung vom 02.05.2013 (BGBl. I S. 973). mehr auf: <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/abwv/gesamt.pdf> (letzter Zugriff: 04.09.2013)
- Acharya, H.R.; Wilson, M.R. (2012) Unconventional Gas Wastewater Treatment – Perspectives from a Process Provider, AIChE-A&WMA Joint Workshop on Shale Oil & Gas E&P – Water Challenges and Opportunities, Nov 1st, 2012 Pittsburgh, PA,
- Alkhudhiri, A.; Darwish, N.; Hilal, N. (2012) Membrane distillation: A comprehensive review, Desalination 287: 2-18. doi: 10.1016/j.desal.2011.08.027
- All Consulting (2003) Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives. http://www.all-llc.com/publicdownloads/CBM_BU_Screen.pdf, (zuletzt aufgerufen am 07.01.2013).
- All Consulting (2013) Shale Gas Produced Water Treatment Catalog. http://www.all-llc.com/projects/produced_water_tool/page.php?14, (zuletzt aufgerufen am 20.09.2013).
- Al-Obaidani, S.; Curcio, E.; Macedonio, F.; Di Profio, G.; Al-Hinai, H.; Drioli, E. (2008) Potential of membrane distillation in seawater desalination: thermal efficiency, sensitivity study and cost estimation. J MEMBRANE SCI 323 (1): 85-98. doi: 10.1016/j.memsci.2008.06.006
- Ambasta, B. (2006): Chemistry for Engineers, Laxmi Publications.
- API (2010): Water Management Associated with Hydraulic Fracturing. American Petroleum Institute, API GUIDANCE DOCUMENT, Washington D.C.
- Acharya, H. R.; Wilson, M. R. (2012): Unconventional Gas Wastewater Treatment – Perspectives from a Process Provider, AIChE-A&WMA Joint Workshop on Shale Oil & Gas E&P – Water Challenges and Opportunities, Pittsburgh, PA (2012).
- Arthur J. D.; Bohm B.; Layne M. (2008): Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the Marcellus Shale, Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions 59 (2009): 49-59.
- Arthur, J. D.; Langhus, B.; Patel, C. (2005): Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies. <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLConsulting-WaterTreatmentOptionsReport.pdf>, (zuletzt aufgerufen am 02.10.2013).
- ATV-DVWK Merkblatt M260 (2001): „Erfassen, Darstellen, Auswerten und Dokumentieren der Betriebsdaten von Abwasserbehandlungsanlagen mit Hilfe der Prozessdatenverarbeitung“. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. - Hennef
- AVV (2001): Abfallverzeichnis-Verordnung vom 10. Dezember 2001 (BGBl. I S. 3379), die zuletzt durch Artikel 5 Absatz 22 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist

- Baker Hughes Inc. (2012): Know Your H₂O - Baker Hughes H₂pro water management service for surface water challenges, Baker Hughes Inc. (BHI), Houston, TX.
- Baker, R. (2004): Membrane technology and applications, John Wiley & Sons, West Sussex, 2nd edition. doi: 10.1002/0470020393
- BBergG (1980): Bundesberggesetz vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310), das durch Artikel 4 Absatz 71 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist
- Beyermann, M.; Bünger, T.; Gehrcke, K.; Obrikat, D. (2009): Strahlenexposition durch natürliche Radionuklide im Trinkwasser in der Bundesrepublik Deutschland, Bundesamt für Strahlenschutz BfS Salzgit-ter.
- BGR (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover.
- BMG (2010): Erste Verordnung zur Änderung der Trinkwasserverordnung. Bundesministerium für Gesundheit (BMG).
- Bloomberg (2012): Chesapeake Testing „Green“ Fracking Fluids in Shale Wells. <http://www.bloomberg.com/news/2012-10-02/chesapeake-testing-green-fracking-fluids-in-u-s-shale-wells.html>. aufgerufen am 20.09.2013.
- Bonacquisti, T.P. (2006): A drinking water utility's perspective on bromide, bromate, and ozonation. Toxicology 221(2–3) 145–148. doi: 10.1016/j.tox.2006.02.010.
- BoR (2003): Bureau of Reclamation, Water Treatment Primer for Communities in Need. Denver, CO.
- Boysen J.E.; Boysen D. (2007): The Freeze-Thaw/ Evaporation (FTE) Process for Produced Water Treatment, Disposal and Beneficial Uses. BC Technologies and Crystal Solutions LLC, Laramie, WY.
- Boysen, J.E.; Harju, J.A.; Shaw, B.; Fosdick, M.; Grisanti, A., Sorensen, J.A. (1999): The Current Status of Commercial Deployment of the Freeze Thaw Evaporation Treatment of Produced Water. SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, Society of Petroleum Engineers, Austin, Texas.
- Bryant, J.E.; Haggstrom, J. (2012): An Environmental Solution to Help Reduce Freshwater Demands and Minimize Chemical Use. SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference & Exhibition-From Potential to Production, Society of Petroleum Engineers, Vienna.
- Bundesrat (2013): Beschluss des Bundesrates. Entschließung des Bundesrates zum Umgang mit dem Einsatz von Fracking-Technologien mit umwelttoxischen Chemikalien bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. Berlin: Bundesrat. Bundesratsdrucksache 754/12 (Beschluss).
- BVOT – Tiefbohrverordnung. Bergverordnung für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Land Niedersachsen vom 20.9.2006; Nds. MBl. 34 27.09.2006 S. 887.
- Carroll, J. ; Warren S. (ed.) (2012): Chesapeake Testing „Green“ Fracking Fluids in Shale Wells. <http://www.bloomberg.com/news/2012-10-02/chesapeake-testing-green-fracking-fluids-in-u-s-shale-wells.html>, (zuletzt aufgerufen am 20.09.2013).
- Cath, T.Y.; Childress, A.E.; Elimelech, M. (2006): Forward osmosis: Principles, applications, and recent developments. J. Membr. Sci. 281 (1–2): 70–87. doi.org/10.1016/j.memsci.2006.05.048.

- CDM Smith (2008): Applying Membranes to Produced Water Treatment: HIGH RECOVERY REVERSE OSMOSIS TREATMENT PROCESS.
http://ipcc.utulsa.edu/Conf2008/Manuscripts%20&%20presentations%20received/Kimball_24.pdf, (zuletzt aufgerufen am 23.09.2013).
- CDM Smith (2012): Key Considerations for Frac Flowback / Produced Water Reuse and Treatment. NJWEA Annual Conference, Atlantic City, NJ.
- Centner, T. J., O’Connell, L.K., (2013): Disclosure of Fracturing Fluids. ECI Conference “Overcoming the Technical and Community Challenges of Hydraulic Fracturing for Shale Gas”, 4-8 August 2013, Boulder, CO.
- Clark, C.E.; Veil, J.A. (2009): Produced Water Volumes and Management Practices in the US.
http://www.evs.anl.gov/pub/doc/ANL_EVS__R09_produced_water_volume_report_2437.pdf (zuletzt aufgerufen am 07.01.2013)
- CleanWave. (2010): CleanWave Water Treatment Service, Mobile service for produced and flow back water. Halliburton, Houston, Texas.
- CLP-Verordnung. Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen, zur Änderung und Aufhebung der Richtlinien 67/548/EWG und 1999/45/EG und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1907/2006
- Cotruvo, J.; Voutchkov, N.; Fawell, J.; Payment, P.; Cunliffe, D.; Lattemann, S. (2010): Desalination technology: health and environmental impacts. CRC Press, Boca Raton, Florida, 1st edition.
- Davis, M. (2010): Water and wastewater engineering. McGraw-Hill Professional, New York, 1st edition.
- Degering, D., Köhler, M. (2009): Natürliche Radionuklide in Anlagen der tiefen Geothermie. In: Der Geothermiekongress (2009), pp. 11.
- DGMK Forschungsbericht 629-1 (2007): Machbarkeitsstudie zur Wasseraufbereitung in der Tailend-Phase der Gasförderung.
- DNV (2013): Risk Management of Shale Gas Developments and Operations. RECOMMENDED PRACTICE, DET NORSKE VERITAS AS, DNV-RP-U301.
http://www.dnv.com/industry/oil_gas/segments/lng_natural_gas/shale_gas/index.asp, (zuletzt aufgerufen am 12.6.2013).
- Dores, R.; Hussain, A.; Katebah, M.; Adham, S. (2012): Using Advanced Water Treatment Technologies To Treat Produced Water From The Petroleum Industry. SPE International Production and Operations Conference & Exhibition, Doha, Qatar. doi:10.2118/157108-MS.
- Dow Chemical (2000): FILMTEC Membranes, Scale Control. Tech Manual Excerpts, The Dow Chemical Company.
- Duraisamy, R. T.; Beni, A.H.; Henni, A. ; Elshorbagy, W. (ed.); Chowdhury, R.K. (ed.) (2013): State of the Art Treatment of Produced Water. Chapter 9 of Water Treatment, intechopen.com. doi: 10.5772/53478.
- DWA-Merkblatt 115-2 (2013): Indirekteinleitung nicht häuslichen Abwassers, Teil 2: Anforderungen. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. – Hennef

- EERC (Energy & Environmental Research Center) (2010): Bakken Water Opportunities Assessment. Grand Forks, ND.
- EMPG (1996): Produced water treating recommended design practice (RDP) Document. ExxonMobilProduction Germany (EMPG).
- EMPG (2013a): Persönliches Gespräch mit Vertretern von ExxonMobilProduction Deutschland 7.5.2013
- EMPG (2013b): Persönliches Gespräch mit Vertretern von ExxonMobilProduction Deutschland 1.7.2013
- Encana (2011): Debolt Case Study.
- EPA (1979): Process Design Manual: Sludge Treatment and Disposal, U.S. Environmental Protection Agency, Publication No. 625/1-79-011.
- EPA (2011): Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. EPA/600/R-11/122.
- EPA (2013): EPA's Study of Hydraulic Fracturing and Its Potential Impact on Drinking Water Resources. <http://www2.epa.gov/hfstudy>, (zuletzt aufgerufen am 01.10.2013).
- EPA (2013): Class II Wells - Oil and Gas Related Injection Wells <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/index.cfm>, (zuletzt aufgerufen am 28.10.2013).
- EPA (2012): Oil and Gas Production Wastes. <http://www.epa.gov/radiation/tenorm/oilandgas.html#howmuchradiation>, (zuletzt aufgerufen am 20.09.2013).
- EPA technical workshop (2011): Proceedings of the Technical Workshops for the Hydraulic Fracturing Study: Water Resources Management. Office of Research and Development US Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA 600/R-11/048.
- Ertel, D.J. (2013): Eureka Resources Broadens 2013 Expansion Plans. Eureka Resources LLC, Williamsport, PA. <http://www.eureka-resources.com/eureka-resources-broadens-2013-expansion-plans/>, (zuletzt aufgerufen am 30.09.2013).
- Ewen, C.; Borchardt, D.; Richter, S.; Hammerbacher, R. (2012): Risikostudie Fracking. Übersichtsfassung der Studie „Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen“. Darmstadt: team ewen – Konflikt- und Prozessmanagement.
- Ewers, U.; Frimmel, F. H.; Gordalla, B. (2012): Humantoxikologische Bewertung der beim Fracking eingesetzten Chemikalien im Hinblick auf das Grundwasser, das für die Trinkwassergewinnung genutzt wird. Expertenkreis Fracking.
- Fakhru'l-Razi, A.; Pendashteh, A.; Abdullah, L.C., Biak, D.R.A.; Madaeni, S.S.; Abidin, Z.Z (2009): Review of technologies for oil and gas produced water treatment. J. Hazard. Mater. 170 (2–3): 530–551.
- Faust, S.D.; Aly, O.M. (1998): Chemistry of Water Treatment, Taylor & Francis, 2nd edition.
- Ferrar, K. J., Michanowicz, D. R., Christen, C. L., Mulcahy, N., Malone, S. L., Sharma, R. K. (2013): Assessment of Effluent Contaminants from Three Facilities Discharging Marcellus Shale Wastewater to Surface Waters in Pennsylvania. Environ. Sci. Technol. 47 (7): 3472–3481. doi: 10.1021/es301411q.
- FracFocus (2013): Frac Focus Chemical Disclosure Registry, <http://fracfocus.org/>, (zuletzt aufgerufen am 19.09.2013).

- Frimmel, F. H.; Ewers, U.; Schmitt-Jansen, M.; Gordalla, B.; Altenburger, R. (2012): Toxikologische Bewertung von Fracking-Fluiden. Wasser und Abfall, Heft 6/2012, Seite 22-29.
- Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt – GGVSEB (2013): Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt in der Fassung der Bekanntmachung vom 22. Januar 2013 (BGBl. I S. 110)
- GefStoffV (2010): Gefahrstoffverordnung vom 26. November 2010 (BGBl. I S. 1643, 1644), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 15. Juli 2013 (BGBl. I S. 2514) geändert worden ist.
- Gilday, W. M.; Edick, R. G. (1999): An investigation of naturally occurring radioactive materials (NORM) in oil and gas wells in New York State. New York State Department of Environmental Conservation, 86 pp.
- Gillogly, T.; Najm, I. (2001): Bromate formation and control during ozonation of low bromide waters. [Project #493], American Water Works Association, 156 pp.
- Gnielinski, V.; Mersmann, A.; Thurner, F. (1993): Verdampfung, Kristallisation, Trocknung. Vieweg+Teubner Verlag, 1. Auflage.
- Gock, E.; Kähler, J.; Bombka, H.D. (2007): Machbarkeitsstudie zur Wasseraufbereitung in der Tailend-Phase der Gasförderung. DGMK Forschungsbericht (629-1), Hamburg, 1. Auflage.
- Gregory, K. B.; Mohan, A.M.; Vidic, R.D. (2013): Produced Water Management: importance of microbial ecology for the fate of naturally occurring radioactivity, ECI Conference “Overcoming the Technical and Community Challenges of Hydraulic Fracturing for Shale Gas”, 4-8 August 2013, Boulder, CO.
- Gregory, K. B.; Vidic, R. D.; Dzombak, D. A. (2011): Water Management Challenges Associated with the Production of Shale Gas by Hydraulic Fracturing. Elements 7 (3): 181-186. doi: 10.2113/gselements.7.3.181.
- Halliburton (2010): CleanStim, Hydraulic Fracturing Fluid System, Provides Breakthrough Environmental Benefits and Excellent Retained Conductivity. http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Data_Sheets/web/H/H07550.pdf (zuletzt aufgerufen am 14.02.2014).
- Halliburton (2012): Green Can Be Green. http://www.halliburton.com/public/solutions/contents/Shale/Presentations/D2_10_Dale.pdf. (zuletzt aufgerufen am 14.02.2014).
- Haluszczak, L. O., Rose, A. W., Kump, L. R. (2013): Geochemical evaluation of flowback brine from Marcellus gas wells in Pennsylvania, USA, Appl. Geochem. 28: 55–61. doi.org/10.1016/j.apgeochem.2012.10.002.
- Hamilton Engineering Inc. (2009): Evaluation Of Lime Softening Vs Electrocoagulation For Treatment Of Produced Water. Hamilton Engineering Inc., Denver, CO.
- Hammer, M.J.; Hammer Jr., M.J. (2011): Water and Wastewater Technology. 7. Auflage. Pearson Higher Ed USA
- Hammerbacher (2013): 2. Statusbericht von ExxonMobil Production Deutschland zur Umsetzung der Risikostudie Fracking, Protokoll der Statuskonferenz am 18.6.2013, Greven - http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/files/2013-08-27_HAM_Statusbericht2-ExxonMobil_2013-06-18_Protokoll.pdf - (zuletzt aufgerufen am 2.10.2013)

- Hayes, T. (2009): Sampling and Analysis of Water Streams Associated with the Development of Marcellus Shale Gas. Gas Technology Institute (GTI), Des Plaines, IL.
- Hayes, T. (2011): Characterization of Marcellus and Barnett Shale Flowback Waters and Technology Development for Water Reuse. Hydraulic Fracturing Technical Workshop #4, Gas Technology Institute (GTI), Arlington, VA.
- Hayes, T.; Severin, B.F.; P.S.P. Engineer; Okemos, M. (2012): Barnett and Appalachian Shale Water Management and Reuse Technologies. Report to Research Partnership to Secure Energy for America (RPSEA), Gas Technology Institute (GTI), Des Plaines, IL.
- Hentschel (2014): Wassermanagement -Flowback und Disposal; Osnabrück, 1.April 2014.
http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/files/Wassermanagement-Flowback-Disposal_Hentschel-ExxonMobil.pdf (zuletzt aufgerufen am 15.4.2014).
- Holtz, M. (2013): Carbon dioxide hydraulic fracturing: A path forward to sustainable unconventional hydrocarbon management, ECI Conference “Overcoming the Technical and Community Challenges of Hydraulic Fracturing for Shale Gas”, 4-8 August 2013, Boulder, CO.
- Howe, K.J.; Clark, M.M. (2006): Effect of coagulation pretreatment: on membrane filtration performance. J Am Water Works Assoc 98 (4): 133-146.
- Huggins, K.; Nakhwa, A.; Sweatman, R. (2013): New Technologies in Fracturing for Shale Gas Wells are Addressing Environmental Issues. Society of Petroleum Engineers (SPE), 18th Middle East Oil & Gas Show and Conference (MEOS), Mar 10 – 13, 2013, Manama, Bahrain. doi: 10.2118/164270-MS
- Huss, R. (2013): Hochschule Kempten, mdl. Mitteilung
- Hutchings, N.; Appleton, E.; McGinnis, R. (2010): Making High Quality Frac Water out of Oilfield Waste. Society of Petroleum Engineers (SPE), SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September 2010, Florence, Italy. doi: 10.2118/164270-MS.
- IEA (2012): Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook, Special Report on Unconventional Gas, International Energy Agency, Paris.
- Igunnu, E.T.; Chen, G.Z. (2012): Produced water treatment technologies. Int. J. Low-Carbon Tech. <http://ijlct.oxfordjournals.org/content/early/2012/07/04/ijlct.cts049.full.pdf+html>, (zuletzt aufgerufen am 02.10.2013). doi: 10.1093/ijlct/cts049
- IHS (2013): Energy Information Access and Integration Platform - is an information access and integration platform directly connecting you to the best source of global energy data and information. <http://www.ihs.com/products/oil-gas-information/data-access/enerdeq/index.aspx>, (zuletzt aufgerufen am 02.10.2013).
- Industrieemissions-Richtlinie (IED) 2010/75/EU. Richtlinie 2010/75/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 24.November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) (Neufassung).
- Jiang, Q.; Rentschler, J.; Perrone, R.; Liu, K. (2013): Application of ceramic membrane and ion-exchange for the treatment of the flowback water from Marcellus shale gas production. J. Membr. Sci. 431: 55–61. <http://dx.doi.org/10.1016/j.memsci.2012.12.030>
- Johnson, G. (2013): Frac Water and Flowback, VSEP membrane treatment onsite for water reuse. New Logic Research Inc., Emeryville, CA, <http://www.vsep.com/pdf/Vibrating-Membrane-Treatment-of-Frac-Water.pdf>, (zuletzt aufgerufen am 02.10.2013).

Jung (2013): persönliche Mitteilung

Karapataki, C. (2012): Techno-economic analysis of water management options for unconventional natural gas developments in the Marcellus Shale. Massachusetts Institute of Technology.

<http://hdl.handle.net/1721.1/72898>

Kassner (2014): Neue Frac-Fluide für Schiefergas- und Sandstein (Bö Z11) Lagerstätten Osnabrück, 1. April 2014. http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/files/Neue_Additive_Dr_Kassner-ExxonMobil.pdf (zuletzt aufgerufen am 15.4.2014).

Kimball, R.; Locke, A. SPE, CDM Smith Inc (2013): Innovations in Sustainable Shale Gas Water Management High Recovery Reverse Osmosis Case Study. Society of Petroleum Engineers (SPE), SPE European HSE Conference and Exhibition, 16-18 April 2013, London, United Kingdom. doi: 10.2118/164964-MS

Kirkpatrick, A.; Pearson, K.; Bauder, J. (2003): The Use of Coal Bed Methane Product Water to Enhance Wetland Function. Montana State University, Bozeman, MT.

KMX Corp. (2013): Contaminated Water

http://kmxcorp.com/water_chemical_purification.php?division=Technologies&area=Membrane%20Distillation&page=Contaminated%20Water. (zuletzt aufgerufen am 20.09.2013).

KrWG (2012): Kreislaufwirtschaftsgesetz vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212), das durch § 44 Absatz 4 des Gesetzes vom 22. Mai 2013 (BGBl. I S. 1324) geändert worden ist.

LBEG (2012): Mindestanforderungen an Betriebspläne, Prüfkriterien und Genehmigungsablauf für hydraulische Bohrlochbehandlungen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Niedersachsen. Clausthal-Zellerfeld: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG). http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/72198/Mindestanforderungen_an_Betriebsplaene_Pruefkriterien_und_Genehmigungsablauf_fuer_hydraulische_Bohrlochbehandlungen_in_Erdoel_und_Erdgaslagerstaetten_in_Niedersachsen.pdf

LBEG (2013a): Telefonisches Gespräch mit dem LBEG am 06.06.2013

LBEG (2013b): Telefonisches Gespräch mit dem LBEG am 23.08.2013

Lebas, R.; Shahan, T; Lord, P.; Luna, D. (2013): Development and Use of High-TDS Recycled Produced Water for Crosslinked-Gel-Based Hydraulic Fracturing. Society of Petroleum Engineers (SPE), 2013 SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Feb 04 - 06, 2013 2013, The Woodlands, TX, USA. doi: 10.2118/163824-MS.

Lior, N. (2012): Advances in Water Desalination, John Wiley & Sons, West Sussex, 1st edition. doi: 10.1002/9781118347737.

Lord, P.; Weston, M; Fontenelle, L.; Haggstrom, J. (2013): Recycling Water: Case Studies in Designing Fracturing Fluids Using Flowback, Produced, and Nontraditional Water Sources. Society of Petroleum Engineers (SPE), 2013 SPE Latin-America Conference in Health, Safety, Environment & Social Responsibility Conference in the Oil and Gas Industry, Jun 26 - 27, 2013 2013, Lima, Peru. doi: 10.2118/165641-MS

Lycoming County (2012): The Impacts of the Marcellus Shale Industry on Water, Sewer and Stormwater Infrastructure in Lycoming County.

<http://www.lyco.org/Portals/1/PlanningCommunityDevelopment/Documents/Water%20Study-Commissioner%20Approved%2030%20August%202012.pdf>, (zuletzt aufgerufen am 30.09.2013).

- Macedonio, F.; Drioli, E.; Gusev, A.A.; Bardow, A.; Semiat, R.; Kurihara, M. (2011): Efficient technologies for worldwide clean water supply. *Chem. Eng. Process.* 51: 2-17.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.cep.2011.09.011>.
- Martinetti, C.R.; Childress, A.E.; Cath, T.Y. (2009): High recovery of concentrated RO brines using forward osmosis and membrane distillation. *J. Membr. Sci.* 331(1-2):31-39.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.memsci.2009.01.003>.
- McCutchan, M. (2013): Baker Hughes Water Management, Water Management Overview Chlorine Dioxide Detail Case History. Baker Hughes Inc. (BHI), Houston, TX.
- McGinnis, R. L.; Hancock, N. T.; Nowosielski-Slepowron, M. S.; McGurgan, G. D. (2013): Pilot demonstration of the HN3/CO2 forward osmosis desalination process on high salinity brines. *Desalination* 312: 67-74. <http://dx.doi.org/10.1016/j.desal.2012.11.032>.
- McGinty, J.; McHugh, T.; Higgins, E. (2007): Barium sulfate: a protocol for determining higher site-specific barium cleanup levels. Society of Petroleum Engineers (SPE), E&P Environmental and Safety Conference, 5-7 March 2007, Galveston, TX.
- Meijer, D.T.; Madin, C. (2010): Removal of dissolved and dispersal hydrocarbons from oil & gas produced water with MPPE technology to reduce toxicity and allow water reuse. *APPEA Journal*, Veolia Water Solutions & Technologies, Australia.
- Meiners, H. G.; Denneborg, M.; Müller, F.; Bergmann, A.; Weber, F.-A.; Dopp, E.; Hansen, C.; Schüth, C.; Buchholz, G.; Gaßner, H.; Sass, I.; Homuth, S.; Pribs, R. (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten - Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. Dessau: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Umweltbundesamt. Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FG II 2.1, FKZ 3711 23 299.
- Melody M.; Bomgardner, C.; En Northeast News Bureau (2012): Cleaner Fracking: Unconventional Oil And Gas Drilling Brings A Flood Of Business For Water Treatment Firms. *Chemical & Engineering News(C&EN)*, http://cen.acs.org/content/dam/cen/static/pdfs/Article_Assets/90/09042-cover.pdf, (zuletzt aufgerufen am 02.10.2013).
- Mersmann, A.; Kind, M.; Stichlmair, J. (2005): Thermische Verfahrenstechnik. VDI-Buch / Chemische Technik / Verfahrenstechnik. Springer; Auflage: 2., wesentl. erw. u. aktualisierte Aufl. 2005, Berlin.
- Miller, J.E. (2003): Review of Water Resources and Desalination Technologies. Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM.
- Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.) (2012): Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätte in Nordrhein-Westfalen. Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen (NRW) und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf.
- Mohammad-Pajooh, E. (2013): Advance Membrane Technologies for Treatment of Flowback from Hydraulic Fracking of natural Gas. Masterarbeit am Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Abfalltechnik der Universität Hannover, unveröffentlicht.

- Mothersbaugh, J; Hancock, G. (2013): Method for using electrocoagulation in hydraulic fracturing. Patent No. US12692963.
- Müller-Westermeier, G.; A. Kreis; E. Dittmann (2001): Klimaatlas Bundesrepublik Deutschland – Teil 2, Deutscher Wetterdienst, Offenbach am Main.
- Murray-Gulde, C.; Heatley, J.E.; Karanfil, T.; Rodgers Jr., J.H.; Myers, J.E. (2003): Performance of a hybrid reverse osmosis-constructed wetland treatment system for brackish oil field produced water. *Water Res.* 37(3):705-13.
- NachwV (2006): Nachweisverordnung vom 20. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2298), die zuletzt durch Artikel 5 Absatz 27 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist.
- NETL National Energy Technology Laboratory of the U.S.A (2006): Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States, DE-PS26-04NT15460-02. Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC) and ALL Consulting.
- New Logic Research (2007): Case Study, Using VSEP to Treat Produced Water: An effective and economical solution. Emeryville, CA.
- Nghiem, L.D.; Cath, T. (2011): A scaling mitigation approach during direct contact membrane distillation. *Sep. Purif. Technol.* 80 (2): 315–322. <http://dx.doi.org/10.1016/j.seppur.2011.05.013>.
- Nicot, J.-P. Nicot and Scanlon, B. S. (2012) Water Use for Shale-Gas Production in Texas, U.S.. *Environ. Sci. Technol.* 46 (6): 3580–3586. doi:10.1021/es204602t.
- Nicot, J.-P. (2013), Water use and consumption for hydraulic fracturing: A Texas study. ECI Conference “Overcoming the Environmental and Community Challenges of Hydraulic Fracturing for Shale Gas”, 4-8 August 2013, Boulder, CO.
- [NIBIS® Kartenserver \(2012\): Hydrogeologische Karte von Niedersachsen 1 : 200 000 - Grundwasserneubildung, Methode GROWA06V2" - Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie \(LBEG\), Hannover.](#)
- NYSDEC - New York State Department of Environmental Conservation (2011): Revised Draft: Supplemental Generic Environmental Impact Statement (SGEIS) on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program. Department of Environmental Conservation (DEC).
- Originoil (2013a): OriginOil’s CLEAN-FRAC™ Water Treatment System Yields Successful First Field Results. (<http://www.originoil.com/company-news/originoils-clean-frac-water-treatment-system-yields-successful-first-field-results.html>) (zuletzt aufgerufen am 02.10.2013).
- Originoil (2013b): CLEAN-Frac, Process and Equipment Description. <http://www.originoil.com/pdf/CLEAN-FRAC-Model-60K-Data-Sheet.pdf>, (zuletzt aufgerufen am 02.10.2013).
- Originoil (2013c): ORIGINOil’S CLEAN-FRAC: An Overview. Link: <http://www.originoil.com/pdf/Clean-Frac-White-Paper.pdf>. (zuletzt aufgerufen am 14.02.2014).
- OSPAR Commission (2002): Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations. OSPAR Commission: Offshore Oil and Gas Industry: No. 602.
- Pandya, K.V. (2012): High-efficiency water-softening process, Google Patents No. US 8147696 B1.
- Pinero, E (2012): Collection and Treatment of Flowback and Produced Waters from Hydraulic Fracturing. Groundwater Resources Association of California, GRA Symposium, Hydraulic Fracturing and Water Resources – A California Perspective, July 24, 2012, Long Beach, CA.

- Powell inc. (2011): EC vs. Chemical Coagulation. Powell Water Recovery Inc.
<http://www.powellwaterrecovery.com/ecadvantage-coagulation.shtml>. (zuletzt aufgerufen am 02.10.2013)
- ProChemTech inc. (2013): Innovation in water management, Marcellus gas well hydrofracture wastewater disposal by recycle treatment process.: <http://www.prochemtech.com>. (zuletzt aufgerufen am 20.09.2013)
- Rassenfoss, S. (2011): From Flowback to Fracturing: Water Recycling Grows in the Marcellus Shale. J. Petr. Techn. (JPT): 48-51.
- REACHVerordnung (2006): Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Dezember 2006 zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (REACH), zur Schaffung einer Europäischen Chemikalienagentur, zur Änderung der Richtlinie 1999/45/EG und zur Aufhebung der Verordnung (EWG) Nr. 793/93 des Rates, der Verordnung (EG) Nr. 1488/94 der Kommission, der Richtlinie 76/769/EWG des Rates sowie der Richtlinien 91/155/EWG, 93/67/EWG, 93/105/EG und 2000/21/EG der Kommission.
- Ressourceneffizienzprogramm (ProGress): Programm zur nachhaltigen Nutzung und zum Schutz der natürlichen Ressourcen, Beschluss des Bundeskabinetts vom 29.2.2012.
- RICHTLINIE 2001/42/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 27. Juni 2001 über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme.
- RICHTLINIE 2011/92/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Dezember 2011 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten.
- Rosenwinkel, K.-H.; Weichgrebe, D.; Olsson, O. (2012): Stand der Technik und fortschrittliche Ansätze in der Entsorgung des Flowback. Statuskonferenz des Neutralen Expertenkreises im InfoDialog Fracking am 6. und 7. März 2012 in Berlin.
- Rowan, E.L.; Engle, M.A.; Kirby, C.S.; Kreamer, T.F. (2011): Radium Content of Oil- and Gas-Field Produced Waters in the Northern Appalachian Basin (USA): Summary and Discussion of Data. U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2011–5135, 31 p., <http://pubs.usgs.gov/sir/2011/5135/>.
- Rowan, E.L.; Kreamer, T.F. (2012): Radon-222 Content of Natural Gas Samples from Upper and Middle Devonian Sandstone and Shale Reservoirs in Pennsylvania: Preliminary Data. U.S. Geological Survey Open-File Report 2012–1159, 6 p., <http://pubs.usgs.gov/of/2012/1159>.
- RPSEA (2009): An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water Technical Assessment of Produced Water Treatment Technologies, 1 st Edition. RPSEA Project 07122-12
- RPSEA (2012): Produced water pretreatment for water recovery and salt production. RPSEA Unconventional Gas Conference 2012: Geology, the Environment, Hydraulic Fracturing, April 17-18, 2012, Canonsburg, PA., <http://www.rpsea.org/projects/08122-36/>, (zuletzt aufgerufen am 02.10.2013).
- Runge, S.; Belgin B. (2013): Fachleute geben weiteren Statusbericht und Ausblick zur Umsetzung der Empfehlungen des Neutralen Expertenkreises. 2. Statuskonferenz von ExxonMobil Production Deutschland zur Umsetzung der Risikostudie Fracking, 18.6.2013. http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/dialog/info_dialog_Fracking_2013.html, (zuletzt aufgerufen am 02.10.2013).
- Schmitt-Jansen, M.; Aulhorn, S.; Faetsch, S.; Riedl, J.; Rotter, S.; Altenburger, R. (2002): Ökotoxikologische Beurteilung von beim hydraulischen Fracking eingesetzten Chemikalien. Helmholtz -Zentrum für Umweltforschung - UFZ, Leipzig Halle.

- Schneble, H.; Weinem, K.; Niethammer, I. (2012): Fachbeitrag zum Themenkreis Landschaft: Flächeninanspruchnahme, (oberirdische) Infrastruktur, Betrieb; Informations- und Dialogprozess zum Aufsuchen und Fördern von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten (InfoDialog Fracking). Umweltplanung Bullermann Schneble GmbH.
- Shaffer, D.L.; Arias Chavez, L.H.; Ben-Sasson, M.; Romero-Vargas Castrillón, S.; Yip, N.Y.; Elimelech, M. (2013): Desalination and Reuse of High-Salinity Shale Gas Produced Water: Drivers, Technologies, and Future Directions. *Environ. Sci. Technol.* 47 (17): 9569–9583. doi: 10.1021/es401966e.
- Sjolander, S.A.; Clark, J.; Rizzo, D.; Turack, J. (2011): Introduction to Hydrofracturing, Water Facts #31. Water Resources Extension, Penn State College of Agricultural Sciences.
- Smith, K.P.; Blunt, D.L.; Williams, G.P.; Tebes, C.L. (1996): Radiological Dose Assessment Related to Management of Naturally Occurring Radioactive Materials Generated by the Petroleum Industry. Environmental Assessment Division - Argonne National Laboratory.
- SRU (2013): Fracking zur Schiefergasgewinnung - Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung. Stellungnahme des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU), 2013.
- Stewart Environmental Consultants (2013): Wellington Water Works. http://www.stewartenv.com/php_uploads/stewart_lg_20100604154901.pdf, (zuletzt aufgerufen am 20.09.2013).
- Stewart, M.; Arnold, K. (2011): Produced Water Treatment Field Manual. Gulf Professional Publishing, Houston, TX, 1st edition.
- Strahlenschutzverordnung (StrSchV - 2001): Verordnung der Bundesrepublik Deutschland über den Schutz vor Schäden durch ionisierende Strahlen (Strahlenschutzverordnung - StrlSchV) vom 20.07.2001 (BGBl. I S. 1714; 2002 I S. 1459), zuletzt geändert durch Gesetz vom 24.02.2012 (BGBl. I S. 212), mehr auf: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/strlschv_2001/gesamt.pdf, (zuletzt aufgerufen am 04.09.2013).
- TARM solution. (2010): Statement of Qualifications. <http://www.TARMsolutions.com> (zuletzt aufgerufen am 30.09.2013).
- Thonhauser, G. (2012): Geht's auch sauber? Technology Review, Heft 9/12 (<http://www.heise.de/tr/magazin/2012/9/10/>).
- TSC's Water Treatment Engineering Team (2010): Lime Softening, U.S. Department of interior and Bureau of Reclamation.
- U.S. Department of Energy (2009): Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer. Ground Water Protection Council and ALL Consulting.
- Umweltbundesamt; Kirschbaum, B. (2011): Stellungnahme - Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland. Umweltbundesamt.
- Umweltbundesamt (2013): Beste verfügbare Techniken; <http://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/beste-verfuegbare-techniken>, (zuletzt aufgerufen am 1.10.2013).
- UNSCEAR (1982): Ionizing Radiation: Sources and Biological Effects. United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR), 1982 Report to the General Assembly.

- Uth, H.-J. (2012): Technische Sicherheit von Anlagen und Verfahren zur Erkundung und Förderung von Erdgas aus nichtkonventionellen Lagerstätten. Gutachten im Rahmen des Informations – und Dialogprozesses, <http://dialog-erdgasundfrac.de/gutachten/technische-sicherheit>, (zuletzt aufgerufen am 14.12.2013).
- UVP V Berg. (2010): "Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben vom 13. Juli 1990 (BGBl. I S. 1420), die zuletzt durch Artikel 8 der Verordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261) geändert worden ist"
- UVP-G. (2013): „Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung“ in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I S. 94), das durch Artikel 10 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2749) geändert worden ist
- van den Broek, W.; Plat, R.; van der Zande, M.J. (1998): Comparison of plate separator, centrifuge and hydrocyclone. Society of Petroleum Engineers, SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 2-6 November 1998, Beijing, China. doi: 10.2118/48870-MS.
- Vasiliu, C.; Bertrand, K.; Pierce, D. (2012): Water Recycling and Produced Water Treatment present complex problems. International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production.
- Veil, J. (2010): Water Management Technologies Used by Marcellus Shale Gas Producers. US Department of Energy Office of Fossil Fuel Energy, National Energy Technology Laboratory
- Veolia (2007): OPUS - Optimized Pretreatment and Unique Separation Technology, Technology Brochure. Veolia Water Solutions & Technologies.
- Veolia (2011): OPUS II - Our latest innovation of Optimized Pretreatment and Unique Separation Technology. Veolia Water Solutions & Technologies.
- Veolia (2013): OPUS II, technology data sheet.
- Verordnung über Deponien und Langzeitlager (Deponieverordnung - DepV). Deponieverordnung vom 27. April 2009 (BGBl. I S. 900), die durch Artikel 7 der Verordnung vom 2. Mai 2013 (BGBl. I S. 973) geändert worden ist"
- Vetter, O. (2000): Verbesserung der Absetzwirkung von Durchlaufbecken durch Fällung und Flockung. Oldenburg, Serie: Stuttgarter Berichte zur Siedlungswasserwirtschaft #160, tech.Diss., Stuttgart.
- Vogel, M. (2011): Zur Aufnahme und Bindung von Uran(VI) durch die Grünalge *Chlorella vulgaris*. Technische Universität Dresden.
- Voutchkov, N. (2013): Desalination Engineering: Planning and Design. McGraw-Hill Professional, New York City, 1st edition.
- Wang, L.K. (2011): Membrane and desalination technologies. Humana Press, Handbook of Environmental Engineering Vol. 13 (2008), New York City. doi: 10.1007/978-1-59745-278-6.
- Wang, X. (2012): Use of Acid Mine Drainage in Recycling of Marcellus Shale Flowback Water: Solids Removal and Potential Fouling of Polymeric Microfiltration Membranes. University of Pittsburgh.
- WEF (Water Environment Federation) (2008): McGraw-Hill Professional. Dritte Ausgabe. Industrial Wastewater Management Treatment and Disposal, Manual of Practice No.FD-3
- WEG (2012): Leitfaden für Arbeiten mit natürlicher Radioaktivität. Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG), Hannover.

- Walther, C. (2013): pers. Mitteilung, Institut für Radioökologie und Strahlenschutz, Leibniz Universität Hannover
- Weichgrebe, D. (1994): Beitrag zur chemisch-oxidativen Abwasserbehandlung, CUTEC-Schriftenreihe Nr. 12, Cuvillier Verlag Göttingen.
- Weichgrebe, D.; Rosenwinkel, K.-H. (2013): Abwasserentsorgung bei der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. KA Korrespondenz Abwasser, Abfall (60) Nr. 4.
- WHG (2009): Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das durch Artikel 4 Absatz 76 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist.
- WHO (2009): World Health Organization, Handbook of indoor radon – a public health perspective. http://whqlibdoc.who.int/publications/2009/9789241547673_eng.pdf (zuletzt aufgerufen am 16.4.2014).
- WHO (2011): World Health Organization, Guidelines for Drinking-water Quality, 4th edition
- Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (Hrsg.) (2006): WEG-Leitfaden Gestaltung eines Bohrplatzes, Stand 08/2006, https://www.erdoel-erdgas.de/de/content/download/2012/11389/file/Bohrplatz_end_%20Stand%20100806.pdf, (zuletzt aufgerufen am 05.09.2013).
- Wolff, E.; Zhu, S.; Vidic, R.D. (2012): Treatment of Flowback/Produced Water From Gas Shale Plays with Membrane Distillation. AIChE, 2012 Annual Meeting, Pittsburgh, PA.
- Wood, R.; Gilbert, P.; Sharmina, M.; Anderson, K. (2011): Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. A report commissioned by the Cooperative and undertaken by researchers at the Tyndall Centre, University of Manchester.
- Yip, N.Y.; Elimelech, M. (2011): Performance limiting effects in power generation from salinity gradients by pressure retarded osmosis. Environ. Sci. Technol. 45 (23): 10273–10282. doi: 10.1021/es203197e.
- Yoxthimer, D. (2012): Water Resource Management for Shale Energy Development, AIChE – A&WMA Joint Workshop Shale Oil and Gas E&P – Water Challenges and Opportunities November 1, 2012.
- Zhao, S.; Zou, L. (2011): Effects of working temperature on separation performance, membrane scaling and cleaning in forward osmosis desalination. Desalination 278 (1–3): 157–164.
- Zhao, S.; Zou, L.; Tang, C. Y.; Mulcahy, D. (2012): Recent developments in forward osmosis: Opportunities and challenges. J. Membr. Sci. 396: 1–21.

8 Anhang

Tab. 12: „Gewöhnlich gebrauchte“ Frac-Fluidchemikalien in den USA nach FracFocus Chemical Disclosure Registry (FracFocus, 2013)

Chemical Name	CAS	Chemical Purpose	Product Function
Hydrochloric Acid	007647-01-0	Helps dissolve minerals and initiate cracks in the rock	Acid
Glutaraldehyde	000111-30-8	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Biocide
Quaternary Ammonium Chloride	012125-02-9	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Biocide
Quaternary Ammonium Chloride	061789-71-1	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Biocide
Tetrakis Hydroxymethyl-Phosphonium Sulfate	055566-30-8	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Biocide
Ammonium Persulfate	007727-54-0	Allows a delayed break down of the gel	Breaker
Sodium Chloride	007647-14-5	Product Stabilizer	Breaker
Magnesium Peroxide	014452-57-4	Allows a delayed break down the gel	Breaker
Magnesium Oxide	001309-48-4	Allows a delayed break down the gel	Breaker
Calcium Chloride	010043-52-4	Product Stabilizer	Breaker
Choline Chloride	000067-48-1	Prevents clays from swelling or shifting	Clay Stabilizer
Tetramethyl ammonium chloride	000075-57-0	Prevents clays from swelling or shifting	Clay Stabilizer
Sodium Chloride	007647-14-5	Prevents clays from swelling or shifting	Clay Stabilizer
Isopropanol	000067-63-0	Product stabilizer and / or winterizing agent	Corrosion Inhibitor
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent	Corrosion Inhibitor
Formic Acid	000064-18-6	Prevents the corrosion of the pipe	Corrosion Inhibitor
Acetaldehyde	000075-07-0	Prevents the corrosion of the pipe	Corrosion Inhibitor
Petroleum Distillate	064741-85-1	Carrier fluid for borate or zirconate crosslinker	Crosslinker
Hydrotreated Light Petroleum Distillate	064742-47-8	Carrier fluid for borate or zirconate crosslinker	Crosslinker
Potassium Metaborate	013709-94-9	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Triethanolamine Zirconate	101033-44-7	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Sodium Tetraborate	001303-96-4	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Boric Acid	001333-73-9	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Zirconium Complex	113184-20-6	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Borate Salts	N/A	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Ethylene Glycol	000107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Crosslinker
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Crosslinker
Polyacrylamide	009003-05-8	“Slicks” the water to minimize friction	Friction Reducer
Petroleum Distillate	064741-85-1	Carrier fluid for polyacrylamide friction reducer	Friction Reducer
Hydrotreated Light Petroleum Distillate	064742-47-8	Carrier fluid for polyacrylamide friction reducer	Friction Reducer
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Friction Reducer
Ethylene Glycol	000107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Friction Reducer
Guar Gum	009000-30-0	Thickens the water in order to suspend the sand	Gelling Agent

Petroleum Distillate	064741-85-1	Carrier fluid for guar gum in liquid gels	Gelling Agent
Hydrotreated Light Petroleum Distillate	064742-47-8	Carrier fluid for guar gum in liquid gels	Gelling Agent
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Gelling Agent
Polysaccharide Blend	068130-15-4	Thickens the water in order to suspend the sand	Gelling Agent
Ethylene Glycol	000107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Gelling Agent
Citric Acid	000077-92-9	Prevents precipitation of metal oxides	Iron Control
Acetic Acid	000064-19-7	Prevents precipitation of metal oxides	Iron Control
Thioglycolic Acid	000068-11-1	Prevents precipitation of metal oxides	Iron Control
Sodium Erythorbate	006381-77-7	Prevents precipitation of metal oxides	Iron Control
Lauryl Sulfate	000151-21-3	Used to prevent the formation of emulsions in the fracture fluid	Non-Emulsifier
Isopropanol	000067-63-0	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Non-Emulsifier
Ethylene Glycol	000107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Non-Emulsifier
Sodium Hydroxide	001310-73-2	Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	pH Adjusting Agent
Potassium Hydroxide	001310-58-3	Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	pH Adjusting Agent
Acetic Acid	000064-19-7	Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	pH Adjusting Agent
Sodium Carbonate	000497-19-8	Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	pH Adjusting Agent
Potassium Carbonate	000584-08-7	Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	pH Adjusting Agent
Copolymer of Acrylamide and Sodium Acrylate	025987-30-8	Prevents scale deposits in the pipe	Scale Inhibitor
Sodium Polycarboxylate	N/A	Prevents scale deposits in the pipe	Scale Inhibitor
Phosphonic Acid Salt	N/A	Prevents scale deposits in the pipe	Scale Inhibitor
Lauryl Sulfate	000151-21-3	Used to increase the viscosity of the fracture fluid	Surfactant
Ethanol	000064-17-5	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Surfactant
Naphthalene	000091-20-3	Carrier fluid for the active surfactant ingredients	Surfactant
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Surfactant
Isopropyl Alcohol	000067-63-0	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Surfactant
2-Butoxyethanol	000111-76-2	Product stabilizer	Surfactant

**Arbeitspaket 4 – Aufbereitung des Forschungsstands zu Energie- und Klimabilanzen
und**

Arbeitspaket 5 - Scoping - Untersuchung der Klimabilanz in Deutschland

von

Uwe R. Fritsche

Kevin Fingerman

Suzanne Hunt

IINAS - Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien GmbH

Juni 2014

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Abkürzungen

4	Arbeitspaket 4: Aufbereitung des Forschungsstands zu Energie- und Klimabilanzen	Fehler! Textmarke
4.1	Fragestellung des AP4	Fehler! Textmarke nicht definiert.
4.2	Energie- und Klimabilanzen für Schiefergas	2
4.2.1	Systemgrenzen der Bilanzierung	2
4.2.2	Zeitlicher Bezug der Bilanzierung	2
4.2.3	Potenzielle Post-Produktions-Methanemissionen	2
4.3	Aktualisierung und Detaillierung der THG-Emissionen der Schiefergas-Förderung in Deutschland	3
4.3.1	Die Rolle von Bohrungen bei Exploration und Vorbereitung	3
4.3.2	Definition von Settings für die THG-Bilanzen von Schiefergas in Deutschland	3
4.4	Ergebnisse der aktualisierten Bilanzen zur Schiefergasbereitstellung in Deutschland	7
4.5	Ergebnisse der aktualisierten Bilanzen zur Stromerzeugung aus Schiefergas und anderen Quellen in Deutschland	10
4.6	Ergebnisse weiterer Sensitivitätsbetrachtungen	13
4.6.1	Sensitivität der Ergebnisse in Bezug auf die Bohrlängen	13
4.6.2	Sensitivität der direkten fracking-bedingten THG-Emissionen der Schiefergasförderung	13
4.6.3	Sensitivität des Zeithorizonts für die Bestimmung der THG-Äquivalente	14
4.6.4	Sensitivität für CH ₄ aus dem Flowback	14
4.7	Vergleich der Ergebnisse für Schiefergas in Deutschland mit internationalen THG-Bilanzen	17
4.7.1	Vergleich der Bereitstellung von Schiefergas	17
4.7.2	Vergleich der Stromerzeugung aus Schiefergas	19
4.8	Aussagekraft der Klimabilanzierung	21

5	Arbeitspaket 5: Scoping-Untersuchung der Klimabilanz in Deutschland	Fehler! Textmarke nicht definiert.
5.1	Fragestellung des AP5	Fehler! Textmarke nicht definiert.
5.2	Rahmen eine wissenschaftlich fundierte Datenerhebung zur Einschätzung der Klimabilanz von Schiefergas unter deutschen Förderbedingungen	23
5.2.1	Fossiler Energieeinsatz für Bohrungen	23
5.2.2	CH ₄ -Emissionen auf den Bohrstellen	23
5.2.3	CH ₄ aus dem Flowback	23
5.2.4	CH ₄ aus Post-Produktion	24
5.2.5	Referenzniveau für CH ₄ -Hintergrundemissionen	24
5.3	Anforderungen an die Datenerhebung zur Klimabilanz von Schiefergas unter deutschen Förderbedingungen	25
5.3.1	Fossiler Energieeinsatz für Bohrungen	25
5.3.2	CH ₄ -Emissionen auf den Bohrstellen	25
5.3.3	CH ₄ aus Post-Produktion	25
5.3.4	Monitoring von CH ₄ -Hintergrundemissionen	26
5.4	Nationale Berichterstattung zu THG-Emissionen aus der Schiefergasförderung	27
5.4.1	Berichterstattung nach der UNFCCC	27
5.4.2	IPCC Guidelines	27
5.4.3	EU Monitoring Mechanism und ETS-Monitoring	28
5.4.4	Schlussfolgerungen zur nationalen THG-Berichterstattung in Bezug auf Schiefergas	28
6.	Quellenverzeichnis	29

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Vergleich des nichterneuerbaren KEV durch Gewinnung, Aufbereitung und Transport von Erd- und Schiefergas in Deutschland 2010 und 2020	7
Abb. 2:	Vergleich der THG-Emissionen durch Gewinnung, Aufbereitung und Transport von Erd- und Schiefergas in Deutschland 2010 und 2020	8
Abb. 3:	Nichtererneuerbarer KEV der Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen 2010 und 2020	11
Abb. 4:	Vergleich der THG-Emissionen durch Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen in 2010 und 2020	12
Abb. 5:	THG-Emissionen der Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen in 2010 bei Variation der THP-Werte und für CH ₄ -Freisetzung aus Flowback	15
Abb. 6:	Vergleich der THG-Emissionen aus internationalen LCA-Studien zu THG-Emissionen von Schiefergas mit Ergebnissen deutscher Studien	18
Abb. 7:	Vergleich der THG-Emissionen aus internationalen LCA-Studien zur Stromerzeugung aus Schiefergas mit Ergebnissen deutscher Studien	20

Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Kenndaten der Settings für die Gewinnung und Aufbereitung von Schiefergas in Deutschland	4
Tab. 2:	Kenndaten zu CH ₄ -Emissionen von Schiefergas aus post-production im setting „hi2“	6
Tab. 3:	KEV durch Gewinnung, Aufbereitung und Transport von Erd- und Schiefergas in Deutschland 2010 und 2020.....	7
Tab. 4:	THG-Emissionen durch Gewinnung, Aufbereitung und Transport von Erd- und Schiefergas in Deutschland 2010 und 2020.....	8
Tab. 5:	KEV der Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen 2010 und 2020.....	10
Tab. 6:	THG-Emissionen der Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen in 2010 und 2020	11
Tab. 7:	THG-Emissionen der Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen in 2010 und 2020 bei Variation der THP-Werte	14
Tab. 8:	THG-Emissionen der Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen in 2010 bei Variation der THP-Werte und für CH ₄ -Freisetzung aus Flowback	14
Tab. 9:	Vergleich der THG-Emissionsdaten aus internationalen LCA-Studien zur Gewinnung, Aufbereitung und Transport von Schiefergas	17
Tab. 10:	Vergleich der THG-Emissionen aus internationalen LCA-Studien zu Schiefergas mit Ergebnissen deutscher Studien	18
Tab. 11:	Vergleich der THG-Emissionen aus internationalen LCA-Studien zur Stromerzeugung aus Schiefergas mit Ergebnissen deutscher Studien	19

Abkürzungen

BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ Äq	Kohlendioxid-Äquivalente
DE	Deutschland
EPA	US Environmental Protection Agency
EU	Europäische Union
EUR	Estimated Ultimate Recovery
GEMIS	Globales Emissions-Modell integrierter Systeme
GuD	Gas- und Dampfturbine (Kombikraftwerk)
IINAS	Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien GmbH
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KEV	kumulierter Energie-Verbrauch
LCA	life-cycle assessment bzw. life-cycle analysis
MJ	MegaJoule
NO	Norwegen
RU	Russland
THG	Treibhausgas(e)
THP	Treibhauspotenzial (global warming potential = GWP)
TVD	Total Vertical Depth
UBA	Umweltbundesamt
UK	Vereinigtes Königreich (Großbritannien)
US	Vereinigte Staaten (von Amerika)

1 Fragestellung und Einleitung von Arbeitspaket 4

Ziel von Arbeitspaket 4 (AP4) ist, die Energie- und Klimabilanz von unkonventionellem Erdgas (Schiefergas) im Vergleich zu konventionellem Erdgas und Erdöl einerseits sowie die daraus jeweils erfolgte Stromerzeugung andererseits darzustellen und mit Strom aus dem nationalen Erzeugungsmix und Importsteinkohle sowie unkonventionellem Öl (Ölsande) zu vergleichen.

Für die Stromerzeugung aus Gas und Öl wird jeweils ein neues Kombikraftwerk (GuD) angesetzt, für Importsteinkohle ein neues Dampfturbinenkraftwerk.

Die Kenndaten der konventionellen Förderung, Aufbereitung und Transport sowie die Kraftwerkskenndaten wurden aus GEMIS (Version 4.9)¹⁴⁷ übernommen, wobei hier die gesamten Lebenswege (Förderung, Aufbereitung, Transport, Herstellung der Anlagen, Hilfsenergien und Hilfsstoffe) berücksichtigt sind.

Bei der Energiebilanz werden die nichterneuerbaren Primärenergien über den kumulierten Energie-Verbrauch (KEV) ermittelt und nachrichtlich auch der Gesamt-KEV angegeben.

Die Klimabilanz wird über die Emissionen an Treibhausgasen (THG) bestimmt, wobei vorrangig CO₂ und CH₄ interessieren¹⁴⁸.

Als zu vergleichende fossile Energiequellen werden neben Schiefergas auch Erdgas aus Deutschland (konventionelles Fördermix), Norwegen und Russland sowie das Aufkommensmix in Deutschland betrachtet.

Für Erdöl und Importsteinkohle wird jeweils der bundesdeutsche Bereitstellungsmix der Bezugsjahre verwendet.

¹⁴⁷ GEMIS = Globales Emissions-Modell integrierter Systeme, kostenlos verfügbares Energie- und Stoffstrommodell (siehe www.gemis.de bzw. <http://www.iinas.org/gemis-download-de.html>). Informationen zu GEMIS finden sich unter <http://www.iinas.org/gemis-info-de.html>.

¹⁴⁸ In den hier dargestellten CO₂-Äquivalenten sind auch die anderen THG-Emissionen (N₂O, F-Gase) enthalten. In GEMIS können die Einzelbeiträge aller THG vollständig ausgewiesen werden.

2 Energie- und Klimabilanzen für Schiefergas

2.1 Systemgrenzen der Bilanzierung

In die Bilanzierung werden sämtliche Prozesse von der Exploration und Förderung bis zur Bereitstellung von Endenergie (Gas frei Verbraucher bzw. Strom frei Hochspannungsnetz) in Deutschland einbezogen.

Bei importierten Energieträgern (Erdgas aus Norwegen und Russland, Erdöl, Importsteinkohle) werden die ausländischen Förder- und Aufbereitungsprozesse sowie die internationalen Transporte (Pipelines, Lastschiffe bzw. Tanker) sowie deren Herstellung berücksichtigt.

Bei allen Gas- und Ölprozessketten werden Verluste durch Abblasen, Abfackelung, diffuse Quellen sowie Leckagen bei Förderung, Aufbereitung und Transport einbezogen. Diese Daten beruhen weitestgehend auf den Inventardaten der Länderberichte zur Klimarahmenkonvention (National Inventory Reports) in der jeweils letzten vorliegenden Fassung.

Bei Kohle wird entsprechend die CH₄-Freisetzung durch die Förderung sowie THG-Emissionen bei Aufbereitung und Transport berücksichtigt.

THG-Emissionen aus Hilfsenergien und stofflichen Aufwänden werden ebenfalls einbezogen.

Als Grundlage für die Berechnungen dient das GEMIS-Modell (Version 4.9), dessen Datenbasis um die hier betrachteten Settings ergänzt wurde.

Dieses Modell ist öffentlich verfügbar, bietet **vollständige Transparenz** aller Daten und verwendeten Algorithmen und kann für Detailanalysen aller Ergebnisse verwendet werden, um die Ergebnisrelevanz von Parametern für z.B. THG-Emissionen oder Primärenergieaufwand zu bestimmen.

2.2 Zeitlicher Bezug der Bilanzierung

Als Zeithorizonte für die Berechnung der Lebenswege werden die Jahre 2010 (als fiktives Basisjahr) und 2020 (als Szenario) angesetzt.

Bei der Klimabilanz werden als Treibhausgase CO₂ und CH₄ über die gesamten Prozessketten der Energiebereitstellung betrachtet und hierzu die CO₂-Äquivalenzfaktoren (Treibhauspotenziale = THP) nach IPCC (2007) für den 100-Jahre-Zeithorizont verwendet¹⁴⁹.

2.3 Potenzielle Post-Produktions-Methanemissionen

Die mögliche CH₄-Freisetzung wird bei Schiefergas über Exploration, Förderung und Aufbereitung hinaus auch für **zusätzliche Freisetzungswege** betrachtet, die **nach Beendigung** der Produktion (Post-Produktion) relevant sein können (vgl. Abschnitt 4.3.2).

Dies stellt eine **Sensitivitätsbetrachtung** dar, die sich auf frühere Arbeiten (Fritsche, Herling 2012) und laufende Analysen des Neutralen Expertenkreises zum InfoDialog Fracking stützt¹⁵⁰.

¹⁴⁹ Das GEMIS-Modell enthält neben dem THP₁₀₀ auch die THP-Daten nach IPCC (2007) für einen 20-Jahre-Zeithorizont (THP₂₀), siehe entsprechende Sensitivitätsrechnungen in Abschnitt 4.6.2.

3 Aktualisierung und Detaillierung der THG-Emissionen der Schiefergas-Förderung in Deutschland

3.1 Die Rolle von Bohrungen bei Exploration und Vorbereitung

Die Lebenswegbilanzen werden in folgenden Punkten detailliert:

- Quantifizierung der THG-Emissionen aufgrund des Mehraufwands für Bohrungen bei der Exploration und Förderung von Schiefergas auf Grundlage bestehender Studien und Annahmen zur Realisierung von Schiefergasprojekten in Deutschland
- Rolle von Methanleckagen bei Exploration und Förderung von Schiefergas unter Berücksichtigung der gegenüber konventionellem Erdgas unterschiedlichen Prozesse und Bedingungen.

Die Aufbereitung des Schiefergases sowie Pipeline-Transporte unterscheiden sich **nicht** von den entsprechenden Prozessstufen für konventionelles Erdgas und werden daher **gleich** angesetzt.

3.2 Definition von Settings für die THG-Bilanzen von Schiefergas in Deutschland

Die Analyse der Energie- und THG-Bilanzen von Schiefergas unterstellt vier Situationen („Settings“), die jeweils norddeutsche Standorte¹⁵¹ betreffen:

- **"low"** (niedrig) beschreibt **günstige** geologische Verhältnisse (geringe Teufe, großes Lager-volumen), geringen Erschließungsaufwand (hohe Erfolgsquote für Explorationsbohrungen, geringe horizontale Bohrlänge) sowie geringe CH₄-Emissionen bei der Förderung und **keine** Post-Produktion-Emissionen,
- **"med"** (mittel) stellt ungünstigere geologische und Erschließungsbedingungen **ohne** Post-Produktion-Emissionen dar,
- **"high"** (hoch) bildet sehr **ungünstige** geologische und Produktionsverhältnisse ab, ebenfalls **ohne** Post-Produktion-Emissionen sowie
- **"hi2"** entspricht dem "high"-Fall **zuzüglich** CH₄-Emissionen der Post-Produktionsphase und

Diese Fälle decken die Bandbreite möglicher Schiefergas-Fördersituationen in Norddeutschland ab. Dabei ist anzunehmen, dass ein Förderszenario zuerst die "low"-Settings ausnützt und bei steigender Gesamtförderung die "med"- und "high"-Settings zunehmen.

¹⁵⁰ Der InfoDialog Fracking wird von ExxonMobil Deutschland finanziert und dient zur Erörterung wesentlicher Fragen der Schiefer- und Flözgasgewinnung in Deutschland (<http://dialog-erdgasundfrac.de>). Zur Diskussion des „Post-Produktion“-Freisetzungspfades und der entsprechenden Modellierung im Rahmen des Neutralen Expertenkreises des InfoDialogs Fracking siehe Sauter et al (2012). Die generelle Problematik wird auch in Ewe et al. (2012) erörtert. Eine neuere Modellierung von Hou (2013) im Auftrag von ExxonMobil zeigt, dass die Rissausbreitung durch Fracking **in Sandsteinformationen** kein Risiko für einen entsprechenden Freisetzungspfad bewirkt, jedoch ist die Übertragbarkeit der Modellergebnisse auf **Schiefergestein nicht** gegeben - hier sind noch entsprechende Analysen erforderlich (Sauter M. in Hammerbacher 2013).

¹⁵¹ Mögliche süddeutsche Standorte wurden in Absprache mit BMU/UBA von der Betrachtung ausgeschlossen.

Zu beachten ist, dass alle betrachteten Settings die **komplette Erfassung** und Verwertung von im **Flowback** gelösten bzw. mitgeführten CH₄ unterstellen - dies ist ein deutlicher Unterschied zur bestehenden Förderung in den USA (siehe Abschnitt 4.7).

Daher wird in einer **Sensitivitätsbetrachtung** für alle Setting auch die **unkontrollierte** Freisetzung von CH₄ aus dem Flowback mit analysiert (vgl. Abschnitt 4.6.4).

Die folgende Tabelle fasst die Kenndaten der Settings für die Schiefergasbereitstellung in Deutschland zusammen.

Tab. 13: Kenndaten der Settings für die Gewinnung und Aufbereitung von Schiefergas in Deutschland

Kenndaten	Low	med	high	Einheit
Produktion je Bohrloch (EUR)	50	35	20	Mio. m ³
Lebensdauer (Produktionszeitraum)	20	15	10	Jahre
Anzahl Bohrungen Exploration	2	5	10	-
mittlere vertikale Teufe Bohrung (TVD)	1.500	3.000	5.000	m
horizontale Länge Bohrungen	1.000	1.500	2.000	m
Anzahl horizontale Bohrungen je Bohrloch	2	4	8	-
CH ₄ -Verluste generell (Erdgas)	0,9	0,9	0,9	kg/TJ _{Gas}
CH ₄ -Verluste fracking-spezifisch	9,3	18,6	46,5	kg/TJ _{Gas}
Direkte CH₄-Verluste gesamt	10,2	19,5	47,4	kg/TJ_{Gas}
CH ₄ -Verluste bezogen auf gefördertes Gas	0,05%	0,10%	0,25%	

Quelle: eigene Analysen von IINAS; EUR = Estimated Ultimate Recovery; TVD = Total Vertical Depth

Die Variation von Lagergröße (EUR) und Lebensdauer in den Settings entspricht der Bandbreite, die auch in den EU- und US-Studien (vgl. Abschnitt 4.7) verwendet wurde. Die Anzahl der Explorationsbohrungen sowie die Teufe und Länge sowie Anzahl der Horizontalbohrungen im „high“-Fall sind **Extremannahmen**.

Hierbei ist zu beachten, dass die Frage der Geometrie der Bohr- und Förderplätze bislang nur spekulativ beantwortet werden kann, da noch keine statistisch relevante Kohorte von realen Frack-Situationen in Deutschland besteht. Zudem ist die Auslegung der Vertikal- und Horizontalbohrungen nicht nur vom jeweiligen Standort (Geologie) abhängig, sondern auch von der technischen Entwicklung. Insoweit stellen die hier zugrunde gelegten Settings eine Bandbreite dar, in deren Rahmen sich die künftigen realen Bohrsituationen bewegen können.

Würde die gesamte (vertikale und horizontale) Bohrlänge durch vermehrte Einzelbohrungen ansteigen, so hätte dies nur **marginalen** Einfluss auf das Ergebnis – insoweit ist die Wahl der Bohrparameter für die Settings als **robust** zu bezeichnen (vgl. Abschnitt 4.6.1).

Die „generellen“ CH₄-Verluste bei der Förderung entsprechen denen der konventionellen Gasförderung, basierend auf UBA-Daten zur Erdgasförderung im Nationalen Inventar-Bericht 2012 für Deutschland (UBA, 2013).

Zusätzliche direkte CH₄-Verluste bei der Schiefergasförderung wurden angenommen, da hier gegenüber der konventionellen Gasförderung **mehr Bohrstellen** mit entsprechenden Leckagen sowie Ausblas-Situationen vor Aufnahme der eigentlichen Gasförderung auftreten. Dies wird

durch die Diskussionen beim kürzlichen IPCC Expert Meeting (IPCC 2013) und Daten der US-amerikanischen Umweltbehörde (EPA 2013) bestätigt. Für das „med“-Setting wurde angenommen, dass die zusätzlichen CH₄-Verluste doppelt so hoch sind wie in „low“, während im „high“-Setting 5-fach höhere direkte CH₄-Emissionen angenommen wurden. Diese Verhältnisse entsprechen den unterschiedlichen Bohrlängen der Settings.

Auch hier zeigt eine Sensitivitätsbetrachtung, dass stark erhöhte Annahmen zu den fracking-spezifischen Gasverlusten auf der Förderstufe keinen nennenswerten Einfluss auf das Ergebnis haben. (vgl. Abschnitt 4.6.2).

Die für die deutschen Settings getroffenen Annahmen zu Methanverlusten unterstellen „green completions“, d.h. eine weitgehende Erfassung von CH₄-Freisetzungen aus der Explorations- und Vorbereitungsphase, die auch im geförderten Frack- und Lagerstättenwasser gelöstes bzw. mitgeführtes CH₄ einbezieht. Das erfasste Methan wird dabei über eine Fackel verbrannt, bis ein Anschluss an eine Gasleitung erfolgt ist (Sandlin 2012).

Diese Maßnahme führt gegenüber der unkontrollierten Situation zu einer Emissionsminderung von ca. 90%.

Entsprechend ist für neue Schiefergasprojekte in den USA die Anwendung von „green completions“ ab 2015 vorgeschrieben (EPA 2013) und neuere Förderprojekte verfügen bereits über diese Technologie (Allen et al. 2013).

Als **Sensitivität** wurden jedoch die Effekte einer vollständigen Freisetzung von CH₄ aus dem Flowback betrachtet (vgl. Abschnitt 4.6.4).

Das „**hi2**“-Setting beschreibt das - aktuell nicht auszuschließende - Risiko, dass **nach Beendigung** der Schiefergasförderung CH₄ durch geologische Störzonen oder Klüfte migriert und über Grundwasserkontakt und nachfolgende Freisetzung in die Atmosphäre gelangt¹⁵².

Wie für die Berechnung der CO₂-Äquivalente wird hierfür ein 100-Jahre-Zeitraum betrachtet, eine Residualmenge von 25% des ursprünglichen Fördervolumens angenommen sowie eine Freisetzung von 1% dieses Inventars im Betrachtungszeitraum.

Da keine standortspezifische geologische Modellierung erfolgen konnte, wurde diese Freisetzungsrate als obere Grenze verwendet.

Die CH₄-Post-Produktion-Emissionen **könnten** zwar grundsätzlich auch bei den „low“-, „med“- und „high“-Settings auftreten, hier wird jedoch unterstellt, dass im Zuge der Standortplanung solche Risikofaktoren **mit Ausnahme des „hi2“-Settings** ausgeschlossen werden, womit sich für diese Settings gegebenen Förderpotenziale entsprechend verringern.

¹⁵² Während der Förderphase ist diese Migration aufgrund der Druckverläufe unrealistisch. Zur Diskussion der Rissbildung siehe Fußnote 150.

Tab. 14: Kenndaten zu CH₄-Emissionen von Schiefergas aus Post-Produktion im Setting „hi2“

Kenndaten	Setting „hi2“	Einheit
Anteil Residualinventar bezogen auf EUR*	25	%
Verlustrate über 100 Jahre (obere Grenze)	1,0	%
CH₄-Emissionen aus Post-Produktion	56	kg/TJ_{Gas}

Quelle: eigene Annahmen von IINAS; *= Estimated Ultimate Recovery = theoretisch förderbares Gasvolumen

4 Ergebnisse der aktualisierten Bilanzen zur Schiefergasbereitstellung in Deutschland

Auf Basis der o.g. Datengrundlage zeigen folgenden Tabellen und Abbildungen die mit GEMIS ermittelten Ergebnisse zu KEV und THG-Emissionen als vergleichende Bilanzen.

Tab. 15: KEV durch Gewinnung, Aufbereitung und Transport von Erd- und Schiefergas in Deutschland 2010 und 2020

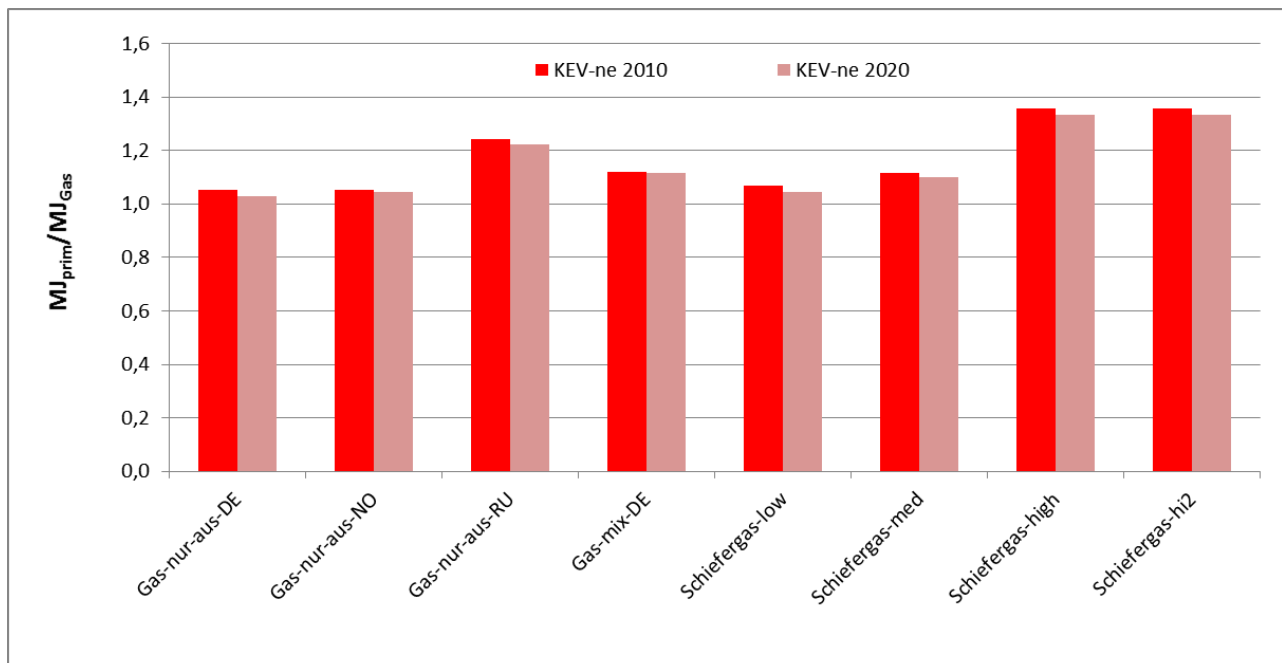
	2010		2020	
Angaben in MJ _{prim} /MJ _{Gas}	KEV _{ges}	KEV _{ne}	KEV _{ges}	KEV _{ne}
Gas-nur-aus-DE	1,055	1,052	1,033	1,028
Gas-nur-aus-NO	1,053	1,051	1,045	1,043
Gas-nur-aus-RU	1,244	1,242	1,225	1,223
Gas-mix-DE	1,123	1,121	1,116	1,114
Schiefergas-low	1,071	1,068	1,049	1,043
Schiefergas-med	1,118	1,115	1,106	1,099
Schiefergas-high	1,360	1,356	1,340	1,332
Schiefergas-hi2	1,360	1,356	1,340	1,332

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.9; KEV_{ges} = gesamter und KEV_{ne} = nichterneuerbarer kumulierter Energie-Verbrauch

Diese Ergebnisse zeigen, dass die Schiefergasbereitstellung gegenüber dem deutschen Erdgas-mix für das „low“-Setting leicht geringere und für das „med“-Setting praktisch gleiche Werte für den KEV aufweist, während die „hi“-Settings mit +24% deutlich darüber liegen.

Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse für den nichterneuerbaren KEV als grafische Übersicht.

Abb. 67: Vergleich des nichterneuerbaren KEV durch Gewinnung, Aufbereitung und Transport von Erd- und Schiefergas in Deutschland 2010 und 2020



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.9; KEV-ne = nichterneuerbarer kumulierter Energie-Verbrauch; Gas = Erdgas; DE= Deutschland; NO= Norwegen; RU = Russland

Die entsprechenden Ergebnisse zu den THG-Emissionen aus der Gasbereitstellung in 2010 und 2020 zeigt die folgende Tabelle.

Tab. 16: THG-Emissionen durch Gewinnung, Aufbereitung und Transport von Erd- und Schiefergas in Deutschland 2010 und 2020

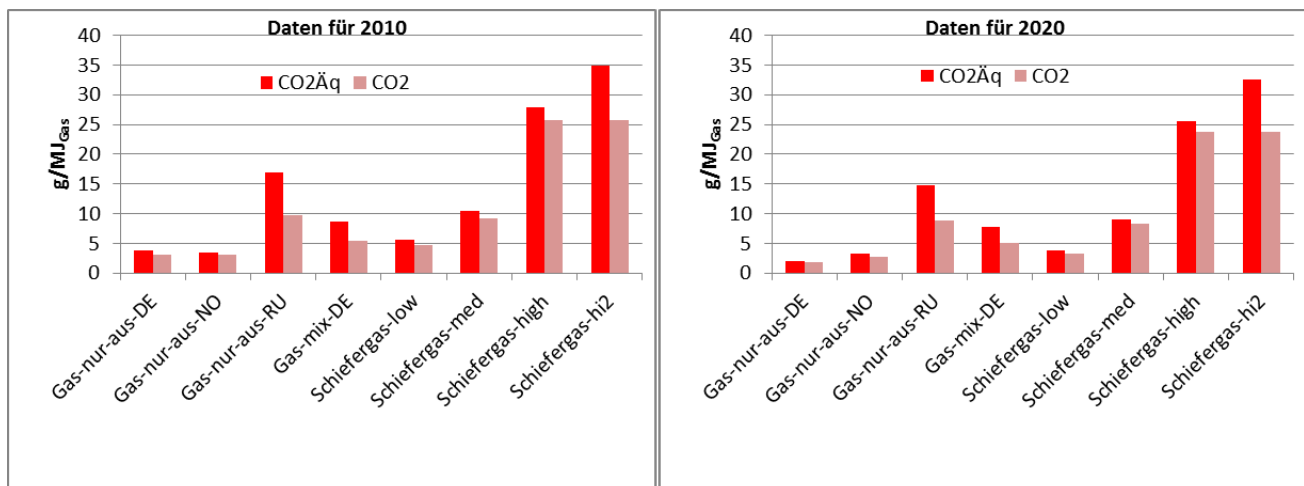
Angaben in g/MJ _{Gas}	2010			2020		
	CO ₂ Äq	CO ₂	CH ₄	CO ₂ Äq	CO ₂	CH ₄
Gas-nur-aus-DE	3,8	3,2	0,02	2,0	1,8	0,01
Gas-nur-aus-NO	3,5	3,1	0,02	3,3	2,7	0,02
Gas-nur-aus-RU	17,0	9,8	0,28	14,8	8,8	0,23
Gas-mix-DE	8,6	5,4	0,12	7,8	5,0	0,11
Schiefergas-low	5,6	4,7	0,03	3,8	3,3	0,02
Schiefergas-med	10,4	9,2	0,04	9,0	8,2	0,03
Schiefergas-high	28,0	25,7	0,08	25,6	23,8	0,06
Schiefergas-hi2	34,9	25,7	0,36	32,5	23,8	0,34

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.9; CO₂-Äquivalente berechnet für THP₁₀₀ nach IPCC (2007); Gas = Erdgas: DE= Deutschland; NO= Norwegen; RU = Russland

Ergebnis der Klimabilanz ist, dass die Schiefergasbereitstellung gegenüber dem deutschen Erdgasmix im Jahr 2010 für das „low“-Setting leicht geringere THG-Emissionen aufweist, während das „med“-Setting ca. 24% höhere und das „high“-Setting 3,5-fach höhere und das „hi2“-Setting sogar 4,4-fach höhere THG-Emissionen aufweist.

Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse für die THG-Emissionen als grafische Übersicht.

Abb. 68: Vergleich der THG-Emissionen durch Gewinnung, Aufbereitung und Transport von Erd- und Schiefergas in Deutschland 2010 und 2020



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.9; CO₂-Äquivalente berechnet für THP₁₀₀ nach IPCC (2007); Gas = Erdgas: DE= Deutschland; NO= Norwegen; RU = Russland

Bei diesen Ergebnissen ist zu beachten, dass die low-, med- und high-Settings keine Emissionen aus Post-Produktion enthalten, während diese im Setting „hi2“ als zusätzliche THG-Emissionen gegenüber dem Setting „high“ einbezogen wurden.

Die Sensitivität der Ergebnisse in Bezug auf erforderliche Bohrleistungen, verwendete THP-Faktoren für Methan sowie für unkontrollierte CH₄-Freisetzung aus dem Flowback sind im Abschnitt 4.6 dargestellt.

5 Ergebnisse der aktualisierten Bilanzen zur Stromerzeugung aus Schiefergas und anderen Quellen in Deutschland

Die folgenden Tabellen und Abbildungen zeigen die mit GEMIS ermittelten **strombezogenen** Ergebnisse zu KEV und THG-Emissionen als vergleichende Bilanzen.

Tab. 17: KEV der Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen 2010 und 2020

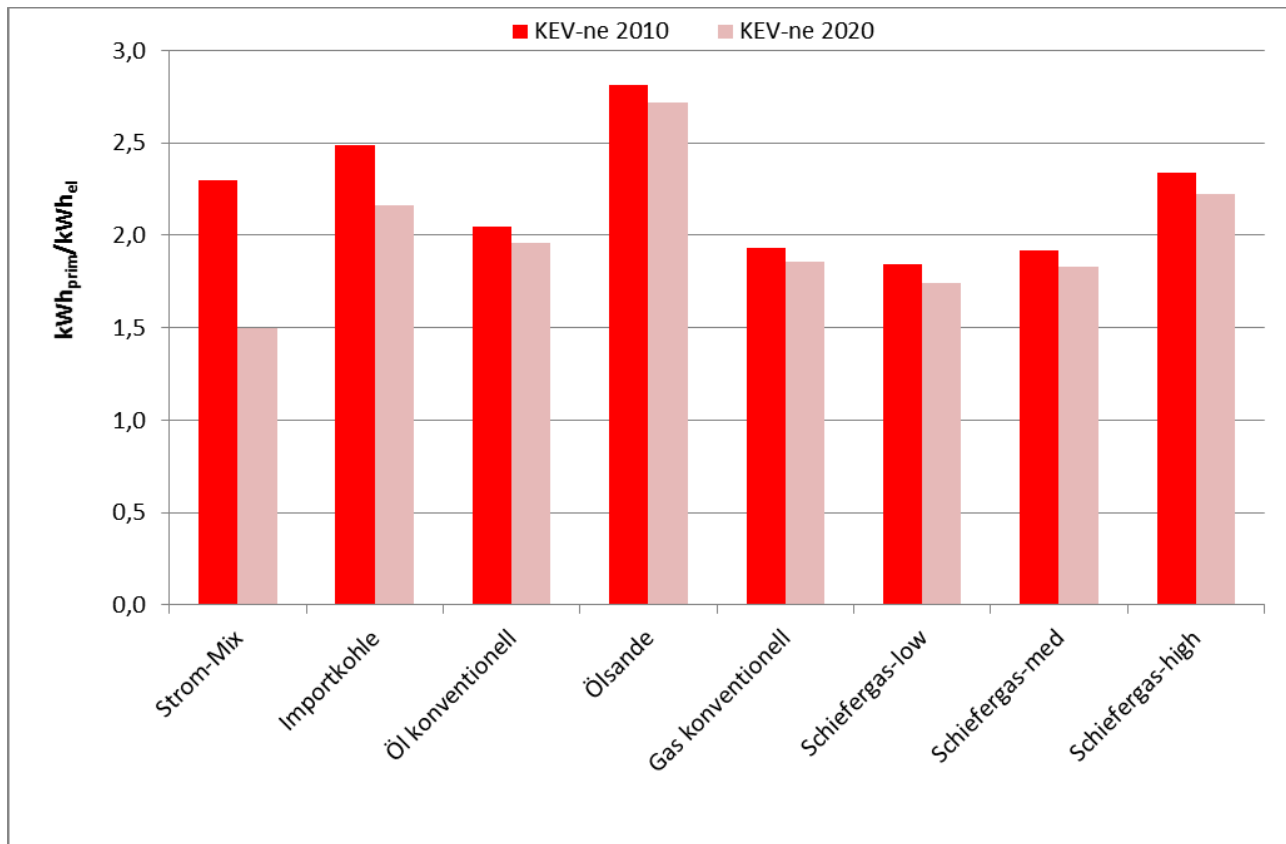
	2010		2020	
Angaben in kWh _{prim} /kWh _{el}	KEV _{ges}	KEV _{ne}	KEV _{ges}	KEV _{ne}
Strom-Mix	2,71	2,30	2,20	1,37
Importkohle	2,50	2,49	2,17	2,16
Öl konventionell	2,05	2,05	1,97	1,96
Öl Sande	2,82	2,82	2,72	2,72
Gas konventionell	1,94	1,93	1,86	1,86
Schiefergas-low	1,85	1,84	1,75	1,74
Schiefergas-med	1,93	1,92	1,84	1,83
Schiefergas-high	2,34	2,34	2,23	2,22
Schiefergas-hi2	2,34	2,34	2,23	2,22

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.9; KEV_{ges} = gesamter und KEV_{ne} = nichterneuerbarer kumulierter Energie-Verbrauch

Bei der fossilen Stromerzeugung unterscheiden sich KEV_{ges} und KEV_{ne} nur unwesentlich, während beim Stromerzeugungsmix auch nennenswerte erneuerbare Anteile enthalten sind, die bis 2020 weiter ansteigen und damit sowohl den KEV_{ges} wie auch den KEV_{ne} deutlich senken.

Der KEV von Strom aus Schiefergas liegt für die „low“- und „med“-Settings praktisch gleich mit dem KEV von Strom aus dem deutschen Erdgasmix, während die „high/hi2“-Settings etwa 20% mehr KEV bedingen. Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse für den nichterneuerbaren KEV als grafische Übersicht.

Abb. 69: Nichterneuerbarer KEV der Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen 2010 und 2020



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.9; KEV-ne = nichterneuerbarer kumulierter Energie-Verbrauch

Die entsprechenden Ergebnisse zu den THG-Emissionen aus der Stromerzeugung mit Schiefergas und anderen Energieträgern in 2010 und 2020 zeigt die folgende Tabelle.

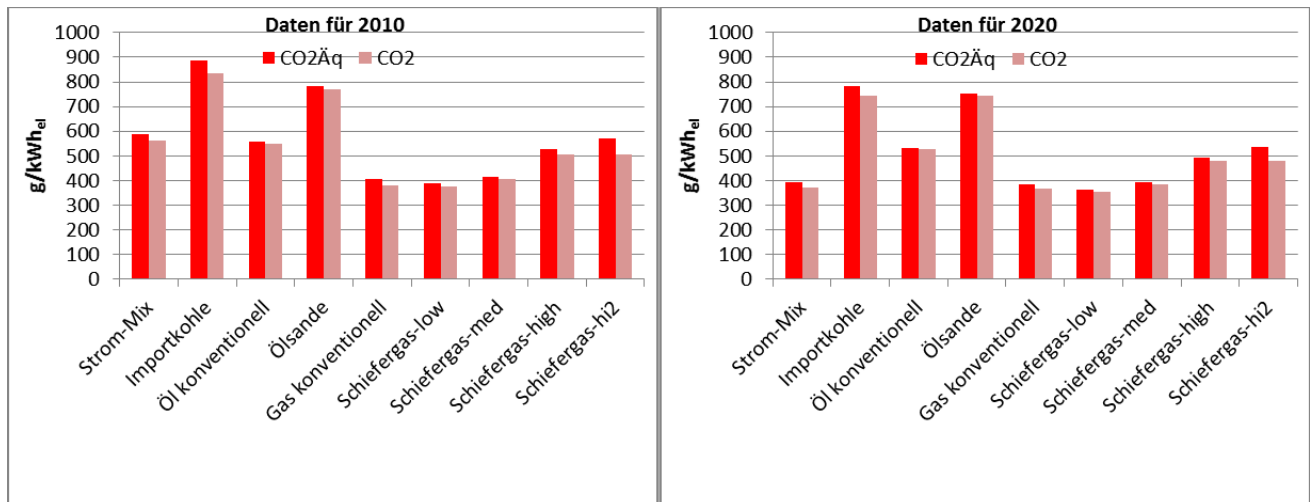
Tab. 18: THG-Emissionen der Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen in 2010 und 2020

Daten in g/kWh _{el}	2010			2020		
	CO ₂ Äq	CO ₂	CH ₄	CO ₂ Äq	CO ₂	CH ₄
Strom-Mix	589	564	0,7	388	367	0,5
Importkohle	888	836	1,6	781	742	1,1
Öl konventionell	560	551	0,1	534	527	0,1
Öl Sande	782	772	0,1	754	745	0,1
Gas konventionell	406	381	0,8	387	366	0,7
Schiefergas-low	387	376	0,2	362	356	0,1
Schiefergas-med	417	404	0,3	394	385	0,2
Schiefergas-high	526	507	0,5	493	479	0,4
Schiefergas-hi2	569	507	2,2	535	479	2,0

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.9; CO₂-Äquivalente berechnet für THP₁₀₀ nach IPCC (2007)

Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse für die THG-Emissionen als grafische Übersicht.

Abb. 70: Vergleich der THG-Emissionen durch Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen in 2010 und 2020



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.9; CO₂-Äquivalente berechnet für THP₁₀₀ nach IPCC (2007)

Ergebnis der Klimabilanz für die Stromerzeugung ist, dass Strom aus Schiefergas für die „low“- und „med“-Settings gegenüber Strom aus dem deutschem Erdgasmix im Jahr 2010 **etwa gleiche** THG-Emissionen aufweist, während das „high“-Setting ca. 30% und das „hi2“-Setting sogar 40% **höhere** THG-Emissionen bedingen. Diese Relationen gelten auch für das Jahr 2020, wenngleich dann **alle** Stromerzeugungsoptionen leicht geringere THG-Emissionen zeigen.

Die THG-Emissionen der Stromerzeugung mit Schiefergas liegen in 2010 etwa gleich mit denen des Strommixes, in 2020 allerdings zwischen 30% („high“) und 40% („hi2“) darüber - dies liegt daran, dass die THG-Emissionen des 2020-Strommixes deutlich gegenüber 2010 sinken.

Gegenüber Strom aus Importkohle oder Ölsanden (syncrude) zeigt Schiefergasstrom für **alle** Settings geringere THG-Emissionen, die etwa auf dem Niveau von Strom aus Heizöl liegen.

6 Ergebnisse weiterer Sensitivitätsbetrachtungen

6.1 Sensitivität der Ergebnisse in Bezug auf die Bohrlängen

Wie oben im Abschnitt 4.3.2 dargestellt, decken die betrachteten Settings die Bandbreite der möglichen Fracking-Situationen in Norddeutschland ab, sind jedoch ggf. durch technische Fortschritte bei der Bohrtechnik und der künftigen Auslegung der jeweiligen Bohrgeometrie durch Unsicherheiten geprägt, die jedoch unterschiedlich ergebniswirksam sind.

Eine – rein hypothetische – **Verdopplung** der gesamten Bohrlänge z.B. führt z.B. beim „low“-Setting zu einer Erhöhung

- der nur **förderbedingten** THG-Emissionen (inkl. Explorationsaufwand) von 2,1 g CO₂Äq/MJ_{Gas} auf 2,7 g CO₂Äq/MJ_{Gas}, d.h. rund 30% mehr,
- der THG-Emissionen für **bereitgestelltes** Schiefergas (Pipeline-Ausgang) von 5,6 g CO₂Äq/MJ_{Gas} auf 6,3 g CO₂Äq/MJ_{Gas}, d.h. rund 13% mehr und
- der **strombezogenen** Gesamtemissionen von 387 g CO₂Äq/kWh_{el} auf 391 g CO₂Äq/kWh_{el}, d.h. 1% mehr.

Bei den anderen Settings sind die THG-Emissionen höher als in „low“, so dass der Effekt einer Bohrlängenerhöhung jeweils noch geringer ausfällt.

Selbst eine **extreme** Variation der Bohrlänge hat damit auf das Gesamtergebnis (Strom aus Schiefergas) nur sehr geringen Einfluss, womit die Definition des Settings in Bezug auf die Bohrlängen als **robust** bezeichnet werden kann.

6.2 Sensitivität der direkten fracking-bedingten THG-Emissionen der Schiefergasförderung

Wie oben im Abschnitt 4.3.2 dargestellt, sind die direkten CH₄-Emissionen bei einer möglichen Schiefergasförderung in Norddeutschland aufgrund der fehlenden Praxisdaten nur durch eine Bandbreite abschätzbar. Da diese aufgrund der fehlenden empirischen Datenbasis durch Unsicherheiten geprägt ist wurde als Extremfall eine - rein hypothetische - **Verdopplung** der gesamten fracking-bedingten direkten CH₄-Emissionen im „low“-Setting angenommen. Dies führt rechnerisch zu einer Erhöhung

- der nur **förderbedingten** THG-Emissionen (inkl. Explorationsaufwand) von 2,1 g CO₂Äq/MJ_{Gas} auf 3,0 g CO₂Äq/MJ_{Gas}, d.h. rund 46% mehr,
- der THG-Emissionen für **bereitgestelltes** Schiefergas (Pipeline-Ausgang) von 5,6 g CO₂Äq/MJ_{Gas} auf 6,5 g CO₂Äq/MJ_{Gas}, d.h. rund 17% mehr und
- der **strombezogenen** Gesamtemissionen von 387 g CO₂Äq/kWh_{el} auf 393 g CO₂Äq/kWh_{el}, d.h. 1,5% mehr.

Bei den anderen Settings sind die THG-Emissionen höher als in „low“, so dass der Effekt einer Verdopplung der direkten fracking-spezifischen (diffusen) CH₄-Emissionen jeweils noch geringer ausfällt.

Selbst eine **extreme** Variation der diffusen CH₄-Emissionen hat damit auf das Gesamtergebnis (Strom aus Schiefergas) nur sehr geringen Einfluss, womit die Definition des Settings in Bezug auf diesen Aspekt ebenfalls als **robust** bezeichnet werden kann.

6.3 Sensitivität des Zeithorizonts für die Bestimmung der THG-Äquivalente

Die hier ermittelten Ergebnisse gelten auch dann, wenn als **Sensitivitätsfall** die CO₂-Äquivalente statt für 100 nur für **20 Jahre** Zeithorizont ermittelt werden.

Tab. 19: THG-Emissionen der Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen in 2010 und 2020 bei Variation der THP-Werte

	2010		2020	
Daten in g CO ₂ -Äq/kWh _{el}	THP ₁₀₀	THP ₂₀	THP ₁₀₀	THP ₂₀
Strom-Mix	589	621	388	409
Importkohle	888	964	781	832
Öl konventionell	560	566	534	539
Öl Sande	782	789	754	760
Gas konventionell	406	442	387	419
Schiefergas-low	387	398	362	367
Schiefergas-med	417	430	394	402
Schiefergas-high	526	549	493	510
Schiefergas-hi2	569	673	535	630

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.9; THP₁₀₀ = Treibhauspotenziale für 100 Jahre Integrationszeit, THP₂₀ = für 20 Jahre

Diese Gegenüberstellung zeigt, dass die im THP₂₀ erfolgende stärkere Gewichtung von CH₄ (72 für THP₂₀ statt 25 für THP₁₀₀) zwar die Emissionen an CO₂-Äquivalenten erhöht, jedoch dies nicht nur bei Strom aus Erd- und Schiefergas, sondern auch bei der Stromerzeugung mit Kohle oder Öl sowie im Strommix.

Die THG-Emissionen von Kohle- und Ölstrom liegen somit auch bei kürzeren Zeithorizonten **deutlich höher** als die von Erdgas- bzw. Schiefergasstrom.

6.4 Sensitivität für CH₄ aus dem Flowback

Als weitere für Schiefergas relevante Sensitivität gilt die Frage der möglichen CH₄-Freisetzungen aus dem **Flowback**. Die hier betrachteten Settings unterstellen alle, dass **keine** Methanemission aus dem Flowback erfolgt, sondern durch Gasfassung und Abfackelung eine mehr als 90%-Reduktion gegenüber der unkontrollierten Situation (vgl. Abschnitt 4.3.2).

Wird nun als **Sensitivität** – an Stelle von „green completions“ - mit einer **vollständigen** Freisetzung (unkontrollierte Situation) gerechnet, so erhöhen sich die förderbedingten THG-Emissionen von Schiefergas deutlich. Die US-Studien (vgl. Abschnitt 4.7) gehen von unkontrollierten CH₄-Emissionen aus dem Flowback aus, die 0,6-3,2% des geförderten Schiefergases entsprechen, während neuere Daten der US-Umweltbehörde Werte um 1% nennen (EPA 2013).

Da für Deutschland bislang keine eigenen empirischen Daten vorliegen, werden hier **2% als obere Grenze für die Sensitivität** (Setting-Kürzel „sensi-FB“) verwendet.

Die Ergebnisse dieser zusätzlichen Sensitivitätsbetrachtung im Vergleich zu den anderen Settings und für die THP-Variation zeigt die folgende Tabelle für das Jahr 2010.

Tab. 20: THG-Emissionen der Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen in 2010 bei Variation der THP-Werte und für CH₄-Freisetzung aus Flowback

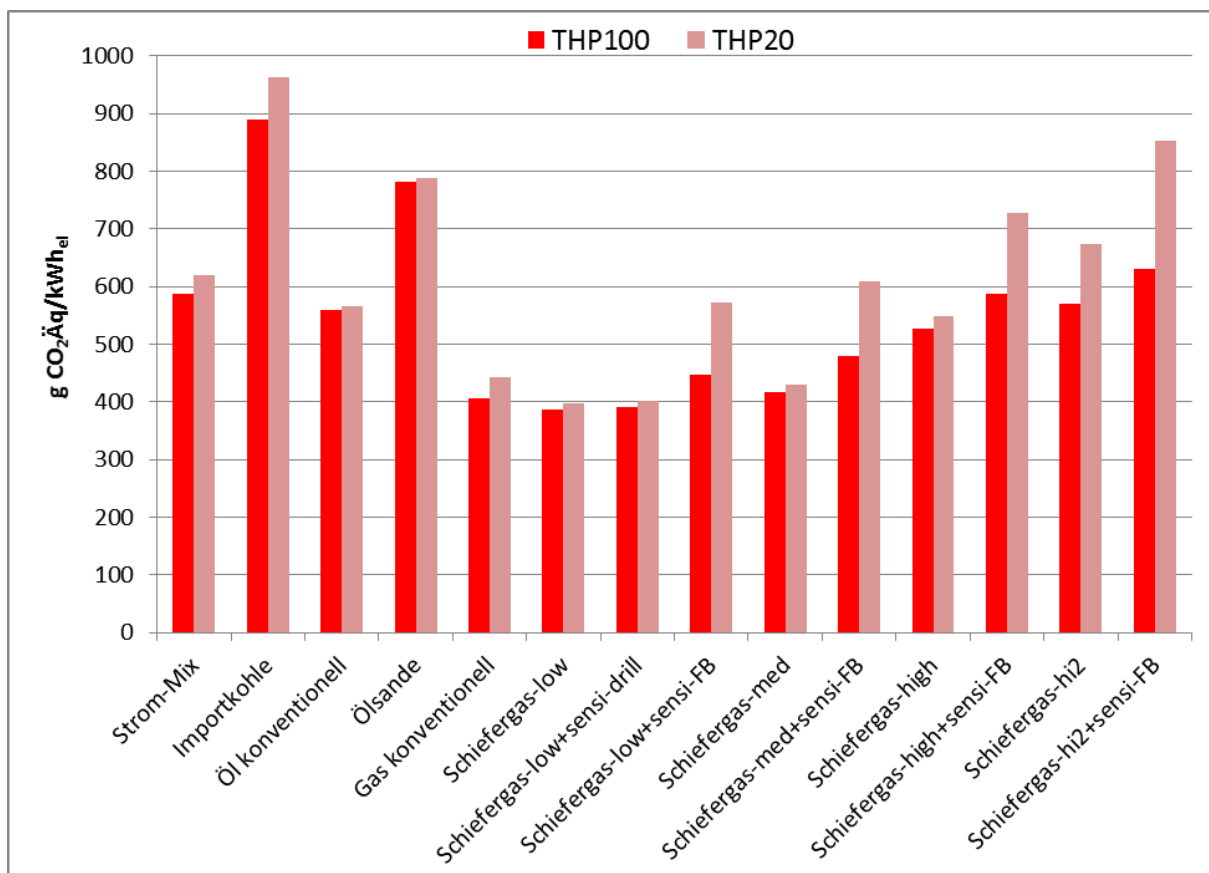
Daten in g CO ₂ -Äq/kWh _{el}	THP ₁₀₀ (Referenz)	THP ₂₀ (Sensitivität)

Daten in g CO ₂ Äq/kWh _{el}	THP ₁₀₀ (Referenz)	THP ₂₀ (Sensitivität)
Strom-Mix	588	620
Importkohle	888	964
Öl konventionell	560	566
Ölsande	782	789
Gas konventionell	406	442
Schiefergas-low	387	398
Schiefergas-low+sensi-FB	448	572
Schiefergas-med	417	430
Schiefergas-med+sensi-FB	479	609
Schiefergas-high	526	549
Schiefergas-high+sensi-FB	588	727
Schiefergas-hi2	569	673
Schiefergas-hi2+sensi-FB	631	853

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.9; THP₁₀₀ = Treibhauspotenziale für 100 Jahre Integrationszeit, THP₂₀ = Treibhauspotenziale für 20 Jahre Integrationszeit; sensi-FB = Sensitivität für unkontrollierte CH₄-Freisetzung aus Flowback

Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse für diesen Sensitivitätsfall gegenüber den anderen Ergebnissen als grafische Übersicht.

Abb. 71: THG-Emissionen der Stromerzeugung aus Schiefergas im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen in 2010 bei Variation der THP-Werte und für CH₄-Freisetzung aus Flowback



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.9; THP₁₀₀ = Treibhauspotenziale für 100 Jahre Integrationszeit, THP₂₀ = Treibhauspotenziale für 20 Jahre Integrationszeit; sensi-FB = Sensitivität für unkontrollierte CH₄-Freisetzung aus Flowback

Bei THP₁₀₀ steigen die strombezogenen THG-Emissionen im Sensitivitätsfall der CH₄-Freisetzung aus dem Flowback deutlich an, liegen aber immer noch unter denen von Importkohle- und Ölsandstrom.

Wird mit THP₂₀ gerechnet wird, übersteigen die strombezogenen Emissionen für Schiefergas im Sensitivitätsfall der CH₄-Freisetzung aus dem Flowback die Emissionen von Ölsandstrom, liegen aber weiterhin unter denen von Importkohlestrom.

7 Vergleich der Ergebnisse für Schiefergas in Deutschland mit internationalen THG-Bilanzen

Abschließend war zu beurteilen, wie aussagekräftig die existierende Datengrundlage ist und inwiefern bisher publizierte Primärdaten aus den USA Rückschlüsse auf die Situation in Deutschland erlauben.

Hierzu wurden die folgenden Studien herangezogen:

- Analysen zu Schiefergas in den USA (Howarth, Santoro, Ingraffea 2011; Santoro, Howarth, Ingraffea 2011),
- generische Analyse für UK durch das Tyndall Centre for Climate Change Research (Broderick et al. 2011) sowie
- generische Studien für die EU (AEA 2012a+b).

Alle diese Studien verwenden - wie die vorliegende - einen lebenswegbezogenen Ansatz zur Bilanzierung von THG-Emissionen, unterscheiden sich jedoch beträchtlich in der Datenbasis und wesentlichen Rahmenannahmen.

Eine ausführliche Disaggregation der Daten- und Methodengrundlagen dieser Studien sowie eine kurze Diskussion jüngerer Literatur gibt IINAS (2013).

7.1 Vergleich der Bereitstellung von Schiefergas

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der Studien für die USA, UK und die EU bezogen auf die Gasbereitstellung.

Tab. 21: Vergleich der THG-Emissionsdaten aus internationalen LCA-Studien zur Gewinnung, Aufbereitung und Transport von Schiefergas

THG-Emissionen [CO ₂ -Äq in g/MJ _{Gas}]	niedrig			mittel			hoch		
aus Lebenswegphase	US	UK	EU	US	UK	EU	US	UK	EU
Exploration & Vorbereitung	4,4	3,0	1,1	8,2	10,0	3,3	14,2	16,9	7,9
- CO ₂ aus Verbrennung	0,9	0,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,6	0,9
- CH ₄ aus Verlusten usw.	3,5	2,9	0,2	7,2	9,1	2,4	13,2	15,3	7,0
Produktion & Aufbereitung	5,2	2,3	2,3	9,0	2,3	2,3	12,9	2,3	2,3
- CO ₂ aus Verbrennung	4,1	2,3	2,3	4,1	2,3	2,3	4,1	2,3	2,3
- CH ₄ aus Verlusten usw.	1,1	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	8,8	0,0	0,0
Transport & Verteilung	5,8	5,8	0,6	10,0	10,0	0,6	14,1	14,1	1,1
- CO ₂ aus Verbrennung	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	1,0
- CH ₄ aus Verlusten usw.	5,3	5,3	0,1	9,4	9,4	0,1	13,5	13,5	0,1
Summe	10,2	8,9	1,7	18,1	19,9	3,8	28,2	31,0	9,1
- CO ₂ aus Verbrennung	1,5	0,7	1,4	1,5	1,5	1,4	1,5	2,2	1,9
- CH ₄ aus Verlusten usw.	8,7	8,2	0,3	16,6	18,5	2,4	26,7	28,8	7,2

Quelle: eigene Übersetzung nach IINAS (2013)

Tabelle 10 zeigt die THG-Emissionen der Schiefergasbereitstellung aus den EU-, UK- und US-Studien im Vergleich zu „DE-2012“ (Fritsche, Herling 2012) und „DE-2014“ (vorliegende Studie).

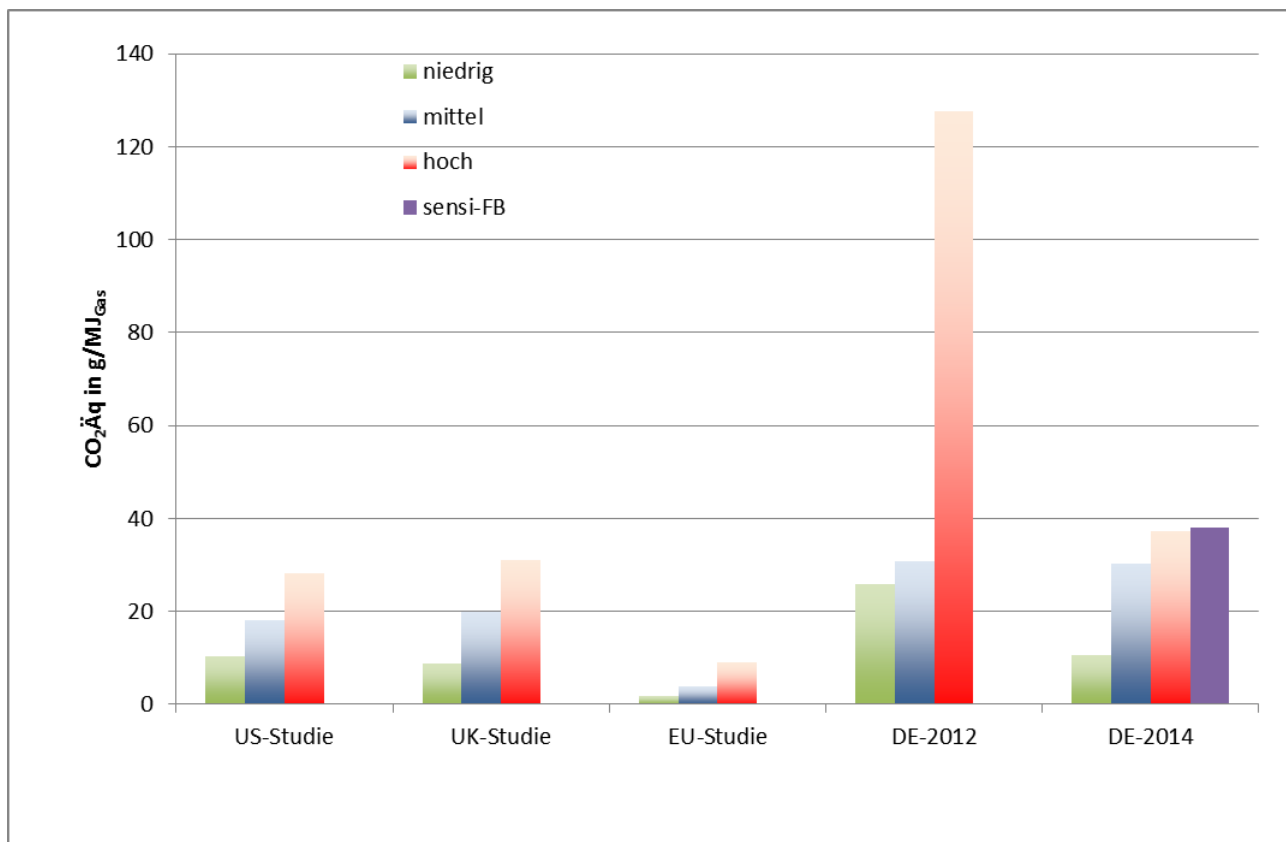
Tab. 22: Vergleich der THG-Emissionen aus internationalen LCA-Studien zu Schiefergas mit Ergebnissen deutscher Studien

Angaben in g CO ₂ Äq/MJ _{Gas}	niedrig	mittel	hoch	sensi-FB
US-Studien (Howarth et al. 2011)	10,2	18,1	28,2	
UK-Studie (Broderick et al. 2011)	8,9	19,9	31,0	
EU-Studie (AEA 2012a+b)	1,7	3,8	9,1	
DE-2012 (Fritsche, Herling 2012)	25,9	30,8	127,6	
DE-2014 (diese Studie)*	10,7	30,4	37,4	45,0

Quelle: eigene Berechnungen und Übersetzung aus IINAS (2013); * = für „niedrig“ wurde hier das „med“-Setting verwendet, für „mittel“ das „high“-Setting und für „hoch“ das „hi2“-Setting, da dieses wie in der DE-2012-Studie die CH₄-Emissionen aus Post-Produktion enthält. „sensi-FB“ repräsentiert den Sensitivitätsfall „unkontrollierte CH₄-Freisetzung aus Flowback“ für das hi2-Setting der vorliegenden Studie.

Die folgende Abbildung zeigt diese Ergebnisse als grafische Übersicht.

Abb. 72: Vergleich der THG-Emissionen aus internationalen LCA-Studien zu THG-Emissionen bei der Bereitstellung von Schiefergas mit Ergebnissen deutscher Studien



Quelle: eigene Berechnungen und Übersetzung aus IINAS (2013); bei „DE-2014“ wurde für „niedrig“ hier das „med“-Setting verwendet, für „mittel“ das „high“- und für „hoch“ das „hi2“-Setting, da dieses wie in der DE-2012-Studie die CH₄-Emissionen aus Post-Produktion enthält. „sensi-FB“ repräsentiert den Sensitivitätsfall „unkontrollierte CH₄-Freisetzung aus Flowback“ für das hi2-Setting der vorliegenden Studie. Zu beachten

ist hier, dass die Daten **nur die Bereitstellung** von Schiefergas frei Pipeline-Ausgang berücksichtigen, **nicht** aber die Emissionen aus der **Nutzung** des Schiefergases (siehe dazu nächste Abbildung).

Die Werte für die „niedrig“- und „mittel“-Fälle unterscheiden sich - mit Ausnahme der sehr geringen Werte der EU-Studie - nur unwesentlich voneinander, während die „hoch“-Angaben deutlich streuen: die deutschen Studien, insbesondere DE-2012, liegen z.T. wesentlich höher als die anderen.

Grund hierfür ist einerseits die Einbeziehung möglicher Post-Produktions-CH₄-Emissionen, die für den in der Studie angenommene geologische Setting höher lagen als die hier angenommene Freisetzung.

Andererseits unterscheiden sich die technischen und geologischen Bedingungen in den USA und Deutschland dahingehend, dass in USA z.T. aus geringeren Tiefen gefördert wird, die Bohrungen nicht durchgängig zementiert werden sowie aufgelassene und nur unzureichend gesicherte Altbohrungen bestehen, wodurch der Methanaufstieg begünstigt wird.

7.2 Vergleich der Stromerzeugung aus Schiefergas

Die EU-, UK- und US-Studien zu Schiefergas geben auch Ergebnisse für strombezogene THG-Emissionen, die in der folgenden Studie im Vergleich zu entsprechenden Ergebnissen einer Studie von Shell sowie deutschen Studien dargestellt sind.

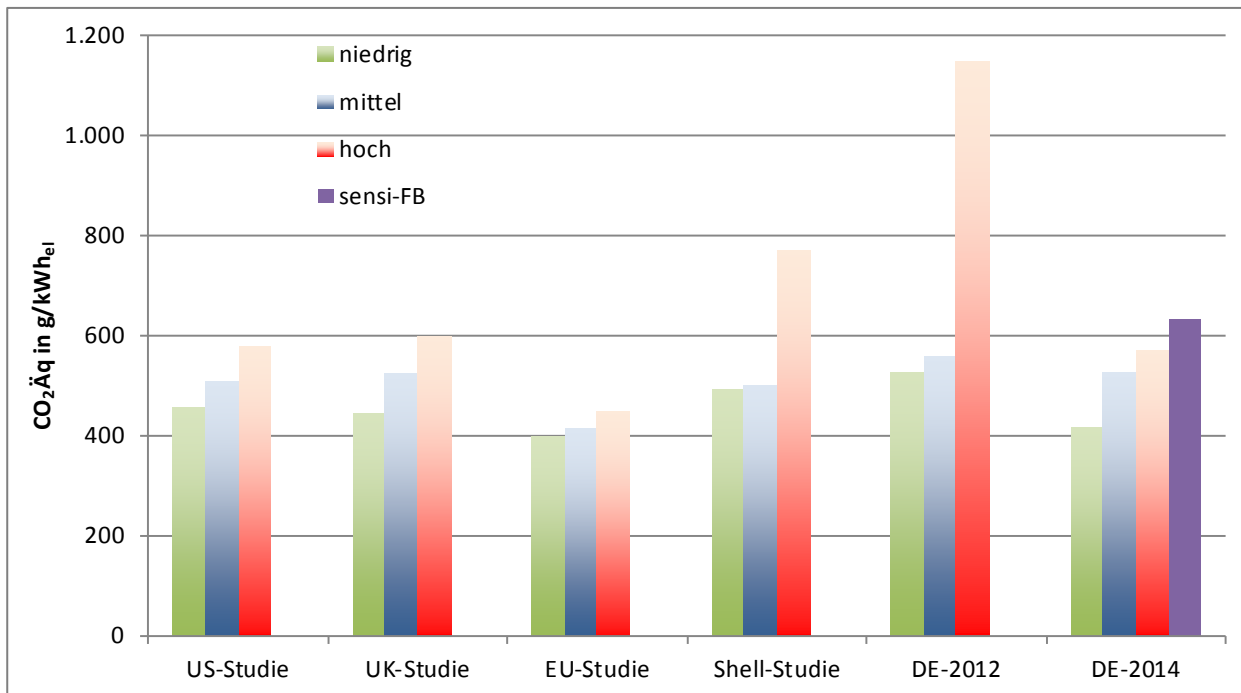
Tab. 23: Vergleich der THG-Emissionen aus internationalen LCA-Studien zur Stromerzeugung aus Schiefergas mit Ergebnissen deutscher Studien

Angaben in g CO ₂ Äq/kWh _{el}	niedrig	mittel	hoch	sensi-FB
US-Studien (Howarth et al. 2011)	454	508	578	
UK-Studie (Broderick et al. 2011)	445	521	597	
EU-Studie (AEA 2012a+b)	396	410	446	
Shell-Studie (Shell 2011)	492	499	770	
DE-2012 (Fritsche, Herling 2012)	527	558	1146	
DE-2014 (diese Studie)*	417	526	569	631

Quelle: eigene Berechnungen und Übersetzung aus IINAS (2013); *= für „niedrig“ wurde hier das „med“-Setting verwendet, für „mittel“ das „high“-Setting und für „hoch“ das „hi2“-Setting, da dieses wie in der DE-2012-Studie die CH₄-Emissionen aus Post-Produktion enthält. „sensi-FB“ repräsentiert den Sensitivitätsfall „unkontrollierte CH₄-Freisetzung aus Flowback“ für das hi2-Setting der vorliegenden Studie.

Die folgende Abbildung zeigt diese Ergebnisse als grafische Übersicht.

Abb. 73: Vergleich der THG-Emissionen aus internationalen LCA-Studien zur Stromerzeugung aus Schiefergas mit Ergebnissen deutscher Studien



Quelle: eigene Berechnungen und Übersetzung aus IINAS (2013); bei „DE-2014“ wurde für „niedrig“ hier das „med“-Setting verwendet, für „mittel“ das „high“- und für „hoch“ das „hi2“-Setting, da dieses wie in der DE-2012-Studie die CH₄-Emissionen aus Post-Produktion enthält. „sensi-FB“ repräsentiert den Sensitivitätsfall „unkontrollierte CH₄-Freisetzung aus Flowback“ für das hi2-Setting der vorliegenden Studie.

Die Werte für die „niedrig“-Fälle der EU- und der vorliegenden Studie unterscheiden sich kaum, während die anderen Studien leicht höher liegen.

Bei den „mittel“-Fällen unterscheiden sich Studien mit Ausnahme der eher geringen Werte der EU-Studie nur unwesentlich, während wiederum die „hoch“-Angaben deutlich streuen: die deutsche Studie DE-2012 liegt wesentlich höher als die anderen. Wie schon im vorherigen Abschnitt genannt sind die Einbeziehung möglicher Post-Produktions-CH₄-Emissionen sowie die geologisch und technisch unterschiedlichen Fördersituationen in den USA und Deutschland dafür die Ursache.

8 Aussagekraft der Klimabilanzierung

Die in den vorherigen Abschnitten dargestellten Klimabilanzen für Schiefergas und der Vergleich mit fossilen Energieträgern wurden jeweils **pro spezifische Einheit** (MJ_{Gas} , kWh_{el}) durchgeführt.

Dabei ist zu beachten, dass diese **vereinfachten** Vergleiche wesentlichen Einschränkungen unterliegen, die ihre Aussagekraft relativieren:

Die verschiedenen Settings für Schiefergas - ebenso wie z.B. konventionelles oder syncrude-Öl - haben in **realen** Versorgungssituationen **unterschiedliche** Anteile. In einem (hypothetischen) Energieszenario mit künftig starkem Ausbau der Schiefergasnutzung würden Standorte entsprechend des „low“-Setting voraussichtlich zuerst genutzt, da sie auch ökonomisch attraktiver erscheinen.

Die stärker THG-relevanten Standorte nach den Settings „med“ und „high“ müssten jedoch mit ansteigender Schiefergasförderung **zunehmend größere Beiträge** bringen und könnten - je nach Ausbaupfad - die über den gesamten Szenariozeitraum integrierten **absoluten** Emissionen dominieren.

Weiterhin führt ein Ausbau von Schiefergas **nicht** notwendigerweise zu einem Rückgang bei z.B. der Verwendung von Kohle.

Das Beispiel der USA belegt, dass dort zwar in der nationalen Bilanz Kohle durch Schiefergas ersetzt, jedoch in Folge preisgünstige Kohle nach Europa exportiert wurde und entsprechend in der Verstromung dort die THG-Emissionen steigen.

Broderick et al. (2012) diskutieren solche Effekte und unterstreichen berechtigterweise, dass die Klimafolgen von Schiefergas die **globalen Verdrängungseffekte** einbeziehen müssen, um die globale Gesamtbilanz - und damit die effektive Klimawirkung von Schiefergas - zu ermitteln.

Hinzu kommt, dass eine **Konkurrenz um Investitionsmittel** für THG-arme Energien besteht: Die IEA projiziert mögliche Investitionen für unkonventionelle Gasförderung von ca. 7 Billionen US\$ bis zum Jahr 2035 (IEA 2012) - diese Mittel stehen dann nicht mehr für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz zur Verfügung (UNEP 2012).

Eine umfassende Analyse, die indirekte Verdrängungseffekte und Investitionsmittelkonkurrenz durch die Entwicklung von Schiefergas untersucht, steht für Deutschland noch aus, sollte aber zur Ergänzung der hier vorgelegten vereinfachten THG-Bilanzen durchgeführt werden.

9 Fragestellung und Einleitung von Arbeitspaket 5

Im AP5 war zuerst zu analysieren und darzustellen, in welchem Rahmen eine wissenschaftlich fundierte Datenerhebung zur Einschätzung der Klimabilanz von Schiefergas unter deutschen Förderbedingungen erfolgen müsste (vgl. Abschnitt 5.2).

Grundlage hierfür waren Erhebungen und Erkenntnisse, die im Rahmen der eigenen Arbeiten bei Exxon-Mobil gewonnen wurden (Fritsche, Herling 2012) sowie entsprechende Erkenntnisse aus den laufenden Diskussionen und Untersuchungen auf EU- und internationaler Ebene.

Weiterhin wurde auf dieser Grundlage eine Einschätzung gegeben zur den Fragen

- welche Anforderungen an ein derartiges Vorhaben gestellt werden müssten sowie
- welcher Mittelumfang benötigt würde.

Die dahingehenden Ergebnisse zeigt Abschnitt 5.3.

Abschließend wurde analysiert, ob die bestehenden Methoden des IPCC, die der nationalen und europäischen Emissionsberichterstattung zugrunde liegen, für die Berichterstattung über THG-Emissionen aus der Schiefergasförderung ausreichen oder ob diese ggfs. weiterentwickelt werden müssen. Hierzu werden auch Erkenntnisse aus einer EU-Studie (AEA 2012a) sowie einem Expertentreffen des IPCC herangezogen (vgl. Abschnitt 5.4).

10 Rahmen für eine wissenschaftlich fundierte Datenerhebung zur Einschätzung der Klimabilanz von Schiefergas unter deutschen Förderbedingungen

Aus der Analyse der THG-Emissionen einer möglichen Schiefergasbereitstellung in Deutschland ergeben sich die folgenden relevanten THG-Quellen:

- Fossiler Energieeinsatz für die Bohrungen (Explorations- und Produktionsbohrungen)
- Methanverluste auf den Bohrstellen
- Methanfreisetzungen aus dem Flowback
- Methanfreisetzungen aus Post-Produktion

Für alle diese Quellen liegen für Deutschland bislang keine belastbaren empirischen Daten vor, da keine nennenswerte Schiefergasförderung erfolgt. Im Folgenden wird ein Rahmen dargestellt, der zu entsprechenden Kenndaten führen würde. Eine genauere Darstellung der notwendigen Datenerhebungen gibt Abschnitt 5.3.

10.1 Fossiler Energieeinsatz für Bohrungen

Der Vergleich der THG-Emissionen für die verschiedenen Schiefergas-Settings zeigt deutlich, dass in der Gesamtbilanz die erforderliche vertikale und horizontale Bohrleistung einen umso stärkeren Einfluss auf das Ergebnis hat je geringer die Erfolgsrate der Explorationsbohrungen und je geringer das erschließbare Fördervolumen (EUR) sind.

Bislang werden in Deutschland die von Unternehmen der Erdgas- und Erdölgewinnung erbrachten Bohrleistungen für die Exploration nur zusammen publiziert und auch nicht nach Fördertechnologie differenziert. Für eine Ableitung belastbarer Kenndaten zur Schiefergasförderung sind jedoch Einzeldaten erforderlich.

Weiterhin fehlt es bislang an öffentlich zugänglichen Daten über die mit den Explorations- und Förderbohrungen erschlossenen förderbaren Gasvolumina. Da auch diese Informationen in lebenswegbezogene Klimabilanzen eingehen, sind entsprechende Daten zu erheben.

10.2 CH₄-Emissionen auf den Bohrstellen

Die durch Schiefergasförderung verursachten direkten CH₄-Emissionen bei der Förderung hängen einerseits von der jeweils eingesetzten Technologie (Fackel, Gaserfassung, Gasspeicher) und der räumlichen Verteilung der Bohrstellen (Rohrleitungslängen) ab, andererseits von den örtlichen Betriebsbedingungen (u.a. Häufigkeit von Lagerstättenwasserentfernung, Betriebs- und Leitungsdruck). Diese Parameter werden bislang in Deutschland nicht erfasst, sind aber für die Einschätzung von Leckraten wesentlich.

10.3 CH₄ aus dem Flowback

Der Einfluss von möglichen CH₄-Freisetzungen aus dem Flowback ist vergleichsweise hoch (siehe Abschnitt 4.6.2), womit die Menge an Flowback sowie Angaben zur Gaserfassung („green completion“) und ggf. Gasbehandlung (Fackel) wichtige Kenndaten für die Klimabilanz darstellen, die erfasst und öffentlich verfügbar gemacht werden müssten.

10.4 CH₄ aus Post-Produktion

Das „hi2“-Setting für Schiefergas zeigt, dass der Einfluss möglicher CH₄-Freisetzungen nach Beendigung der Förderung (Post-Produktion, siehe Abschnitt 4.2.3) ebenfalls vergleichsweise groß ist (Abschnitt 4.4). Eine empirische Erfassung solcher möglichen Freisetzungen in Deutschland könnte erst dann erfolgen, wenn die Schiefergasförderung in nennenswertem Umfang (mehrere Standorte) über mindestens eine Produktionsperiode (10-20 Jahre) erfolgt ist und dann ein intensives Monitoring in den Grundwasserkörpern stattfindet (vgl. AP1).

10.5 Referenzniveau für CH₄-Hintergrundemissionen

Weiterhin fehlen räumlich aufgelöste Daten zu CH₄-Hintergrundemissionen, d.h. der **Referenzsituation ohne** Schiefergasförderung. Für ggf. erforderliches künftiges Monitoring und dessen Verifikation ist aber die Erhebung von räumlich aufgelösten CH₄-Referenzniveaus unerlässlich.

11 Anforderungen an die Datenerhebung zur Klimabilanz von Schiefergas unter deutschen Förderbedingungen

Der o.g. Rahmen zur Erhebung empirischer Daten für die Klimabilanz von Schiefergas in Deutschland wird im Folgenden im Hinblick auf die Datenanforderungen konkretisiert.

11.1 Fossiler Energieeinsatz für Bohrungen

Um belastbare Daten zum Energieeinsatz für die vertikalen und horizontalen Bohrungen zur Schiefergasförderung sowie zur Erfolgsrate von Explorationsbohrungen und jeweils erschließbaren Fördervolumen zu erhalten, sind Erhebungen bei den in Deutschland tätigen Unternehmen der Erdgas- und Erdölgewinnung erforderlich, die in einer nach Fördertechnologien und Produkt (Erdgas, Schiefergas, Erdöl) **differenzierteren jährlichen Statistik** aufgenommen und fortgeschrieben werden müssen.

Der Aufwand hierfür ist minimal, da diese Daten von den Unternehmen **ohnehin** disaggregiert erfasst werden und somit nur die statistische Erfassungsleistung (Anpassung der Erhebung) und das entsprechende Berichtssystem angepasst werden müssen.

Der Aufwand für die statistisch differenzierte Ersterfassung wird auf 1-2 Personen-Monate Bearbeitungszeit geschätzt.

11.2 CH₄-Emissionen auf den Bohrstellen

Wie im Abschnitt 5.2.2 dargestellt, fehlen empirische Grunddaten zu wesentlichen Parametern, um die von der Schiefergasförderung verursachten direkten CH₄-Emissionen und entsprechende Leckraten zu bestimmen.

Auf Grundlage von Erkenntnissen aus den USA über die räumlich differenzierte Erfassung von diffusen Methanemissionen durch atmosphärische Messungen (George 2013; Karion 2013; Litovitz et al. 2013) sowie Erhebungen zur konkreten Ausrüstung von Schiefergasförderstellen (Allen et al. 2013; Weiz, de Figueirredo 2013) kann für Deutschland geschlossen werden, dass

- die **Inventarisierung** von Technologien zur CH₄-Reduktion (vgl. Abschnitt 5.2.3) bei der Schiefergasförderung auf Ebene der Einzelunternehmen und Bohrstandorte möglich und
- die Zurechnung von räumlich differenziert gemessenen atmosphärischen CH₄-Konzentrationen zu **einzelnen Schiefergasproduktionsstätten** durch entsprechende Messkampagnen und Rückrechnung mit Hilfe von Ausbreitungsmodellen dem **Stand der Technik entspricht**.

Der finanzielle Aufwand für die Inventarisierung liegt bei wenigen Arbeitstagen und kann sinnvollerweise in die statistische Erfassung der Bohraktivitäten (vgl. Abschnitt 5.3.1) einbezogen werden. Die Messkampagnen und nachfolgende atmosphärische Modellierung können pro Produktionsstandort für wenige zehntausend Euro durchgeführt werden, wenn ein unmittelbarer Zugriff auf die Daten der o.g. Technologieinventarisierung des Standorts erfolgt.

11.3 CH₄ aus Post-Produktion

Wie schon im Abschnitt 5.2.4 angesprochen ist die empirische Erfassung möglicher CH₄-Freisetzungen nach Beendigung der Schiefergasförderung (Post-Produktion) durch ein intensi-

ves Monitoring der Grundwasserkörper möglich, dessen Aufwand in AP1 dargestellt wurde. Eine messtechnische Erfassung von im Grundwasser gelöstem Methan durch Beprobung wird ebenfalls im AP1 erläutert.

Das Grundwassermonitoring sollte durch periodisches Monitoring der atmosphärischen CH₄-Hintergrundkonzentrationen (vgl. unten) ergänzt werden.

11.4 Monitoring von CH₄-Hintergrundemissionen

Wie in Abschnitt 5.2.5 ausgeführt, müssen räumlich aufgelöste Daten zu CH₄-Hintergrundemissionen erhoben werden, um die Verifikation von Technologieinventaren (vgl. Abschnitt 5.3.2) und ein künftiges Monitoring potenzieller Post-Produktions-Emissionen standortbezogen zu erlauben (vgl. Abschnitt 5.2.4). Hierfür sind einige zehntausend € pro Standort und Monitoring-Jahr erforderlich, jedoch sind hier in den nächsten Jahren **erhebliche Kostensenkungen** zu erwarten (Willson 2013).

12 Nationale Berichterstattung zu THG-Emissionen aus der Schiefergasförderung

Abschließend war zu analysieren, ob die bestehenden Methoden des IPCC, die der nationalen und europäischen Emissionsberichterstattung nach der Klimarahmenkonvention (United Nations Framework Convention on Climate Change = UNFCCC) zugrunde liegen, für die Berichterstattung über THG-Emissionen aus der Schiefergasförderung ausreichen oder ob diese ggfs. weiterentwickelt werden müssen.

Hierzu wurden Erkenntnisse aus einer EU-Studie (AEA 2012a) sowie aus einem kürzlich stattgefundenen IPCC-Expertentreffen (IPCC 2013) herangezogen.

12.1 Berichterstattung nach der UNFCCC

Das UNFCCC Common Reporting Format (CRF) für nationale THG-Inventare und die nationalen Inventarberichte (National Inventory Reports = NIR) enthalten u.a. Angaben zu flüchtigen Emissionen (fugitive emissions) des Energiesektors.

Die CRF-Tabellen geben jedoch nur aggregierte Emissionsfaktoren und Aktivitätsraten für die gesamte Erdgasförderung wieder, wobei zudem eine Abgrenzung gegenüber Begleitgas (associated gas) aus der Ölförderung schwierig ist. Hier ist zu überlegen, die bisher nach Energieträger differenzierte Berichterstattung jeweils **fördertechnologiespezifisch zu erweitern**.

Die NIR geben im Prinzip die Hintergrunddaten und Annahmen für die CRF-Tabellen, womit höher aufgelöste Daten zu THG-Emissionen und Aktivitätsraten der Gasförderung möglich sind.

Die CH₄-Emissionen durch Exploration, Bohrung und Förderbetrieb sowie Fracking sind jedoch auch auf NIR-Ebene nicht auflösbar.

Die US-Umweltbehörde hat im letzten NIR ausführlich zu den nationalen Annahmen für Schiefergas berichtet (EPA 2013) und hier „tier 3“-Daten (national angepasste Methoden) verwendet, diese stützen sich aber auf nicht publizierte Betreiberdaten (Allen 2013; Weiz, de Figueirredo 2013).

12.2 IPCC Guidelines

Die 2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories (IPCC 2006) bieten generische Daten („default emission factors“) für die Erdgasförderung, jedoch keine spezifischen Methoden oder Daten für Schiefergas (AEA 2012a; Glancy 2013). Bei einem kürzlichen IPCC Expert Meeting zu THG-Emissionen aus unkonventioneller Gas- und Ölförderung (IPCC 2013) wurde **einhellig gefordert**, entsprechend differenzierte Tier-1-Emissionsfaktoren für die Schiefergasförderung zu entwickeln und auch methodische Hinweise für Tier-2- und -3-Daten vorzulegen, die auch die je nach geologischer Situierung unterschiedlichen Gaszusammensetzungen reflektieren.

Weiterhin gab es Konsens darüber, dass die vorliegenden Daten zu **Fackelemissionen** verbessert und differenziert werden müssen, da je nach Einzelheiten der Fördertechnologie und ihres Betriebs sehr unterschiedliche Emissionen auftreten können.

Mit Blick auf die anstehenden Verhandlungen über ein „post-Kyoto“-Klimaregime für 2020 wird eine Revision der IPCC Guidelines in den nächsten Jahren als sinnvoll erachtet und dahingehende Vorarbeiten sollten umgehend begonnen werden.

12.3 EU Monitoring Mechanism und ETS-Monitoring

Die EU-Mitgliedsstaaten müssen seit 2004 auf Grundlage des Monitoring Mechanism (EU 2004) und nach der seit Juli 2013 geltenden „Monitoring Mechanism Regulation“ (MMR) jährlich über die nationalen THG-Emissionen berichten, die Europäische Umweltagentur (EEA) erstellt hieraus unter Verwendung von EUROSTAT-Daten eine NIR-ähnliche Publikation für die THG-Emissionen der EU insgesamt¹⁵³. Weiterhin bestehen Berichtspflichten für Unternehmen, die dem europäischen Emissionshandelssystem (ETS) unterliegen¹⁵⁴.

Diese Mechanismen beruhen inhaltlich auf den IPCC Guidelines und geben keine weiteren Informationen zu THG-Emissionen aus der Schiefergasgewinnung.

12.4 Schlussfolgerungen zur nationalen THG-Berichterstattung in Bezug auf Schiefergas

Mit Zunahme der energiewirtschaftlichen Bedeutung von unkonventionellem Erdöl in Kanada und Schiefergas in den USA und Ausbauplänen für Schiefergas in Ländern wie China ist eine Differenzierung der internationalen Berichtspflichten unter der UNFCCC im Hinblick auf eine Fördertechnologiedifferenzierung erforderlich.

Dahingehende Vorarbeiten haben begonnen (IPCC 2013) und sollten von deutscher Seite unterstützt und weiter verfolgt werden, um eine adäquatere und transparentere THG-Berichterstattung im Hinblick auf unkonventionelle fossile Energieträger international zu etablieren.

Hierbei könnten auch die im Abschnitt 5.3 genannten Datenquellen, die eine Tier-3-Methodik unterstützen würden, mit in die Diskussion gebracht werden.

¹⁵³ Siehe http://ec.europa.eu/clima/policies/g-gas/monitoring/index_en.htm

¹⁵⁴ Siehe http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/index_en.htm

13 Quellenverzeichnis

- AEA (AEA Technology plc) (2012): Climate Impact of Potential Shale Gas Production in the EU; Forster D, Perks J; prepared for EC DG ENV; Didcot
http://ec.europa.eu/clima/policies/eccp/docs/120815_final_report_en.pdf
- Allen, D. (2013): Measurements of methane emissions from natural gas production in the United States; presented at the IPCC Expert Meeting: Fugitive Emissions of Greenhouse Gases from Oil and Natural Gas Systems (including shale gas, coal bed methane, etc.); 20-22 August 2013; Washington DC.
- Allen, D. et al. (2013): Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States; in: PNAS published online before print September 16, 2013, doi: 10.1073/pnas.1304880110.
- Broderick, J. et al. (2011): Shale gas: an up-dated assessment of environmental and climate change impacts; Tyndall Centre for Climate Change Research, University of Manchester; Manchester
www.tyndall.manchester.ac.uk/public/Tyndall_shale_update_2011_report.pdf .
- Broderick, J., Anderson, K. (2012): Has US Shale Gas Reduced CO₂ Emissions? Tyndall Centre, University of Manchester
http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/broderick_and_anderson_2012_impact_of_shale_gas_on_us_energy_and_emissions.pdf.
- Burnham, A. et al. (2012): Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum; in: Environ. Sci. Technol. vol. 46, pp. 619–627
- EP (European Parliament) (2012): Workshop Proceedings "Impact of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health"; Brussels
<http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201203/20120322ATT41624/20120322ATT41624EN.pdf>.
- EPA (US Environmental Protection Agency) (2010): Greenhouse gas emissions reporting from the petroleum and natural gas industry. Background Technical Support Document; Washington DC
http://www.epa.gov/ghgreporting/documents/pdf/2010/Subpart-W_TSD.pdf.
- EPA (US Environmental Protection Agency) (2011a): Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990–2009; Washington DC http://www.epa.gov/climatechange/Downloads/ghgemissions/US-GHG-Inventory-2011-Complete_Report.pdf.
- EPA (US Environmental Protection Agency) (2011b): Regulatory Impact Analysis - Proposed New Source Performance Standards and Amendments to the National Emissions Standards for Hazardous Air Pollutants for the Oil and Gas Industry; Washington DC
<http://www.epa.gov/ttnecas1/regdata/RIAs/oilnaturalgasfinalria.pdf>.
- EPA (US Environmental Protection Agency) (2013): Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990–2011; Washington DC <http://www.epa.gov/climatechange/Downloads/ghgemissions/US-GHG-Inventory-2013-Main-Text.pdf>
- EU (European Union) (2004): Decision No 280/2004/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 concerning a mechanism for monitoring Community greenhouse gas emissions and for implementing the Kyoto Protocol; Official Journal of the European Union 19.2.2004 L 49/1-8
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:049:0001:0008:EN:PDF>

- Ewen, C. et.al. (2012): Risikostudie Fracking - Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Übersichtsfassung) ; erstellt im Zusammenhang mit dem Informations- und Dialogprozess der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/Ex_Risikostudie_Fracking_120518_webansicht.pdf
- Fritsche, U., Herling, J. (2012): Energie- und Klimabilanz von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten im Vergleich zu anderen Energiequellen; Öko-Institut/IINAS; Endbericht zum Gutachten für Team Ewen im Rahmen des InfoDialog Fracking; Darmstadt http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/OEKO_IINAS-Fracking-Energie-Klimabilanz.pdf.
- GAO (US Government Accountability Office) (2010): Federal Oil and Gas Leases: Opportunities Exist to Capture Vented and Flared Natural Gas, Which Would Increase Royalty Payments and Reduce Greenhouse Gases; GAO-11-34; Washington DC <http://www.gao.gov/assets/320/311826.pdf>.
- George, F. (2013): LightTouch technology for emissions flux mapping and verification; presented at the IPCC Expert Meeting: Fugitive Emissions of Greenhouse Gases from Oil and Natural Gas Systems (including shale gas, coal bed methane, etc.); 20-22 August 2013; Washington DC.
- Glancy, R. (2013): Quantifying fugitive emission factors from unconventional natural gas production (shale gas, tight sands gas and CBM) using IPCC Methodology; presented at the IPCC Expert Meeting: Fugitive Emissions of Greenhouse Gases from Oil and Natural Gas Systems (including shale gas, coal bed methane, etc.); 20-22 August 2013; Washington DC.
- Hou, M. (2013): Frac-Ausbreitung; Beitrag zum Statusbericht des InfoDialogs am 18.6 in Greven.
- Howarth, R., Santoro, R., Ingraffea, A. (2011): Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations; in: Climatic Change vol. 106, pp. 679-690 .
- Howarth, R.; Santoro, R., Ingraffea, A. (2012): Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et al.; in: Climatic Change vol. 113 no. 2, pp. 537-549.
http://www.eeb.cornell.edu/howarth/publications/Howarthetal2012_Final.pdf -
see also Electronic Supplemental Materials to this article:
http://link.springer.com/content/esm/art:10.1007/s10584-012-0401-0/file/MediaObjects/10584_2012_401_MOESM1_ESM.pdf
- Howarth, R. et al. (2012a): Methane Emissions from Natural Gas Systems; Background Paper Prepared for the National Climate Assessment; Reference number 2011-0003; Ithaca
<http://www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarth%20et%20al.%20-%20National%20Climate%20Assessment.pdf>
- Howarth, R. et al. (2012b): Greenhouse gas footprint of shale gas obtained by hydraulic fracturing; presented at Ecological Society of America Annual Meeting 2012, 1 - 6 Aug 2012, OOS 3-8
<http://cdn.f1000.com/posters/docs/251359591>
- IEA (International Energy Agency) (2012): Golden Rules for a Golden Age of Gas - World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas; Paris
http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf
- IINAS (International Institute for Sustainability Analysis and Strategy) 2013: Comparison of GHG emissions from unconventional natural gas ("fracking") in key studies; Fritsche U, Hunt S, Fingerman K; prepared for ExxonMobil Production Germany; Darmstadt, Washington DC.

- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Vol. 2: Energy; published by the Institute for Global Environmental Strategies (IGES), Hayama, Japan on behalf of the IPCC <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp>.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007): Climate Change 2007: The Physical Science Basis; contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the IPCC; Solomon S et al. (eds.); Cambridge, New York.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2013): Expert meeting on Fugitive Emissions from Oil and Natural Gas Systems; August 20-22, 2013; Washington DC.
- Karion A. (2013): Using atmospheric measurements to assess inventories of fugitive emissions from oil and natural gas systems; presented at the IPCC Expert Meeting: Fugitive Emissions of Greenhouse Gases from Oil and Natural Gas Systems (including shale gas, coal bed methane, etc.); 20-22 August 2013; Washington DC.
- Larson E. (2013): Natural Gas & Climate Change; Climate Central; Princeton <http://assets.climatecentral.org/pdfs/NaturalGas-and-ClimateChange.pdf>
- Laurenzi I., Jersey G. (2013): Life Cycle Greenhouse Gas Emissions and Freshwater Consumption of Marcellus Shale Gas; in: Environ. Sci. Technol. dx.doi.org/10.1021/es305162w.
- Litovitz A. et al. (2013): Estimation of regional air-quality damages from Marcellus Shale natural gas extraction in Pennsylvania; in: Environ. Res. Lett. 8 (2013) 014017.
- O'Sullivan F. (2012): Shale Gas Production – The GHG Emissions Question; Stakeholder Workshop on Natural Gas in the Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks http://www.epa.gov/climatechange/Downloads/ghgemissions/2012Workshop/MIT_OSullivan.pdf
- O'Sullivan F., Paltsev S. (2012): Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions; in: Environ. Res. Lett. Vol. 7 (2012), pp. 1-6.
- Sandlin J. (2012): Realistic Completion Emissions; presented at the Stakeholder Workshop on Natural Gas in the Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks Sept. 13, 2012, Washington DC. http://www.epa.gov/climatechange/Downloads/ghgemissions/2012Workshop/Devon_Sandlin.pdf
- Santoro, R., Howarth, R., Ingraffea A. (2011): Indirect Emissions of Carbon Dioxide from Marcellus Shale Gas Development. A Technical Report from the Agriculture, Energy, & Environment Program at Cornell University; Ithaca http://www.eeb.cornell.edu/howarth/IndirectEmissionsofCarbonDioxidefromMarcellusShaleGasDevelopment_June302011%20.pdf
- Shell (2011): Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production; Stephenson T, Valle J, Riera-Palou X; in: Environmental Science and Technology vol. 45 no. 24, pp. 10757-10764.
- Shindell D. et al. (2009): Improved Attribution of Climate Forcing to Emissions; in: Science vol. 326 no. 5953 pp. 716-718.
- Sauter M. et.al. (2012): Abschätzung der Auswirkungen von Fracking-Maßnahmen auf das oberflächennahe Grundwasser; erstellt für die für AG Risiken im geologischen Bereich des Informations- und Dialogprozess der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung; Göttingen, Stuttgart, Aachen <http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/gutachten-georisiken-fracking-infodialog.pdf>

UBA (Umweltbundesamt) (2013): Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol - 2012 National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 – 2010; Dessau <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4293.pdf>

UNEP (United Nations Environment Programme) (2012): Gas fracking: can we safely squeeze the rocks?; UNEP Global Environmental Alert Service
http://na.unep.net/geas/archive/pdfs/GEAS_Nov2012_Fracking.pdf

Weber C., Clavin C. (2012): Life cycle carbon footprint of shale gas: Review of evidence and implications; in: Environ. Sci. Technol. vol. no. 11, pp. 5688-5695.

Weitz M., de Figueirredo M. (2013): Use of facility-level data to improve national GHG inventories; presented at the IPCC Expert Meeting: Fugitive Emissions of Greenhouse Gases from Oil and Natural Gas Systems (including shale gas, coal bed methane, etc.); 20-22 August 2013; Washington DC.

Willson, B. (2013): An overview of emerging technologies for methane sensing; presented at the IPCC Expert Meeting: Fugitive Emissions of Greenhouse Gases from Oil and Natural Gas Systems (including shale gas, coal bed methane, etc.); 20-22 August 2013; Washington DC.

Arbeitspaket 6 – Induzierte Seismizität

von

Prof. Dr. Horst Rüter

Andreas Donat

Stefan Bauer

HarbourDom GmbH

Juni 2014

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	i
1 Einleitung.....	1
2 Allgemeine Darstellung und Einleitung in die Seismologie inklusive einiger Begriffserklärungen	2
2.1 Globale Erdbebenverteilung.....	2
2.2 Entstehung von Erdbeben	3
2.3 Kenngrößen der natürlichen und induzierten Seismizität.....	4
2.3.1 Lokalmagnitude nach Richter (ML)	6
2.3.2 Momenten-Magnitude (MW)	7
2.3.3 Intensität	9
2.3.4 Schwinggeschwindigkeit und Beurteilung von Schadensauswirkungen.....	10
2.3.5 Magnituden-Häufigkeits-Verteilung (Gutenberg-Richter-Beziehung)	12
2.4 Das Spannungsfeld der Erdkruste.....	14
2.4.1 Bestimmung von Parametern des Spannungsfeldes	14
2.4.2 Spannungskomponenten und Auswirkungen auf Frac-Ausbreitung	17
3 Darstellung der Bedeutung der natürlichen Seismizität in Kontext Fracking.....	19
3.1 Allgemeines zur natürlichen Seismizität	19
3.2 Natürliche Seismizität als Begrenzung (Rahmen).....	22
3.3 Natürliche Seismizität zur Information über das Spannungsfeld	23
4 Induzierte Seismizität	24
4.1 Mechanik Fluid-induzierter Ereignisse	25
4.2 Unterscheidung zwischen natürlichen und induzierten Beben (Diskriminierung)	28
4.3 Darstellung der induzierten Seismizität im Zusammenhang mit Gasbergbau, Steinkohlenbergbau, Braunkohlebergbau, Kupferbergbau, Kalibergbau und Sonstiges.....	28
4.3.1 Geothermie	30
4.3.2 Fluidinjektionen.....	30
4.3.3 CO ₂ -Versenkung.....	30
4.4 Induzierte Erdbeben in Deutschland und Umfeld.....	31
4.4.1 Bergbauinduzierte Beben am Beispiel Saarland	32
4.4.2 Induzierte Seismizität am Beispiel konventioneller Gasförderung in den Niederlanden und in Norddeutschland	34
4.5 Räumliche Überlappung der Gebiete natürlicher Seismizität mit beantragten oder genehmigten Aufsuchungslizenzen zur Schiefergasgewinnung.....	39

5	Recherche und Aufarbeitung von Veröffentlichungen	43
5.1	Wissenschaftliche Recherche und Aufarbeitung von Daten und ausgewählten Veröffentlichungen zu den einzelnen Betriebsphasen	43
5.1.1	Bohren	43
5.1.2	Fracking (im engeren Sinn des hydraulischen Aufbrechens)	43
5.1.3	Produktionsphase	48
5.1.4	Fluidinjektion	48
5.2	Darstellung des Standes der Technik und des Standes der Wissenschaft von seismologischen Prognoseverfahren	53
5.2.1	Deterministische Verfahren	53
5.2.2	Probabilistische Verfahren	55
5.2.3	Empirische Verfahren	56
5.2.4	Möglichkeiten zur Abschätzung der Maximalmagnituden	59
5.2.5	Erörterung der Anwendbarkeit von Prognoseverfahren zur Erfassung der induzierten Seismizität bei der Schiefergasgewinnung	60
6	Seismische Gefährdungsanalysen	62
6.1	Seismologisches Basisgutachten	64
6.1.1	Methodik und Voraussetzungen	64
6.1.2	Stand der Wissenschaft und Technik	65
6.1.3	Erörterung der Möglichkeit zur Erstellung tragfähiger seismischer Gefährdungsanalysen	66
6.2	Leitfäden zur Erarbeitung von Gefährdungsanalysen	67
7	Seismisches Monitoring	68
7.1	Seismologische Messnetze	68
7.2	Bestehende untergesetzliche Regelungen	69
7.2.1	DIN 4150, Erschütterungen im Bauwesen	70
7.2.2	GTV 1101, Seismizität bei Geothermieprojekten, Teil 1: Seismische Überwachung	72
8	Beherrschbarkeit der Technologie	74
8.1	Möglichkeit der Beherrschung durch Überwachung und Reaktionsschemata	74
8.2	Einflussgrößen auf die Beherrschbarkeit (Stellschrauben)	75
8.3	Diskussion bestehender und denkbarer verbesserter Reaktionsschemata	76
8.4	Prognostische Elemente in Reaktionsschemata	78
8.5	Zusammenfassende Beurteilung der Beherrschbarkeit und der dazu gegebenenfalls notwendigen Voraussetzungen und Maßnahmen	79
9	Kernfragen und Antworten	80

9.1	Sind Parameter ermittelbar, anhand derer sich das Gefährdungspotenzial an möglichen Fracking-Standorten in Deutschland aus seismologischer Sicht bewerten lässt?	80
9.1.1	Wie kann abgeschätzt werden, welche Magnituden ggf. in Abhängigkeit der geologisch-tektonischen Situation für unterschiedliche seismotektonische Regionen bzw. an einzelnen Standorten zu erwarten sind?	80
9.1.2	Kann sich durch Nachfracking an früheren Fracs oder durch wiederholtes Fracking in einer Bohrung oder an einem Standort die Gefährdung erhöhen?	80
9.1.3	Ab wann wären Schäden u.a. in Abhängigkeit von der Herdtiefe oder den Dämpfungseigenschaften des Untergrunds zu erwarten? Welche Schäden wären maximal zu erwarten?	81
9.1.4	Können Grenzwerte für Erschütterungseinwirkungen so festgelegt werden, dass Schäden ausgeschlossen sind?	81
9.2	Können für folgende Aspekte Handlungsempfehlungen abgeleitet werden?	81
9.2.1	Sind über die üblichen Standorterkundungen für die konventionelle Produktion von Kohlenwasserstoffen hinausreichende oder grundsätzlich andere Voruntersuchungen nötig?	82
9.2.2	Welche Monitoringmethoden bestehen und welche Magnituden/Schwinggeschwindigkeiten können mit marktüblichen Instrumenten aufgelöst werden?	82
9.2.3	Gibt es Vermeidungsstrategien bzw. Steuerungsmöglichkeiten? Welche kurzfristigen Entscheidungsprozesse können entstehen?	82
9.2.4	Können Spätfolgen auftreten?	82
9.2.5	Wie eindeutig ist im Schadensfall eine Zuordnung zu vorausgegangenen Aktivitäten möglich und wie kann ggf. eine Verbesserung erreicht werden?	82
9.2.6	Wie ist die rechtliche Situation? Sind Haftungsfragen ausreichend geregelt? Welche neuen Anforderungen ergeben sich für die Aufsichtsfunktion der Genehmigungsbehörden?	83
10	Zusammenfassung	84
11	Handlungsempfehlungen	85
12	Quellenverzeichnis	87

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Globale Verteilung von Erdbeben Epizentren zwischen 1900-2010	2
Abb. 2:	Durchschnittliche jährliche Erdbebenhäufigkeit in Abhängigkeit von der Magnitude basierend auf den Daten des United States Geological Survey (USGS)	3
Abb. 3:	Sichtbares Ergebnis eines Deformationsprozesses: In der Nähe des Ortes Bolinas im Marin County, weist ein Zaun nach dem großen San Francisco Erdbeben 1906 einen horizontalen Versatz von ca. 2,5 Meter auf	4
Abb. 4:	Vereinfachte Darstellung der Scherbruchtheorie von Reid	4
Abb. 5:	Schematische Darstellung eines seismischen Ereignisses mit Begriffen und Messgrößen	5
Abb. 6:	Zusammenhang zwischen Magnitude, Intensität und Herdtiefe für eine bestimmte Region.....	10
Abb. 7:	Zusammenhang zwischen Emissionsgrößen (Magnitude) und Immissionsgrößen (PGV) für einen bestimmten Standort in Relation zu den Richtwerten der DIN 4150 Teil 3.....	12
Abb. 8:	Gutenberg-Richter-Beziehung für den nördlichen Teil des Oberrheingrabens (Daten nach Leydecker, 2011) Die Steigung der Gerade ergibt einen b-Wert von -1,1	13
Abb. 9:	a) Messung von Bohrlochwandausbrüchen bzw. Bohrlochovalität, b) Darstellung von Vertikalrissen in einer Bohrung, c) typische Auswertung der Horizontalspannungsrichtungen aus Randausbrüchen und Vertikalrissen, d) Bestimmung von Herdflächenlösungen eines Bebensclusters	15
Abb. 10:	Auszug für Deutschland aus der World Stress Map Rel. 2008	16
Abb. 11:	Orientierung von Bruchflächen in Abhängigkeit von Normal- und Scherspannungen. (a) Thrust fault (Überschiebung); (b) Normal fault (Abschiebung); (c) Strike-slip fault (Verschiebung).	17
Abb. 12:	Spannungsfeld-Daten der Bohrung Basel 1: es ist $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$	18
Abb. 13:	Tektonische Übersichtskarte von Deutschland	19
Abb. 14:	Seismische Ereignisse in Deutschland für den Zeitraum 2000 - 2013 mit einer Magnitudenschwelle von 2,0, unterschieden nach: Tektonisch, induziert oder Sprengung. Die Größe der Kreise gibt die Magnitude an	21
Abb. 15:	Natürliche Seismizität (blau) und natürliche + induzierte Seismizität (grün), beispielhaft für eine Geothermielokation	22
Abb. 16:	Spannungsverhältnisse an einer druckbeaufschlagten Störungsfläche (Prinzip).....	26
Abb. 17:	a) Scherung eines zusammengefügt Blocks, der der Normalkraft F_n und der Scherkraft F_s ausgesetzt ist, mit einem Fluid innerhalb der Kontaktfläche mit Druck p . Bewegung entlang der Kontaktfläche wird ausgelöst, wenn die Scherspannung τ gleich dem Reibungswiderstand $\tau = \mu \cdot \sigma_n$ ist. (b) Bildliche Darstellung der Coulomb Kriteriums: für Belastungszustände unterhalb der kritischen Linie, die durch die Steigung μ definiert ist tritt keine Bewegung auf	26

Abb. 18:	Karte Mitteleuropas mit der Lokation unterschiedlich induzierter (farbige Kreise) und natürlicher Ereignisse (weiße Kreise)	31
Abb. 19:	Karte des saarländischen Bergbaugebietes mit der Lage der seismischen Ereignisse (rote Punkte) seit dem 1.1.2000 mit einer Magnitude (ML) von mindestens 2.0. Die Größe der Punkte ist proportional zur Magnitude der jeweiligen Ereignisse. Das Ereignis vom 23.2.2008 ist mit einem gelben Stern markiert	33
Abb. 20:	Seismische Ereignisse im Bergbaugebiet bei Lebach im Saarland.....	34
Abb. 21:	Gasfelder (grün) und seismische Ereignisse (rot) sowie Verwerfungen im Bereich der Niederlande	35
Abb. 22:	Magnituden Häufigkeitsverteilung (Gutenberg-Richter-Beziehung) für induzierte Ereignisse im Bereich Groningen und dem Gesamtbereich Nordhollands (schwarze Linie)	36
Abb. 23:	Induzierte Seismizität Norddeutschlands. Die Gasförderhorizonte sind gemäß Legende farbig gekennzeichnet	37
Abb. 24:	Seismizität im Umfeld der Erdgasfelder in Norddeutschland. Die stärksten Ereignisse sind mit Datum, Name und Magnitude versehen. Farblich unterschieden sind die historischen (lila) und die instrumentell erfassten tektonischen (rot) Erdbeben, sowie induzierte Ereignisse im Steinkohlenbergbau (weiß) und wahrscheinlich durch die Erdgasförderung induzierte Erdbeben (gelb) und Sprengungen (braun). Blaue Flächen kennzeichnen die aktiven Erdgasfördergebiete in der Region.....	38
Abb. 25:	Erdbebenzonen in Deutschland mit der Überlagerung von Aufsuchungsgebieten (blau) zur unkonventionellen Gasförderung	39
Abb. 26:	Baden-Württembergische Konzessionsfelder	40
Abb. 27:	Ausschnitt aus der erdbebengeografischen Einteilung der Bundesrepublik Deutschland	40
Abb. 28:	Epizentralkarte mit Legende im Umfeld der Bodenseeregion	41
Abb. 29:	Epizentralkarte im Umfeld der Bodenseeregion und den blau markierten Aufsuchungserlaubnissen.....	42
Abb. 30:	Epizentren der Blackpool-Ereignisse (gelber Stern). Der Standort der Preese-Hall Bohrung ist durch ein blaues Dreieck gekennzeichnet. Die roten Dreiecke geben den Standort der temporären seismischen Stationen des British Geological Survey an.....	44
Abb. 31:	Zeitlicher Verlauf (Ende März 2011 bis Anfang Juni 2011) des injizierten Flüssigkeitsvolumens (blau), die Kreise beschreiben die seismischen Ereignisse und die rote Kurve geben den Verlauf des Rückflusses an (bbl = blue Barrel =158,984 Liter).....	45
Abb. 32:	2D-Seismik mit Bohrlokationen aus dem Gebiet des Bowland Basin. Die von West nach Ost verlaufende 2D-Linie schneidet im Osten den Bereich der Thistleton-Bohrung und in der Mitte den Bereich des Preese-Hall Bohrlochs. Die Interpretation zeigt Verwerfungen die nach Westen mit ung. 70° einfallen und wahrscheinlich von der Bohrung Preese-Hall 1 durchteuft werden	46

Abb. 33:	Maximale Momentenmagnitude für die Lokationen Barnett Shale und Marcellus Shale basierend auf einem mikroseismischen Monitoring	47
Abb. 34:	Kumulative Häufigkeitsverteilung mikroseismischer Ereignisse unterschiedlicher Größe in einem Bohrloch im Barnett-Shale	47
Abb. 35:	In Deutschland seit dem Jahr 1961 durchgeführte Fracs.....	48
Abb. 36:	Permeabilität (in mD) verschiedener Gesteine in Relation zu einer unkonventionellen bzw. konventionellen Förderung.....	49
Abb. 37:	Mohrkreisdiagramm zur Darstellung von Spannungszuständen. Das Diagramm verdeutlicht wie eine Reduzierung der Normalspannung durch eine Fluidinjektion näher an das Bruchkriterium führt.....	49
Abb. 38:	Korrelation zwischen den monatlich injizierten Flüssigkeitsvolumina und den registrierten seismischen Ereignissen im Rocky Mountain Arsenal.....	50
Abb. 39:	Kumulierte Erdbebenhäufigkeit im mittleren Kontinentalbereich der USA mit Magnituden ≥ 3 für die Jahre 1967 bis 2012 und einer durchschnittlichen Bebenrate von 21 Beben/Jahr bis zum Jahr 2001	51
Abb. 40:	Lage von 5 Injektionsbohrungen (rot) der Firma Exxon Mobil	52
Abb. 41:	Ein typisches geologisches Modell für eine deterministische Betrachtung mit stark vereinfachten planar angenommenen Störungsflächen	54
Abb. 42:	DEM Modellierung einer von Südost nach Nordwest verlaufenden Störung. Der linke Teil der Abbildung zeigt das Modell und den durch die Injektion veränderten Porendruck. Der rechte Teil der Abbildung zeigt die dadurch hervorgerufene Verschiebung	55
Abb. 43:	Induzierte seismische Ereignisse für einen bestimmten Standort mit Ableitung des zugehörigen Diffusions-Parameters D	56
Abb. 44:	PGV für einen Geothermiestandort	62
Abb. 45:	Erdbebenzonen für Deutschland.....	63
Abb. 46:	Anhaltswerte nach DIN 4150, Teil 3.....	71
Abb. 47:	Messpunkte im Gebäude, oberstes Vollgeschoss und Fundamentmesspunkt.....	71
Abb. 48:	Verstärkung vom Fundament zum Obergeschoss.....	72
Abb. 49:	Verteilung der Momentenmagnitude als Funktion des kumulierten Injektionsvolumens am Standort Basel.....	76
Abb. 50:	Zeitlicher Verlauf von Schwinggeschwindigkeiten die in einer Region registriert wurden. Es wird zwischen induzierten und natürlichen Ereignissen unterschieden.....	77
Abb. 51:	PGV Werte eines weiter entfernten Bebens zur Ermittlung lokaler Verstärkungseffekte gegenüber dem Mittelwert, rot Verstärkung und grün gedämpft.....	78

Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Grobe Übersicht über die Auswirkung von Erdbeben einer bestimmten Magnitude	7
Tab. 2:	Zusammenhang von Momenten- Magnitude und seismischer Energie	8
Tab. 3:	Kurzform der Europäischen Makroseismischen Skala EMS 98	9
Tab. 4:	Anhaltswerte für die Schwinggeschwindigkeit zur Beurteilung der Wirkung kurzzeitiger Erschütterungen auf Bauwerke	11
Tab. 5:	WSM-Qualitätskriterien für Overcore-Spannungsmessungen (SD = Standardabweichung)	17
Tab. 6:	Überblick über seismische Ereignisse die durch verschiedene Techniken in den USA induziert wurden	29
Tab. 7:	Lokale Erdbeben in der Nähe der 5 betrachteten Injektionsstandorte der Firma ExxonMobil	53
Tab. 8:	Betriebsregel, Stufenplan des Landesamts für Geologie und Bergbau, Rheinland Pfalz.	58
Tab. 9:	Dominierende Frequenz der Wellen, die von einem Bruchvorgang (seismisches Ereignis, Erdbeben) abgestrahlt werden.....	70

Abkürzungen

A	Größe der Bruchfläche
DEM	Distinct Element Method
DSHA	Deterministic Seismic Hazard Analysis
E	Energie
E_s	Seismische Energie
EMS	European Macro-seismic-Scale
KBFmax-Wert	maximal bewertete Schwingstärke
M	Magnitude
M_0	seismisches Moment
M_L	Lokalmagnitude
M_w	Momenten-Magnitude
P	Kompressionswellen
PGA	maximale Bodenbeschleunigung (Peak Ground Acceleration)
PGV	maximale Schwinggeschwindigkeit (Peak Ground Velocity)
PSHA	Probabilistic Seismic Hazard Analysis
PSRA	Probabilistic Seismic Risk Analysis
S	Scherwellen
t_0	Herdzeit
t_p	Ankunftszeit Kompressionswellen
t_s	Ankunftszeit Scherwellen
u	Verschiebung auf der Bruchfläche
v_p	Kompressionswellengeschwindigkeit
v_s	Scherwellengeschwindigkeit
WSM	World Stress Map
z	Tiefe
μ	Schermodul

1 Einleitung

Bei der Diskussion um die Möglichkeiten Gas aus Schiefergaslagerstätten in Deutschland zu gewinnen, spielt auch die mögliche induzierte Seismizität eine Rolle. Die Gefahr, dass Erdbeben ausgelöst werden könnten ist für Viele ein wesentliches Argument, diese neue Technologie grundsätzlich abzulehnen. Um hier sachlich zu argumentieren ist zu untersuchen, ob die Gewinnung von Gas aus Schiefergaslagerstätten die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Erdbeben gegenüber der natürlich vorgegebenen Situation (Hintergrund) merklich erhöht. Unter Erdbeben verstehen wir dabei ausschließlich Erderschütterungen mit Stärken oberhalb der Fühlbarkeitsschwelle, auch wenn im Text häufig auch wesentlich kleinere Ereignisse betrachtet werden, die wir jedoch nur als Datenbasis zur Erarbeitung von Erdbebenstatistiken benötigen. Da es im Grunde um eine Veränderung der natürlichen Situation geht, ist diese zunächst ausführlich zu betrachten. Dies ist auch deshalb notwendig, weil die Terminologie und die wissenschaftliche Bearbeitungsweise von der Seismologie natürlicher Ereignisse übernommen werden. Dies gilt insbesondere auch für die Gefährdungsanalysen.

Auch bei der Beschränkung auf induzierte (vom Menschen gemachte) Seismizität kann es nicht nur um Gasgewinnung aus Schiefergaslagerstätten gehen. Eine Abschätzung von Gefährdung ist immer relativ. So ist auch hier die Gefährdung durch induzierte Seismizität bei der Gasgewinnung aus Schieferlagerstätten, mit der sonstigen Gefährdung durch induzierte Seismizität zu vergleichen, insbesondere mit den anderen Methoden der Energiebereitstellung. Diese wären beispielsweise Steinkohlenbergbau, Braunkohlebergbau, konventionelle Öl- und Gasgewinnung, Talsperren (Wasserkraft), Geothermie.

Bei der Betrachtung induzierter Seismizität im Kontext mit der Gasgewinnung aus Schiefergaslagerstätten sind die verschiedenen Betriebsphasen dieser Technologie getrennt zu betrachten. Diese sind, über die rechtlich definierten Phasen ‚Aufsuchung‘ und ‚Gewinnung‘ hinaus Bohren, Fracking, Gewinnung, Flowback/Produktionswasserinjektion (Disposalphase). Zusammengefasst werden die Ergebnisse durch die Beantwortung des vorgegebenen Fragenkatalogs in Abschnitt 9.

2 Allgemeine Darstellung und Einleitung in die Seismologie inklusive einiger Begriffserklärungen

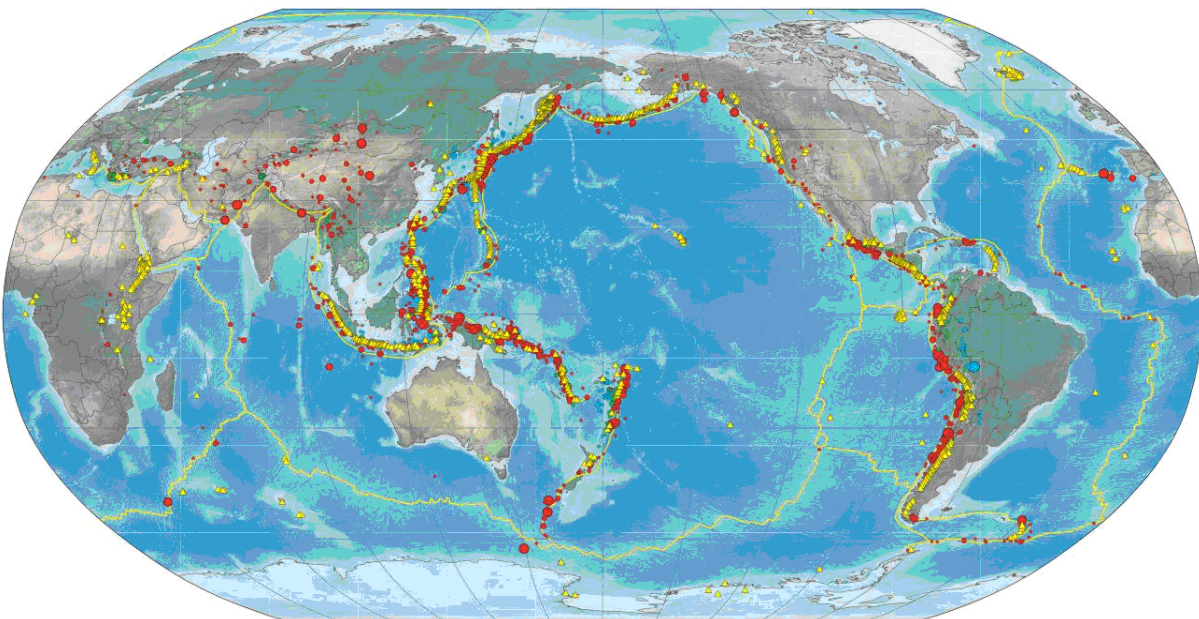
Überwiegend wird der Erdboden vom Menschen als stabil und ruhend wahrgenommen, obgleich dies grundsätzlich nirgendwo und niemals richtig ist. Umso stärker wird registriert, wenn dieser Ruhezustand sich kurzfristig und spürbar ändert. Häufigste Ursache spürbarer kurzfristiger Bodenbewegungen sind natürliche Erdbeben. Die Ursache natürlicher Erdbeben ist meist die Überwindung einer Bewegungshemmung entlang einer tektonischen Bruchfläche (tektonische Beben). Entlang von Störungen kommt es dabei zu einer Versatzbewegung, wobei die Stärke eines Erdbebens vorrangig von der bewegten Fläche der Störung und dem Störungsbetrag abhängig ist. Die Erdbebenforschung, die Seismologie, die das Phänomen Erdbeben und die damit verbundene Ausbreitung von seismischen Wellen im Erdkörper untersucht und beschreibt, ist ein Fachbereich innerhalb der Geophysik (begrifflich zu unterscheiden von der Seismik, die zur Exploration durchgeführt wird). Der Begriff Seismizität selbst bezeichnet das Auftreten seismischer Ereignisse.

Im Folgenden werden zunächst einige grundsätzliche Sachverhalte und Definitionen dargestellt, die für das Verständnis und zur Beurteilung der Erhöhung der Erdbebengefährdung durch induzierte Seismizität, wie sie im Zusammenhang mit der Erdgasgewinnung aus Schiefergaslagerstätten auftreten kann, hilfreich sind.

2.1 Globale Erdbebenverteilung

Die Plattentektonik (Kontinental-Verschiebung) und somit das der Erde aufgeprägte Spannungsfeld sind die grundsätzliche Ursache für das Auftreten von Erdbeben. Im Wesentlichen sind Erdbeben daher nicht zufällig verteilt, sondern treten entlang schmaler Zonen auf, sowohl in kontinentalen als auch ozeanischen Bereichen, die tektonisch besonders aktiv sind. Sie zeichnen, wie Abbildung 1 zeigt im Wesentlichen, die tektonischen Plattenränder nach.

Abb. 74: Globale Verteilung von Erdbeben Epizentren zwischen 1900-2010

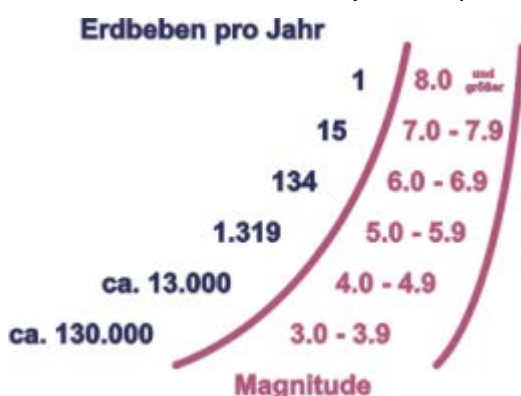


Tarr, A.C. et al., 2010

Erdbeben, die innerhalb der Platten also in Intraplatten-Bereichen auftreten, deuten darauf hin, dass sich dort, häufig noch nicht ausreichend bekannte, Prozesse in größerer Tiefe abspielen, etwa in intrakontinentalen Riftzonen in Ost-Afrika und dem Baikalseegebiet, oder dass sich Spannungen lösen, die oft mit altangelegten Störungszonen in Verbindung gebracht werden können.

Erdbeben sind keine Seltenheit. Die folgende Abbildung verdeutlicht diese Tatsache und stellt die durchschnittliche weltweite Erdbebenhäufigkeit in Abhängigkeit ihrer Magnitude dar. Für Beben der Magnitude 2.0 – 2,9 ist hier 1.300.000/Jahr zu ergänzen. Dies ist der Magnitudenbereich, in dem sich Induzierte Seismizität vorrangig abspielt!

Abb. 75: Durchschnittliche jährliche Erdbebenhäufigkeit in Abhängigkeit von der Magnitude basierend auf den Daten des United States Geological Survey (USGS)

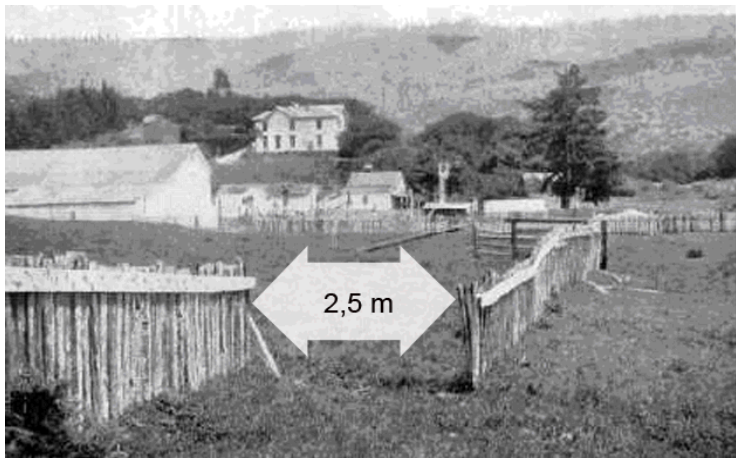


BGR, 2014:

2.2 Entstehung von Erdbeben

Erdbeben entstehen durch einen plötzlichen Abbau von Spannungen(stress drop) entlang von Bruchflächen in der Erdkruste, die sich durch die relative Bewegung der Gesteinsschichten auf beiden Seiten eines Bruches aufgebaut haben. Die noch heute in ihren Grundzügen gültige Vorstellung von der Entstehung dieser tektonischen Beben wurde bereits von Reid (Reid,1911) nach Betrachtung der entstandenen Deformationen (Abbildung 3) im Nahbereich des verheerenden Erdbebens von San Francisco 1906 entwickelt.

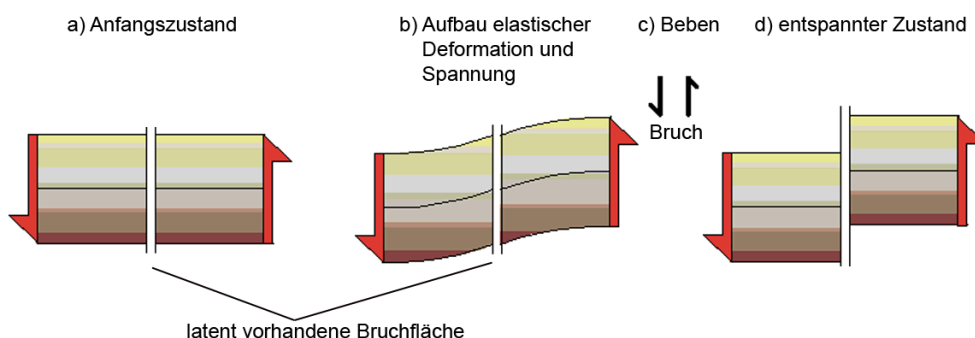
Abb. 76: Sichtbares Ergebnis eines Deformationsprozesses: In der Nähe des Ortes Bolinas im Marin County, weist ein Zaun nach dem großen San Francisco Erdbeben 1906 einen horizontalen Versatz von ca. 2,5 Meter auf



USGS 1907, Fotograf: G. K. Gilbert, 1906

Abb. 4 zeigt eine vereinfachte Darstellung der Reid'schen elastischen Entspannungstheorie. Voraussetzung ist das Anwachsen der lokalen Spannung (Scherspannung) über einen Grenzwert, der entweder durch die Scherfestigkeit des Gesteins oder, falls eine Bruchzone schon existiert, durch die Reibungskraft auf dieser Fläche gegeben ist. Bei den meisten Beben kommt es zu einer Scherbewegung entlang der Bruchfläche. Verspürte Erdbeben sind also meist auf Scherbrüche zurückzuführen. Ein Großteil der zur Verfügung stehenden Energie wird dabei als Reibungswärme freigesetzt und nur ein kleinerer Teil der Gesamtenergie wird in seismische Energie (Wellenenergie) umgewandelt, die in Form von wellenförmigen Schwingungen zwar nach allen Richtungen hin, aber mit einer richtungsabhängigen Amplitude abgestrahlt wird (Abstrahlcharakteristik). Je größer die Bruchfläche im Erdinneren ist und je größer der Versatz entlang dieser Bruchfläche ist, die sich bei einem Erdbeben verschiebt, desto mehr seismische Energie wird freigesetzt.

Abb. 77: Vereinfachte Darstellung der Scherbruchtheorie von Reid



Berckhemer, 1997

2.3 Kenngrößen der natürlichen und induzierten Seismizität

Um Erdbeben charakterisieren und weltweit miteinander vergleichen zu können, werden zu- meist folgende Parameter verwendet, die im Folgenden näher beschrieben werden:

- Magnitude (Stärke des Bebens, Emission)
- Herdzeit (Uhrzeit, zu der das Beben stattfand)

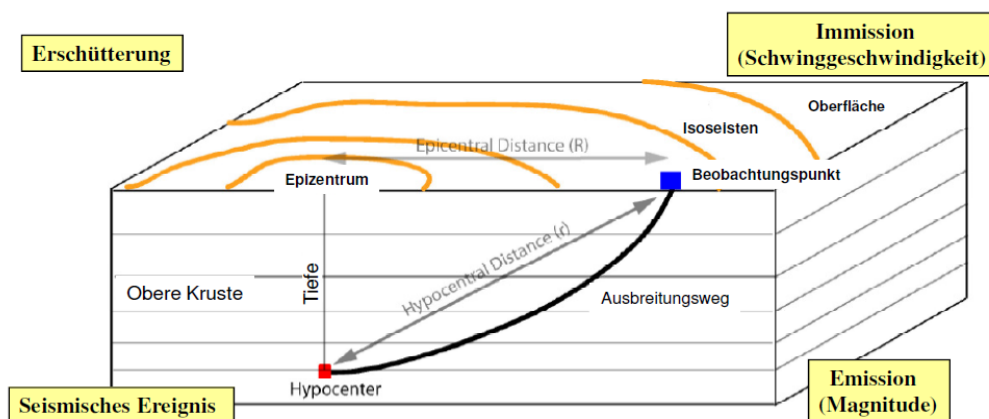
- Herdtiefe
- Hypozentrum (Ort des Bebens im Untergrund)
- Epizentrum (Punkt an der Erdoberfläche senkrecht über dem Hypozentrum)

Zusätzlich werden noch die lokalen Auswirkungen eines Bebens an der Erdoberfläche betrachtet, die so genannten Immissionen:

- Intensität (ermittelt aus der gefühlten Stärke des Bebens an der Oberfläche und dem Schadensbild)
- Schwinggeschwindigkeit (peak ground velocity, PGV) als gemessene Umwelteinwirkung

In Abb. 5 sind zusammenfassend die wichtigsten geometrischen Aspekte sowie Begriffe dargestellt, die üblicherweise zur Beschreibung eines Erdbebens herangezogen werden:

Abb. 78: Schematische Darstellung eines seismischen Ereignisses mit Begriffen und Messgrößen



Fritschen, 2012

Die Magnitude (Emission) ist das Maß für die Stärke eines Erdbebens am Erdbebenherd, dem so genannten Hypozentrum, das sich über eine Herdfläche hinweg ausbreitet. Die Intensität der Bodenerschütterung an der Erdoberfläche nimmt vom Epizentrum (Projektion des Hypozentrums an die Erdoberfläche) mit zunehmender Entfernung ab. Die dargestellten Isoselen definieren Linien gleicher Intensität. Die Hypozentraldistanz beschreibt die radiale Entfernung vom Erdbebenzentrum (Hypozentrum) zum Beobachtungspunkt, während die Epizentralentfernung die Strecke zwischen Epizentrum und Beobachtungspunkt angibt. Anstelle der Intensität wird heute meist die messtechnisch erfasste Schwinggeschwindigkeit als Immissionsmaß herangezogen

Erbeben können naturgemäß nicht am Ort des Bruches im Untergrund (Hypozentrum) messtechnisch erfasst werden. Die instrumentelle Messung von Erdbeben erfolgt stattdessen mit Hilfe von Seismometern an der Erdoberfläche (seltener in Bohrungen) in mehr oder weniger großer Entfernung vom Erdbebenherd. Hierbei werden Bodenbewegungen von einigen Nanometern nach Größe und Richtung als eine Funktion der Zeit, in so genannten Seismogrammen, kontinuierlich aufgezeichnet. Die Registrierung dieser Bodenbewegungen durch verschiedene Erdbebenstationen an verschiedenen Orten ermöglicht neben der Ortung des Erdbebenherdes auch die Bestimmung der Bruchfläche, ihrer Richtung und Größe (Herdflächenlösung) und an-

derer Herdparameter. Zur Bestimmung der vier Hypozentralparameter Herdzeit t_0 , geographische Breite, geographische Länge und Herdtiefe h werden die Ankunftszeiten t_p und t_s von Kompressionswellen (P) und Scherwellen (S) an mehreren Stationen verwendet. Die Laufzeiten dieser Wellenphasen vom Erdbebenherd zu den Messstationen werden unter Zugrundelegung eines Modells der seismischen Ausbreitungsgeschwindigkeiten (Kompressionswellengeschwindigkeit v_P , Scherwellengeschwindigkeit v_S) berechnet. Ein grundsätzliches Problem ist hierbei, dass die Ausbreitungsgeschwindigkeiten der Wellen im Untergrund oft nur ungenügend bekannt sind; dies führt zu modellbedingten Unsicherheiten bei der Bestimmung des Hypozentrums. Allgemein sind die elastischen Ausbreitungsgeschwindigkeiten dreidimensionale Eigenschaften des Gesteinskörpers und im Normalfall richtungsabhängig (anisotrop). Man behilft sich in den meisten Fällen mit einem mittleren eindimensionalen isotropen (richtungsunabhängigen) Geschwindigkeitsmodell $v(z)$, in dem sich die Geschwindigkeit nur mit der Tiefe z ändert. Dies führt zusammen mit den restlichen Unsicherheiten der Messung (Zeitfehler dt) zu Ungenauigkeiten der berechneten Hypozentralparameter.

In jedem Fall sind umfangreiche Umrechnungen erforderlich, um aus den Registrierungen an entfernten Orten die Herdparameter zu erarbeiten. Dies gilt schon für die grundlegende Bestimmung der Größe des Erdbebens.

Da der Begriff Erdbeben im Allgemeinen, sowohl als Begrifflichkeit für die Beschreibung spürbarer Bodenbewegungen als auch für das seismische Ereignis (Bruchvorgang) selbst benutzt wird, werden wir im Weiteren diesen Begriff nur für fühlbare natürliche Ereignisse verwenden. In allen anderen Fällen werden wir im weiteren Text Mikrobeben bzw. vorrangig den neutraleren Begriff ‚seismisches Ereignis‘ oder aber nur ‚Ereignis‘ verwenden.

Zur Definition eines physikalischen Maßes für die Stärke eines Erdbebens im Hypozentrum wurde durch Charles Frederic Richter (Richter, 1935; Gutenberg, B. und Richter, C. F., 1942) der Begriff der Magnitude eingeführt, die ein logarithmisches Maß der Erdbebenstärke am Herd ist.

In der Seismologie ist eine Vielzahl von Methoden zur Magnitudenbestimmung bekannt, was auch zu einer Vielzahl unterschiedlicher Magnitudenangaben führt, die erheblich voneinander abweichen können. Dies hängt damit zusammen, dass der Energieinhalt von Erdbeben eine Spannweite von vielen Zehnerpotenzen abdeckt und die Registrierentfernungen zwischen einigen Kilometern und den maximal auf der Erde möglichen Entfernungen liegen können.

Im Zusammenhang mit der induzierten Seismizität sind hier nur Methoden von Interesse, die sich auf Nahbeben mit Registrierentfernungen bis zu 1000 km beziehen. Die hier nach Richter bestimmten Magnituden werden Lokalmagnituden M_L genannt. Sie müssen für ganz kurze Entfernungen (einige km) nochmals korrigiert werden. Richter bezieht sich auch auf einen bestimmten Seismographen (Wood-Anderson). Wird ein anderes Messgerät benutzt (was heute immer der Fall ist), so ist dessen Gerätecharakteristik rechnerisch zu berücksichtigen. Neben der Lokalmagnitude M_L wird zunehmend auch die modernere Momentenmagnitude M_W verwendet, die geräteunabhängig ist. Auch zwischen M_L und M_W können die Unterschiede $> 0,7$ sein.

2.3.1 Lokalmagnitude nach Richter (M_L)

Die älteste Magnituden-Definition für Nahbeben ist diejenige, die aus der so genannten Richterskala abgeleitet wurde. In den 1930er Jahren benutzte Charles Francis Richter seine Skala zur Quantifizierung kalifornischer Erdbeben. Richter hatte erkannt, dass ein Zusammenhang

zwischen dem Maximalausschlag im regionalen Seismogramm (Amplitude A) und der Entfernung vom Epizentrum (Epizentralentfernung D) und der Erdbebenstärke (Magnitude ML) besteht. Auf der Grundlage dieser Beobachtungen definierte er die zunächst nur für Kalifornien gültige Magnitudendefinition:

$$M_L = \log(A) - 2,48 + 2,76 \log(D)$$

Die so gefundene logarithmische Beziehung ist geeignet, um aus der Entfernungsabhängigkeit der Amplitude auf die Stärke des Erdbebens zu schließen. Richter hatte in den 30er Jahren des vorigen Jahrhunderts die Magnitude 0 auf einen Wert der Bodenschwingung bezogen, der ihm als der kleinstmögliche messbare Wert erschien. Moderne digitale Seismografen können heute jedoch über 1000-mal kleinere Schwingungen messen. Das bedeutet, dass sehr schwache, lokale, gerade noch messbare Erdbeben negative Magnituden (bis etwa -2 bis -3) aufweisen können. Diese Erdbeben haben aber, bedingt durch den logarithmischen Charakter der Magnitude keine „negative“ Energie, sie sind nur viel schwächer als das kleinste ursprünglich von Richter angenommen messbare Ereignis. Allerdings bezieht sich diese Magnitudendefinition auf seismische Wellen, deren Strahlwege größtenteils nur durch die Erdkruste verlaufen (Nahbeben). Dadurch sind die Richtermagnituden nur für den Gebrauch bis maximal 600-1000 km Abstand vom Epizentrum anwendbar. Sie wird deshalb auch als Lokalmagnitude (ML) bezeichnet.

Tab. 1 gibt bezogen auf die Lokalmagnituden (ML) eine Übersicht über die Auswirkungen und die globale Häufigkeit leichter Erdbeben und eine häufig verwendete sprachliche Einordnung in Mikrobeben bis leichte Beben.

Tab. 24: Grobe Übersicht über die Auswirkung von Erdbeben einer bestimmten Magnitude

Lokal-Magnituden (M)	Sprachliche Einteilung der Erdbebenstärke	Erdbebenauswirkungen	Globale Häufigkeit der Ereignisse
Weniger als 2,0	Mikrobeben	Mikroerdbeben sind nicht spürbar.	ca. 8.000 Mal pro Tag
2,0 ...< 3,0	Extrem leichtes Beben	Meist nicht spürbar, jedoch meist gemessen.	ca. 1.000 Mal pro Tag
3,0 ...< 4,0	Sehr leichtes Beben	Oft spürbar, Schäden jedoch selten.	ca. 49.000 Mal pro Jahr (vermutet)
4,0 ...< 5,0	Leichtes Beben	Sichtbares Bewegen von Zimmergegenständen. Erschütterungsgeräusche, meist nur feine Mauer- oder Putzrisse.	ca. 6.200 Mal pro Jahr (vermutet)

Nach: <http://www.seismo.ethz.ch/edu/FAQ/index> (angepasst, abgerufen 20.06.2014)

2.3.2 Momenten-Magnitude (MW)

Die Momenten-Magnitude (MW) ist ein weiteres, moderneres Maß zur Bestimmung von Erdbebenmagnituden und wurde 1977 von den Wissenschaftlern Tom C. Hanks und Hiroo Kanamori (Kanamori, 1977) als eine Alternative zur Richter-Magnitude entwickelt. Sie ist direkt auf das von K. Aki 1966 eingeführte seismische Moment zurückzuführen, das sich aus der Größe der Rissfläche im Untergrund, der mittleren Verschiebung der Gesteinsblöcke und einem Materialparameter ergibt.

M_W ist eine dimensionslose Kennzahl, die durch den Ausdruck:

$$M_W = 2/3 (\log_{10} M_0 - 9,1)$$

definiert wird, wobei M_0 dem seismischen Moment (Angabe in Nm).

Es berechnet sich aus

$$M_0 = \mu A u,$$

wobei

- μ der Schermodul des Gesteins entlang der Bruchfläche (normalerweise 30 Gigapascal)
- A der Flächeninhalt der Bruchfläche
- u die durchschnittliche Verschiebung entlang der Bruchfläche A ist.

Für heutige Erdbeben werden Schätzwerte für das seismische Moment aus Seismogrammen mit unterschiedlichen Rechenverfahren am Computer berechnet. Das berechnete seismische Moment hängt dabei von der verwendeten Inversionsmethode und ihren Parametern ab, so dass die resultierenden Magnitudenwerte M_W leichte Abweichungen aufweisen können. Um M_0 für historische und prähistorische Erdbeben zu ermitteln, müssen Bruchfläche und Verschiebung von einem Geologen aus Feldbeobachtungen abgeschätzt werden.

Die Momenten-Magnituden M_W können sich von den Lokalmagnituden M_L systematisch unterscheiden. Dies ist durch die grundsätzlich andere Art des jeweiligen Berechnungsverfahrens begründet. Da das seismische Moment (und die daraus abgeleitete Momenten Magnitude) direkt mit der von Herd abgestrahlten Energie E_S verknüpft ist, lässt sich diese Energie (in Joule bzw. Newton-Metern oder MWh) aus M_0 berechnen:

$$E_S = 1.6 \cdot 10^{-5} M_0$$

Tab. 2 zeigt den Zusammenhang zwischen der Magnitude (M_W) und der freigesetzten seismischen Energie E_S für den Bereich $M_W = 4 - 7$. Es wird ersichtlich, dass sich bei einer Erhöhung der Magnitude um 1 eine um etwa einen Faktor 30 höhere Energie ergibt.

Tab. 25: Zusammenhang von Momenten- Magnitude und seismischer Energie

Magnitude (M_W)	Seismische Energie (E_S) in Joule bzw. Newton-Metern	Energie in Megawatt-Stunde (MWh)
4	$6,3 \cdot 10^{10}$	17,5
5	$2,0 \cdot 10^{12}$	475
6	$6,3 \cdot 10^{13}$	15.000
7	$2,0 \cdot 10^{15}$	555.555

Die Magnitude beschreibt das Erdbeben am Bebenherd. Zu einer verlässlichen Beschreibung der Auswirkung seismischer Ereignisse am Einwirkungsort an der Erdoberfläche sind Magnituden ungeeignet. Man benötigt hierzu die Angabe von Immissionsgrößen wie der seismischen Intensität (aus Beobachtungen) oder der Schwinggeschwindigkeit (aus Messungen). In Deutschland ist das Heranziehen der maximalen Schwinggeschwindigkeiten PGV durch die DIN 4150 vorgegeben.

2.3.3 Intensität

Die Intensität wird nicht gemessen oder instrumentell bestimmt sondern mithilfe einer Skala aus den Auswirkungen des Bebens an einem bestimmten Ort durch Befragung bzw. Beobachtung ermittelt. Für kleine Intensitäten (I bis V) wird hier wiedergegeben, wie und von wem das Beben verspürt wurde. Für große Intensitäten (VI bis XII) steht die Einstufung der Schäden im Vordergrund. Im Laufe der Zeit wurden unterschiedliche Intensitätsskalen entwickelt, wie die MKS, oder moderner die EMS (European Macroseismic Scale), die heute in Europa als Stand der Wissenschaft angesehen wird (Tab. 3).

Tab. 26: Kurzform der Europäischen Makroseismischen Skala EMS 98

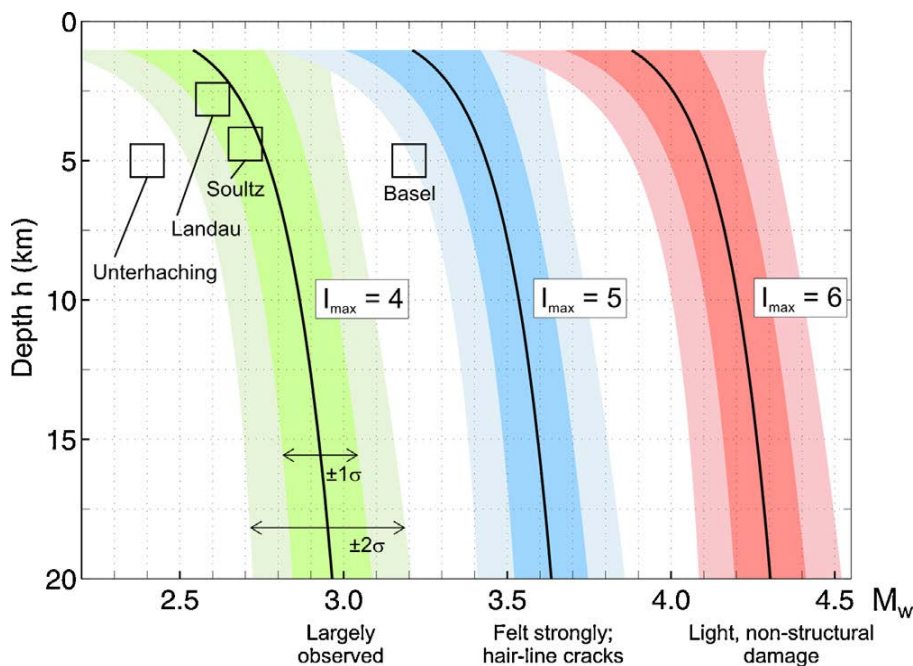
EMS Intensität	Definition	Beschreibung der maximalen Wirkungen (stark verkürzt)
I	nicht fühlbar	Nicht fühlbar.
II	kaum bemerkbar	Nur sehr vereinzelt von ruhenden Personen wahrgenommen.
III	schwach	Von wenigen Personen in Gebäuden wahrgenommen. Ruhende Personen fühlen ein leichtes Schwingen oder Erschüttern.
IV	deutlich	Im Freien vereinzelt, in Gebäuden von vielen Personen wahrgenommen. Einige Schlafende erwachen. Geschirr und Fenster klirren, Türen klappern.
V	stark	Im Freien von wenigen, in Gebäuden von den meisten Personen wahrgenommen. Viele Schlafende erwachen. Wenige werden verängstigt. Gebäude werden insgesamt erschüttert. Hängende Gegenstände pendeln stark, kleine Gegenstände werden verschoben. Türen und Fenster schlagen auf oder zu.
VI	leichte Gebäudeschäden	Viele Personen erschrecken und flüchten ins Freie. Einige Gegenstände fallen um. An vielen Häusern, vornehmlich in schlechterem Zustand, entstehen leichte Schäden wie feine Mauerisse und das Abfallen von z. B. kleinen Verputzteilen.
VII	Gebäudeschäden	Die meisten Personen erschrecken und flüchten ins Freie. Möbel werden verschoben. Gegenstände fallen in großen Mengen aus Regalen. An vielen Häusern solider Bauart treten mäßige Schäden auf (kleine Mauerisse, Abfall von Putz, Herabfallen von Schornsteinteilen). Vornehmlich Gebäude in schlechterem Zustand zeigen größere Mauerisse und Einsturz von Zwischenwänden.
VIII	schwere Gebäudeschäden	Viele Personen verlieren das Gleichgewicht. An vielen Gebäuden einfacher Bausubstanz treten schwere Schäden auf; d. h. Giebelteile und Dachsimse stürzen ein. Einige Gebäude sehr einfacher Bauart stürzen ein.
IX	zerstörend	Allgemeine Panik unter den Betroffenen. Sogar gut gebaute gewöhnliche Bauten zeigen sehr schwere Schäden und teilweisen Einsturz tragender Bauteile. Viele schwächere Bauten stürzen ein.
X	sehr zerstörend	Viele gut gebaute Häuser werden zerstört oder erleiden schwere Beschädigungen.
XI	verwüstend	Die meisten Bauwerke, selbst einige mit gutem erdbebengerechtem Konstruktionsentwurf und -ausführung, werden zerstört.
XII	vollständig verwüstend	Nahezu alle Konstruktionen werden zerstört.

GFZ, 2013

Der Tabelle ist zu entnehmen, dass die Klassifizierung in den unteren Intensitätsklassen (I bis V) auf der Fühlbarkeit (nicht fühlbar bis stark fühlbar) beruht und in den oberen Klassen (VI bis XII) auf der Bewertung der aufgetretenen Schäden. In dieser Skala werden, im Gegensatz zu früheren Skalen, bei der Beurteilung der Fühlbarkeit zumindest quantitative Mengenangaben gemacht, wie: „sehr vereinzelt“, „von wenigen“ (5 - 15 %), „von vielen“ (20 - 50 %) „von den meisten“ (60 - 100 %). Insgesamt wird dadurch erreicht, dass Einzelbeobachtungen in die Bewertung nicht eingehen. Es genügt also nicht, ein Ereignis als beispielsweise „verspürt“ (schwach, III) einzustufen, wenn nur ein Einzelner glaubt, dieses verspürt zu haben. Dies trägt der Tatsache Rechnung, dass bei einzelnen Personen, insbesondere bei schwachen Ereignissen, auch Fehlwahrnehmungen oder Verwechslungen auftreten können.

Der Zusammenhang zwischen Magnitude und Intensität ist nicht eindeutig. Er hängt stark von der Herdtiefe, und darüber hinaus von lokalen Gegebenheiten ab. Der Zusammenhang ist, wenn erwünscht, für jede seismische Region neu zu erarbeiten. Einen generalisierten Zusammenhang zwischen Magnituden, Herdtiefen und Intensitäten zeigt Abb. 6 (Grünthal, 2013), in die auch die Ereignisse an den Geothermiestandorten Basel, Landau, Unterhaching und Soultz eingetragen sind.

Abb. 79: Zusammenhang zwischen Magnitude, Intensität und Herdtiefe für eine bestimmte Region



Grünthal, 2013

2.3.4 Schwinggeschwindigkeit und Beurteilung von Schadensauswirkungen

Für eine quantitative und gerichtlich verwertbare Beurteilung einer möglichen Schadenswirkung induzierter Ereignisse eignet sich in Deutschland ausschließlich die maximale Schwinggeschwindigkeit PGV (Peak Ground Velocity) nach DIN 4150, Teil 3 (Tab. 4). Diese muss in der dort vorgeschriebenen Form gemessen und ausgewertet werden. Die DIN-Norm bezieht sich auf Erschütterungseinwirkungen in einem vorgegebenen Frequenzbereich, unabhängig von der Erschütterungsquelle. Sie ist daher für natürliche und induzierte Seismizität anwendbar.

Tab. 27: Anhaltswerte für die Schwinggeschwindigkeit zur Beurteilung der Wirkung kurzzeitiger Erschütterungen auf Bauwerke

Zeile	Gebäudeart	Anhaltswerte für die Schwinggeschwindigkeit v in mm/s			
		Fundament Frequenzen			Oberste Deckenebene, horizontal
		1 bis 10 Hz	10 bis 50 Hz	50 - 100 Hz ^{*)}	alle Frequenzen
1	Gewerblich genutzte Bauten, Industriebauten und ähnlich strukturierte Bauten	20	20 bis 40	40 bis 50	40
2	Wohngebäude und in ihrer Konstruktion und/oder ihrer Nutzung gleichartige Bauten	5	5 bis 15	15 bis 20	15
3	Bauten, die wegen ihrer besonderen Erschütterungsempfindlichkeit nicht denen nach Zeile 1 und 2 entsprechen und besonders erhaltenswert (z. B. unter Denkmalschutz stehend) sind	3	3 bis 8	8 bis 10	8
*) Bei Frequenzen über 100 Hz dürfen mindestens die Anhaltswerte für 100 Hz angesetzt werden					

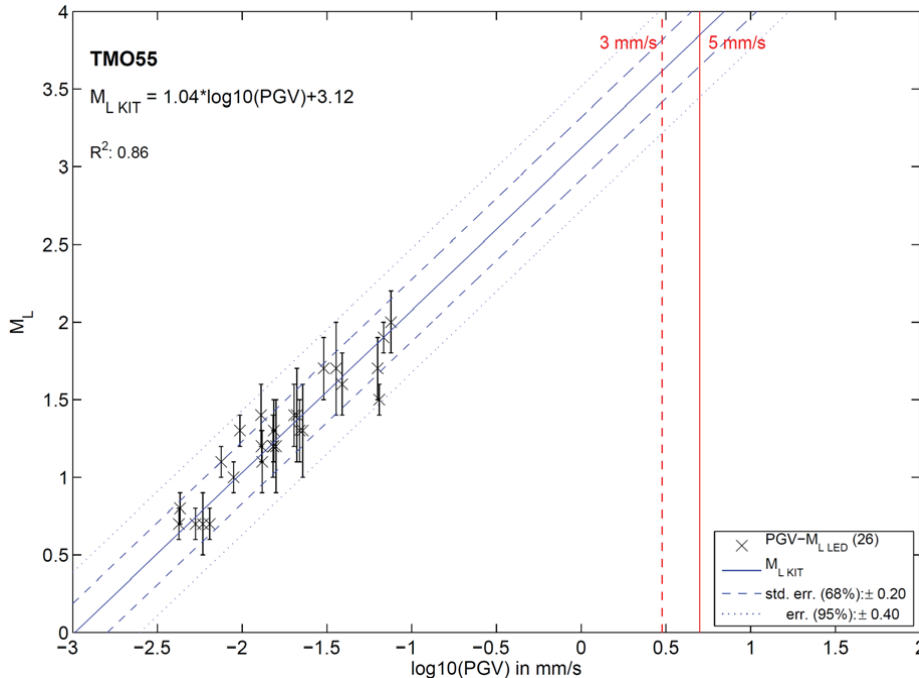
nach DIN 4150, Teil 3

Die DIN 4150, Teil 3 erlaubt die Beurteilung aller Erschütterungen, deren dominante Frequenzen oberhalb von 1 Hz liegen. Deshalb ist sie insbesondere auch zur Beurteilung von Erschütterungen durch induzierte seismische Ereignisse geeignet, denn deren dominierende Frequenzen liegen in der Regel im Bereich von 3 Hz bis 10 Hz. Starke tektonische (weiter entfernte) Erdbeben haben hohe Signalanteile auch unterhalb von 1 Hz. Über deren mögliche Schadenswirkung kann mithilfe der DIN 4150, Teil 3 nur eingeschränkt eine Aussage getroffen werden. Durch induzierte Ereignisse, deren Erschütterungen an einem Ort unter 5 mm/s liegen, können daher basierend auf jahrzehntelangen Erfahrungen in der Anwendung der DIN, an diesem Ort keine Schäden verursacht werden. Werden dennoch Schäden beobachtet, so müssen nach DIN 4150 hierfür andere Ursachen vorliegen. Die Anhaltswerte der DIN erlauben einen Schadensausschluss. Sie sind deshalb sehr konservativ angesetzt. Werden die Anhaltswerte überschritten, so bedeutet dies deshalb nicht, dass auch ein Schaden auftritt. Auch weit oberhalb von 5 mm/s treten zunächst nur kleine Schäden wie Putzrisse auf. Erst oberhalb von 50-70 mm/s (im niedrigen Frequenzbereich) sind Schäden an Trag- und Giebelwänden (strukturelle Schäden) zu befürchten (Samokar, 2008).

Langfristig lässt sich, wenn sowohl Magnituden mit einem seismologischen Netz (Emissionsnetz) als auch Schwinggeschwindigkeiten in einem Immissionsmessnetz gemessen wurden, für eine Lokation eine Beziehung zwischen diesen beiden Größen erarbeiten, sodass diese gemeinsam betrachtet werden können. Eine Umrechnung der beiden Größen ist jedoch nicht als Ersatz für eine direkte Messung zu empfehlen. Eine direkte Messung nach DIN 4150 ist vorzuziehen. Umrechnungen können Auswirkungen einer nicht normgerechten Aufstellung (z.B. im Freifeld) nicht berücksichtigen. Ein Beispiel für eine Umrechnung zeigt Abb. 7, in der die aus den Mag-

nituden berechneten Schwinggeschwindigkeiten gegen die ursprünglichen Magnituden aufgetragen sind:

Abb. 80: Zusammenhang zwischen Emissionsgrößen (Magnitude) und Immissionsgrößen (PGV) für einen bestimmten Standort in Relation zu den Richtwerten der DIN 4150 Teil 3



Gross et al., 2012

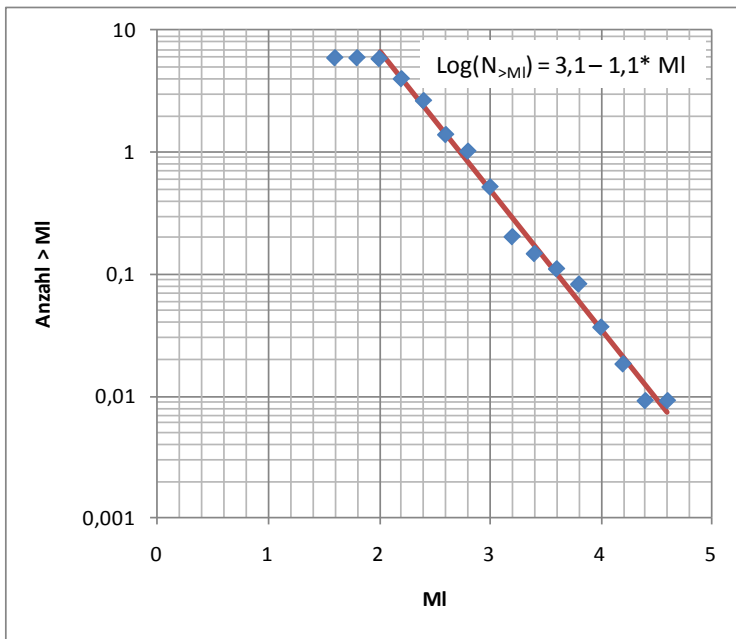
2.3.5 Magnituden-Häufigkeits-Verteilung (Gutenberg-Richter-Beziehung)

Ein zentrales Element zur Abschätzung der maximalen Magnitude bzw. der maximalen Intensität seismischer Ereignisse, die durch natürliche oder induzierte Seismizität hervorgerufen wurden, ist die Häufigkeit der Überschreitung einer vorgegebenen Magnitude, aufgetragen gegen diese Magnitude als Magnituden-Häufigkeits-Verteilung. Im Jahr 1954 erkannten B. Gutenberg und C. F. Richter, dass diese Beziehung, wenn die Überschreitenshäufigkeiten logarithmisch dargestellt werden, im zentralen Teil einem linearen Gesetz folgt. Diese Beziehung wird allgemein Gutenberg-Richter-Beziehung genannt. Sie beschreibt nicht die Häufigkeitsverteilung bei ganz kleinen und auch nicht bei ganz großen Magnituden. Im Folgenden wird die Bezeichnung Gutenberg-Richter-Beziehung generell für den Bezug zwischen den Magnituden und deren Überschreitenshäufigkeit verwendet und nicht nur für den linearen Teil.

Die Gutenberg-Richter-Beziehung in der klassischen Form gibt in linearer Form die Anzahl der Ereignisse N pro Jahr an, die innerhalb einer definierten Region Magnituden größer oder gleich M haben (kumulative jährliche Magnitudenverteilung):

$$\log(N > M) = a - b \cdot M, \text{ mit den Konstanten } a \text{ und } b.$$

Abb. 81: Gutenberg-Richter-Beziehung für den nördlichen Teil des Oberrheingrabens (Daten nach Leydecker, 2011) Die Steigung der Gerade ergibt einen b-Wert von -1,1



Rüter, 2014

Abb. 8 zeigt am Beispiel für den mittleren und nördlichen Oberrheingraben die Gutenberg-Richter-Beziehung basierend auf Erdbebenaufzeichnungen der Jahre 1900-2011 (Leydecker, 2011). Die Gutenberg-Richter-Beziehung wird doppel-logarithmisch dargestellt.

Viele Untersuchungen lokaler Beben und auch induzierter Ereignisse, beispielsweise aus dem Steinkohlenbergbau, haben gezeigt, dass sich in dieser Darstellung im zentralen Bereich eine lineare Beziehung ergibt, vorausgesetzt, dass die ausgewerteten Ereignisse nicht nur in etwa aus derselben Herdregion kommen, sondern dort auch derselben Ursache zuzuschreiben sind, also zum selben Cluster gehören. Die Variable b ist in jeder Region verschieden, bezeichnet die Steigung einer Geraden und schwankt bei natürlichen Ereignissen von 0,8 bis etwa 1,3, während die Konstante a die totale Seismizität in einer Region angibt. Bei induzierter Seismizität durch Fluid-Injektionen sind die b -Werte meist deutlich höher (etwa 1,5 - 2,0). Grünthal gibt hier folgende Werte an (Grünthal, 2013):

- Geothermal projects 1.94 (± 0.21)
- Natural tectonic earthquakes 1.25 (± 0.01)

Dies bedeutet, dass bei derartigen induzierten Ereignissen kleine Ereignisse in Relation zu großen Ereignissen häufiger sind als bei natürlicher Seismizität.

Werden in einem Datensatz Ereignisse gemischt, die diesen Voraussetzungen nicht genügen, können die Gutenberg-Richter-Beziehungen komplexer aussehen. Zur Aufstellung einer Gutenberg-Richter-Beziehung sind oft Ereignisse wesentlich, die unterhalb der Spürbarkeitsgrenze liegen und nur von Instrumenten erfasst wurden. Nur diese kommen meist in einer ausreichend großen Zahl vor und stellen erst die Datenbasis für eine statistische Auswertung. In Bezug auf die Thematik der unkonventionellen Gasförderung ergibt sich somit die Forderung, sicherzustellen, dass bereits im Vorfeld von Maßnahmen, Messstationen genügender Genauigkeit installiert sind.

Kommen in einem Gebiet Erdbeben verschiedener Entstehung vor (beispielsweise natürliche und induzierte), sind möglichst getrennte Beziehungen zu erarbeiten.

Die Gutenberg-Richter-Beziehung erlaubt es also, aus der Anzahl vieler kleiner Ereignisse auf die zu erwartende Zahl großer Ereignisse zu schließen. Damit lässt sich die Wahrscheinlichkeit abschätzen, mit der ein Ereignis einer bestimmten Magnitude innerhalb einer Zeitperiode nicht überschritten wird. Oft wird auch die ‚Wiederkehrzeit‘ für ein Ereignis einer bestimmten Magnitude angegeben, also der Kehrwert der jährlichen Eintrittswahrscheinlichkeit. Derartige Analysen setzen eine gute Datenbasis voraus. Da Magnitudenverteilungen exponentiell abnehmend sind, also kleine Ereignisse viel häufiger auftreten als große, kann eine ausreichende statistische Datenbasis nur erreicht werden, wenn kleine (nicht spürbare) Ereignisse in großer Zahl beobachtet werden. Aus den statistischen Gegebenheiten dieser kleinen Ereignisse wird dann auf das Auftreten großer Ereignisse (die ja immer nur in einer für statistische Betrachtungen nicht ausreichenden Zahl auftreten) extrapoliert. So lässt sich z. B. abschätzen, wie wahrscheinlich größere Ereignisse in einer bestimmten Region sind (Auftretenshäufigkeit, statistischer Zeitabstand zwischen dem Auftreten, return period).

Bei einer ausreichenden Ausstattung der Region mit Messgeräten sind derartige Untersuchungen auch für induzierte Ereignisse möglich. Hierbei müssen insbesondere sehr kleine Ereignisse beobachtet werden, um eine ausreichende Datenbasis zu erhalten.

Die lineare Gutenberg-Richter-Beziehung gilt nur für einen endlichen Magnitudenbereich. Zu kleinen Magnituden hin geht die Häufigkeitskurve in eine Horizontale über, da hier Ereignisse nur noch eingeschränkt oder gar nicht mehr erfasst werden. Zu hohen Magnituden hin geht die Häufigkeitskurve in eine Vertikale über, da in einem endlichen Volumen nicht unendlich große Bruchflächen untergebracht werden können.

2.4 Das Spannungsfeld der Erdkruste

Erdbeben entnehmen ihre Energie aus einem lokalen Spannungsfeld, das seinerseits durch lang andauernde Verschiebungen von Teilen der Erdkruste gegeneinander aufgebaut wurde. In größerer Tiefe und bei entsprechend höheren Temperaturen vollziehen die Gesteine diese Relativbewegungen ausschließlich durch Kriechen (langsamen Fließen). In der Erdkruste, bei geringeren Tiefen und Temperaturen und spröderem Gestein, tritt Kriechen meist zurück und die Verschiebungen erfolgen durch ruckartige Sprödbüche. Hierzu bauen sich Spannungen auf, bis Bruch- oder Reibungskriterien überschritten sind und es zu Spannungsabbau durch das Ereignis kommt. Dann beginnt der Zyklus erneut.

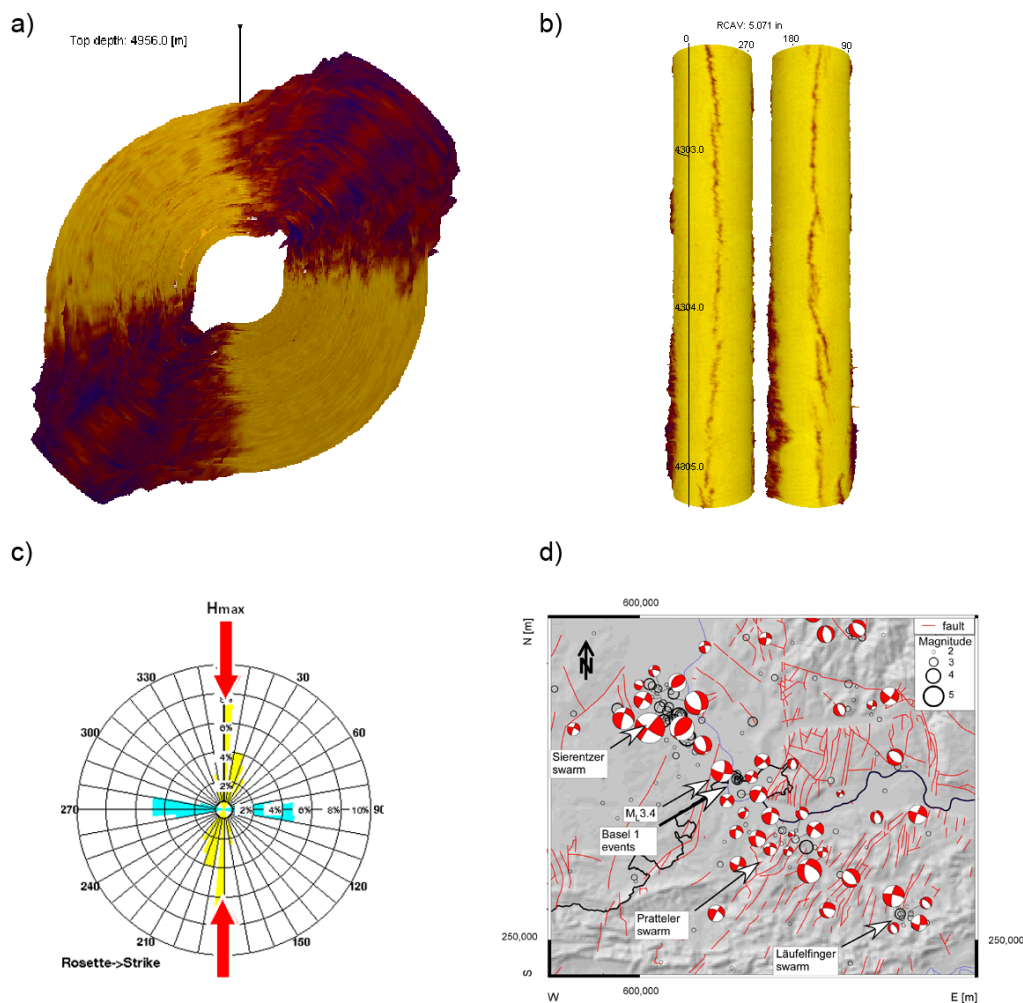
2.4.1 Bestimmung von Parametern des Spannungsfeldes

Spannungen in der Erdkruste (definiert durch Beträge und Richtungen) lassen sich auf verschiedene Art messen:

- Durch die Messung von Bohrlochwandausbrüchen und die Messung der Bohrloch-Ovalität (nur Richtungen).
- Durch die Vermessung von Vertikalrissen in Bohrungen (nur Richtungen).
- Herdflächenlösungen von Beben (nur Richtungen).
- In situ Spannungsmessungen (Minifrac) (Betrag und Richtung).
- Nach dem ‚Überbohrverfahren‘ (overcoring, Betrag und Richtung).

Von diesen Techniken bedarf lediglich die Analyse von Erdbeben (Herdflächenlösungen) keiner Bohrungen. Für alle anderen Verfahren ist das Niederbringen von Explorationsbohrungen notwendig. Dem wichtigsten Verfahren (das auch neben den Richtungen die Bestimmung der Spannungsbeträge mit einer hohen Genauigkeit gestattet), nämlich dem Minifrac-Verfahren kommt eine besondere Bedeutung zu, da es technologisch näher an den hier diskutierten Frackingverfahren steht. Hier wird in einem kleinen abgepackerten Bohrlochbereich ein Frac von allenfalls Dezimetergröße erzeugt an dem dann die gesuchten Parameter bestimmt werden können. Diese Daten sind u.a. im Rahmen des kontrollierten Betriebes wichtig.

Abb. 82: a) Messung von Bohrlochwandausbrüchen bzw. Bohrlochovalität, b) Darstellung von Vertikalrissen in einer Bohrung, c) typische Auswertung der Horizontalspannungsrichtungen aus Randausbrüchen und Vertikalrissen, d) Bestimmung von Herdflächenlösungen eines Bebensclusters

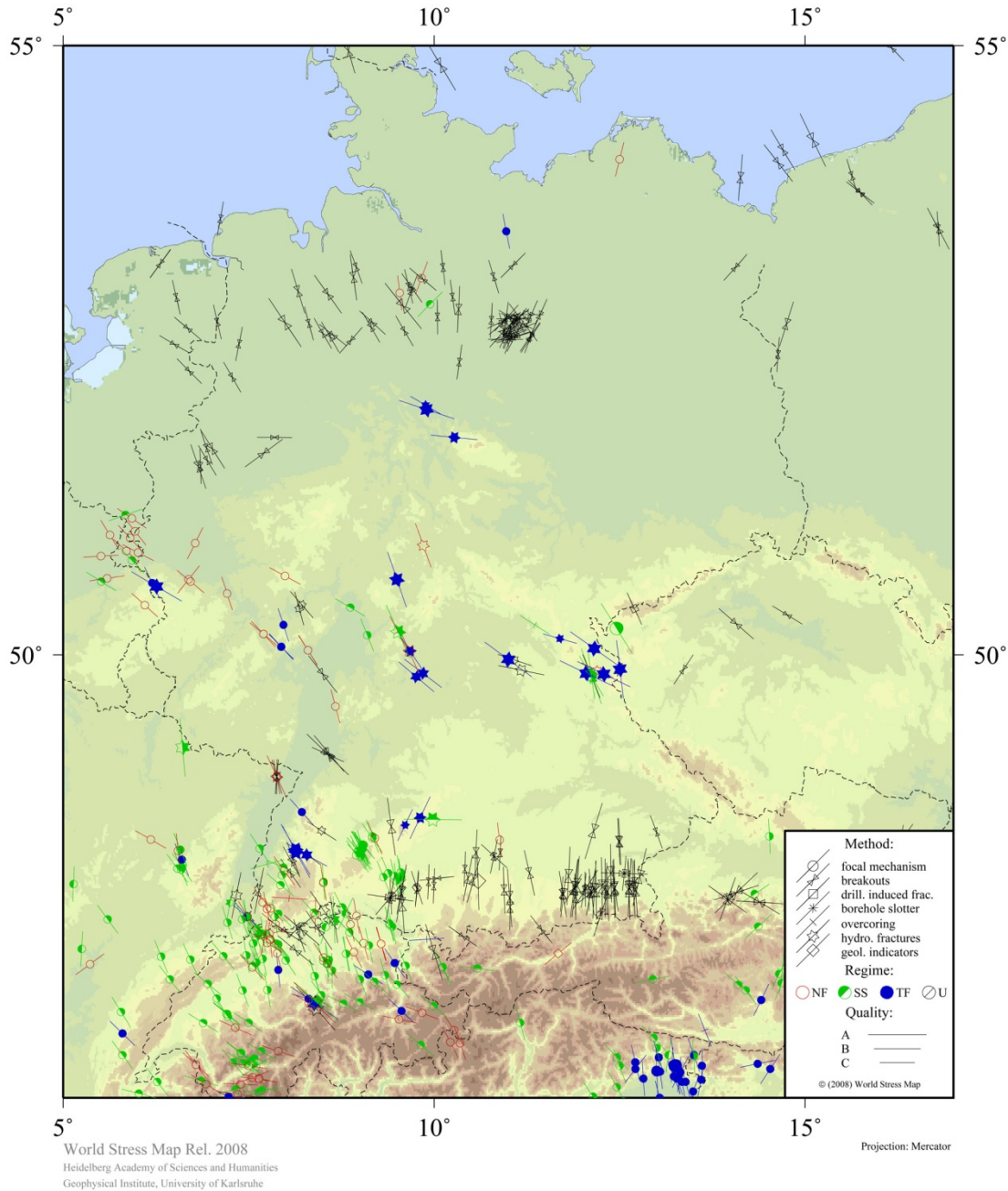


Zusammengestellt: Rüter, 2014

Ergebnisse dieser Messungen stehen weltweit als Spannungsatlas (world-stress-map) zur Verfügung (Heidbach, 2008). Die folgende Abb. 10 zeigt einen Auszug aus der Weltspannungskarte für Deutschland. Die Spannungskarte zeigt die Orientierung der größten Horizontal-Spannungen abgeleitet aus Daten, die aus Tiefen bis zu 28 km gewonnen wurden. Die in der Legende aufgeführten Großbuchstaben (A, B, C) sind ein Merkmal für die Qualität der Messungen der Spannungsrichtung, die langen Linien entsprechen der Qualitätsstufe A, kurze Linien

der Qualitätsstufe C (für die Übersichtlichkeit der Darstellung wurden die Qualitätsstufen D und E in Abb. 10 ausgeblendet, siehe auch Tab. 5, Qualitätsstufen).

Abb. 83: Auszug für Deutschland aus der World Stress Map Rel. 2008



Heidbach et al., 2008

Die World-Stress-Map kann nur einen ersten Eindruck über die Spannungssituation geben. Sie ist weder geeignet die Situation für eine Region (z.B. Niedersachsen) noch für eine Lokation darzustellen. Hier sind in jedem Fall gezielte Untersuchungen notwendig, die auch nicht ohne Explorationsbohrungen auskommen werden.

Tab. 28: WSM-Qualitätskriterien für Overcore-Spannungsmessungen (SD = Standardabweichung)

A-Qualität	B-Qualität	C-Qualität	D-Qualität	E-Qualität
± 11 Messungen in Tiefen ± 300 m und SD ± 12	± 8 Messungen in Tiefen ± 100 m und SD ± 20	± 5 Messungen in Tiefen ± 30 m und SD ± 25	± 2 Messungen in Tiefen ± 10 m und SD ± 40	< 2 Messungen oder Tiefen <10 m oder SD > 40

Reinecker et al., 2008

2.4.2 Spannungskomponenten und Auswirkungen auf Frac-Ausbreitung

Für lokale Anwendungen sind wesentlich größere Details, vor allem aber die Tiefenabhängigkeit von Druck und Spannung zu erarbeiten. Diese Erarbeitung wird nicht ohne Explorationsbohrungen auskommen, in denen dann zumindest auch Minifrac durchgeföhrt werden müssen.

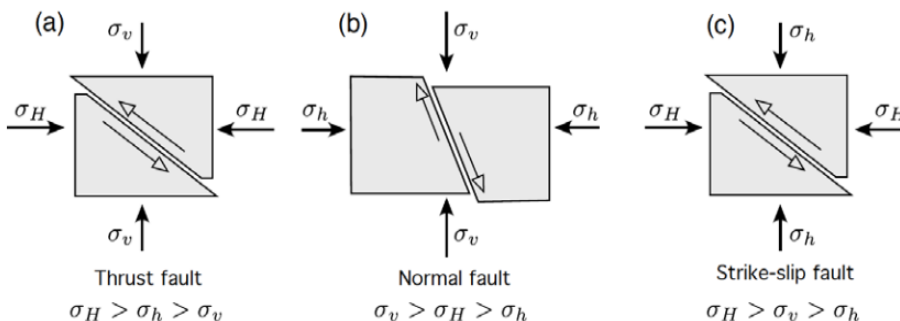
Der Spannungszustand im Untergrund kann an jedem Punkt durch jeweils drei Hauptspannungen beschrieben werden. In der Regel ist eine der Hauptspannungen vertikal. Diese wird dann als

Die Richtung von

Orientierung der Fläche, die am wahrscheinlichsten brechen wird (Abb. 11).

σ_v , die minim.
 σ_H sowie die

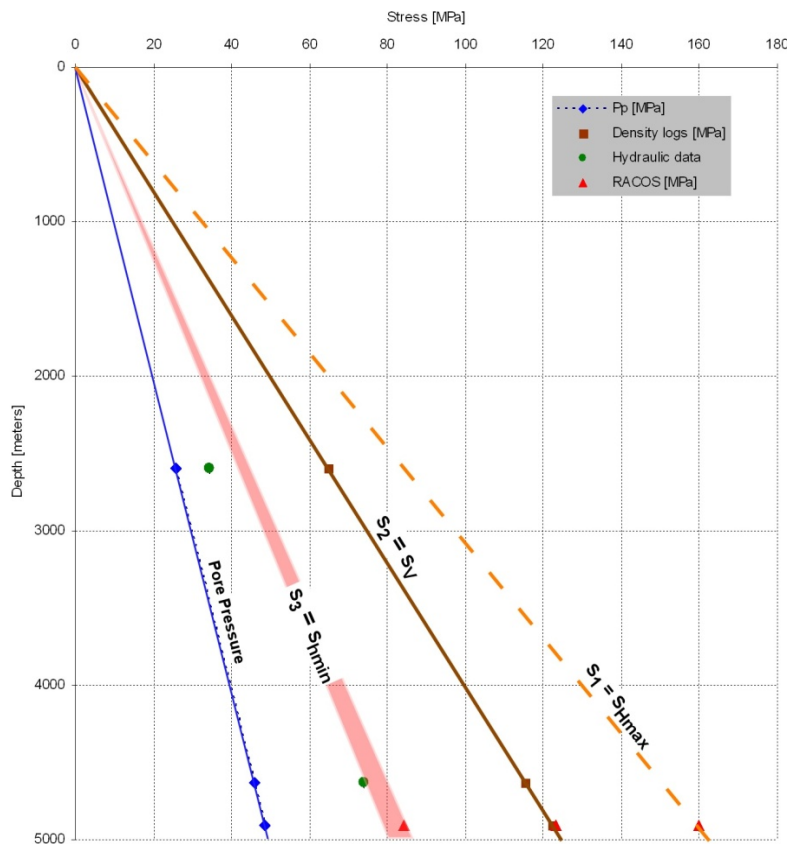
Abb. 84: Orientierung von Bruchflächen in Abhängigkeit von Normal- und Scherspannungen. (a) Thrust fault (Überschiebung); (b) Normal fault (Abschiebung); (c) Strike-slip fault (Verschiebung).



NRC, 2012

Alle Spannungen nehmen in der Regel mit der Tiefe zu. Oft wird eine lineare Zunahme unterstellt. In erster Näherung wird der Porendruck oft als hydrostatischer Druck und σ_v als lithostatischer Druck angenommen (Abb. 12). Die Abschätzungen der Grösse der Horizontalspannungen sind oft unsicher verglichen mit den Richtungen.

Abb. 85: Spannungsfeld-Daten der Bohrung Basel 1: es ist

 $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$


Baisch et al., 2009

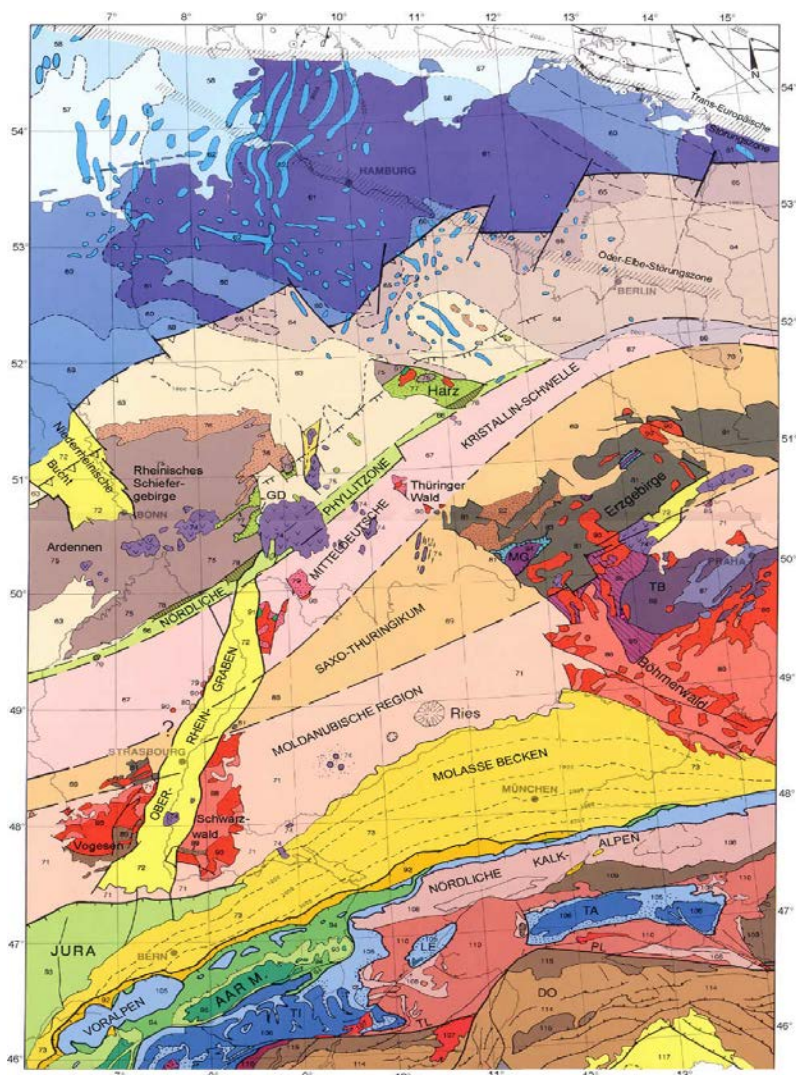
Ab einer Tiefe von einigen hundert Metern ist meist die vertikale Spannungskomponente (Auf-
last), definiert durch die Mächtigkeit und Dichte der überlagernden Gesteine größer als die
kleinste Horizontalspannung. Aus diesem Grunde werden künstliche Risse, in für die unkon-
ventionelle Gasgewinnung interessanten Tiefen immer mehr oder weniger senkrecht stehen.
Sie breiten sich dann vorrangig in Richtung der größten Horizontalspannung aus, da die Riss-
öffnung orthogonal dazu, also in Richtung der kleinsten Horizontalspannung am leichtesten ist
(Zugriss). Die Ausbildung eines Fracs in dieser Spannungsumgebung hängt von vielen Details
ab. Dies führt dann zu einer Computermodellierung, die allerdings durch Monitoring (Passive
Seismik) der Fracausbreitung kalibriert werden muss. Auch die technische Ausrüstung setzt der
Ausbreitung der Fracs Grenzen, da sowohl Einpressvolumina als auch Einpressraten begrenzt
sind und neben der Notwendigkeit der Frac-Füllung mit Fluid auch das ‚Leakage‘ in die Ge-
steinsmatrix zu berücksichtigen ist.

3 Darstellung der Bedeutung der natürlichen Seismizität in Kontext Fracking

3.1 Allgemeines zur natürlichen Seismizität

Der unmittelbare Auslöser für ein Erdbeben und die damit verbundene Ausbreitung seismischer Wellenenergie ist die plötzliche Bewegung tektonischer Blöcke an geologischen Störungen (Abb. 13). Ursache der tektonischen Kräfte, die zu großräumigen Verformungen führen, sind Spannungen in dem spröde reagierenden oberen Teilen der Erdkruste. Entlang von geologischen Störungen kann es entweder zum Spannungsabbau durch vorwiegend aseismische Kriechbewegungen oder aber zu Beben kommen.

Abb. 86: Tektonische Übersichtskarte von Deutschland



Burollet et al., 1992

Unter Seismizität versteht man das Auftreten von Erdbebenaktivität in einer definierten Region. Die Seismizität definiert sich dabei durch eine Beschreibung der

- Häufigkeit von Erdbeben
- statistischen Verteilung der Bebenstärken (Magnituden)
- räumlichen Verteilung der Beben (Epizentren)

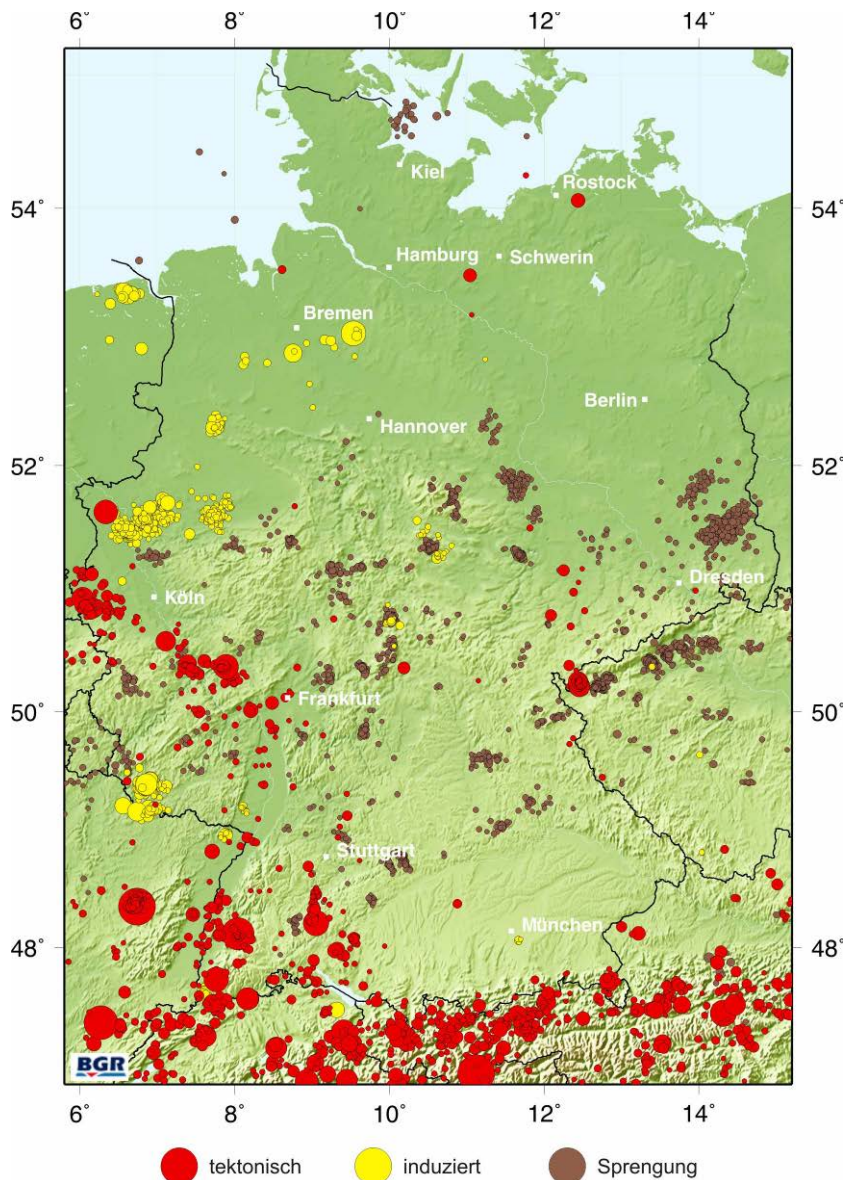
- Tiefenverteilung der Beben (Hypozentren)
- Makrobeobachtung einzelner stärkerer Ereignisse (Bebenintensität, Schadensbilder)
- Herdmechanismen

und ggf. anderer lokal relevanter Größen und Beobachtungen.

Die Seismizität (sei sie natürlich oder induziert) bezeichnet die Gesamterdbebentätigkeit. In Deutschland verteilen sich die Haupterdbebengebiete insbesondere auf die Regionen des Rheingrabens, der Niederrheinischen Bucht, der Schwäbischen Alb, dem Alpengebiet, der Bodenseeregion, dem Raum Gera- Altenburg- Zeitz und dem Vogtland (Abb. 14). Die typischen Herdtiefen für natürliche Beben in Deutschland liegen im Wesentlichen in einem Tiefenbereich von 5 - 20 km, und somit in Bereichen die deutlich tiefer liegen als die, in denen das Fracking durchgeführt wird.

Durch die Aufzeichnung der natürlichen Seismizität über einen längeren Zeitraum kann, durch das Aufstellen von Gutenberg-Richter-Beziehungen, abgeschätzt werden, welche Magnituden für unterschiedliche Regionen bzw. an einzelnen Standorten zu erwarten sind. Diese zu erwartenden Magnituden geben aber noch keinen Hinweis auf mögliche Schadensereignisse. Diese sind über die auftretenden Schwinggeschwindigkeiten an der Erdoberfläche und nicht durch die Magnituden definiert.

Abb. 87: Seismische Ereignisse in Deutschland für den Zeitraum 2000 - 2013 mit einer Magnitudenschwelle von 2,0, unterschieden nach: Tektonisch, induziert oder Sprengung. Die Größe der Kreise gibt die Magnitude an



Bönnemann, 2013

In Hinblick auf die Beurteilung induzierter Seismizität ist das Wissen und Erfassen der statistischen Kenngrößen der natürlichen Hintergrundseismizität an Standorten wesentlich. Die natürliche Seismizität und dementsprechend eine Aufarbeitung ihrer statistischen Eigenschaften spielt im Zusammenhang mit möglicherweise durch das Fracking induzierte Ereignisse in mehrfacher Weise eine Rolle, da die natürliche Seismizität gewissermaßen den Rahmen vorgibt, in dem sich solche induzierten Ereignisse bewegen können, falls es in diesem Gebiet natürliche Seismizität gibt.

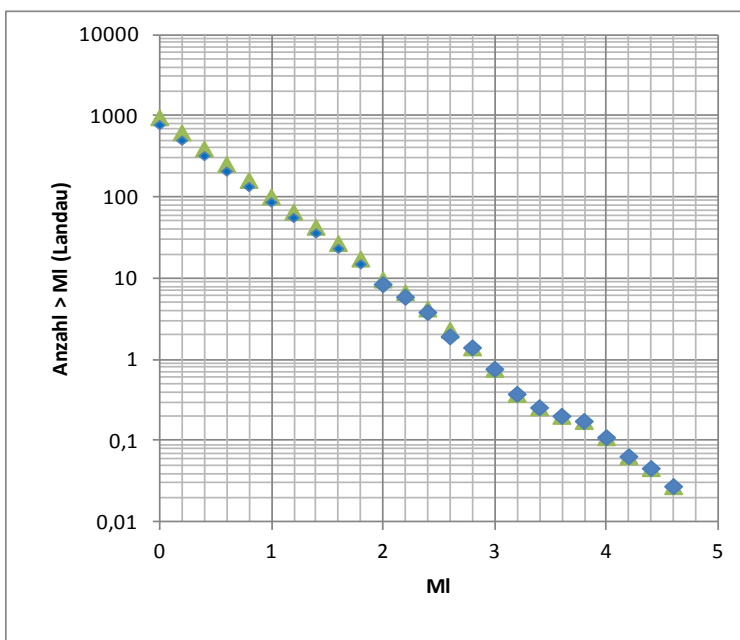
Im folgenden Abschnitt wird die Bedeutung der natürlichen Seismizität für das Fracking dargestellt. Die in Abb. 14 mit dargestellten Steinbruchsprengungen zeigen, dass es neben der induzierten Seismizität auch noch weitere Möglichkeiten anthropogener Erschütterungsimmissionen gibt.

3.2 Natürliche Seismizität als Begrenzung (Rahmen)

Induzierte Seismizität und die dadurch verursachte Gefährdung werden in Gebieten, in denen auch natürliche Seismizität auftritt, immer als zusätzliche Gefährdung betrachtet. Eine wichtige Frage im Zusammenhang mit dem Fracking ist, ob durch induzierte Seismizität die Gesamtgefährdung spürbar erhöht wird.

Um diese Frage zu beantworten sind ausführliche Messungen und Betrachtungen der natürlichen Seismizität an einem Standort nötig. Beispiele für solche Messungen finden sich auch in der tiefen Geothermie, bei der, während der hydraulischen Stimulation, die dem Fracking ähnlich ist, ebenfalls induzierte Ereignisse auftreten können. Abb. 15 zeigt an einem Beispiel, dass sich die Gesamtseismizität in der betrachteten Region (mittlerer und nördlicher Oberrheingraben) durch die induzierte Seismizität für Magnituden $ML > 2$ praktisch nicht erhöht. Für Magnituden < 2 wurde die natürliche Seismizität extrapoliert, da keine vollständige Erfassung vorliegt. In diesem Magnitudenbereich erhöht die induzierte Seismizität die Gesamtseismizität geringfügig.

Abb. 88: Natürliche Seismizität (blau) und natürliche + induzierte Seismizität (grün), beispielhaft für eine Geothermielokation



Rüter und Fritschen, 2012

Es ist eine in der Fachwelt vorherrschende Ansicht, dass in Gegenden mit natürlicher Seismizität diese einen Rahmen für die Magnituden der induzierten Seismizität vorgibt, der allerdings erfahrungsgemäß nicht ausgeschöpft wird. Es wird davon ausgegangen, dass ein Ereignis, das größer ist als das bisher größte aufgetretene, statistisch gesehen sehr unwahrscheinlich ist. Siehe hierzu beispielsweise das Positionspapier des GtV-BV (GTV-BV, 2010). Somit ergeben sich bei einer statistischen Betrachtung der natürlichen Seismizität an einem Fracking-Standort die maximal zu erwartenden Magnituden, die durch das Fracking entstehen können. Um solche Betrachtungen durchführen zu können müssen also schon lange bevor Frackingmaßnahmen durchgeführt werden, entsprechende Daten erhoben werden und evtl. zusätzliche Messstationen eingerichtet werden falls die öffentlichen Netze nicht ausreichen.

Aus der natürlichen Seismizität ergeben sich gegebenenfalls auch Aussagen darüber, ob in der seismotektonischen Region Spannungen eher durch Kriechen oder durch Sprödbrüche, die mit einem seismologischen Ereignis verknüpft sind, abgebaut werden.

3.3 Natürliche Seismizität zur Information über das Spannungsfeld

Um die seismologischen Verhältnisse an einem Standort beurteilen und gegebenenfalls in einem ComputermodeLL nachbilden zu können, sind Informationen über das lokale Spannungsfeld nötig. Kenntnisse des lokalen Spannungsfeldes sind auch beim Fracking von Vorteil.

Die Auswertung von Herdmechanismen der natürlichen Seismizität ist eine der wesentlichsten Informationsquellen über das örtliche Spannungsfeld. Aus der Bruchflächenorientierung der Beben lassen sich die Hauptrichtungen des Spannungsfeldes ableiten. Die Zuordnung von Beben zu bestimmten Störungen ist wohl darüber hinaus die einzige Methode, um sicher beurteilen zu können, ob diese Störungszonen rezent aktiv sind.

4 Induzierte Seismizität

Als induzierte Seismizität wird diejenige Erdbeben­tätigkeit bezeichnet, welche durch menschliche Eingriffe in den Untergrund hervorgerufen wird (z.B.: Gupta & Chadha, 1995; McGarr et al., 2002, Dahm et al., 2013). Derartige Eingriffe können zum Beispiel untertägiger Bergbau, das Einbringen von Fluiden in den Untergrund, Fracking oder die Entstehung extremer Auflasten (z. B. beim Befüllen von Staubecken) sein.

Die induzierte Seismizität wird häufig in zwei Gruppen eingeteilt, obgleich diese Unterscheidung oft problematisch und nicht eindeutig ist:

- Direkt induzierte Ereignisse,
- Ausgelöste Ereignisse.

Wir betrachten hier zum Vergleich neben der Gewinnung von Schiefergas auch andere Bereiche der Energiebereitstellung wie Bergbau und Geothermie. Dies nicht nur, weil Gefährdung grundsätzlich relativ zu sehen ist, sondern auch weil technische Parallelen bestehen. Bei der Betrachtung der seismischen Gefährdung werden hier insbesondere oft Erfahrungen aus der Geothermie herangezogen. Hier sind die Parallelen wie folgt zu sehen:

- Bohrphase: Bohrungen sind für die konventionelle Gasgewinnung, für die Schiefergasgewinnung und für die Tiefengeothermie im vertikalen Bereich der Bohrungen technisch vergleichbar. Erfahrungen aus diesen Bereichen können vollinhaltlich übertragen werden.
- Frackingphase: Das Fracking bei der Gasgewinnung und die Stimulation vorhandener Fracs in der Geothermie haben gewisse technische Ähnlichkeiten sind aber andererseits auch sehr verschieden (GTV-BV, 2012). Diese Unterschiede werden derzeit in einer vom UBA beauftragten Studie durch die BGR (Arbeitstitel: "Untersuchungen der Besonderheiten der Umweltauswirkungen von Fracking im Zusammenhang mit Geothermie") ausgearbeitet. Seismologisch relevante Unterschiede zwischen Geothermie und unkonventioneller Gasgewinnung beziehen sich insbesondere auf die Tiefe, das Fluidvolumen und die Gesteinsart.
- Verpressphase: Die Deponierung von Flowback oder Produktionswasser in tiefen Formationen ist mit der Reinjektion in der Geothermie vergleichbar. Unterschiede ergeben sich dadurch, dass in der Geothermie in der Betriebsphase das geförderte Thermalwasser in die Formation, aus der gefördert wurde auch reinjiziert wird. Bei der Schiefergasgewinnung ist dies nicht möglich, da diese Formationen nicht ausreichend aufnahmefähig sind. Wenn auch die Flowback-Injektion in Fremdhorizonte geochemische Komplikationen bringen kann, so ist es aus Sicht der Seismologie von Vorteil, dass die Seismologie bei der Lokationsauswahl mit berücksichtigt werden kann. Erfahrungen aus der Geothermie können auf die Betriebsphase ‚Verpressung‘ weitgehend übertragen werden, wovon bei den Handlungsempfehlung (Abschnitt 11) Gebrauch gemacht wird.

Direkt induzierte Ereignisse können beispielsweise durch Hohlraumbildung im Bergbau entstehen, wobei dann auch direkt Scherbrücke induziert werden können. In der Geothermie können direkt induzierte Ereignisse beim Aufbrechen des Gebirges durch hohe Wasserdrücke zur Stimulation, also Rissbildung, die Wegsamkeiten für Fluide schaffen soll (z.B.: Baisch und Harjes, 2003; Charléty et al., 2006), hervorgerufen werden. Dies sind dann Zugrisse, die seismologisch

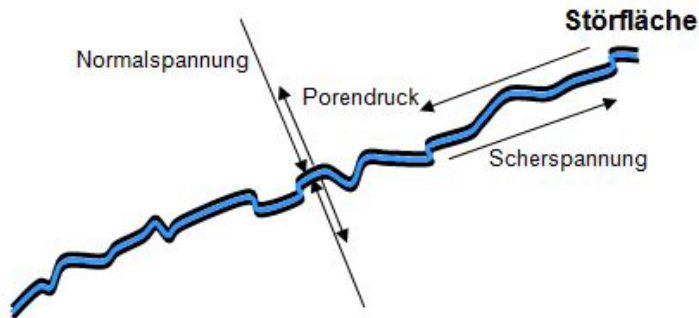
nur eine geringe Bedeutung haben, wenn überhaupt. Typisch sind Magnituden <1 . Hierfür wird ein Bohrloch insgesamt oder Teilbereiche eines Bohrlochs verschlossen und dann ein Druck eingebracht, der die minimale horizontale Hauptspannung des Gebirges überschreitet. Meist kann sich dann ein Bruch in der Ebene senkrecht zu dieser Richtung ausbreiten. Direkt induzierte Erdbeben und ihre Stärke korrelieren stark mit dem Injektions-Druck und ihr zeitliches Auftreten ist eng mit dem Injektions-Zeitraum verbunden. Auch nach Beendigung der Injektion (shut in) können jedoch noch einige Tage lang Ereignisse auftreten.

Die seismische Überwachung (Monitoring) der Reservoirs und die Auswertung der im Umfeld des Standorts registrierten Seismizität hat wesentlich zum heutigen Verständnis der Interaktion zwischen eingepresstem Fluid und dem umgebenden Gestein beigetragen. Hierdurch konnte der Kenntnisstand hinsichtlich der Auslösemechanismen fluidinduzierter Erdbeben erweitert werden. In wieweit sich hier Erfahrungen aus den Reinjektionsbohrungen der Geothermie auf die Verpressbohrungen der Gasgewinnung übertragen lassen ist noch unklar. Dies gilt auch beim Vergleich von Fracking in der Gasgewinnung mit der Stimulation in der Geothermie, die ja doch technisch sehr unterschiedlich durchgeführt werden. Des Weiteren können die aufgezeichneten seismischen Ereignisse für eine Charakterisierung des Reservoirs herangezogen werden (z.B.: Warpinski et al., 2012). Dabei ermöglicht die präzise Lokalisierung eine detaillierte Abbildung der aktivierten Bruchsysteme (Rowe et al., 2002). Die Analyse der zeitlich-räumlichen Entwicklung der Seismizität erlaubt die Abschätzung von hydraulischen Kenngrößen wie die Permeabilität des stimulierten Reservoirs (z.B.: Shapiro et al., 2002, Dinske, 2010). Eine durch Änderung des Fluidhaushaltes im Gebirge verursachte Erdbebenaktivität ist von mehreren Standorten (wie Blackpool) bekannt (Majer et al., 2007), jedoch ist die Stärke der Erdbeben, vor allem im Vergleich mit natürlichen Ereignissen, relativ gering. Die gemessene Lokalmagnitude (ML) bleibt meist unter 3. Die von der Bevölkerung verspürte Intensität ist stark standort- bzw. untergrundabhängig; meist bleibt die Intensität unter der Stufe V (Grünthal, 1998), d. h. Schäden treten selten auf und wenn, sind sie von kosmetischer Natur und nicht strukturell relevant.

4.1 Mechanik Fluid-induzierter Ereignisse

Ausgelöste (getriggerte) Ereignisse sind im Allgemeinen Scherbrüche. Sie können mit direkt induzierten Ereignissen (Zugrissen) verknüpft sein. Sie benötigen eine tektonisch vorgespannte Störung (z.B.: Simpson, 1986). An dieser wirken Scherkräfte, wobei die auf der Störung senkrecht stehende Normalspannung einer Scherbewegung entgegensteht, diese presst sozusagen die Störung zusammen. Durch Fluidinjektion ergibt sich wegen des Porendrucks eine Reduzierung der Normalspannung, d. h. eine kleinere effektive Spannung wird wirksam und die Normalspannung auf den Störungsflächen gemindert (siehe Abb. 16 und Abb. 17). Dadurch kann die vorgespannte Fläche mit einer geringeren Scherspannung bewegt werden als ohne das Vorhandensein von Fluiden unter Druck (McGarr et al., 2002; Shapiro et al., 2005). Die Stärke der ausgelösten Erdbeben hängt von der tektonischen Spannung, den Größen der existierenden Störungsflächen und den Parametern des Pumpbetriebs (Fluiddruck und -menge) ab. Der zunächst auftretende Zugriss wird noch keine Erschütterungswellen auslösen. Die Energie, die der anschließende Scherbruch abgibt hängt von der Scherflächengröße, der Reibung und dem Scherbetrag ab.

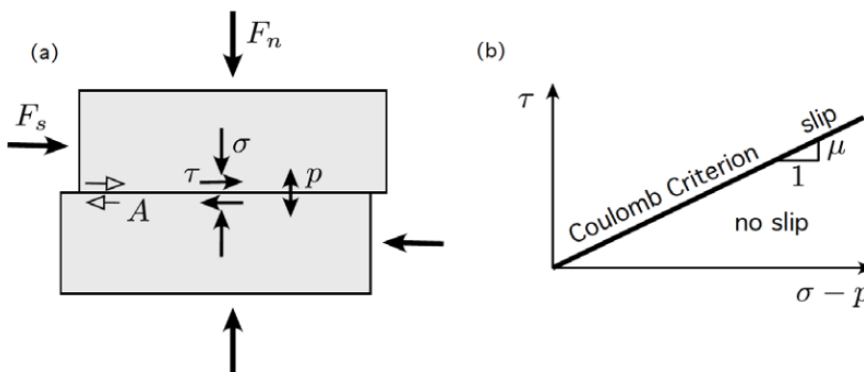
Abb. 89: Spannungsverhältnisse an einer druckbeaufschlagten Störungsfläche (Prinzip)



Rüter, 2014

Für die Mechanik der Induzierung seismischer Ereignisse bei verschiedenen Eingriffen in den Untergrund existieren umfangreiche Theorien, die von einfachen Plausibilitätsbetrachtungen bis zu Modellrechnungen reichen. In der Geothermie ist beispielsweise zwischen der Errichtungsphase einschließlich den hydraulischen Stimulationsarbeiten und dem stationären Betrieb zu unterscheiden. Injektionen, wie sie beim Betrieb einer geothermischen Dublette angewendet werden, sind dabei ebenfalls bei der Förderung von Erdöl oder Erdgas üblich, aber auch bei der Versenkung flüssiger Abfälle beispielsweise von überkritischem CO₂. Verfüllmengen, Verfüllraten und -Drücke bei Disposalbohrungen der Gasgewinnung sind dann mit den entsprechenden Parametern bei anderen Fluidinjektionen zu vergleichen.

Abb. 90: a) Scherung eines zusammengefügt Blocks, der der Normalkraft F_n und der Scherkraft F_s ausgesetzt ist, mit einem Fluid innerhalb der Kontaktfläche mit Druck p . Bewegung entlang der Kontaktfläche wird ausgelöst, wenn die Scherspannung τ die Coulomb'sche Bedingung $\tau = \mu(\sigma - p)$ erreicht. b) Bildliche Darstellung der Coulomb Kriteriums: für Belastungszustände unterhalb der kritischen Linie, die durch die Steigung μ definiert ist tritt keine Bewegung auf



NRC, 2012

Das Gesteinsvolumen ist im Allgemeinen nicht monolithisch, sondern von einer Vielzahl von Störungen durchzogen. In der Kontinuumsmechanik wird dieser Zustand als ‚post failure‘ bezeichnet. Hier bestimmen nicht mehr die ursprünglichen Gesteinsfestigkeiten das Geschehen, sondern mehr und mehr Reibungsvorgänge auf vorhandenen Störungen. Die Scherspannungen, die derartige Störungen aufnehmen können, ohne sich zu verschieben, werden durch den Reibungskoeffizienten (Rauheit) der Störung und die effektive Normalspannung (senkrecht zur Störungsfläche) als Komponente des tensoriellen Spannungsfeldes bestimmt. Im Zuge tektonischer Beanspruchung können die Scherspannungen längs der Scherflächen so lange anwach-

sen, bis sie die Reibung überschreiten und es zu einer (Entlastungs-) Bewegung längs der Scherfläche kommt.

Durch einen Eingriff im Untergrund können diese natürlichen Vorgänge nun auf verschiedene Weise beeinflusst werden. Hierdurch kann ein Ereignis ausgelöst bzw. zeitlich vorgezogen werden. Eine Vergrößerung der Scherspannungen beispielsweise durch zusätzliche Auflast (Talsperren) oder zusätzliche Randspannungen bei unterirdischen Hohlräumen (Bergbau) kann dazu führen, dass die (nun größeren) Scherspannungen die Reibungskräfte übersteigen. Eine Verringerung des Reibungskoeffizienten durch Einbringen von Wasser oder eine Verringerung der Normalspannungen durch erhöhten Innendruck in der Rissfläche kann dazu führen, dass die (gleich gebliebenen) Scherspannungen die nun kleiner gewordenen Reibungswiderstände übersteigen und eine Scherbewegung eintritt. Grundsätzlich kann demnach eine Induzierung sowohl durch Erhöhung der Scherspannung oder durch eine Verringerung des Reibungswiderstandes (Reibungskoeffizient oder Normalspannung) erfolgen.

Ist ein Volumen im Untergrund einmal auf diese Art beansprucht worden, dann kann es in absehbarer Zeit dort nur erneut zu Ereignissen kommen, wenn die neuerlichen Spannungen größer sind als bei der ursprünglichen Beanspruchung (Kaiser-Effekt, nach Kaiser, 1950). Nach langen ‚geologischen‘ Zeiten können Bruchflächen ausheilen und der Kaiser-Effekt verliert seine Gültigkeit.

Bei einer ‚trockenen‘ Beanspruchung des Untergrundes, beispielsweise im Steinkohlenbergbau, reagiert der Untergrund unmittelbar auf veränderte Bedingungen; Ereignisse treten an arbeitsfreien Wochenenden beispielsweise kaum auf. Im Falle der Injektion von Fluiden tritt eine Verzögerung durch die unter Umständen sehr langsame Ausbreitung des Fluids im Gestein ein, daher ist es auch im Zusammenhang mit dem Fracking bei der Gasgewinnung auch der Flowback-/Produktionswasserinjektion wichtig, Zeiten nach Abschluss der Maßnahmen (shut in) mit zu betrachten. Es wird vermutet, dass in Gesteinsvolumina ein Anstieg der Spannungen eintritt, einige Tage nachdem beispielsweise die Drücke in den Bohrungen schon wieder absanken, oder die Bohrungen geschlossen wurden. Hierzu wurden Modellrechnungen durchgeführt, deren Aussagen hängen jedoch wesentlich von den getroffenen hydraulischen Annahmen ab. Zudem ist noch umstritten, ob diese Modelle heute schon wirklich ausreichend genaue quantitative Aussagen liefern können oder ob sie derzeit lediglich qualitativ die Verhältnisse beschreiben. Pumpversuche und andere hydraulische Tests inklusive Tracer-Untersuchungen können zum Zeitverhalten weiteren Aufschluss geben. In diesem Zusammenhang genügt es festzuhalten, dass bei der Korrelation seismischer Ereignisse mit Betriebsdaten nennenswerte Verzögerungen der Reaktionen berücksichtigt werden müssen. Dennoch gilt auch hier der Kaiser-Effekt. Einmal beanspruchte Bereiche können also nur durch eine noch größere Beanspruchung erneut aktiviert werden. Es ist noch unklar, wie sich dieser Effekt bei den eng beieinander liegenden Fracs einer horizontalen Gasbohrung auswirkt und letztlich auch bei eng benachbarten Bohrungen. Analogieschlüsse zur Werkstoffkunde weisen aber darauf hin, dass hier kleinräumige Betrachtungen durchaus angemessen sind.

Die seismische Überwachung eines Standorts und damit die Möglichkeit, den Ort und die Tiefe eines Erdbebens bestmöglich zu bestimmen ist grundlegend wichtig um einen möglichen oder auch direkten Zusammenhang zwischen einem seismischen Ereignis und einer potenziell induzierenden Ursache nachzuweisen.

4.2 Unterscheidung zwischen natürlichen und induzierten Beben (Diskriminierung)

Wenn induzierte seismische Ereignisse in Gebieten auftreten, in denen auch natürlich Seismizität beobachtet wird, stellt sich die Frage, ob ein einzelnes Ereignis natürlich oder induziert war. Diese Entscheidung kann auch Folgen für mögliche Entschädigungen haben. Da beide Ereignisformen auf Scherbrüche zurückzuführen sind, lassen sie sich an den Signalformen der Aufzeichnungen nicht unterscheiden. Wissenschaftliche Untersuchungen (z.B.: Dahm et al., 2010; Dahm et al., 2013) haben hier keine einfachen, in der Praxis anwendbaren Ergebnisse geliefert.

Es bleibt hier nur die Anwendung ‚weicher‘ Kriterien:

- War das Ereignis in räumlicher Nähe (einige Kilometer) der potenziellen Ursache?
- War das Ereignis in einer Tiefe, die eine Zuordnung zur potenziellen Ursache zulässt?
- Ist das Ereignis zeitlich Aktivitäten der potenziellen Ursache zuzuordnen?

Falls diese Kriterien erfüllt sind, sollte ein derartiges Ereignis (auch rechtlich) als induziert behandelt werden, auch wenn natürlich nicht vollständig auszuschließen ist, dass ein natürliches Ereignis zufällig alle Kriterien erfüllte. Außerdem sollten die Unsicherheiten der jeweiligen Lokalisierung immer berücksichtigt werden.

4.3 Darstellung der induzierten Seismizität im Zusammenhang mit Gasbergbau, Steinkohlenbergbau, Braunkohlebergbau, Kupferbergbau, Kalibergbau und Sonstiges.

Seismische Ereignisse können durch eine Vielzahl unterschiedlicher Eingriffe in den Untergrund induziert werden. Z. B. durch:

- Bau von Talsperren
- Füllen und Entleeren von Talsperren und Pumpspeicherwerken
- Tiefbau
- Tunnelbau
- Große Steinbrüche
- Bergbau
- Förderung von Thermalwasser oder Mineralwasser
- Geothermie
- Unterirdische Speicher (Gas, Druckluft)
- Verpressen von CO₂ (CCS)
- Erdöl-/Erdgasgewinnung
- Tiefbohrungen
- Frac-Arbeiten in Tiefbohrungen
- Sonstiges.

Im Jahre 2012 veröffentlichte das National Research Council eine Studie zur induzierten Seismizität (NRC, 2012) in den USA im Kontext verschiedener Technologien zur Energiegewinnung. Tabelle 6 gibt eine Übersicht über induzierte Ereignisse in den USA, die sehr wahrschein-

lich durch Energie-Technologien verursacht wurden. Es wird darin im Wesentlichen die Anzahl der induzierten Ereignisse je Technologie dargestellt, sowie deren Magnituden, die jeweiligen Druckverhältnisse im Reservoir und der Mechanismus der induzierten Seismizität.

Tab. 29: Überblick über seismische Ereignisse die durch verschiedene Techniken in den USA induziert wurden

Energie Technologie	Anzahl der Projekte	Anzahl gefühlter induzierter Ereignisse	Maximale Magnitude gefühlter Ereignisse	Anzahl der Ereignisse $M \geq 4.0$	Netto- Druck-änderung im Reservoir	Mechanismus der induzierten Seismizität
Dampfdominierte Geothermie	1	300 - 400 pro Jahr seit 2005	4,6	1 bis 3 pro Jahr	Versuch, den Druck stabil zu halten	Temperaturunterschied zwischen Reservoir und injizierter Flüssigkeit
Hydrothermale Geothermie	23	10 - 40 pro Jahr	4,1	1 (möglicherweise)	Versuch, den Druck stabil zu halten	Anstieg des Porendrucks
Enhanced Geothermal Systems	~ 8 Pilotprojekte	2 - 10 pro Jahr	2,6	0	Versuch, den Druck stabil zu halten	Anstieg des Porendrucks und Abkühlung
Sekundäre Öl- und Gasförderung	~ 108.000 Bohrungen	1 oder mehr gefühltes Ereignis an 18 Standorten	4,9	3	Versuch, den Druck stabil zu halten	Anstieg des Porendrucks
Tertiäre Öl- und Gasförderung (EOR)	~ 13.000	Keine bekannt	Keine bekannt	0	Versuch, den Druck stabil zu halten	Anstieg des Porendrucks
Hydraulisches Fracking zur Schiefergasgewinnung	35.000 Bohrungen	1	2,8	0	Erst Druckerhöhung und danach Erniedrigung	Anstieg des Porendrucks
Kohlenwasserstoffförderung	~ 6000 Felder	20 Standorte	6,5	5	Druckerniedrigung	Porendruckabnahme
Versenkung von Schmutzwässern	~ 30.000 Bohrungen	8	4,8	7	Druckerhöhung	Anstieg des Porendrucks
CCS kleinskalig	1	Keine bekannt	Keine bekannt	0	Druckerhöhung	Anstieg des Porendrucks
CCS großskalig	0	Keine	Keine	0	Druckerhöhung	Anstieg des Porendrucks

NRC, 2012

Die Studie weist darauf hin, dass induzierte Ereignisse mit einer Magnitude ≥ 2 , abhängig vom geologischen Untergrund, gelegentlich durchaus an der Erdoberfläche gespürt werden können. Hingegen haben Ereignisse mit einer Magnitude ≤ 2 bei den üblichen Herdtiefen keine spürbare Auswirkung, bei sehr geringen Tiefen können sie jedoch unter Umständen lokal wahrgenommen werden.

4.3.1 Geothermie

Bezüglich der Geothermie wird in der NRC-Studie zwischen Hochenthalpie- Geothermie also meist dampfdominierter Geothermie, hydrothermaler Geothermie und petrothormaler Geothermie (Enhanced Geothermal Systems, EGS) unterschieden. Grundsätzlich wurden in den USA durch alle 3 geothermischen Technologien fühlbare Ereignisse generiert. Jedoch ist aus der Tabelle klar ersichtlich, dass die Anzahl der Ereignisse in Abhängigkeit von der jeweiligen geothermischen Ressource stark variiert.

Dies fällt insbesondere hinsichtlich der dampfdominierten Lagerstätte auf. Bei dieser handelt es sich um die Hochenthalpie-Lagerstätte „The Geysers“ in Nord Kalifornien. Bei diesem Projekt wurden hier innerhalb eines Jahres 300-400 Ereignisse registriert. Grundsätzlich wird in allen Geothermieranlagen versucht, die Volumenbilanz und damit auch den Reservoirdruck bezüglich Entnahme und Injektion stabil zu halten (nachhaltige Reservoir-Bewirtschaftung), was wiederum mögliche induzierte Ereignisse minimieren kann. In der geothermischen Lagerstätte „The Geysers“ wird als Ursache der erhöhten Seismizität der große Temperaturunterschied zwischen dem geförderten und dem reinjizierten Wasser gesehen. Durch das abkühlende Umgebungsgestein kommt es zu einer Volumenverringerung, die wiederum das lokale Spannungsfeld verändert und somit ursächlich für die induzierten Ereignisse sein kann.

4.3.2 Fluidinjektionen

Im Gegensatz zu den Öl- und Gasbohrungen und auch zur Geothermie steht die Versenkung von Abwässern (Industrie und Haushalte) in den USA, wo nahezu 30.000 Bohrlöcher für diesen Zweck errichtet worden sind. Diese wurden im Wesentlichen ohne besondere Berücksichtigung der vorherrschenden Geologie errichtet. Hierbei spielt die Injektivität, also die Menge des Wassers (kg/s), die eine Bohrung pro Bar Injektionsdruck aufnehmen kann, eine entscheidende Rolle. Werden Standorte mit hoher Injektivität ausgewählt sind nur kleine Injektionsdrücke nötig, was die seismologische Gefährdung mindert. Druckerniedrigte Aquifere in oder nahe bei ehemaligen Erdöl- oder Erdgaslagerstätten können die erforderlich hohe Injektivität haben. Welche Standorte für Flowback/Produktionswassereinjektionen, also als Verpressbohrung geeignet sind kann nur ein Injektionstest ergeben. Fällt dieser negativ aus, sind derartige Bohrungen aufzugeben.

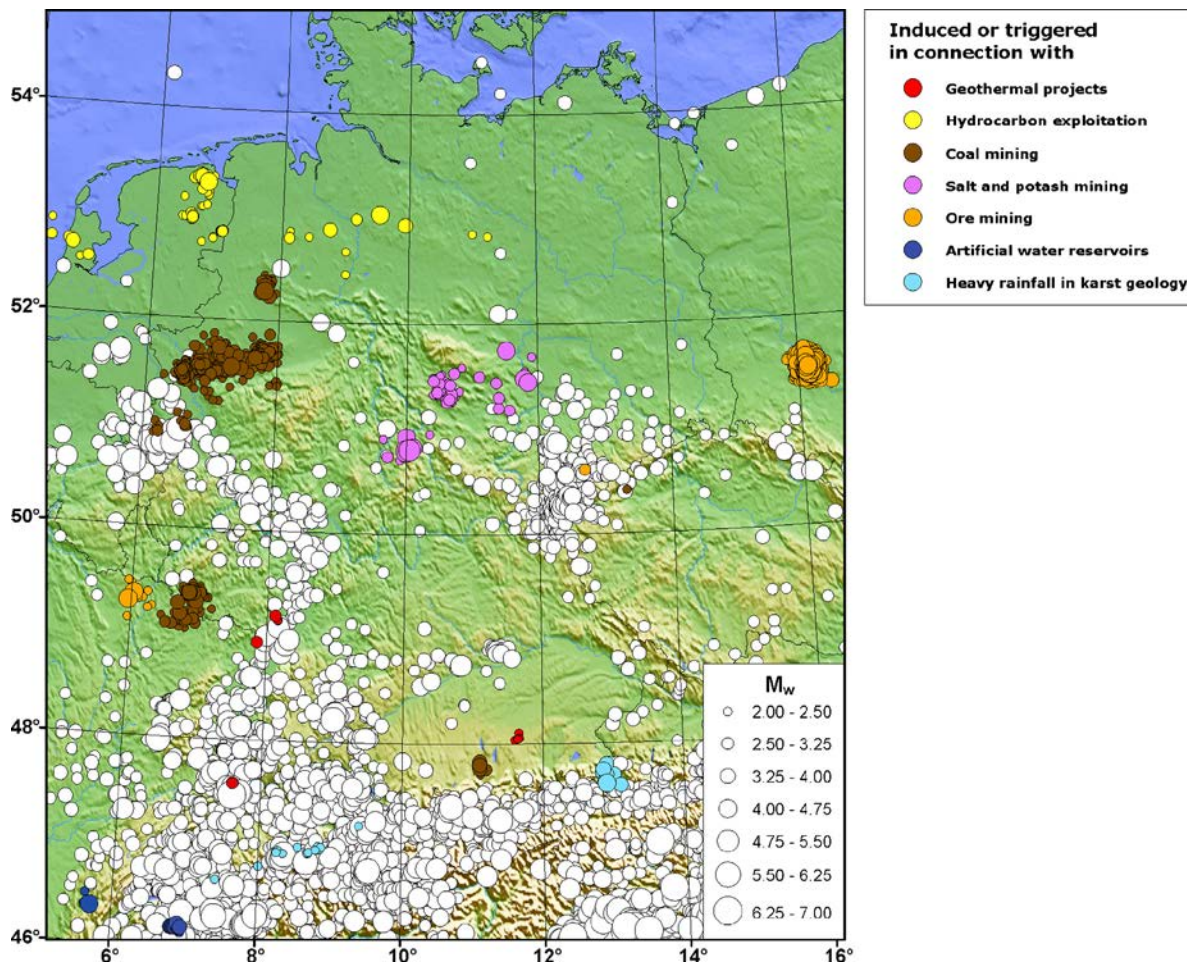
4.3.3 CO₂ -Versenkung

Bezüglich der Versenkung von überkritischem CO₂ stellt die NRC-Studie heraus, dass aufgrund der geringen Anzahl von CCS Projekten eine abschließende Beurteilung schwer fällt. Ein bedeutender Unterschied zu anderen Technologien besteht allerdings darin, das CO₂ kontinuierlich in großen Mengen und unter hohen Druck überkritisch in den Untergrund eingebracht wird. Dieser Umstand lässt die Vermutung zu, dass eine großskalige Versenkung mit dieser Technologie durchaus Ereignisse induzieren kann.

4.4 Induzierte Erdbeben in Deutschland und Umfeld

Im Folgenden werden die Verhältnisse klassischer, in den Untergrund eingreifender Technologien in Deutschland und seinen Nachbarländern anhand einiger Beispiele näher betrachtet. Abb. 18 vermittelt einen Überblick über die räumliche Verteilung induzierter Ereignisse mit einer Zuordnung der hervorrufoenden Ursachen in Deutschland. Auch hier bleibt eine Unsicherheit bei der Zuordnung von Ereignissen als natürlich oder induziert.

Abb. 91: Karte Mitteleuropas mit der Lokation unterschiedlich induzierter (farbige Kreise) und natürlicher Ereignisse (weiße Kreise)



Grünthal, 2013

Die Abbildung macht deutlich, dass die räumliche Verteilung der induzierten seismischen Ereignisse (farbige Kreisflächen) stark mit den Eingriffsorten in den Untergrund durch verschiedene Abbau- oder Produktionstätigkeiten korreliert. Aufgrund der Mitdarstellung von natürlichen Ereignissen wird zudem klar, dass durch das anthropogene Eingreifen in den Untergrund auch in Regionen, die primär als vorwiegend aseismisch zu bezeichnen sind, seismische Ereignisse induziert werden können.

Allgemein lässt sich sagen, dass bei jeder Gewinnung von Rohstoffen (Salz-, Braunkohle-, Steinkohle, Kohlenwasserstoffen) seismische Ereignisse, obgleich selten spürbar, als eine feste Begleiterscheinung auftreten können.

Zu einer Unterscheidung zwischen natürlichen und induzierten Ereignissen können insbesondere zwei Kriterien herangezogen werden:

- Zum einen die räumliche Verteilung (Lage und Tiefe) von seismischen Ereignissen, die sich im Idealfall als Cluster um einen Produktions-/Eingriffsbereich abzeichnen.
- Zum anderen eine zeitliche Korrelation der Ereignisse mit den Abbau- und/oder Produktionsparametern.

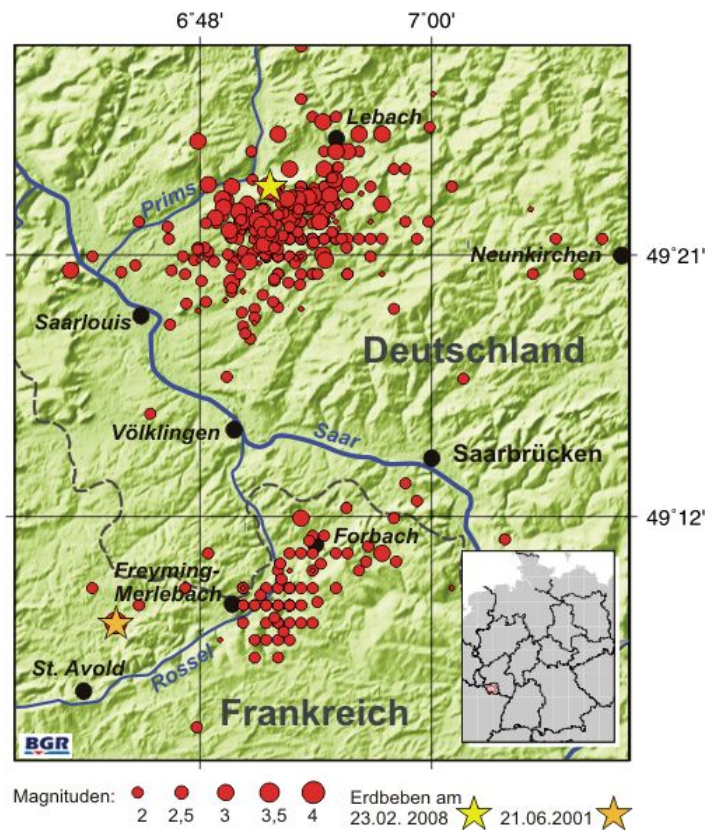
Besonders deutlich wird dies in den klassischen Bergbauregionen Deutschlands (Ruhrgebiet, Saarland, Ibbenbüren). Um die Entstehungsbedingungen bergbauinduzierter Ereignisse im Ruhrgebiet zu untersuchen, wurden bereits in den 70er Jahren intensive Untersuchungen durch die Ruhrkohle Bergbau AG vorgenommen um die bergbauinduzierten Ereignisse zu qualifizieren (Ruhrkohle Bergbau AG, 1997).

Im Steinkohlenbergbau (z.B. Fritschen, 2006 oder Bischoff et al., 2010) entstehen seismische Ereignisse durch den Bruch von festen Gesteinsschichten im Hangenden und/oder Liegenden der Flöze. Diese Gesteinsschichten sind aufgrund ihrer elastischen Eigenschaften in der Lage, abbauinduzierte Spannungsumlagerungen und dadurch bedingte Spannungsakkumulationen für eine gewisse Zeit zu speichern. Übersteigt die akkumulierte Spannung die Festigkeit der kompakten Gesteinsschichten (beispielsweise Sandstein- oder Anhydritbänke), so kommt es zum Bruch. Ein Teil der beim Bruch freigesetzten Energie wird dann in Form seismischer Wellen abgestrahlt und, falls das Ereignis groß genug ist, an der Erdoberfläche als Erschütterung wahrgenommen. Bergbauinduzierte Ereignisse treten, im Vergleich zu Erdbeben, in wesentlich geringeren Tiefen auf. In diesen Tiefen bricht das Gestein sehr schnell, sodass sich bergbauinduzierte Spannungen nur kurzzeitig akkumulieren können. Dieser Umstand führt zu Ereignissen mit relativ kleinen Magnituden, welche vorwiegend nur instrumentell erfassbar sind. Die Überwachung der induzierten Seismizität im Ruhrgebiet erfolgt bereits seit dem Jahr 1909. Im Bereich des aktiven Bergbaus des Ruhrgebietes werden heutzutage jährlich mehr als 1.000 bergbauinduzierte Ereignisse registriert. Dies erfolgt durch lokale Immissionsnetze der DMT oder durch die umliegenden Erdbebennetze. Vom Messnetz der Ruhr-Universität Bochum wurden beispielsweise zwischen den Jahren 1983-2011 über 16.300 Ereignisse mit $ML \geq 0,7$ registriert.

4.4.1 Bergbauinduzierte Beben am Beispiel Saarland

Im Folgenden wird als Beispiel für ein bergbauinduziertes Ereignis größerer Stärke, das Beben am 23. 02. 2008 im Saarland mit einer Magnitude ML von 4,1, betrachtet. Abb. 19 zeigt die seismischen Ereignisse ab 2001 mit einer Magnitude (ML) von mindestens 2 im saarländischen Bergbaugbiet, wobei das Epizentrum des induzierten Bebens vom 23. 02. 2008 mit einem gelben Stern markiert wurde. Grundsätzlich zeichnen die Ereignisse in Abb. 19 die beiden Bergbauregionen (Freyming - Merlebach und Lebach) deutlich ab, wodurch eine eindeutige Korrelation gegeben ist. Schwieriger gestaltet sich eine Beurteilung der zeitlichen Abfolge der Ereignisse (von 2000 bis 2008), die in der Abb. 20 dargestellt ist. Da seitens der Begutachter (BGR) keine ausreichende Datengrundlage bezüglich der untertägigen Aktivitäten bestand, ließ sich der Verlauf der Ereignisse, und insbesondere das vorwiegend aseismische Verhalten in der Zeit um 2003, nicht erklären. Anhand dieses Beispiels wird deutlich, dass ein kontinuierlicher Informationsaustausch zwischen den Betreibern bezüglich der Produktionsvorgänge und den erfassenden Instituten und Behörden unabdingbar ist.

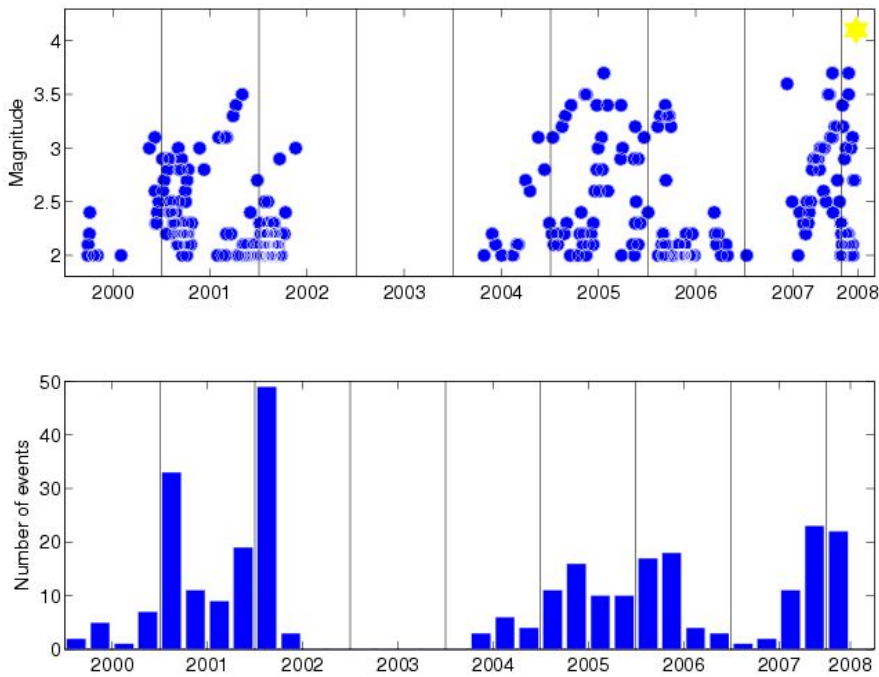
Abb. 92: Karte des saarländischen Bergbaugesbietes mit der Lage der seismischen Ereignisse (rote Punkte) seit dem 1.1.2000 mit einer Magnitude (ML) von mindestens 2.0. Die Größe der Punkte ist proportional zur Magnitude der jeweiligen Ereignisse. Das Ereignis vom 23.2.2008 ist mit einem gelben Stern markiert



BGR, 2008

Der obere Teil der Abbildung zeigt die zeitliche Abfolge der Ereignisse mit der jeweiligen Magnitude. Es wurden alle Ereignisse mit einer Magnitude von mindestens 2 berücksichtigt. In der unteren Darstellung ist die Anzahl der Ereignisse pro Quartal dargestellt. Das Ereignis vom 23. 02. 2008 ist mit einem gelben Stern markiert

Abb. 93: Seismische Ereignisse im Bergbaugebiet bei Lebach im Saarland



BGR, 2008

4.4.2 Induzierte Seismizität am Beispiel konventioneller Gasförderung in den Niederlanden und in Norddeutschland

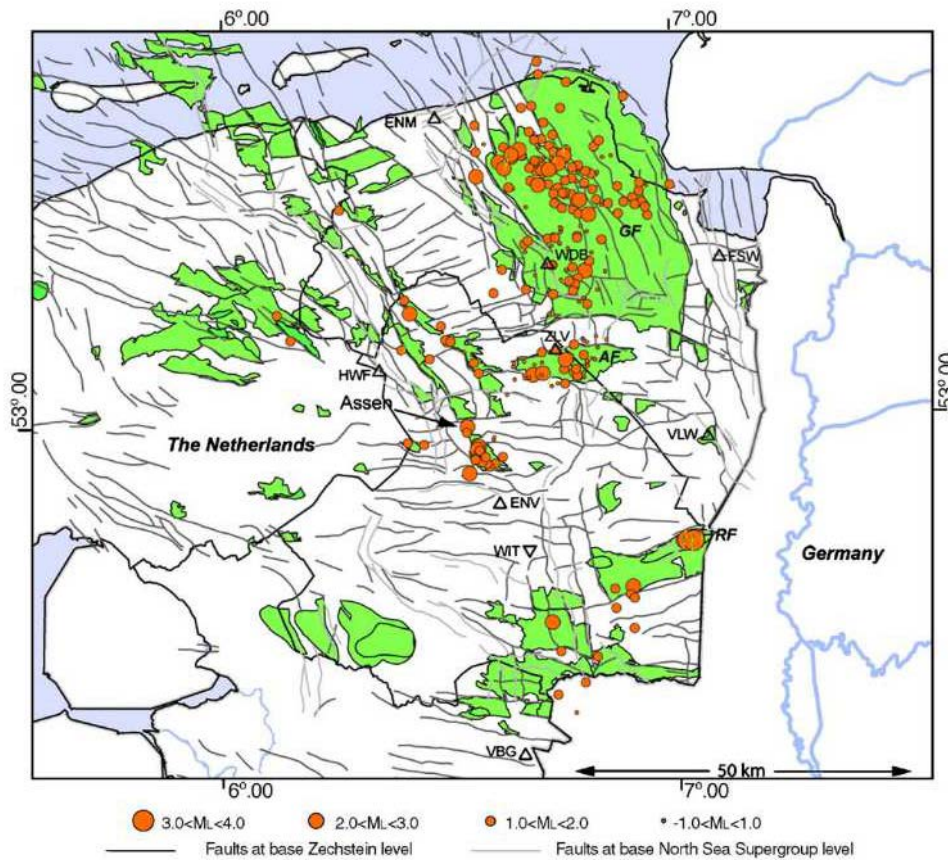
Im Folgenden wird beispielhaft die induzierte Seismizität bei der Gasförderung betrachtet. Als besonders gut dokumentiertes Beispiel dienen hier die seit den 1960 Jahren betriebenen Gasfelder im Norden der Niederlande. Eine Übersicht über die Seismizität der niederländischen Region gibt die Abb. 21, in der die Lage der Gasfelder grün, und die produktionstechnisch induzierten Ereignisse orange dargestellt sind.

Niederlande

Natürliche Ereignisse sind in den Niederlanden an den Rur-Graben, der sich im Südosten der Niederlande befindet, gebunden, während die induzierten Ereignisse sich im nördlichen Teil der Niederlande im Gebiet der Gasproduktion abbilden. In diesem Bereich wurden bis zum Abbaubeginn keine historischen Beben registriert, sodass er als vorwiegend aseismische Region, ohne natürliche Hintergrundseismizität, klassifiziert wird. Durch ein umfangreiches Messstationsnetz wurden mehrere hundert Ereignisse in einem Lokal- Magnitudenbereich von 0,8 bis 3,5 erfasst, wobei 9 von diesen Ereignissen eine Magnitude von $ML \geq 3,0$ besaßen. Im Gasfeld Groningen, in den Sandsteinen des unteren Rotliegenden in Tiefen von 3150 bis 2600 m liegen, wurden die induzierten Ereignisse im wesentlich ebenfalls in diesem Tiefenbereichen lokalisiert (van Eck et al., 2006).

Abb. 22 zeigt die Magnituden- Häufigkeitsverteilungen (Gutenberg-Richter-Beziehung) der aufgezeichneten Ereignisse für Groningen und die nördlichen Niederlande. Auffällig ist hier, dass das grundsätzlich bei allen derartigen Beziehungen notwendige ‚Einschwenken‘ in die Vertikale der Kurve bei großen Magnituden hier schon bei $ML = 3$ einsetzt und sehr gut durch größere Magnitudenwerte ($ML = 3$ bis 3,5) belegt ist.

Abb. 94: Gasfelder (grün) und seismische Ereignisse (rot) sowie Verwerfungen im Bereich der Niederlande



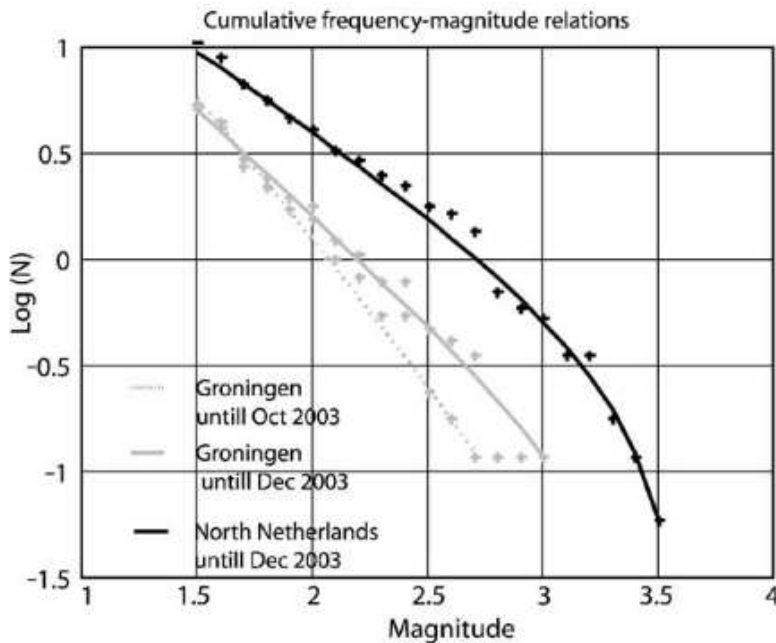
van Eck et al., 2006

Grundsätzlich sind alle induzierten Ereignisse in den Niederlanden relativ flach mit einer maximalen Herdtiefe von 4 km. Sie lassen sich also mit den Tiefen der Reservoirs korrelieren. Die Installation hochempfindlicher Bohrlochstationen erlaubt eine außergewöhnlich gute Bestimmung der Herdtiefen. Des Weiteren zeigt Abb. 21 eine deutliche Kopplung der Ereignis-Lokationen mit den Bereichen der Gasfelder sowie mit bekannten Verwerfungszonen.

Zusammenfassend lässt sich für die Region Nordhollands festhalten, dass die dort registrierten Ereignisse keine tektonische Ursache haben, sondern ursächlich der Gasförderung folgen. Abschätzungen für eine maximale Magnitude, die aufgrund der Gasproduktion induziert werden kann, belaufen sich auf $ML = 3,8$. Aufgrund der relativ flachen Herdtiefe würde ein solches Ereignis zwar deutlich verspürt, wäre aber nicht in der Lage strukturelle Schäden anzurichten.

Bezüglich der zu Beginn dieses Abschnitts dargestellten NRC-Studie aus den USA und auch hinsichtlich der folgenden Betrachtung der norddeutschen Gasfelder ist zu betonen, dass insbesondere das dichte niederländische Netz der qualitativ hochempfindlichen Erfassung ein besonders detailliertes und sicherlich einmaliges Bild der durch die Gasförderung induzierten Ereignisse liefert.

Abb. 95: Magnituden Häufigkeitsverteilung (Gutenberg-Richter-Beziehung) für induzierte Ereignisse im Bereich Groningen und dem Gesamtbereich Nordhollands (schwarze Linie)

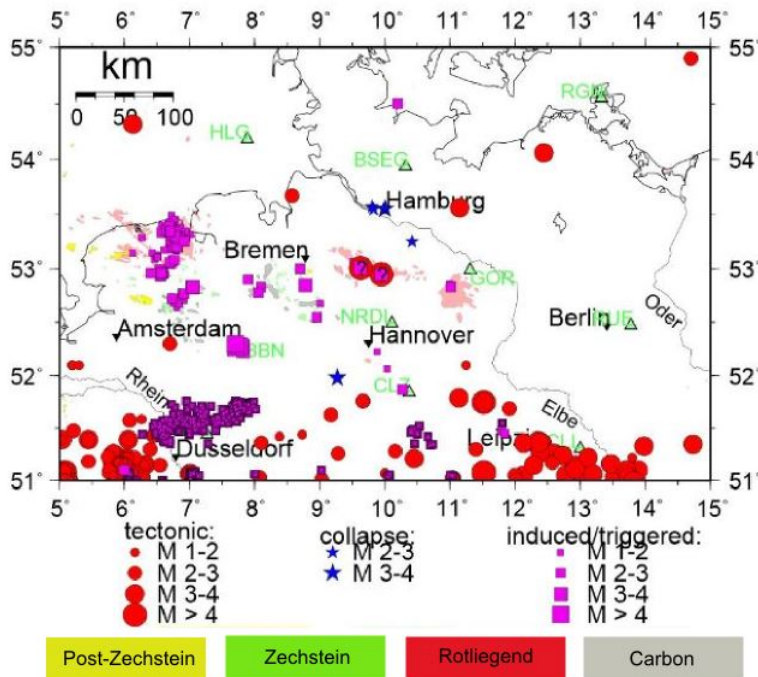


van Eck et al., 2006

Deutschland

Die Seismizität in Norddeutschland, im Kontext der Gasförderung, wurde im Gegensatz zu dem Niederländischen Regionen bisher weitaus schlechter instrumentell erfasst, wobei allerdings zu erwähnen ist, dass die Messnetze aktuell durch Aktivitäten des WEG (Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.) und einzelner Firmen (etwa RWE-DEA) unter Mitwirkung des LBEG verbessert werden. Mit dem bisher unzureichenden Netz einhergehend sind eine geringere Detektionsempfindlichkeit (Vollständigkeitsmagnitude) und eine ungenauere Lokalisierbarkeit der Bebenherde. Somit stellt sich eine Beurteilung der induzierten Seismizität in Norddeutschland bisher schwieriger dar als in den Niederlanden. Abb. 23 zeigt die Seismizität Norddeutschlands bezüglich natürlicher-, induzierter- und Einsturzereignisse. In den neu ausgebauten Netzen werden nun eine horizontale Ortungsgenauigkeit von 500 m und eine vertikale Ordnungsgenauigkeit von 1000 m angestrebt.

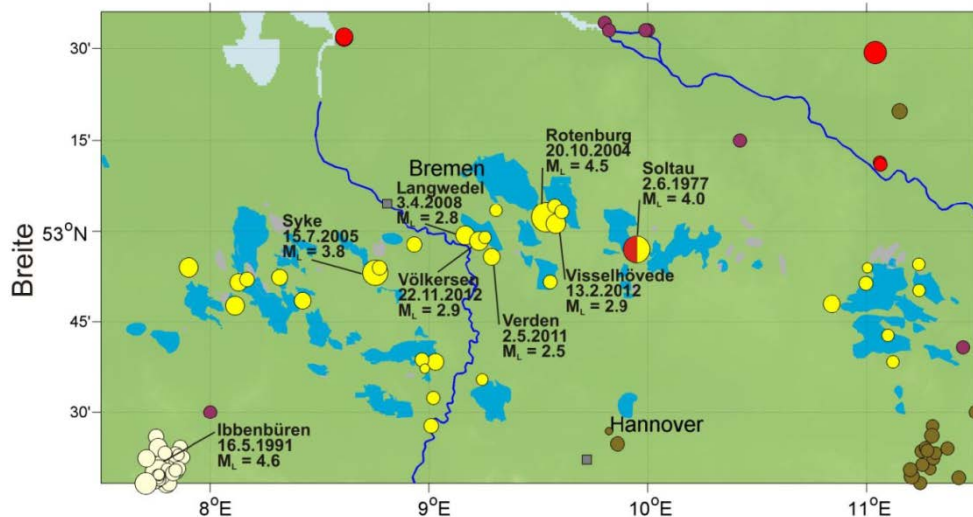
Abb. 96: Induzierte Seismizität Norddeutschlands. Die Gasförderhorizonte sind gemäß Legende farbig gekennzeichnet



Dahm et. al., o.J.

Ähnlich wie in den Niederlanden sind auch in Norddeutschland, einer als im Wesentlichen vorwiegend aseismisch aufzufassender Region, die eingezeichneten Epizentren an Gasfelder gekoppelt. Am 22. November 2012 ereignete sich im Flecken Langwedel im Bereich des Erdgasfelds Völkersen ein Erdbeben der Magnitude 2,9 (Abb. 24), das von zahlreichen Bewohnern der Region verspürt wurde. Die Herdtiefe dieses Bebens beträgt $4,9 \pm 1,6$ km und liegt damit im Tiefenniveau der Förderhorizonte der Erdgasfelder. Außerdem traten in den Jahren 2008, 2010, 2011 und am 01.11.2013 (ML 1,9) weitere Beben an dieser Lagerstätte auf. Hierdurch ist eine räumliche Häufung von Ereignissen am Erdgasfeld Völkersen gegeben, die für einen ursächlichen Zusammenhang mit der Erdgasförderung spricht (Bischoff et al., 2013).

Abb. 97: Seismizität im Umfeld der Erdgasfelder in Norddeutschland. Die stärksten Ereignisse sind mit Datum, Name und Magnitude versehen. Farblich unterschieden sind die historischen (lila) und die instrumentell erfassten tektonischen (rot) Erdbeben, sowie induzierte Ereignisse im Steinkohlenbergbau (weiß) und wahrscheinlich durch die Erdgasförderung induzierte Erdbeben (gelb) und Sprengungen (braun). Blaue Flächen kennzeichnen die aktiven Erdgasfördergebiete in der Region



Bischoff et al., 2013

Das Gesamtbild stellt sich in Norddeutschland jedoch weniger klar dar als in Nordholland, insbesondere da hier kleinere Gasfelder über eine vergleichsweise große Fläche verteilt sind. Neben salttektonischen Vorgängen gibt es Hinweise darauf, dass bestimmte Ereignisse in dieser Region den selten vorkommenden "Intraplattenbeben" zuzuordnen sind. Beispiele sind das Wittenburg-Beben 2000 (M 3,4), das Rostock-Beben 2001 (M 3,4) oder das Dorum/ Bremerhaven-Beben 2005 (M 2,8). Unabhängig von der damaligen, mäßigen instrumentellen Datengrundlage ist sicherlich auch in dieser Region eine Korrelation mit anthropogenen Eingriffen in den Untergrund gegeben (Joswig, 2012).

In Abhängigkeit der jeweiligen Eingriffsart in den Untergrund scheint die Bilanz von Entnahmen und Reinjektionen entscheidend für das Verständnis der potenziell induzierten Seismizität zu sein. Die wichtigen Faktoren für das Potenzial spürbare seismische Ereignisse zu induzieren, sind grundsätzlich komplex und nicht unabhängig. Im Einzelnen sind folgende grundlegende Faktoren zu nennen, die auch bezüglich der unkonventionellen Gasförderung, substantiell sein können:

- Förder- und Reinjektionsraten,
- Volumen und Temperatur von eingepressten Flüssigkeiten,
- Porendruck,
- Permeabilität,
- Entfernung zum Injektionspunkt und die
- Entnahme- bzw. Reinjektionszeiten.

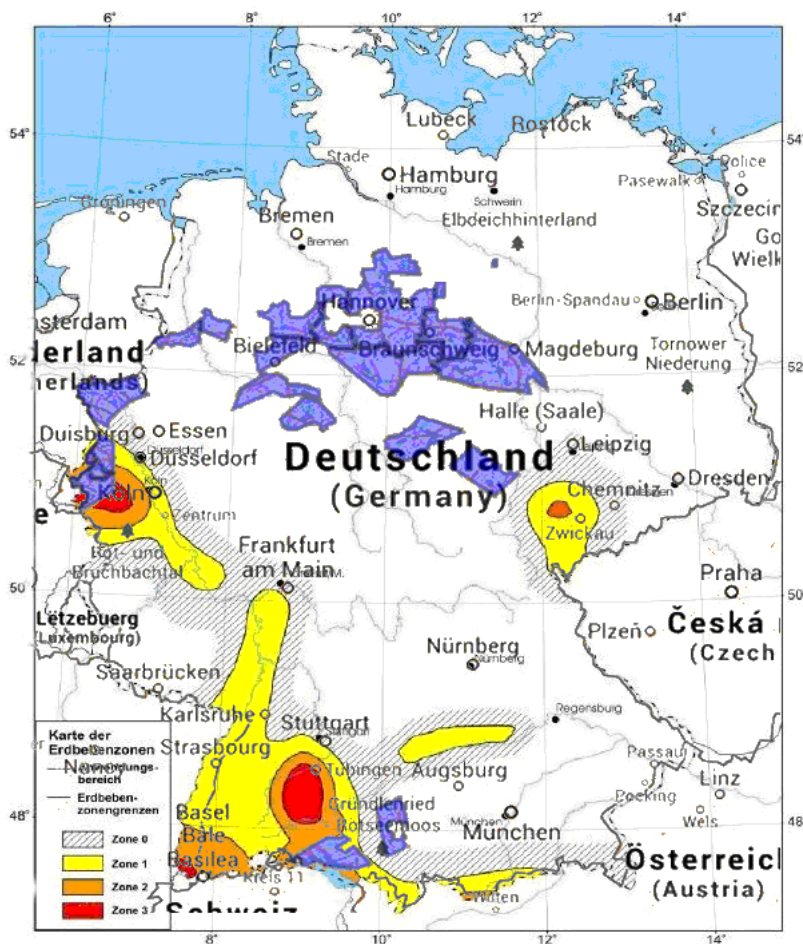
Die Netto-Fluidbilanz scheint einen Einfluss auf die Veränderung des Porendrucks zu haben. In der breit angelegten US-Studie (NRC, 2012) kommt zum Ausdruck, dass Untergrundeingriffe, die bestrebt sind, eine ausgeglichene Volumenbilanz zwischen injizierten und reinjizierten

Fluiden herzustellen, ein sehr viel geringeres Potenzial besitzen, Ereignisse zu induzieren als solche, die diese Bilanz nicht aufrecht erhalten.

4.5 Räumliche Überlappung der Gebiete natürlicher Seismizität mit beantragten oder genehmigten Aufsuchungslizenzen zur Schiefergasgewinnung

Neben noch nicht genehmigten Anträgen für Aufsuchungserlaubnisse sind bereits eine Vielzahl von Aufsuchungserlaubnissen für die Erkundung von Schiefergasvorkommen in Deutschland erteilt worden. Die Aufsuchungserlaubnisse sind dabei auf Gebiete von NRW, Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Baden-Württemberg verteilt. In Abb. 25 wurden die Aufsuchungsflächen für die Schiefergasförderung mit den deutschen Erdbebenzonen überlagert. Neben den nordrhein-westfälischen Gebieten fallen hier besonders die Aufsuchungsflächen in der Bodenseeregion als Überlappungsbereiche auf.

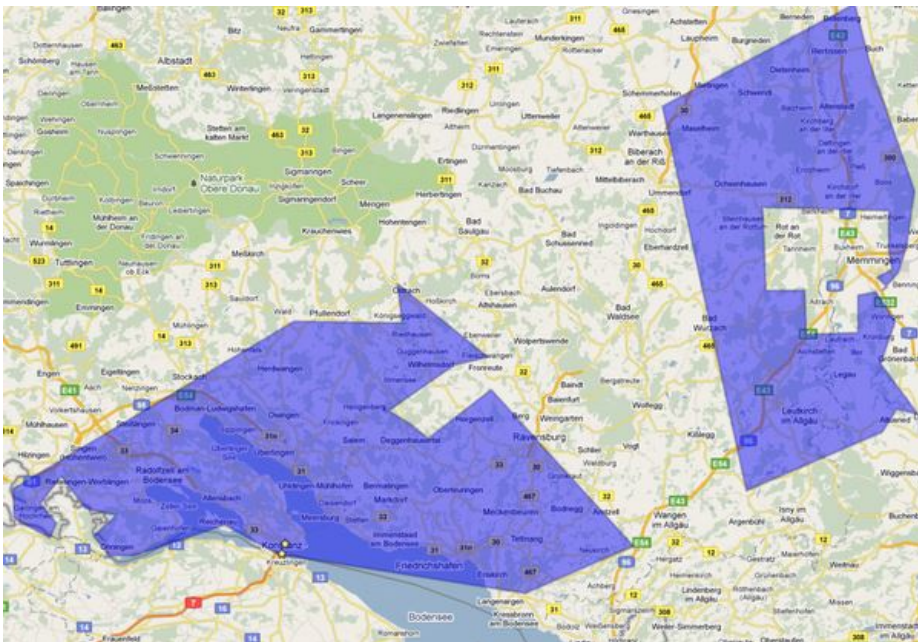
Abb. 98: Erdbebenzonen in Deutschland mit der Überlagerung von Aufsuchungsgebieten (blau) zur unkonventionellen Gasförderung



Krüger 2011 und Hintergrundkarte nach Abb. 45: Erdbebenzonen für Deutschland

Da in Abschnitt 4.3 bereits auf die norddeutsche Region eingegangen wurde, wird an dieser Stelle beispielhaft die Sicht der Seismologie hinsichtlich der natürlichen Seismizität der Bodenseeregion und deren Aufsuchungslizenzen betrachtet. In der folgenden Abb. 26 sind die im Bereich der Bodenseeregion genehmigten Aufsuchungsgebiete (blau) eingezeichnet.

Abb. 99: Baden-Württembergische Konzessionsfelder



Krüger 2011

Zur Beschreibung der Seismizität zusammengehöriger Gebiete wird die Erdoberfläche Deutschlands 1954 erstmals in seismische Regionen eingeteilt. Unter der Berücksichtigung seismotektonischer Gegebenheiten wurde die Bundesrepublik Deutschland später in kleinere Einheiten unterteilt und diese wurden benannt (nach Leydecker, 2011). Abb. 27 zeigt die erdbebengeografische Einteilung eines Teilgebiets der Baden-Württemberg-Bodenseeregion.

Abb. 100: Ausschnitt aus der erdbebengeografischen Einteilung der Bundesrepublik Deutschland



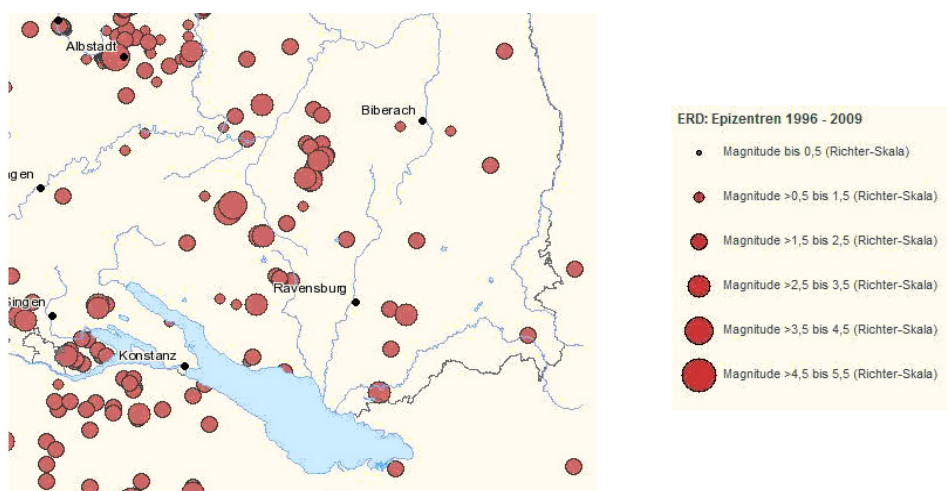
Leydecker, 2011, (Ausschnitt)

Die Aufsuchungserlaubnisse in der Bodenseeregion (siehe Abb. 25 und Abb. 26) liegen ungefähr 50 km von Albstadt, der Hauptbebenzone der Schwäbischen Alb, entfernt. Die Aktivierung dieser Zone scheint durch das Beben vom 16. November 1911, mit einer Magnitude von M 6,1 und einer Epizentralintensität von VIII stattgefunden zu haben. Weitere Schadenbeben wurden in dieser Region in den Jahren 1943 und 1978 (Intensitäten von VII-VIII) registriert. Diese Zone ist jedoch sehr lokal um die Region von Albstadt konzentriert. In Richtung Norden reicht diese

Zone bis Tübingen. Erdbebengeografisch sind gemäß Abb. 27 die Aufsuchungserlaubnisse nicht der Albstadtreion (Schwäbische Alb) sondern dem Bodenseegebiet und dem Bayerischen Molassebecken zuzuordnen. In den folgenden zwei Abbildungen (Abb. 28, und Abb. 29 nach LGRB, 2013) sind die Epizentren von Ereignissen zwischen 1996 - 2009 für die Konzessionsregionen dargestellt. Zwei Ereignisse sind besonders gekennzeichnet (gelb). Das nordwestlich von Ravensburg gekennzeichnete Ereignis wurde am 24.11.2004 mit einer Magnitude von ML 3,7 registriert und das südwestlich von Ravensburg gelegene Ereignis, fand am 9.7.2002 mit einer Magnitude von 2,7 statt. Die Herdtiefen beider Ereignisse wurden mit 24 km bzw. 15 km bestimmt (Brüstle, Stange, 2003, 2005). Diese exemplarische Betrachtung weist Tiefen aus, die deutlich tiefer als 10 km sind. Dasselbe gilt generell für die Herdtiefen der Ereignisse bei Ravensburg und um Biberach.

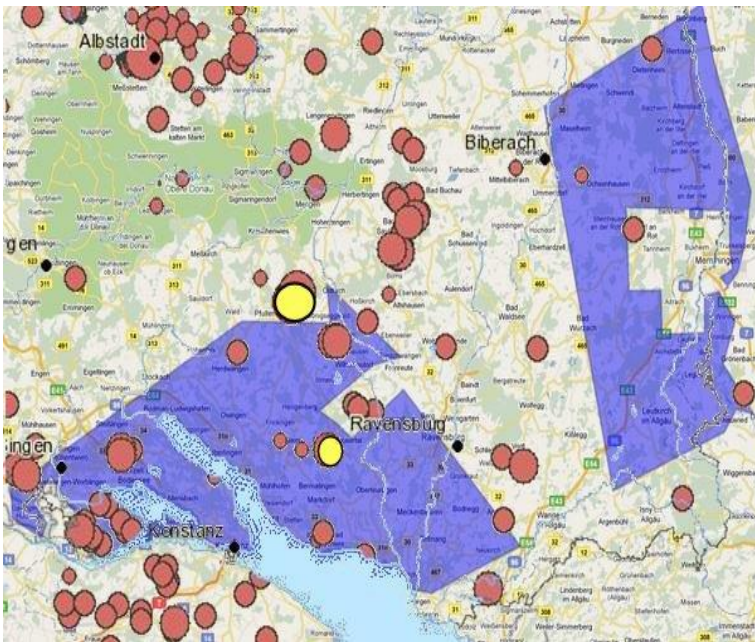
Mit etwa 6 km Tiefe lagen nur die Herdtiefen der Bad Saulgau Ereignisse, zwischen dem 4. und 8.10.2011 (zwischen Biberach und Ravensburg gelegen), etwas flacher. Das Saulgaubeben ist darüber hinaus untypisch durch eine bemerkenswerte Vor- und Nachbebenseerie charakterisiert. Das Hauptbeben am 7.10.2011 hatte dabei eine Magnitude von ML 3,1 und wurde mit einer Maximalintensität von III, nur vereinzelt wahrgenommen. Als Bruchtyp für dieses Beben wird eine Horizontalverschiebung angenommen, wobei der Bebenherd in unmittelbarer Nachbarschaft zu dem historischen Saulgaubeben von 1935 lag.

Abb. 101: Epizentralkarte mit Legende im Umfeld der Bodenseeregion



LGRB, 2013 (Ausschnitt)

Abb. 102: Epizentralkarte im Umfeld der Bodenseeregion und den blau markierten Aufsuchungserlaubnissen



LGBR, 2014 und Hintergrundkarte nach Abb. 26

Zusammenfassend stellt sich der Großraum um die bodenseenahen Aufsuchungsgebiete als eine Region mit einer stark erhöhten Seismizität dar, wobei die Bebenherde in der Regel im Grundgebirge verortet sind und somit deutlich unter den möglichen Reservoirhorizonten des jurassischen Posidonienschiefers liegen. Großräumig ist die schwäbische Erdbebenzone mit dem Oberrheingraben eine der aktivsten Erdbebenzonen Mitteleuropas. Im Hinblick auf zukünftige Aktivitäten in diesen Regionen wird die Installation von empfindlichen und hochauflösenden Monitoringsystemen notwendig sein, um zwischen natürlichen und induzierten Ereignissen (räumlich, zeitlich), die dann einem Verursacher zuzuordnen sind, unterscheiden zu können. Ein solches Beobachtungsnetz sollte zudem zeitlich deutlich vor der Aufnahme jeglicher Aktivitäten errichtet sein, um über Nullmessungen für spezielle Regionen die Gutenberg-Richter-Beziehungen zu erarbeiten. Induzierte Seismizität ist in diesem Gebiet trotz intensiver Bohrtätigkeit bisher nicht beobachtet worden. Eine solche Aussage bezieht sich allerdings natürlich immer auch auf das vorhandene seismologische Netz und die assoziierte Empfindlichkeit der Messsysteme.

5 Recherche und Aufarbeitung von Veröffentlichungen

5.1 Wissenschaftliche Recherche und Aufarbeitung von Daten und ausgewählten Veröffentlichungen zu den einzelnen Betriebsphasen

5.1.1 Bohren

Obwohl auch das Bohren einen Eingriff in den Untergrund darstellt und auch hier Flüssigkeiten (Bohrspülung) teils unter Druck eingesetzt werden, insbesondere auch bei Zementationsarbeiten, sind bisher weltweit noch niemals spürbare seismische Ereignisse beim Bohren selbst induziert worden. In diesem Kontext ist demnach die Bohrphase als Prozessphase der Gasgewinnung aus Schiefergaslagerstätten nur von geringerem Interesse. Bohrungen sind immer auch Explorationsbohrungen und erlauben Messungen im Untergrund. Hier sind besonders in situ Spannungsmessungen mit Minifrac zu erwähnen, die für die weitere Projektplanung und Projektrealisierung wichtig sind.

Es wird empfohlen, dass die Zeit des Bohrens genutzt wird, um natürliche Seismizität (Hintergrundseismizität) lokal zu beobachten und um sich, bezüglich der induzierten Seismizität, eine Art Null-Situation zu erarbeiten. Gleichzeitig können Elemente des generell vorgeschlagenen kontrollierten Betriebs (gutachterliche Betreuung, messtechnische Überwachung) in diesem Zeitraum ortsbezogen eingeübt werden.

In diesem Zusammenhang werden Arbeiten zur Komplettierung der Bohrung, hydraulische Teste, Säuerung zur Säuberung der Bohrung und Ähnliches der Bohrphase zugeordnet, nicht jedoch Maßnahmen zur Bekämpfung eines Gaseinbruchs, wie sie beispielsweise in St. Gallen notwendig waren.

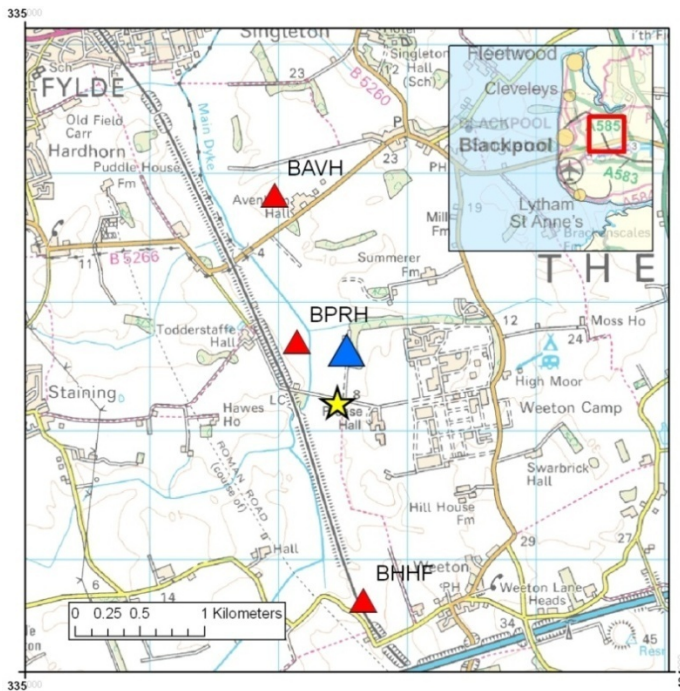
5.1.2 Fracking (im engeren Sinn des hydraulischen Aufbrechens)

Das bei der Gasförderung übliche Fracking im Sediment kommt mit relativ kleinen Rissdimensionen aus, die zudem initial meist Zugbrüche sind. Ist das Spannungsfeld in einer Fracking-Region zudem nicht (in Bezug auf Scherspannungen) tektonisch kritisch vorgespannt, so kann das Fracking eher als unerheblich bezüglich der Induzierung spürbarer Ereignisse angesehen werden. Nur ein nach der Rissöffnung initiiert Scherbruch wird in der Lage sein, so viel seismische Energie zu emittieren damit das Ereignis spürbar wird.

Zur Erzeugung von stärkeren Ereignissen muss bereits eine natürliche, ungünstig ausgerichtete Scherspannung vorhanden sein, d.h. vorhandene Störungen müssen in bestimmter Weise zum Spannungsfeld ausgerichtet sein, um aktiviert werden zu können. Solche Gebiete sollten dann auch schon im Rahmen der natürlichen Seismizität auffällig sein.

Während der Durchführung von Frac-Arbeiten wurden bisher weltweit nur zwei Lokationen Fälle mit kleineren, seismischen Ereignissen zugeordnet. In Oklahoma (Holland, 2011) wurde ein spürbares seismisches Ereignis mit einer Magnitude von ML 2,8 registriert (siehe auch Tab. 6).

Abb. 103: Epizentren der Blackpool-Ereignisse (gelber Stern). Der Standort der Preese-Hall Bohrung ist durch ein blaues Dreieck gekennzeichnet. Die roten Dreiecke geben den Standort der temporären seismischen Stationen des British Geological Survey an

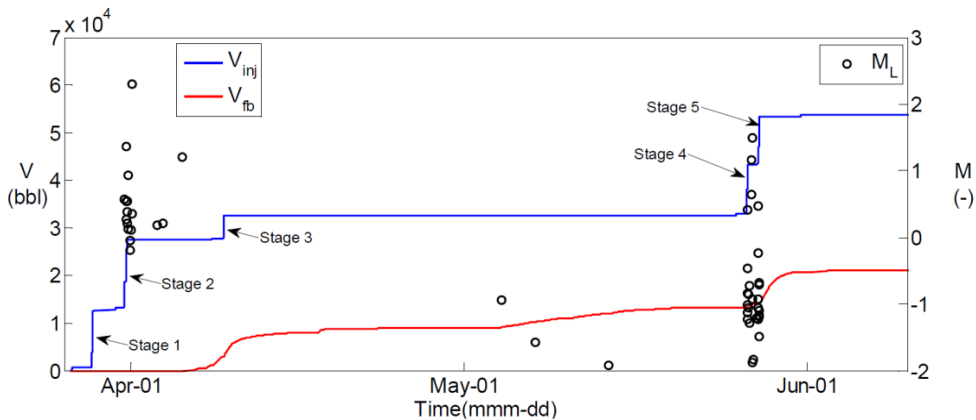


British Geological Survey, 2013

Neben diesem Ereignis in Oklahoma, USA gibt es lediglich zwei weitere spürbare Ereignisse und zwar in Blackpool (Abb. 30), Großbritannien am Preese-Hall Bohrloch (Green, 2012), die sich auf Fracking zurückführen lassen. Seitens des British Geological Survey wurden Magnituden ML von 2,3 bzw. 1,5, sowie 48 wesentlich kleinere (nicht spürbare) Ereignisse aufgezeichnet. Diese seismischen Ereignisse sind somit, in Bezug zu Frac-Arbeiten an beispielsweise 35.000 Bohrlokalationen in den USA ohne spürbare Seismizität (NRC, 2012), sicherlich absolute Ausnahmen.

Die im Preese-Hall Bohrloch verwendeten Fracking-Parameter, wie Druck, Fluidvolumen etc. unterschieden sich nicht maßgeblich von anderen weltweit durchgeführten Fracking-Maßnahmen. Um die Ursachen der induzierten Seismizität zu untersuchen, wurde 2011 von der Firma Cuadrilla Resources Ltd. eine Studie durchgeführt (de Pater und Baisch, 2011). Es zeigt sich bei einer näheren Betrachtung der Ereignisse, dass die dort aufgezeichnete Seismizität ähnliche Merkmale wie sie bei der hydraulischen Stimulation in kritisch vorgespannten geothermischen Reservoiren vereinzelt auftreten, aufweist.

Abb. 104: Zeitlicher Verlauf (Ende März 2011 bis Anfang Juni 2011) des injizierten Flüssigkeitsvolumens (blau), die Kreise beschreiben die seismischen Ereignisse und die rote Kurve geben den Verlauf des Rückflusses an (bbl = blue Barrel = 158,984 Liter).



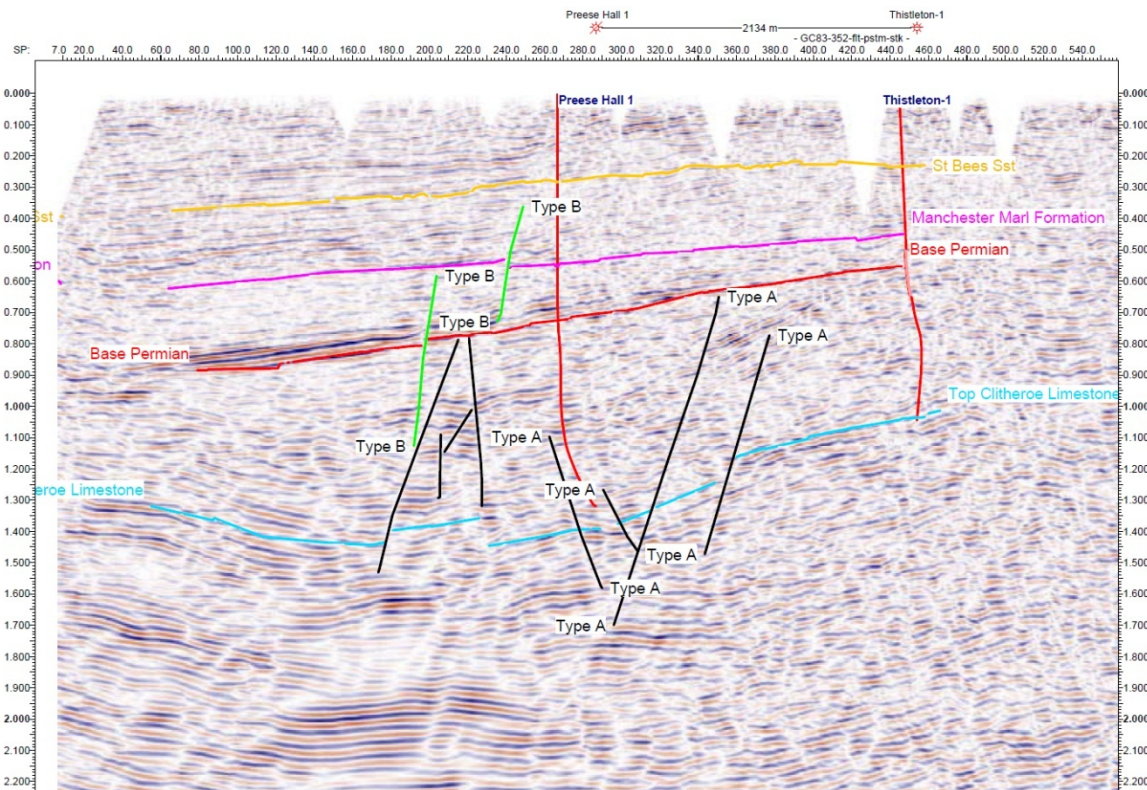
de Pater und Baisch, 2011

Die Fracking- Arbeiten im Preese-Hall 1 Bohrloch wurden in 6 Phasen (Stages) durchgeführt. Während der Phasen 1-5, unterteilt in einen min- und main-Frac, wurde jeweils ein Fluidvolumen von ca. 1.500 m³ eingepresst. Die Seismizität wurde jeweils nach den Frac-Phasen 2, 4 und 5 registriert, wobei die größte Magnitude ca. 10 Stunden nach Beendigung des Haupt-Fracs der Phase 2 auftrat. Abb. 31 zeigt den zeitlichen Verlauf (Ende März 2011 bis Anfang Juni 2011) der Injektion (blau) und der auftretenden seismischen Ereignisse (Kreise), die rote Kurve beschreibt den Rückfluss.

Um nähere Angaben zum Störungsinventar und zum Spannungsfeld zu erhalten, wurden vorhandene Daten gesichtet. Hierzu gehörten unter anderem Bohrkerne, Daten über Bohrlochwandausbrüche eine 2D-Seismische Linie, Image Logs und Cross-Dipole-Sonic-Logs. Die seismische Linie mit eingezeichneter Lage der Störungen und der Bohrungen ist in Abb. 32 dargestellt. Neben den wichtigsten Horizonten sind auch die so genannten A-Störungen (Normalverwerfungen) eingezeichnet, die wahrscheinlich von der Preese-Hall-Bohrung durchteuft wurden.

Der Bowland Schiefer besteht hauptsächlich aus impermeablen, harten, spröden Gesteinen mit vielen Störungen und Brüchen. Insgesamt handelt es sich um ein Regime, in dem Scherbrüche ermöglicht werden und das wahrscheinlich eine große Variabilität in der horizontalen Spannung des Gesteins aufweisen kann.

Abb. 105: 2D-Seismik mit Bohrlokationen aus dem Gebiet des Bowland Basin. Die von West nach Ost verlaufende 2D-Linie schneidet im Osten den Bereich der Thistleton-Bohrung und in der Mitte den Bereich des Preese-Hall Bohrlochs. Die Interpretation zeigt Verwerfungen die nach Westen mit ung. 70° einfallen und wahrscheinlich von der Bohrung Preese-Hall 1 durchteuft werden



de Pater und Baisch, 2011

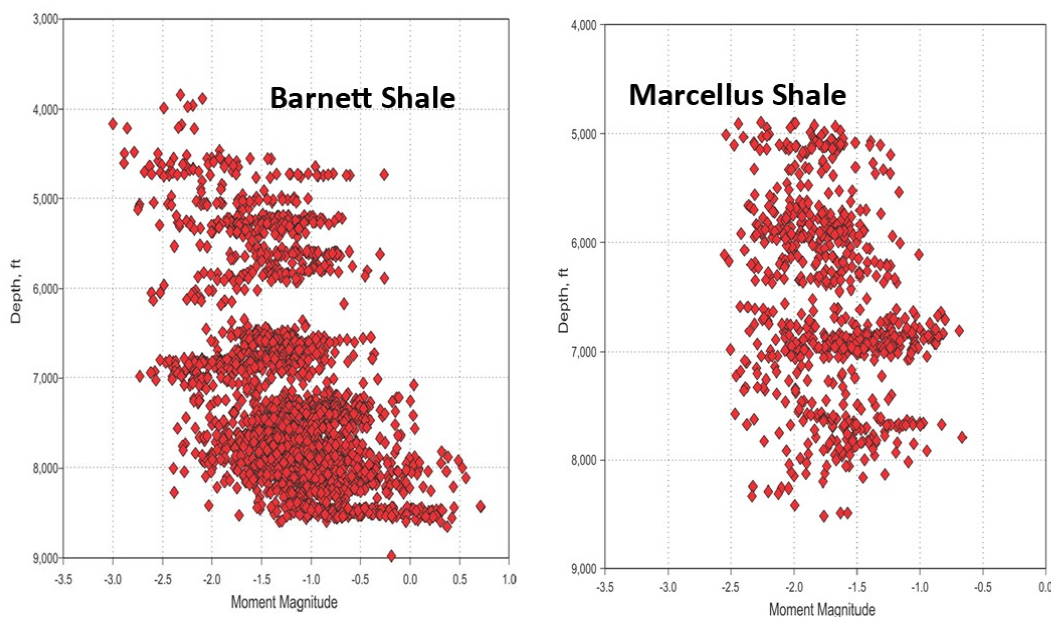
Höchstwahrscheinlich wurden die Ereignisse durch Wasser-Injektion in eine vorhandene Bruchzone mit einer kritisch beaufschlagten Scherfläche, in direkter Nähe der Bohrung Preese-Hall 1, induziert. Mit einem numerischen, deterministischen Verfahrens wurde mit bekannten und abgeleiteten geologischen Daten ein konzeptionelles geomechanisches Modell erstellt (Baisch und Vörös, 2011), das die für das Fracking unüblichen Ereignisse beschreiben sollte. Gemäß den angestellten Berechnungen stellen die eingetretenen Ereignisse eine Art "worst case szenario" dar. Die Modellrechnungen ergaben eine maximale Magnitude für diese Lokation von $M \approx 3$. Zur Beherrschbarkeit und Kontrolle der Situation im Bowland Basin wurde ein Reaktionsschema eingeführt, das frühzeitig eingreifen kann, um die Gefährdung einer erneuten Induzierung von Ereignissen an dieser Lokation zu minimieren.

Wie bereits eingangs in diesem Abschnitt gesagt und auch an dem Beispiel Bowland Basin gezeigt, sind besonders ungünstige geologische Voraussetzungen nötig, um ein seltenes spürbares seismisches Ereignis aufgrund von Fracking-Arbeiten zu induzieren. Zum einen muss eine natürliche, ungünstig ausgerichtete, Vorspannung bereits vorhanden sein, zum anderen müssen vorhandene Störungen in bestimmter Weise zum Spannungsfeld ausgerichtet sein, so dass diese aktiviert werden können. Die Injektionsbohrung muss dieser Störung dann sehr nahe kommen bzw. die Störung anfahren. Da derartige Zonen vorab großräumig nicht bekannt sind, ist die Erarbeitung von Informationen hierzu Bestandteil der Lokations-Exploration. Dabei ist die Größe des Einflussgebietes der zu erwartenden Druckvariation zu berücksichtigen. Wesentlich sind hier Explorationsbohrungen mit Spannungsmessungen (Minifrac), wobei bis zum Ab-

schluss der Exploration offen bleiben muss, ob diese Bohrungen letztlich genutzt werden können oder ob sie als reine Explorationsbohrungen anzusehen sind.

Das seit Jahrzehnten durchgeführte Monitoring von Frac-Arbeiten mittels hochempfindlicher Bohrlochgeophone hat bisher ergeben, dass beim Fracking selbst, im Wesentlichen nur negative Magnituden induziert (siehe Abb. 33) wurden und in sehr seltenen Fällen Magnituden von $ML > 0,8$. Dabei handelt es sich um Ereignisse, die lediglich untertägig instrumentell erfasst werden können und weit ab von einer möglichen Spürbarkeit liegen und auch instrumentell an der Erdoberfläche meist nicht erfasst werden können.

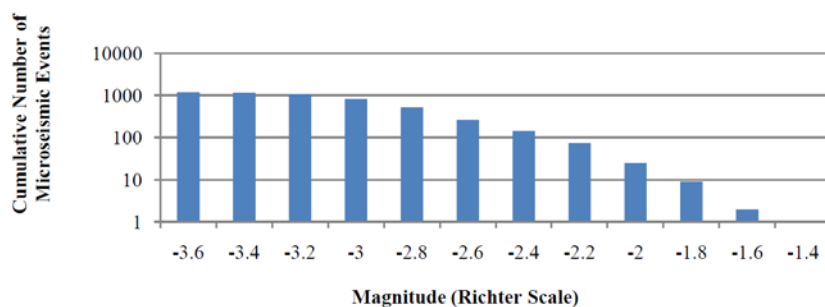
Abb. 106: Maximale Momentenmagnitude für die Lokationen Barnett Shale und Marcellus Shale basierend auf einem mikro-seismischen Monitoring



Warpinski et al., 2012

Abb. 34 zeigt denselben Sachverhalt in anderer Form. Auch in diesem Bohrloch im Barnett-Shale, USA wurde eine große Zahl von Ereignissen registriert, die aber mit negativen Magnituden weit unterhalb der Spürbarkeit an der Erdoberfläche liegen.

Abb. 107: Kumulative Häufigkeitsverteilung mikroseismischer Ereignisse unterschiedlicher Größe in einem Bohrloch im Barnett-Shale

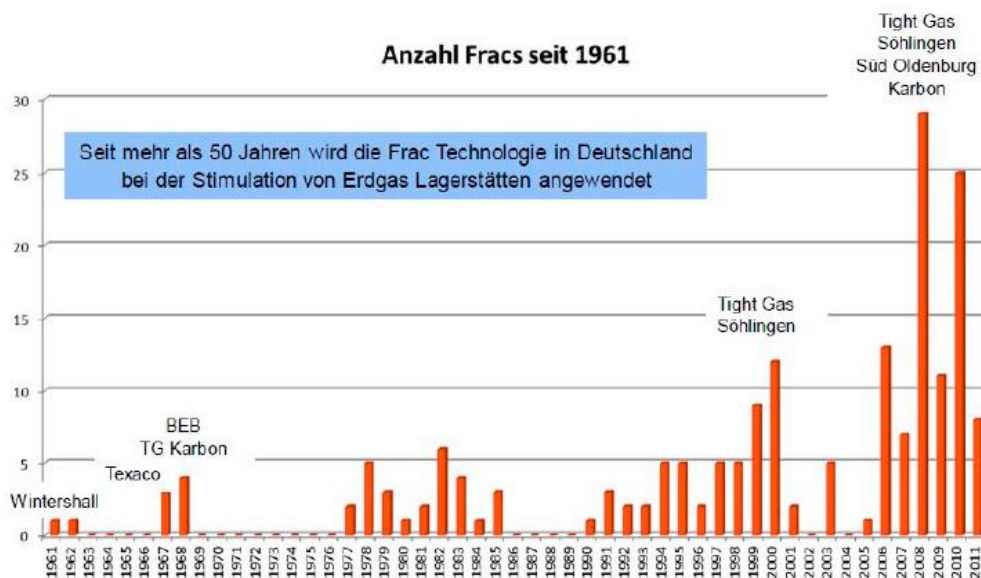


Zoback et al., 2010

Bei der Vielzahl der durchgeführten Frac-Arbeiten (alleine in Deutschland > 300, siehe Abb. 35) kann davon ausgegangen werden, dass derartige Frac-Arbeiten in den für die unkonventionelle Gasgewinnung typischen Formationen und Strukturen nicht zu fühlbaren, oder gar gebäudeschädigenden Ereignissen führen. Es wurden bisher in keinem Fall Gebäudeschäden (gerichtlich) festgestellt. Bei den auf Kulanz-Basis entschädigten Schäden ist mit erheblichen Mitnahmeeffekten zu rechnen.

Auch wiederholtes Fracking erhöht nicht die Gefährdung. Es ist im Gegensatz davon auszugehen, dass vorher belastete Gesteinsvolumina nicht mehr in der Lage sind seismologisch zu reagieren (Kaiser Effekt). Erdbebenschäden sind zeitlich dem Ereignis streng zugeordnet. Sie treten innerhalb von Minuten (oder gar Sekunden) auf. Es ist jedoch zu beachten, dass wegen des Nachlaufs seismische Ereignisse auch noch einige Tage nach Beendigung der Aktivitäten (shut in) auftreten können. Spätschäden (nach längerer Zeit) sind jedoch nicht möglich.

Abb. 108: In Deutschland seit dem Jahr 1961 durchgeführte Fracs



Joswig, 2013

5.1.3 Produktionsphase

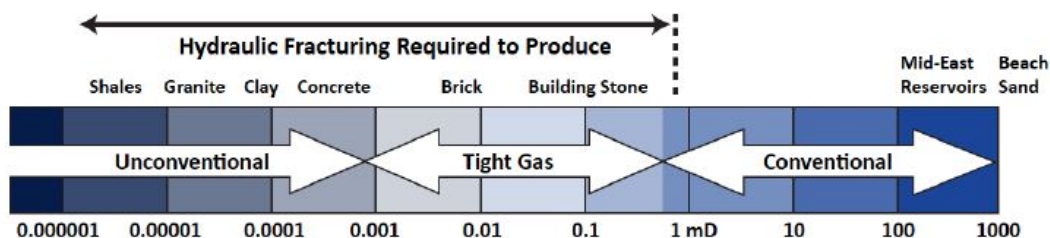
Im Gegensatz zu beispielsweise Geothermieprojekten wird in der Betriebsphase der Gasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten kein Fluid injiziert. Die Entnahme von Gas aus dem gering permeablen Tonstein und aus dem dort künstlich hergestellten Frac-Volumen führt, infolge der Gasdruckminderung um einige Zehner MPa zu Spannungsänderungen. Im Vergleich zu konventionellen Gaslagerstätten (Fallen) sind jedoch die spezifischen Volumina klein, so dass so dass die die Gefährdung durch induzierte Seismizität während der Betriebsphase als gering eingestuft werden kann. Aus der Literatur wurden seismische Ereignisse, die in der Betriebsphase generiert wurden nicht bekannt.

5.1.4 Fluidinjektion

Sowohl Fluidinjektion als auch Extraktionen verändern den Fluid-Porendruck im umgebenen Gebirge und verändern das vorherrschende Spannungsfeld im Gestein. Der Effekt auf das Spannungsfeld in der Gesteinsmatrix ist jedoch hinsichtlich der induzierten Seismizität deutlich

geringer als der Effekt durch die Veränderung des Porendrucks im Fluid (NRC-Studie, 2012). Grundsätzlich werden beim Reinjizieren geringere Drücke als beim Fracking eingesetzt. Die Injektionszeiten als auch das injizierte Volumen sind hierbei jedoch relativ lang bzw. groß (Monate, Jahre). Erhöhungen des Porendrucks wirken im Allgemeinen destabilisierend, da sie den Reibungswiderstand in Klüften und Verwerfungen reduzieren. Die Veränderung des Porendrucks ist dabei abhängig von der Injektionsrate, dem Gesamtvolumen des injizierten Wassers aber auch von den Gesteinseigenschaften der Formation (Permeabilität, Speicherkoeffizient sowie Sprödigkeit durch Zementierung). Bezüglich der Permeabilität ist anzumerken, dass diese je nach Gesteinstyp um viele Größenordnungen variieren kann (siehe Abb. 36). Auch die Temperatur des injizierten Wassers kann eine Rolle spielen.

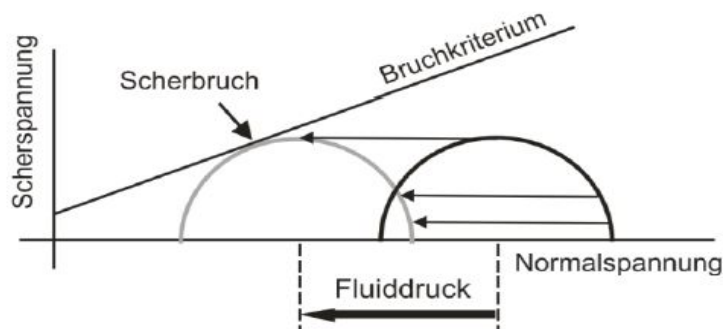
Abb. 109: Permeabilität (in mD) verschiedener Gesteine in Relation zu einer unkonventionellen bzw. konventionellen Förderung.



NRC, 2012

In dichten Gesteinen findet der Fluidtransport nicht über die Matrix sondern über Kluftsysteme statt. Eine ungünstige Kombination von Kluft-Transmissivität und Speichereigenschaften kann eine Erhöhung des Porendrucks bei der Injektion durchaus über mehrere Kilometer bewirken. Grundsätzlich kann ein größerer Anstieg des Porendrucks dazu führen, dass Bedingungen geschaffen werden, den Reibungswiderstand von existierenden Verwerfungen zu reduzieren, wobei zudem die Größe des Gebiets eines veränderten Porendrucks die Möglichkeit, dass mehrere gekoppelte Verwerfungen aktiviert werden können, erhöht. Abb. 37 verdeutlicht das frühere Erreichen des Bruchkriteriums (Reduzierung der Normalspannung) durch Fluidinjektion.

Abb. 110: Mohrkreisdiagramm zur Darstellung von Spannungszuständen. Das Diagramm verdeutlicht wie eine Reduzierung der Normalspannung durch eine Fluidinjektion näher an das Bruchkriterium führt.



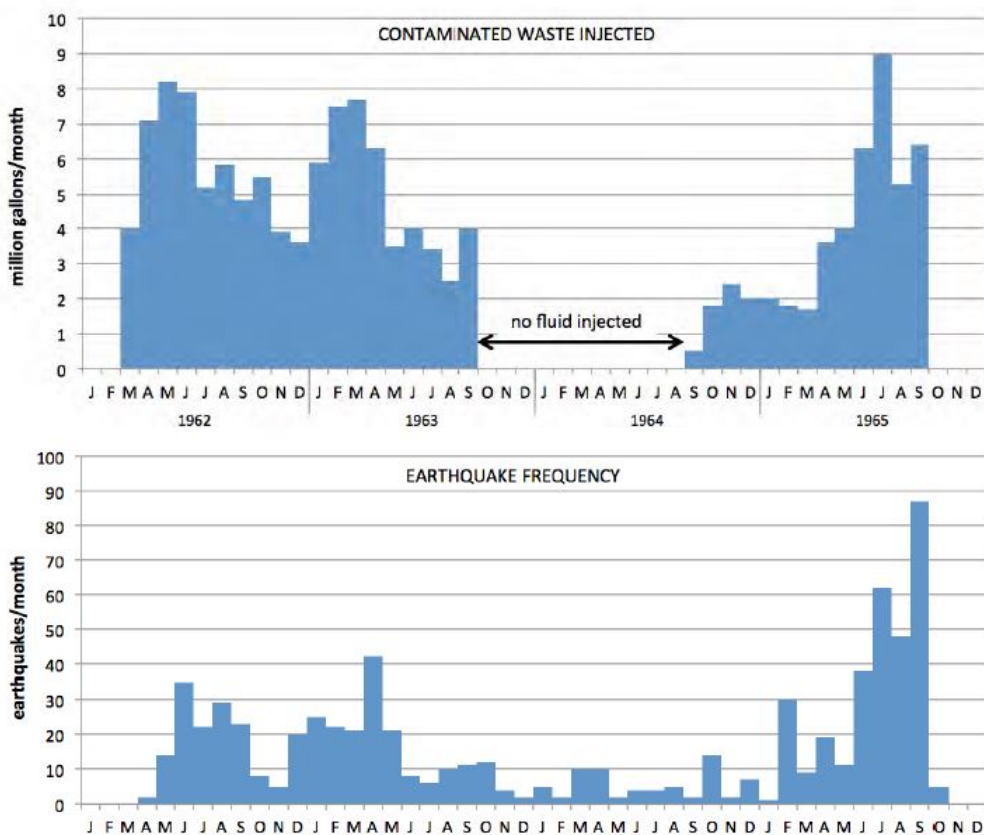
IGEM, 2010

Zur Induzierung eines Ereignisses bedarf es einer Erhöhung des Porendrucks in einer größeren Region. Ein solches Ereignis wurde im Jahr 1964 im Rangely Ölfeld in Colorado verzeichnet.

Hier wurde im Rahmen der sekundären Ölförderung über mehrere Jahre hinweg Wasser injiziert und damit der Porendruck im Vergleich zum ursprünglichen, im Reservoir vorherrschenden Druck, signifikant erhöht. Das größte der aus einer Serie induzierter Ereignisse wurde mit einer Magnitude von ML 3,4 registriert. Es ist jedoch davon auszugehen, dass das Einhalten eines weitgehend konstanten und natürlichen Porendrucks im Reservoir ein solches Ereignis hätte verhindern können.

Als ein weiteres Beispiel hinsichtlich der Fluid-Versenkung dienen die gut dokumentierten Ereignisse aus dem Großraum Denver „Rocky Mountain Arsenal“. Bevor es zu menschlichen Eingriffen kam, wurde diese Region als schwach seismisch aktiv eingestuft. Mit der Injektion von Abwässern wurde 1962, mit einigen Unterbrechungen und variierenden Injektionsdrücken, begonnen. Im April und Mai 1962 wurden einige Serien kleiner seismischer Ereignisse mit neu eingerichteten Messstationen registriert. Bis August 1967 wurden 1.500 Ereignisse registriert, wobei 75 deutlich spürbar waren und mit den Fluidinjektionen korreliert waren (NRC, 2012). Die Epizentren waren im Wesentlichen in einem Radius von 8 km um das Injektionsbohrloch geclustert und die Hypozentren lagen in einem Bereich von 3.700 m bis 7.000 m Tiefe und waren an ein natürliches Störungssystem gekoppelt. Abb. 38 zeigt die Beziehung der injizierten Flüssigkeit mit den aufgezeichneten seismischen Ereignissen.

Abb. 111: Korrelation zwischen den monatlich injizierten Flüssigkeitsvolumina und den registrierten seismischen Ereignissen im Rocky Mountain Arsenal



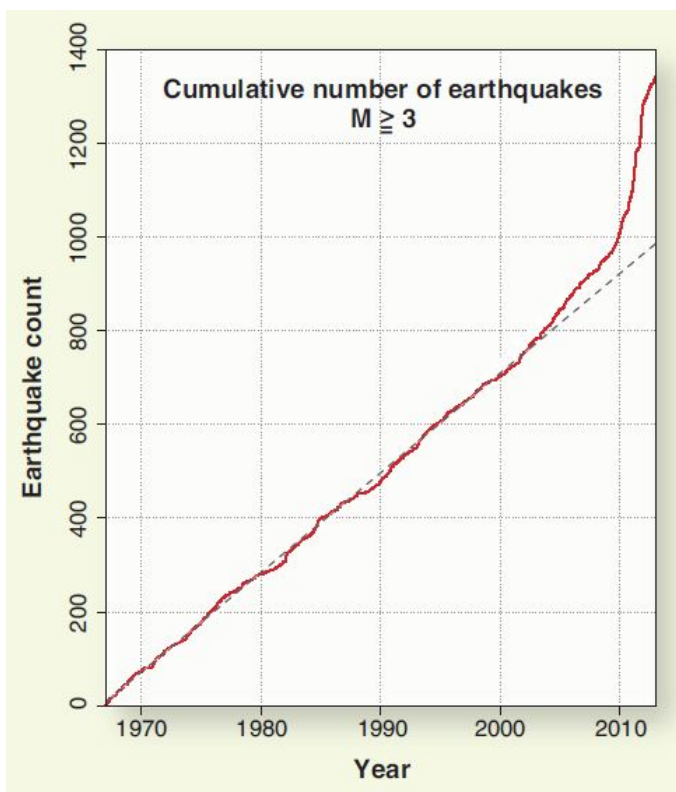
NRC, 2012

Weitere gut dokumentierte Ereignisse, die auf das Injizieren von Fluiden zurückzuführen sind, sind in den USA die Regionen von Arkansas, Ohio und Texas, wobei einer der am besten do-

kumentierten und untersuchten Bereiche bezüglich fluid-induzierter Ereignisse in Colorado (Paradox Valey) ist. Bis jetzt wurden 4.600 Ereignisse mit Magnituden von ML 0,5 bis 4,3 registriert.

Weitere Beispiele finden sich bei Ellsworth (Ellsworth, 2013). Die dort entnommene Abb. 39 zeigt die Verteilung der Erdbebenhäufigkeit zwischen 1967 und 2012 für den kontinentalen Bereich der USA, wo sich seit dem Jahr 2001 eine deutliche Abweichung von der durchschnittlichen Anzahl von 21 Beben pro Jahr abzeichnet. Ellsworth vermutet einen tendenziellen Zusammenhang zwischen industriellen Eingriffen in den Untergrund und der anwachsenden Seismizität. Dies wird sicherlich auch an der gewählten Schwelle von $M = 3$ liegen, da von der Vielzahl induzierter Ereignisse eine bedeutende Zahl diese Schwelle geringfügig überschreitet.

Abb. 112: Kumulierte Erdbebenhäufigkeit im mittleren Kontinentalbereich der USA mit Magnituden ≥ 3 für die Jahre 1967 bis 2012 und einer durchschnittlichen Bebenrate von 21 Beben/Jahr bis zum Jahr 2001

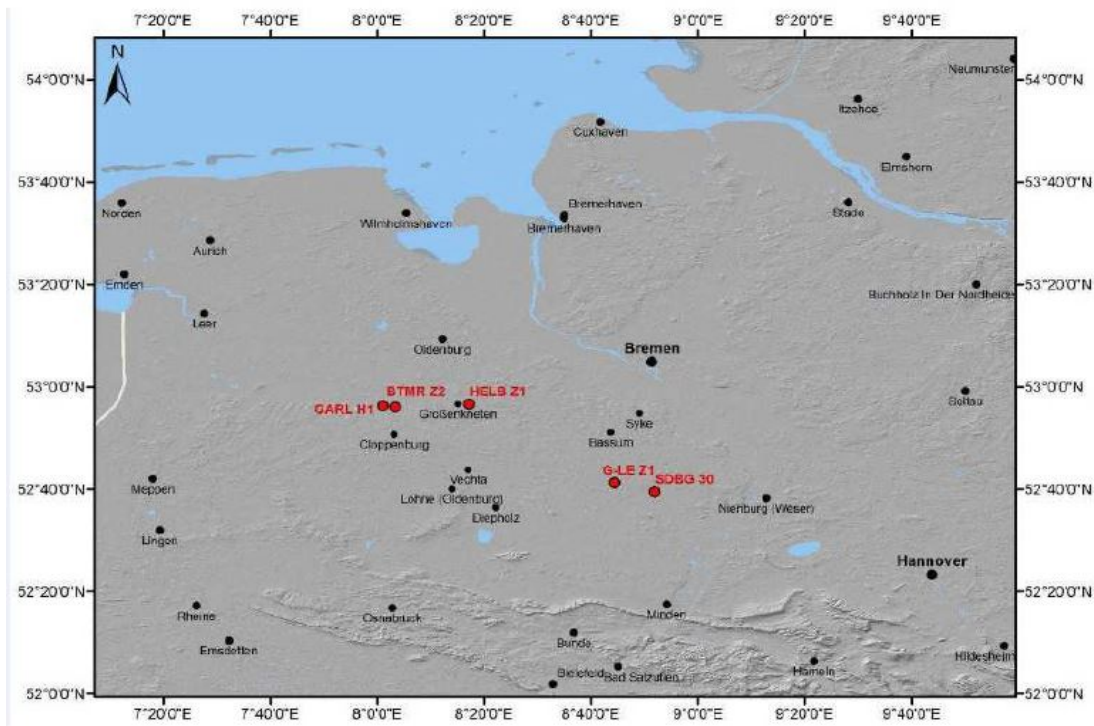


Ellsworth, 2013

Im Gegensatz zu Deutschland ist das Versenken von Abwässern in größeren Mengen an einer Vielzahl von Standorten im Ausland eine durchaus gängige Praxis. Bezogen auf die große Anzahl solcher Vorgänge in den USA (siehe Tab. 6) ist die Anzahl der zuzuordnenden induzierten Ereignisse relativ gering. Das liegt zum einen an der Tatsache, dass die Wässer vorzugsweise in hochpermeable Aquifere gepumpt werden als auch an den relativ niedrigen Injektionsdrücken. Dass es dennoch zu Ereignissen kam und kommt, liegt in diesem Fall sicherlich auch daran, dass die geologische Vorerkundung bei der Abwasserbeseitigung nicht immer mit der erforderlichen Gründlichkeit und Budgetausstattung durchgeführt wurde (im Vergleich zur Erdöl/ Erdgasindustrie). Eine stärkere Berücksichtigung von Störungen und Klüften bei der Planung würde hier die allgemeine Situation verbessern.

Basierend auf Informationen von ExxonMobil, geht Joswig bezüglich der seismischen Gefährdung durch Injektionen in seinem Gutachten (Joswig, 2012) auf die Versenkung von Produktionswasser in Norddeutschland ein. Insgesamt unterhält die ExxonMobil aktuell 13 aktive und 9 inaktive Injektionsbohrungen im norddeutschen Raum. In der Arbeit wurden die angestellten Betrachtungen für 5 Injektionsstandorte (siehe Abb. 40) gemacht, die sich sowohl vom geologischen Verpresshorizont als auch von der Injektionstiefe unterscheiden.

Abb. 113: Lage von 5 Injektionsbohrungen (rot) der Firma Exxon Mobil



Joswig, 2012

In dem Gutachten wurde in einem Radius von 10 km um die Bohrungen der Zusammenhang zwischen den lokalen Erdbeben und den am Bohrungsstandort durchgeführten Injektionen betrachtet. Der Beobachtungsradius von 10 km wurde nach Nicholson & Wessen (1990) gewählt wonach die 10 km als Betrachtungsgrenze gewählt wurden obgleich die Beeinflussung des Porenwasserdrucks kaum mehr als 1 km in horizontaler und vertikaler Richtung reichen dürfte. In der untenstehenden Tab. 7 sind die lokalen Erdbebenereignisse aufgeführt, die zur Betrachtung einer möglichen Korrelation zwischen den durchgeführten Injektionen und den seismischen Ereignissen herangezogen wurden.

Tab. 30: Lokale Erdbeben in der Nähe der 5 betrachteten Injektionsstandorte der Firma ExxonMobil

Datum	Region	Magnitude M_L	Herdtiefe [km]	Nähegelegene Bohrung	Entfernung zur Verpressbohrung [km]
10.12.1998	Cloppenburg	2,2	2	BTMR Z2	16
23.03.1999	Cloppenburg	2,4	4	BTMR Z2	10
10.09.2002	Cloppenburg	2,6	2	BTMR Z2	19
16.04.2011	Sulingen	2,1	5	G-LE Z1	10

nach Joswig, 2012

Nach Tab. 7 wurde kein registriertes Ereignis innerhalb des 10 km Radius lokalisiert. Durch die Betrachtung der Injektionstiefe von 1 km für die Bohrung G-LE Z1 und der Hypozentrumsbestimmung des Ereignisses „Sulingen“, mit 5 km Tiefe, wurde ein ursächlicher Zusammenhang ausgeschlossen.

Grundsätzlich können unkontrollierte Fluidinjektionen kleine seismische Ereignisse induzieren. Es zeigt sich jedoch, dass die Auswahl gut permeabler Schichten als Injektionshorizont und ein ausgeglichenes Reservoirmanagement (Injektionsdruck, Injektionsrate, Verpressvolumen, Reservoirdruck) das geringe Risiko induzierter Seismizität hier nochmals deutlich verringern kann. In Deutschland soll zunächst Flowback/Produktionswasser ausschließlich in druckreduzierte Bereiche alter Erdöl-Erdgaslagerstätten injiziert werden.

5.2 Darstellung des Standes der Technik und des Standes der Wissenschaft von seismologischen Prognoseverfahren

Zur Abschätzung von Gefährdungspotenzialen haben sich mehrere Methoden etabliert, die sich in die Kategorien ‚deterministisch‘ und ‚probabilistisch‘ einteilen lassen. Daneben spielt die Empirie, also die Darstellung bisheriger Erfahrungen eine herausragende Rolle. Alle Verfahren haben eine wissenschaftliche Grundlage und es hängt mehr von den örtlichen Gegebenheiten und der Datenlage ab, welche Verfahren anzuwenden sind. In der Regel werden dies Kombinationen aus allen Methoden sein, wobei oft deterministische Berechnungen oder Modellierungen durch eine probabilistische Datenaufbereitung validiert oder kalibriert werden.

5.2.1 Deterministische Verfahren

Bei den deterministischen Verfahren geht es grundsätzlich darum, die Entstehung eines Bruches oder die plötzliche Verschiebung auf einer vorhandenen Bruchfläche physikalisch zu beschreiben und daraus dann das abgestrahlte seismische Wellenfeld abzuleiten. Kann man dann noch die Veränderungen des Wellenfeldes bei der Ausbreitung vom Herd zum Einwirkungsort berechnen oder zumindest abschätzen, geben die deterministischen Verfahren eine Möglichkeit, Aussagen zu relevanten Parametern zu machen. Die Berechnungen erfolgen computergestützt mit Hilfe eines 1D, 2D oder 3D Modellierungscodes.

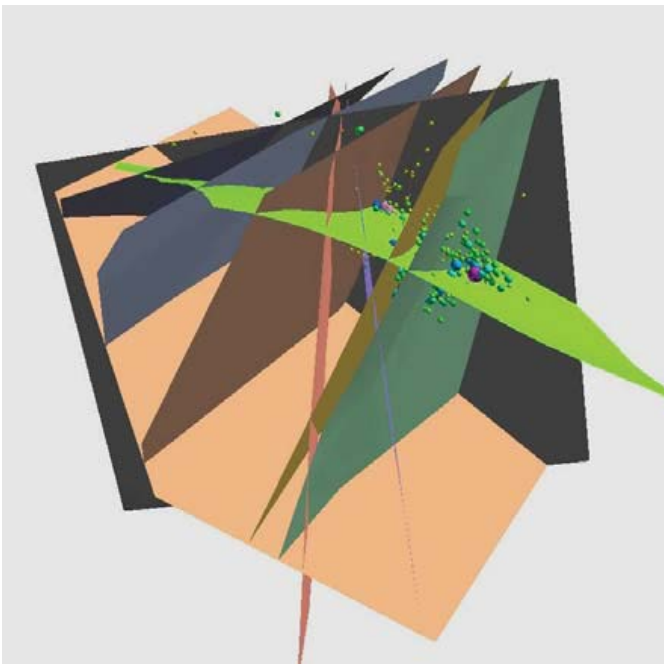
Betrachtet wird meist der fluidinduzierte Scherbruch an einer vorhandenen Bruchfläche. Voraussetzung, um die Vorgänge beim Bruchvorgang zu modellieren, ist:

- Strukturelle Kenntnisse im Umfeld des möglichen Herdes (erarbeitet meist aus 3D-seismischen Daten)

- Kenntnis der in diesem Bereich vorhandenen Klüfte (diese können oft von subseismischer Größe sein, und sind deshalb im seismischen Bild nicht zu erkennen)
- Eigenschaften der Klüfte (insbesondere der Reibungskoeffizienten) die meist nur geschätzt werden können
- Kenntnis des lokalen Spannungsfeldes (dieses ist selten ausreichend bekannt und kann aus Bohrloch-Wandausbrüchen, Bohrloch-Vertikalrissen, Herdflächenlösungen bezüglich seiner Orientierung erarbeitet werden. Aussagen über die Größe liefern vor allem in situ Spannungsmessungen in Bohrlöchern (Minifrac) oder (insbesondere bei flacheren Bohrungen) das Verfahren des Overcoring.

Die folgende Abbildung (Abb. 41) zeigt ein derartiges geologisches Modell mit stark vereinfachten, planaren Störungsflächen, wie es typischerweise als Eingangsmodell für die Berechnung mittels deterministischer Verfahren verwendet wird.

Abb. 114: Ein typisches geologisches Modell für eine deterministische Betrachtung mit stark vereinfachten planar angenommenen Störungsflächen



Konietzky et al., 2013

Neben diesen Eingangsgrößen muss ein anerkannter Berechnungs-Code zur Modellierung des Bruchvorgangs zu Verfügung stehen. Für eine einzelne isolierte Bruchfläche ist dies der Fall, wobei dann der Bruchvorgang, der im wesentlichen auch von der Orientierung der Störung im Spannungsfeld abhängt, ausgelöst werden kann durch:

- Eine Zunahme der Spannung über ein Bruchkriterium hinaus
- Ein Herabsetzen der Reibung auf der Störung durch Verminderung der Normalspannung infolge von Fluidinjektion, wobei auch der Reibungskoeffizient beeinflusst werden kann.

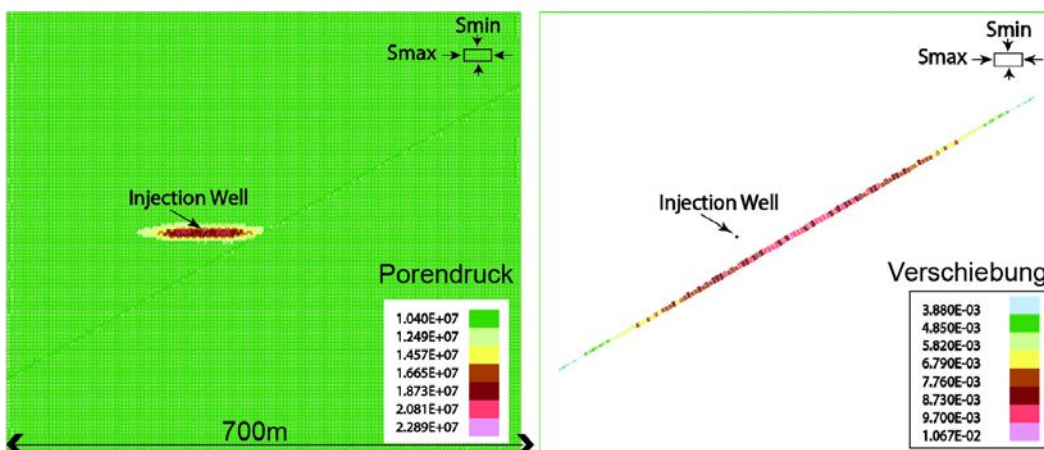
Diese einfache Betrachtung zeigt zunächst einmal nur, wann ein Bruch ausgelöst werden kann, bzw. ab welchem Injektionsdruck grundsätzlich mit induzierter Seismizität zu rechnen ist.

Der Schlüssel zur Abschätzung der auftretenden Magnitude ist das seismische Moment M_0 (siehe Abschnitt 2.3.2) wobei Kenntnisse über die benötigten Parameter Bruchflächenausdehnung (A) und Bruchflächenverschiebung (u) nur schwer zu erhalten sind.

Diese Berechnung ist nur der Einstieg in die deterministischen Verfahren, es werden ja noch weit mehr Antworten erwartet, wie maximal mögliche Magnituden, Auftretenswahrscheinlichkeiten und einiges mehr. Dies ist alles noch aktueller Forschungsgegenstand. Es wird z. B. in „MAGS“, einem laufenden BMU- Forschungsprojekt, intensiv an solchen Fragestellungen gearbeitet. Ähnliches gilt für das (inzwischen abgeschlossene) europäische Forschungsprojekt „GEISER“. Deterministische Prognoseverfahren werden bisher vorrangig für Sensitivitätsanalysen, die klären soll, welche Parameter (Injektionsdruck, Fließrate) sich wie auf die Seismizität auswirken, eingesetzt. Dies hat eine besondere Bedeutung bei der Formulierung von Reaktionsschemata und Hochfahrplänen im Zusammenhang mit einem kontrollierten Herangehen an ein Projekt. Besonders scheinen sich hier numerische Verfahren, wie sie beispielsweise in der Software FLAC verwendet werden oder andere Berechnungen, die Finite Differenzen (FDM) oder Distinct Element Method (DEM) benutzen, zu bewähren. Abb. 42 zeigt beispielsweise eine DEM-Berechnung. Hierbei wird die Bewegung und Interaktion zwischen diskreten deformierbaren Blöcken modelliert. Generell bedürfte es eines allgemein anerkannten, getesteten und öffentlich zugänglichen Quellcodes um diese Methoden im forensischen Bereich einzusetzen.

Zudem muss das Modell und die verwendeten Annahmen in einem Modellierungsbericht ausführlich dargelegt werden, so wie dies in anderen geowissenschaftlichen Disziplinen wie der Grundwassermodellierung bereits der Fall ist. Generell erlaubt das Modellieren alleine aber derzeit noch keine Prognose mit ausreichender Genauigkeit.

Abb. 115: DEM Modellierung einer von Südost nach Nordwest verlaufenden Störung. Der linke Teil der Abbildung zeigt das Modell und den durch die Injektion veränderten Porendruck. Der rechte Teil der Abbildung zeigt die dadurch hervorgerufene Verschiebung



Zangeneh et al., 2013

5.2.2 Probabilistische Verfahren

Probabilistische Verfahren, bei denen Prognosen aus vorausgegangen Messungen und Beobachtungen abgeleitet werden, setzen naturgemäß voraus, dass entsprechende Messungen existieren. In der Planungsphase eines Projektes sind sie nicht anwendbar (Basisgutachten). Probabilistische Verfahren bestehen demnach immer aus:

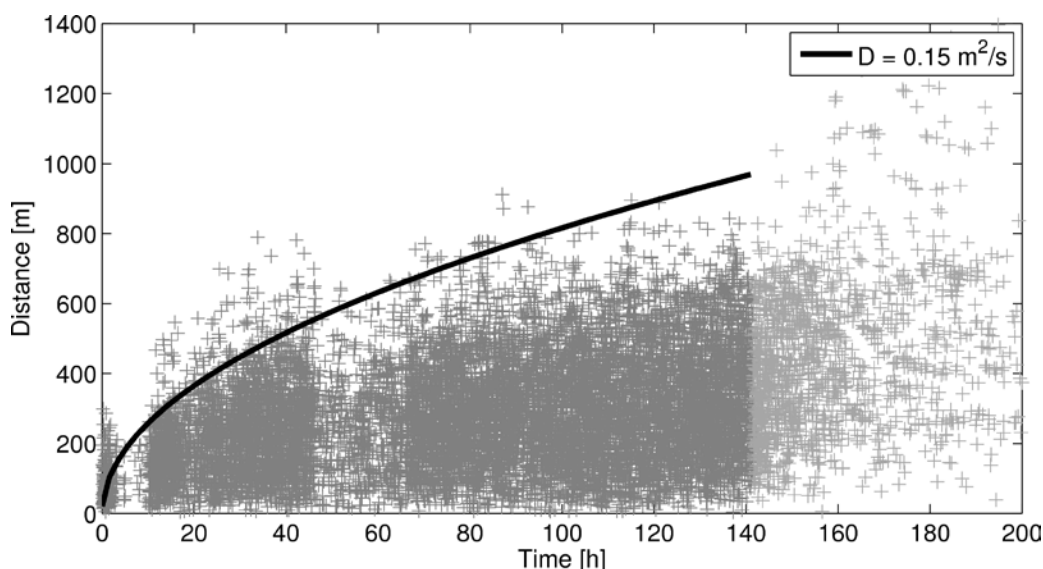
- Einer statistischen Aufarbeitung der Vergangenheit
- Einer daraus abgeleiteten Prognose

Die statistische Aufarbeitung aufgezeichneter Beben ist das elementare Handwerkszeug eines Seismologen. Im Zentrum steht neben der örtlichen Verteilung und der Tiefenverteilung oft die Gutenberg-Richter-Beziehung und hier meist der b-Wert, d. h. die relative Häufigkeit großer gegenüber kleinen Ereignissen.

Die Anwendung probabilistischer Methoden zur Prognose setzt eine gewisse Stationarität der beobachteten Prozesse voraus. Wenn diese nicht gegeben ist, können diese Methoden versagen. Aus diesem Grund ist (neben zahlreichen anderen Gründen) eine Erdbebenvorhersage im eigentlichen Sinn grundsätzlich nicht möglich. Es ergeben sich aber aus der Statistik zusammen mit der Stationarität Möglichkeiten, Aussagen über Wahrscheinlichkeiten zu treffen. Zum Beispiel: Ein Beben der Stärke M tritt am Ort O in den nächsten 30 Jahren mit 80 % Wahrscheinlichkeit auf.

Genauere Angaben sind zu Nachbeben-Serien erarbeitet worden, bei denen man aus dem Hauptbeben und der Vergangenheit Gesetzmäßigkeiten für Nachbeben erarbeiten konnte. Auch bei der Fluid-Injektion über längere Zeiten können sich durchaus stationäre Verhältnisse einstellen, die dann statistische Prognosen gestatten. Eine besondere Bedeutung hat im diesem Zusammenhang der an der FU Berlin entwickelte ‚seismogenic index‘. Hierbei spielt der Erarbeitung der Parameter, wie die hydraulische Diffusion (siehe Abb. 43), die das Entstehen fluid-induzierter Seismizität beschreiben, eine entscheidende Rolle.

Abb. 116: Induzierte seismische Ereignisse für einen bestimmten Standort mit Ableitung des zugehörigen Diffusions-Parameters D



Dinske, 2010

5.2.3 Empirische Verfahren

Empirische Verfahren werden im Kontext der Technologie-Beherrschbarkeit im Vordergrund stehen. Die empirische Herangehensweise ist dabei kein Prognoseverfahren im engeren Sinn, sondern sie beschreibt ein kontrolliertes Herangehen an eine Technologie, wenn eine ausreichend genaue quantitative Prognose nicht möglich ist. Diese Herangehensweise besteht im Kern aus:

- Überwachung (Monitoring)
- Reaktionsschema (das für die Gasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten insbesondere für Verpressbohrungen aus der Geothermie übernommen werden kann)
- Geplantem Hochfahren der Anlage (beispielsweise auch eine Anlage zur Versenkung des Flowback/Produktionswassers)
- Wissenschaftliche (seismologische) Begleitung

Bei der Gewinnung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten bedeutet dies insbesondere, dass schon bei den Prozessphasen Bohren und Fracken betriebliche Überwachungsnetze einzurichten sind. Bei Disposalbohrungen ist das vollständige Programm eines ‚kontrollierten Betriebs‘ wie es in der Geothermie angewendet wird vorzusehen.

Überwachung (Monitoring)

Kernstück des ‚kontrollierten Betriebs‘ ist die messtechnische Überwachung. Für die Seismologie wird dies in Überwachungsnetzen realisiert, wobei zwischen einem Emissionsnetz und einem Immissionsnetz zu unterscheiden ist.

Aufgabe des Emissionsnetzes ist es, statistische Daten über die natürliche und induzierte Seismizität zu erarbeiten. Dies ist nur zu erreichen, wenn eine ausreichend große Zahl von Ereignissen aufgezeichnet wurde. Hierbei ist es ein Glücksfall, dass entsprechend der Gutenberg-Richter-Beziehung statistische Eigenschaften, die an (häufig auftretenden) kleinen Ereignissen gewonnen wurden meist auf (selten auftretende) große Ereignisse übertragen werden können. Um in einem begrenzten Zeitraum eine ausreichende Anzahl von Ereignissen zu registrieren, sind demnach möglichst empfindliche Messstationen an seismisch ruhigen Standorten zu installieren. Eine präzise vorgegebene Handlungsanleitung zu Installation und zum Betrieb derartiger Netze gibt die Richtlinie GTV 1101 (GtV-BV e.V., 2011) des Bundesverbandes Geothermie, die zwar für Geothermiestandorte erarbeitet wurde, aber der Sache nach auch für Fracking Standorte und insbesondere für Standorte zur Fluidinjektion angewendet werden kann. Diese Richtlinie beruht, insbesondere was das seismologische Netz betrifft, weitgehend auf Vorgaben, die von einer vom FKPE (Forschungskollegium Physik der Erde) initiierten Arbeitsgruppe erarbeitet wurde (FKPE e.V., 2012). Ergebnisse des Emissionsnetzes sind insbesondere auch für jedwede probabilistische Prognose unerlässlich. Es wird (auch gemäß der Richtlinie) empfohlen, derartige Netze einige Zeit vor dem Start der Anlage zu installieren (beispielsweise bei Bohrbeginn), um eine Nullmessung über einen ausreichend langen Zeitraum zu erhalten. Bei einer engeren Nachbarschaft von Betriebspunkten werden sich die geforderten Netze überlappen, sodass diese gemeinsam betrachtet werden können und müssen.

Das ebenfalls nach Richtlinie GTV 1101 zu installierende Immissionsnetz hat einen völlig anderen Zweck. Es erfasst die auf Gebäude einwirkenden Erschütterungen durch eine ausreichende Zahl von Messstellen in typischen herdnahen Gebäuden. Es stellt sicher, dass Erschütterungen auch in anderen Gebäuden, gemessen an den erhaltenen PGV- Werten (Schwinggeschwindigkeit in mm/s) nicht wesentlich größer sein können, als an diesen Messstellen. Bei der Aufstellung der Stationen im Detail gelten die Vorschriften der DIN 4150, wo auch die Auswertung der Messungen geregelt ist. Die Werte dieses Immissionsnetzes sind nicht nur maßgeblich für die Beurteilung eventuell reklamierter Schäden, sondern sind, und das ist in diesem Zusammenhang das Wichtigste, die Eingangsgrößen für das Reaktionsschema.

Reaktionsschema

Überwachung und Monitoring machen nur Sinn, wenn vereinbart wird, wie bei Grenzwert-überschreitungen reagiert werden soll. Die Vereinbarung eines angemessenen Reaktionsschemas wurde im Zusammenhang mit Geothermieprojekten an verschiedenen Stellen erreicht und über die Jahre fortgeschrieben. Im Zentrum steht immer die Frage:

- Ab welchem Grenzwert (in mm/s) muss welche Maßnahme ergriffen werden?

Die Grenzwerte lehnen sich dabei immer an die Anhaltswerte der DIN 4150 (DIN, 1999) an. Gemäß der DIN Norm scheint es zunächst sinnvoll nach dem Überschreiten des Anhaltswertes 5 mm/s Maßnahmen vorzusehen. Sollten diese Maßnahmen abgestuft sein, so wären diese Stufen einem Bereich von 5 mm/s bis vielleicht 10 mm/s zuzuordnen. Die Bürgerbeteiligung bei verschiedenen Projekten hat aber bewirkt, dass der Abstufungsbereich heute eher bei 0,2 mm/s bis 5 mm/s liegt. Er liegt somit in einem Bereich, in dem Erschütterungen zwar spürbar sind, aber noch nicht zu Schäden (wie Putzrissen) an Gebäuden führen können. Diese Herabsetzung der Reaktionsschwellen trägt sowohl dem ‚Nachlauf‘ als auch der möglichen lokalen ‚Überhöhung‘ Rechnung.

Das neueste behördlich anerkannte Reaktionsschema (Tab. 8) ist dasjenige, das als Ergebnis der Mediation „Tiefe Geothermie Vorderpfalz“ veröffentlicht wurde. Dieses Reaktionsschema könnte auch eine Vorlage für derartige Reaktionsschemata bei der Gewinnung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten sein.

Tab. 31: Betriebsregel, Stufenplan des Landesamts für Geologie und Bergbau, Rheinland Pfalz.

Betriebsregeln Stufenplan (nach Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland Pfalz)		
Stufe	Schwinggeschwindigkeit	Maßnahme
1	0,2 mm/s < V < 0,5 mm/s	Benachrichtigung; Dokumentation aller Erschütterungen
2	0,5 mm/s < V < 1,0 mm/s oder 5 Ereignisse in 12 h nach 1.	Benachrichtigung; vorübergehende Verringerung der Fließrate
3	1,0 mm/s < V < 3,0 mm/s	Benachrichtigung; Auswertung der Ereignisse; vorübergehende stufenweise Reduktion der Fließrate
4	3,0 mm/s < V < 5,0 mm/s	Benachrichtigung; Auswertung der Ereignisse; weitere Reduktion der Fließrate
5	5,0 mm/s < V < 10,0 mm/s	Benachrichtigung; Betrieb mit minimierter Fließrate über einen längeren Zeitraum in Absprache mit der Bergbehörde
6	V > 10 mm/s, d.h. 1 Ereignis > 20 mm/s oder 5 Ereignisse > 10 mm/s	Herunterfahren des Kraftwerks

Bernd Schmidt, Landesamt für Geologie und Bergbau, Rheinland Pfalz, pers. Kommunikation

In diesem Reaktionsschema ist die Injektionsrate die ‚Stellschraube‘, mit der reagiert wird. Es hätte gleichwertig auch der Injektionsdruck sein können, wobei zu sehen ist, dass für einen bestimmten Standort diese Größen meist streng korrelieren. Es ist auch anzunehmen, dass dies zumindest anfänglich bei der Injektion von Flowback/Produktionswasser gilt. Physikalisch gesehen ist es derselbe Vorgang.

Die Wissenschaft versucht derzeit, in ein Reaktionsschema prognostische Elemente einzubauen, sodass nicht nur auf gemessene, sondern auch auf prognostizierte Werte ‚reagiert‘ werden kann. Insbesondere wird daran sowohl beim Schweizer Erdbebendienst als auch im deutschen Projekt „MAGS“ gearbeitet. Derartige Elemente sind sehr wünschenswert, derzeit aber forensisch noch nicht anwendbar. Bei der Erarbeitung prognostischer Elemente werden sowohl die angesprochenen deterministischen als auch probabilistische Verfahren eine Rolle spielen.

Hochfahren der Anlage

Ein in gewisser Hinsicht kontrolliertes Hochfahren einer Anlage zum Versenken von Wässern in tiefen Erdformationen ergibt sich oft schon aus der Technologie von selbst, beispielsweise durch die Reihenfolge:

1. Über einen längeren Zeitraum gehendes Abteufen der Bohrung mit zunehmendem Eingriff in das Spannungsfeld. Anwendung von Spülungsdruck.
2. Bearbeitung der Bohrung mit Druckbeaufschlagungen beispielsweise durch Druckzementierung, Drucksäuerung und Ähnlichem
3. Produktionstests und Injektionstests an der Bohrung
4. Stimulation der Bohrung bei unzureichender Injektivität
5. Hochfahren des routinemäßigen Injektionsbetriebs über einen mehrmonatigen Zeitraum
6. Kontinuierliche Drucksteigerung im Reservoir und Ausbreitung der Druckfront und damit Steigerung der Wahrscheinlichkeit, dass die Druckfront eine aktivierbare Störung erreicht.

Diese Abfolge ist in sich schon so, dass das Risiko der Induzierung von Ereignissen von Schritt zu Schritt steigt. Erst für Position 5 ist ein geplantes Hochfahren notwendig, wobei die geplante Injektionsrate bzw. der dazu nötige Injektionsdruck erst nach einer längeren Phase (Monate) erreicht werden sollte. Da während all dieser Phasen das Monitoring schon erfolgt und das Reaktionsschema in Kraft ist, gestattet es diese Zeit des Hochfahrens der Anlage, alle Komponenten des ‚kontrollierten Betriebs‘ nachzujustieren.

5.2.4 Möglichkeiten zur Abschätzung der Maximalmagnituden

Zur Abschätzung der maximal zu erwartenden Magnitude eines induzierten seismischen Ereignisses werden häufig folgende Verfahren genannt:

- Numerische Modellierungen mit geomechanischen Modellen (deterministische Methode)
- Statistische Bewertung der Gutenberg-Richter-Beziehung (probabilistische Methode)
- Betrachtung der prähistorischen und historischen natürlichen Seismizität einer Region (probabilistische Methode)
- Abschätzung aus empirisch abgeleiteten Beziehungen (empirische Methode)

Für den Fall der niederländischen Gasfelder, für die bislang bereits eine Vielzahl seismischer Ereignisse registriert wurde, beschreiben Muntendam-Bos und de Waal (2013) in ihrer Studie zur induzierten Seismizität, dass die Abschätzung einer Maximalmagnitude, die allein auf den aufgezeichneten seismischen Ereignissen unter Verwendung konventioneller statistischer Aus-

wertemethoden basiert, nicht möglich ist. Grundsätzlich kann die (log-lineare) Gutenberg-Richter-Beziehung verfahrensbedingt keine Maximalmagnitude angeben sondern gegebenenfalls nur aufzeigen, dass größere Magnituden sehr selten sein werden.

In Zonen mit natürlicher Seismizität bildet diese erfahrungsgemäß einen Rahmen für die induzierte Seismizität auch bezüglich der maximal möglichen Magnituden. Dieser Rahmen wurde jedoch bisher nirgendwo ausgeschöpft, so dass Abschätzungen auf dieser Basis immer eher konservativ sein werden.

Eine erste Abschätzung der maximal zu erwartenden Magnitude erfolgt meist über empirisch hergeleitete Beziehungen. Grundlage hierfür sind meist maximal mögliche Größen der Bruchflächen, definiert durch die Ausdehnung der beobachteten ‚Wolke‘ der Herdlokationen.

In der Literatur existieren zahlreiche Möglichkeiten zur Abschätzung der maximalen Magnitude bei Bruchvorgängen in der Erdkruste (z.B. Wells and Coppersmith, 1994; Wyss, 1979). Diese basieren jedoch ausschließlich auf den empirischen Daten von tektonischen Erdbeben mit Magnituden größer als etwa 4,7 oder der Abschätzung von Störungslängen des lokalen Spannungsfeldes. Insbesondere basieren die Untersuchungen natürlich auf Störungssystemen in tektonisch aktiven Regionen, da nur hier Korrelationen zwischen Störungsdimensionen und natürlicher Seismizität untersucht werden können. Ob die Untersuchungen daher auf die Aktivierung bislang inaktiver Störungen in vorwiegend aseismischen oder seismisch nur wenig aktiven Regionen anwendbar sind, ist nicht bekannt.

Eine Abschätzung des Zusammenhanges zwischen Bruchflächengröße und Magnitude für induzierte Beben existiert daher bislang nicht und ist aufgrund lokal stark variierender Parameter wie z.B. dem Spannungsfeld auch nur schwer möglich. Eine Abschätzung unter Benutzung der empirischen Formeln für tektonische Erdbeben würde wegen der genannten Gründe daher vermutlich zu deutlich zu konservative Werte liefern. Nach heutigem Stand der Forschung ist eine Abschätzung der maximal zu erwartenden Magnitude induzierter Ereignisse nur äußerst konservativ und mit großen Fehlerbereichen möglich.

5.2.5 Erörterung der Anwendbarkeit von Prognoseverfahren zur Erfassung der induzierten Seismizität bei der Schiefergasgewinnung

Die angesprochenen Prognoseverfahren, wie sie allgemein für die induzierte Seismizität, in Deutschland aber insbesondere für Geothermiestandorte entwickelt wurden, haben jeweils ihr eigenes Anwendungsgebiet auch im Kontext mit Fracking, insbesondere aber bei der Fluid-Injektion (Flowback/Produktionswasser).

In der Phase der Vorplanung (Basisgutachten) sind deterministische Überlegungen der einzige Weg zur Darstellung der seismischen Bedingungen. Auch wenn sie oft nicht zu genügend genauen eindeutigen Aussagen führen, sind sie geeignet, Standorte und Technologien in Bezug auf ihre Geeignetheit zu vergleichen. Oft werden diese Ergebnisse allerdings durch nicht ausreichende Kenntnis der Eingangsgrößen beeinträchtigt. Der Info-Dialog (Exxon) empfiehlt aktive Störungszonen zu meiden. Methoden, mit denen die Lage von Störungszonen festzustellen ist (etwa 3D-Seismik) oder wann diese als aktiv einzustufen sind werden jedoch nicht erörtert. Eine Einstufung als ‚aktiv‘ ist wohl nur schlüssig, wenn an diesen Störungszonen rezent Seismizität beobachtet wird.

Probabilistische Prognosen werden dann bedeutend, wenn ausreichend Ereignisse registriert wurden und statistische Analysen möglich sind. Sie werden den stationären Fall statistisch gut

prognostizieren können (Langzeitbetrieb einer Anlage), werden aber kaum Aussagen machen können, wenn nicht-stationäre Maßnahmen (Fracking) vorgesehen sind. Es ist jedoch denkbar, dass durch die Durchführung einer Vielzahl von Fracs an einer Lokation auch in ein und derselben geologischen Umgebung eine Quasi-Stationarität entsteht und statistische Zukunftsaussagen möglich werden.

Bei einem laufenden Betrieb werden die empirischen Verfahren und der mit ihnen verknüpfte kontrollierte Betrieb im Vordergrund stehen. So wird letztlich eine Beherrschbarkeit der Technologie erreicht.

Bei der tatsächlichen Durchführung einer kontrollierten und damit beherrschbaren Herangehensweise könnten insbesondere zur Verbesserung der Transparenz ergänzende Punkte hinzukommen, die über eine rein naturwissenschaftliche Problembehandlung hinaus gehen:

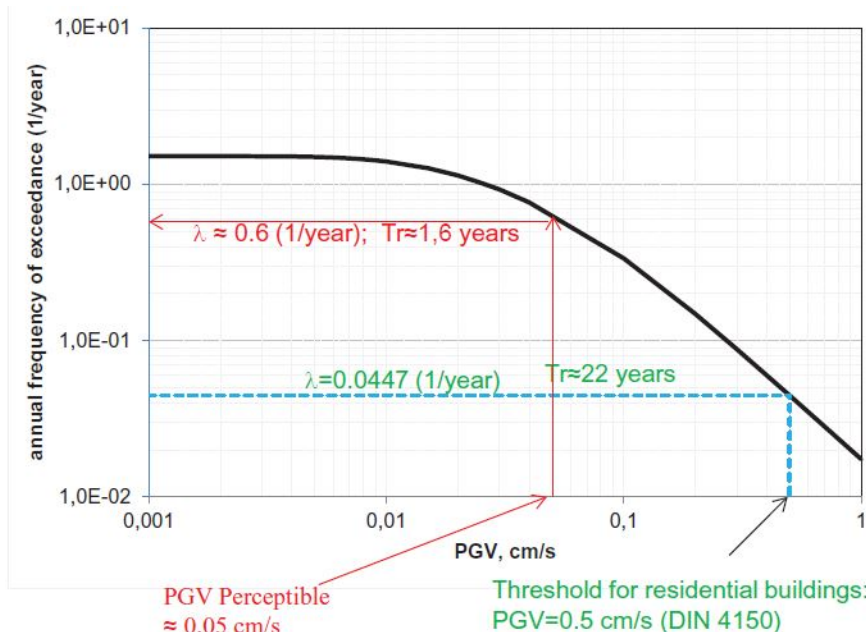
- Kommunikation mit den Aufsichtsbehörden
- Öffentliche Darstellung der Messergebnisse (Internet)
- Neutraler Ombudsmann (zur Schlichtung in Streitfragen)
- Kontrollgremien mit Bürgerbeteiligung.

6 Seismische Gefährdungsanalysen

Nach der üblichen Begriffsverwendung beschreibt eine seismische Gefährdungsanalyse (hazard analysis) die Auftretenswahrscheinlichkeit (pro Jahr) eines Ereignisses in Abhängigkeit von der Größe des Ereignisses. Beruht diese Abschätzung auf probabilistischen Daten, spricht man von einer PSHA (probabilistic seismic hazard analysis). Eine deterministische Abschätzung würde DSHA genannt. Für eine vollständige seismische Risikoanalyse (probabilistic seismic risk analysis, PSRA) ist noch die Abschätzung der möglichen Schadenshöhe (Vulnerabilität) für ein Ereignis bestimmter Größe zu ergänzen. Im Falle der seismischen Gefährdungsanalyse erfolgt üblicherweise eine Angabe über die Eintretenswahrscheinlichkeit eines Bebens mit einer Magnitude größer als ein bestimmtes M in einer vorgegebenen Region. Die üblicherweise angegebene Gutenberg-Richter-Beziehung enthält eine Obergrenze für diese Angabe. Aus ihr lässt sich ableiten, wie viele Ereignisse mit Magnituden $> M$ jährlich im Schnitt zu erwarten sind oder (bei seltenen größeren Ereignissen), ist es auch üblich anzugeben, wie groß der zeitliche Abstand zwischen zwei Ereignissen mit Magnituden $> M$ im Mittel sein wird (Wiederkehrperiode, return period).

Aus der Sicht möglicher Schäden (Immissions-Betrachtung) ist es sinnvoller statt des Überschreitens einer Magnitude die Überschreitenswahrscheinlichkeit eines vorgegebenen PGV-Wertes (z.B. 5 mm/s) am Einwirkungsort darzustellen. Aus einer ausreichenden Datengrundlage von Messungen der PGV an einer Lokation mit einer DIN-konformen Datenerfassung oder ersatzweise aus umgerechneten PGV-Werten aus Magnitudenbestimmungen lässt sich auch hier eine, der Gutenberg-Richter-Beziehung ähnliche Darstellung erstellen, aus der man sieht, wie oft im Jahr an einer Lokation ein vorgegebener PGV-Wert (z.B. 5 mm/s) überschritten wird. Abb. 44 zeigt eine derartige Darstellung für einen Geothermiestandort. Statistisch wird hier der DIN-Anhaltwert von 5 mm/s, bis zu dem Schäden auszuschließen sind, alle 22 Jahre einmal überschritten, ein fühlbares Ereignis wird im Schnitt alle 1,6 Jahre auftreten.

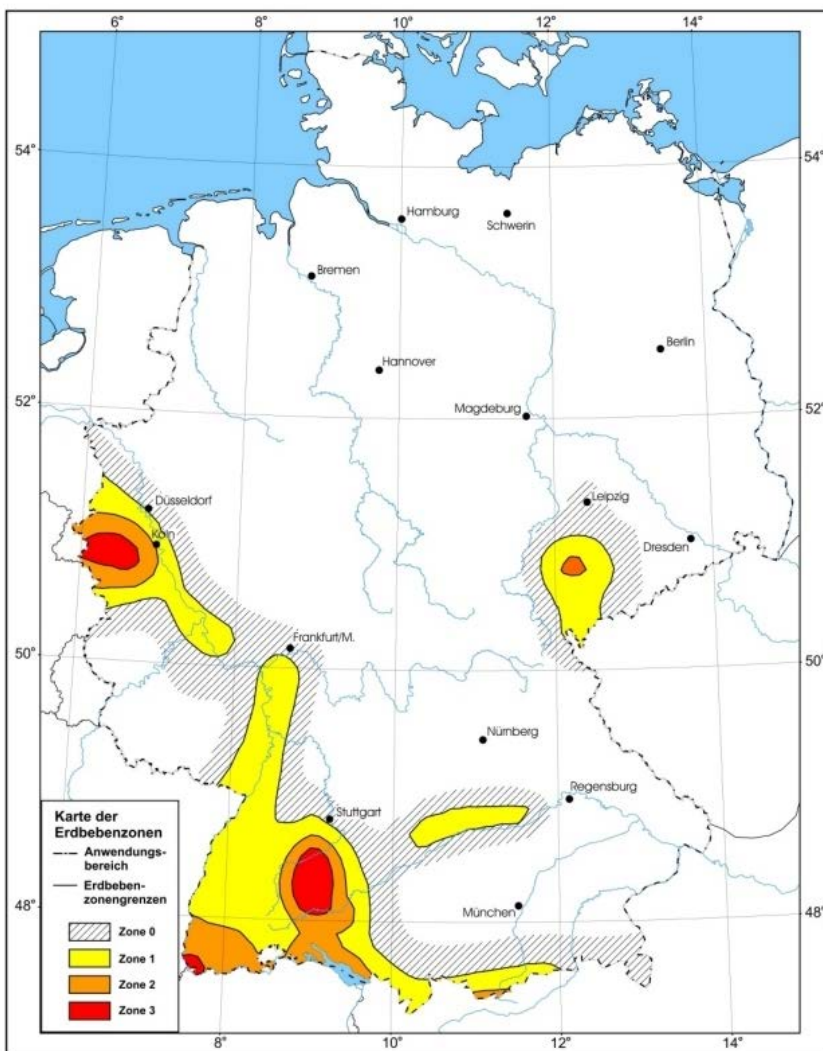
Abb. 117: PGV für einen Geothermiestandort



Eine kritische Größe im Zusammenhang mit Magnitudenüberschreitungen ist (im Gegensatz zu den Überschreitenswahrscheinlichkeiten der PGV) der betrachtete Bezugsraum. Die Zahl der Ereignisse steigt natürlich mit der Größe der betrachteten Fläche. Bei der Seismologie natürlicher Ereignisse wird versucht, statistische Daten für geotektonisch homogene Bereiche zu erarbeiten. Die Überschreitenswahrscheinlichkeiten der PGV beziehen sich dagegen auf einen diskreten Einwirkungsort.

Die heute in Deutschland übliche Zonierung für die Auftretenswahrscheinlichkeit natürlicher Erdbeben zeigt Abb. 45 (DIN 4149, 2005 bzw. DIN EN 1998-1/NA).

Abb. 118: Erdbebenzonen für Deutschland



DIN, EN 1998-1 (2011-1)

Die Betrachtungen der induzierten Seismizität beziehen sich meist auf eine konkrete Lokation und sollen also etwas über einen ganz konkreten Betriebsstandort aussagen. Es wird hier notwendig, sich auf ein zu betrachtetes Umfeld (Kreis) um einen solchen Betriebspunkt zu einigen. Wählt man diesen Umfeldkreis zu klein, wird man sehr wenige Ereignisse registrieren und hat mit statistischen Angaben große Unsicherheiten. Wählt man den Umfeldkreis zu groß, geht der Bezug zum Standort verloren. In verschiedenen Gutachten hat sich ein Umkreis mit 30 km Ra-

dius bewährt. Dieser Wert muss jedoch von dem jeweiligen Gutachter abhängig von der geologischen Situation und der Datenlage gewählt werden.

Bei der seismischen Gefährdungsanalyse wird es immer wieder angebracht sein, die Gefährdung durch induzierte Ereignisse mit der lokalen Gefährdung durch natürliche Ereignisse zu vergleichen, also abzuschätzen, welche zusätzliche Gefährdung auftritt. Zur Angabe der Gefährdung durch natürliche Ereignisse gibt es in Deutschland umfangreiche Unterlagen, die insbesondere erarbeitet wurden, um daraus Vorschriften für sensible Anlagen wie Atomkraftwerke abzuleiten.

Eine seismische Gefährdungsanalyse ist für Standorte der Gasgewinnung aus Schiefergaslagerstätten insbesondere für Verpressbohrungen in jedem Fall durchzuführen. Diese kann im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchgeführt werden sofern diese gefordert ist. Das Fortschreiben der Analysen (seismologische Projektbegleitung) geht über eine gewöhnliche UVP hinaus.

Um eine seismische Gefährdungsanalyse zu einer seismischen Risikoanalyse zu erweitern, müsste für einen bestimmten Standort die mögliche Schadenhöhe (Vulnerabilität) in Abhängigkeit von der Ereignisgröße (z. B. Magnitude) abgeschätzt werden. Dies wurde z.B. am Geothermiestandort Basel durchgeführt, wo neben Wohnbebauung, auch Industrie und Infrastruktur betroffen sein könnten (sozioökonomische Risikoanalyse). Hier ist Basel jedoch ein Sonderfall, da im Allgemeinen bei der hier besprochenen induzierten Seismizität nur mit kleinen Schäden (wie Mauer- und Putzrissen) zu rechnen ist, kann aus seismologischer Sicht hier auf sozioökonomische Risikoanalysen verzichtet werden (vergleiche Abschnitt 11 Handlungsempfehlungen).

6.1 Seismologisches Basisgutachten

Die Frage, ob und wie eine tragfähige seismische Gefährdungsanalyse erstellt werden kann, hängt in erster Linie davon ab, in welchem Status sich das Projekt befindet, da dies üblicherweise die Datenlage bestimmt. Vor Beginn eines Projekts ist oft nur eine erste Abschätzung möglich, die üblicherweise ‚seismologisches Basisgutachten‘ genannt wird, dies wird häufig noch keine seismische Gefährdungsanalyse im üblichen Sinn sein können.

6.1.1 Methodik und Voraussetzungen

Ein seismologisches Basisgutachten ist lokationsabhängig, also abhängig von der geologischen Situation, der Datenlage und den geplanten Maßnahmen. Ein derartiges Gutachten sollte für alle Standorte zur Gasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten erstellt werden. Die Erstellung des Gutachtens setzt voraus, dass Erkenntnisse über den Untergrund ausreichend bekannt sind. Im Allgemeinen hat ein potentieller Betreiber den Untergrund im betrieblichen Interesse exploriert, beispielsweise durch eine 3D Seismik. Die Erstellung eines Basisgutachtens ist erschwert, wenn nicht unmöglich, wenn sich die Exploration noch in einem sehr frühen Stadium befindet, also beispielsweise noch keine seismische Exploration durchgeführt wurde. Es ist auch darauf zu achten, dass aus dem weiteren Umfeld (10 – 30km) Informationen zumindest über aktivierbare Störungen vorliegen. Der Explorationsgrad wird von Standort zu Standort jedoch unterschiedlich sein, da es auch mit evtl. aus Nachbarstandorten übertragbaren Erkenntnissen zusammenhängt.

6.1.2 Stand der Wissenschaft und Technik

Zurzeit arbeiten mehrere Arbeitsgruppen (u.a. FKPE) an Leitfäden zur Erstellung seismologischer Gutachten. Ein Gutachten könnte (je nach Datenlage) wie folgt aufgebaut sein:

- Aufgabenstellung
- Geologische Situation
 - Allgemeine Geologie, Hydrogeologie
 - Beschreibung der Zielhorizonte
 - Struktur des Reservoirs
 - Spannungsfeld
 - Orientierung bekannter Störungen relativ zum Spannungsfeld
 - Druckverhältnisse im Lagerstättenwasser
 - Möglichkeit des Antreffens von Kohlenwasserstoffen (Erdgas)
- Betriebliche Situation
 - Erschließungskonzept
 - Geplante Bohrungen, Bohrfade
- Natürliche Seismizität
 - Wahl der Bezugsregion
 - Natürliche Seismizität im weiteren Umfeld (seismotektonische Region)
 - Natürliche Seismizität in der Bezugsregion (z. B. 30 km)
 - Hypozentren
 - Herdflächen – Orientierung
 - Aktive Störungen
- Induzierte Seismizität
 - Induzierte Seismizität bei benachbarten Projekten
 - Mögliche Mechanismen der Induzierung
- Unterschiede zwischen natürlicher und induzierter Seismizität (Diskriminierung)
 - Erwartete Magnituden der induzierten Seismizität in Relation zur natürlichen Seismizität
- Empirischer Zusammenhang zwischen Ereignisstärke und maximalen Schwinggeschwindigkeiten (historische Betrachtung)
 - Mögliche Übertragung von Nachbarprojekten
 - Grundsätzliches zur Beurteilung von Schadenswirkungen
- Empfehlungen für Monitoring und Messnetze (Emissionsnetz, Immissionsmessnetz)
 - Immissionsmessnetz, GTV 1101, DIN 4150)
 - Emissionsnetz (Seismologisches Netz), GTV 1101

- Vorschläge zum Betrieb der Netze
- Empfehlungen für die Berichterstattung und Dokumentation (Immissionsmessnetz) inkl. externer Gutachten, Information der Öffentlichkeit
- Maßnahmen für einen kontrollierten Betrieb in Abstimmung mit den Aufsichtsbehörden
 - Vorschläge für ein Reaktionsschema
- Weitergehende Empfehlungen für die Phasen Errichtung und Betrieb der Anlage
 - Empfohlene Maßnahmen zur Minderung der Induktionsgefahr bei der Errichtungs- und Betriebsphase.

Sollte die Datenlage deterministische Berechnungen ermöglichen, sollten diese in das Basisgutachten einfließen.

Zum Vergleich ist auch hier immer die natürliche seismische Gefährdung heranzuziehen. Dies kann naturgemäß nur in Gebieten erarbeitet werden, in denen natürliche Ereignisse vorkommen. Dort bilden die natürlichen Ereignisse dann auch einen oberen Rahmen für zukünftig zu erwartende induzierte Seismizität. Es ist, wie das Studium der weltweiten Literatur zu diesem Thema zeigt, in diesen seismisch aktiven Regionen noch nicht vorgekommen, dass durch Induktion größere Ereignisse vorkommen als ohnehin durch natürliche Seismizität. In seismisch ruhigen Gegenden entfällt dieser Rahmen zwar definitionsgemäß, es kann aber davon ausgegangen werden, dass dort die Gefährdung ohnehin eher geringer ist.

6.1.3 Erörterung der Möglichkeit zur Erstellung tragfähiger seismischer Gefährdungsanalysen

Neben der Bearbeitung der natürlichen Seismizität (als oberen Rahmen), in einem geeignet großen Umfeld (z.B. 30 km) würden für eine seismische Gefährdungsanalyse für einen Planungsstandort nur die deterministischen Verfahren zur Verfügung stehen. Wie ausführlich erläutert wurde, setzt die Anwendung dieser Verfahren sehr genaue Untergrundkenntnisse voraus, zumindest sollte die Exploration des Gebietes im Wesentlichen abgeschlossen sein. Dennoch sind seismische Gefährdungsanalysen, die ausschließlich auf Modellrechnungen (deterministische Verfahren) beruhen, bisher als sehr unsicher und ungenau einzustufen. Sie bedürfen grundsätzlich der Validierung und Kalibrierung durch registrierte Ereignisse, was ja auch im weiteren Verlauf des Gewinnungsvorhabens unschwer möglich ist, wenn Ereignisse oberhalb der Vollständigkeitsmagnitude bzw. der Detektionsschwelle des PGV-Messgerätes auftreten. Sollten registrierbare Ereignisse nicht in ausreichender Zahl auftreten sind tragfähige ja auch Gefährdungsanalysen weniger relevant. Dadurch gewinnen die deterministischen Berechnungen (Modellierungen) im Projektverlauf zunehmend an Wert.

Die Möglichkeit zur Erstellung tragfähiger seismischer Gefährdungsanalysen nimmt mit dem Fortschreiten des Projektes deutlich zu. Probabilistische Verfahren, die sich auf registrierte reale Daten stützen, werden zunehmend möglich. Sind zu Anfang des Projektes die Ergebnisse der Gefährdungsanalyse noch mit rel. großen Unsicherheiten behaftet, nimmt ihre Genauigkeit und Zuverlässigkeit mit zunehmend breiter werdender Datenbasis zu. Zusammen mit den hier dargestellten Methoden eines kontrollierten Betriebs werden somit die Gefährdungsanalysen und deren Fortschreibung zu einem Bestandteil dieses Vorgehens und ermöglichen eine statistische Beherrschbarkeit der Technologie.

6.2 Leitfäden zur Erarbeitung von Gefährdungsanalysen

Die Aufgabenstellung zur Erarbeitung von Gefährdungsanalysen durch induzierte Seismizität bei Fracking- Arbeiten unterscheidet sich grundsätzlich von Aufgaben, wo es darum geht, für ein Objekt (z. B. AKW) die Gefährdung durch natürliche Seismizität abzuschätzen. Bei diesen objektbezogenen Analysen ist der Immissionsort vorgegeben und es werden alle Beben in Epizentralentfernungen betrachtet, die abhängig von ihrer Magnitude auf das betrachtete Objekt einwirken können. Bei induzierter Seismizität steht im Gegensatz hierzu meist der Verursacher fest und es geht darum, mögliche induzierte Seismizität zu beschreiben, die diesem Verursacher zuzuordnen ist. Diese Ereignisse können dann auf viele Immissionsorte einwirken. Leitfäden, wie sie zur Erarbeitung von Gefährdungsgutachten natürlicher Seismizität und ihre Einwirkung auf ein Objekt ausgearbeitet wurden (Leydecker et al., 2006) sind also nur bedingt und mit entsprechenden Anpassungen anwendbar.

Auf eine weitere Besonderheit wurde schon mehrfach eingegangen, nämlich der Umstand, dass sich die Erstellung einer Gefährdungsanalyse in Abhängigkeit vom Status des Projektes (Planung, Erkundung, Bohren, Fracking, Produktionsphase, Rückbau) für jede Projektphase grundsätzlich anders darstellt. Gefährdungsanalysen müssen in Begleitung des Projektes fortgeschrieben werden.

Neben anderen Gruppen ist derzeit eine Fachgruppe des FKPE (Forschungskollegium Physik des Erdkörpers, Arbeitsgruppe AGIS) dabei, einen Leitfaden zur Erstellung seismologischer Gutachten zu erarbeiten. Die Erarbeitung von seismischen Gefährdungsanalysen ist hier ein Unterpunkt. Diese Arbeiten sind noch nicht abgeschlossen.

7 Seismisches Monitoring

Die Grundlage des seismischen Monitorings, wie es für alle Standorte der Gewinnung von Gas aus Schiefergaslagerstätten vorgeschlagen wird, ist eine kontinuierliche wissenschaftliche gutachterliche Begleitung, die sich allerdings nicht nur auf das Monitoring erstreckt sondern alle Komponenten eines kontrollierten Betriebs einschließt. In den USA wurden bisher nur einige Prozent der Standorte von Gasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten mikroseismisch überwacht, daher liegt hier noch relativ wenig Erfahrung vor, wobei allerdings anzumerken ist, dass spürbare Ereignisse auch ohne Überwachung registriert werden.

Zur Bestimmung der Schwinggeschwindigkeiten in einem Gebäude, das Erschütterungen ausgesetzt ist, werden in diesem Gebäude Messstationen nach DIN 4150 betrieben. In Fällen, in denen die Erschütterungsquelle räumlich nicht bekannt ist, kann nur ein Immissionsmessnetz aufgebaut und betrieben werden. Ein derartiges ‚Immissionsmessnetz‘ unterscheidet sich grundsätzlich von den ‚Emissionsnetzen‘ und ist zusätzlich zu diesen einzurichten. Unter den Oberbegriff Messnetze betrachten wir beide Arten von Netzen.

7.1 Seismologische Messnetze

Hierzu gibt es keine verbindlichen Vorschriften, es wurden jedoch auf wissenschaftlichen Grundlagen (FKPE) allgemein anerkannte Regeln z. B. in der Richtlinie GTV 1101 formuliert. Diese Netze werden so gestaltet, dass sie

- eine möglichst niedrige Detektionsschwelle haben
- eine Ortung in der geforderten Genauigkeit ermöglichen (horizontal ± 500 m, vertikal ± 2000 m).

Neu ausgebaute Messnetze übertreffen häufiger diese Anforderung und erreichen z.B. eine Genauigkeit von 1000m bei der Tiefenbestimmung.

Hierzu werden Stationsorte mit möglichst geringer Bodenunruhe gesucht. Manchmal wird die Installation in flachen oder auch tieferen Bohrungen bevorzugt, die allerdings nicht vorgeschrieben werden sollten, da sich in der Regel brauchbare Oberflächenstandorte finden lassen. Instrumentiert werden diese Stationen meist mit Breitbandsensoren, um Herdparameter bestimmen zu können und so einen Zugang zu möglichen Herdmechanismen zu haben. Preiswertere Sensoren (Geophone) sind jedoch auch möglich. Genaueres über die Anzahl notwendiger Stationen, deren Auswahl und Ausgestaltung regelt die Richtlinie GTV 1101.

Bei den (hier nicht behandelten) Messnetzen zur Beobachtung des Reservoirverhaltens bei der Stimulation (Rissausbreitung) und bei der Produktionsphase geht es vor allem um die Erfassung hochfrequenter Signalanteile (> 10 Hz). Diese Netze werden insbesondere von Explorationsgeophysikern betrieben. In ihrer Nomenklatur werden diese Methoden als ‚Passive Seismik‘ bezeichnet, also eine seismische Exploration ohne künstliche Quellen (Sprengungen, Vibratoren). Diese Methode hat in den letzten Jahren eine sehr große Verbreitung gefunden.

Im Gegensatz zu den (wissenschaftlichen) Emissionsnetzen gibt es für Immissionsmessnetze (für forensische Zwecke) detaillierte Vorschriften, die beispielsweise in Zuge von Betriebsplanverfahren vereinbart wurden. Derartige Netze sollten nur von nach § 26, 28 Bundesimmissionschutzgesetz (BImSchG) zugelassenen Stellen betrieben werden und sollten sich in Deutschland nach der DIN 4150 zu richten. Da die Lokation der (erwarteten) Ereignisse nicht bekannt ist, kann nicht (wie gefordert) die Station in dem am stärksten betroffenen Gebäude aufgestellt

werden, sondern mehrere Stationen (Netz) sind so zu verteilen, dass sie das betroffene Gebiet repräsentativ abdecken. In Deutschland liegen zur ordnungsgemäßen Aufstellung und zum Betrieb derartiger Netze aus den durch induzierte Seismizität hauptsächlich betroffenen Gebieten (Steinkohlenbergbau NRW und Saarland) ausreichende Erfahrungen vor. Hier werden derartige Netze seit Jahrzehnten (im Steinkohlenbergbau seit 1909) betrieben und bestehen heute aus zusammen weit mehr als 100 Einzelstationen.

Netze sind grundsätzlich zeitlich nicht statisch. Es muss eine Aufgabe sein, die Netze zeitnah an veränderte Gegebenheiten anzupassen. Für das Immissionsmessnetz sind die Anforderungen in der DIN 4150 geregelt und es besteht hier an sich nur Freiraum bezüglich der Anzahl der Stationen. Es wird vorgeschlagen, in sensiblen Zeitabschnitten ein größeres Netz zu betreiben (zusätzliche Mobilstationen). Klingt die Ereigniszahl ab und liegen alle aufgezeichneten Schwinggeschwindigkeiten deutlich unter 5 mm/s (etwa < 2 mm/s), kann das Netz stark, gegebenenfalls auch auf eine Einzelstation, reduziert werden. Es muss geregelt sein, dass das Netz im Bedarfsfall (Auftreten von Ereignissen > 2 mm/s) schnell wieder ausgeweitet werden kann, beispielsweise auch durch Mobilstationen. Die Aufstellung der einzelnen Stationen ist mit dem gutachterlich betreuenden Seismologen abzustimmen.

Das Emissionsnetz ist mit Bezug auf die Auswirkungen in der Nachbarschaft weniger interessant. Da seine Detektionsschwelle aber deutlich kleiner sein wird (schon wegen der ruhigeren Aufstellungsorte) und es somit eine um ein Vielfaches höhere Anzahl von Ereignissen erfassen wird, ist es wichtig, um die Stabilität der getroffenen statistischen Annahmen zu überprüfen. Auch hier kann das Netz (u. U. bis zur Einzelstation) reduziert werden, wenn die Magnituden über einen längeren Zeitraum beispielsweise $< M=1,5$ liegen. Die Daten des seismologischen Netzes sollten zeitnah aufgearbeitet werden. Dabei sind insbesondere die statistischen Aussagen kontinuierlich nachzutragen. Hierzu gehört u.a. die Gutenberg-Richter-Beziehung. Der Bundesverband Geothermie (GTV-BV) hat im Dezember 2011 eine Richtlinie für die seismische Überwachung herausgegeben, in der sowohl die Messgenauigkeit als auch der Betrieb des Messnetzes geregelt werden (GTV 1101). Es wird empfohlen derartige Messnetze an allen Standorten der Schiefergasgewinnung zu betreiben, wenn die öffentlichen Netze nicht ausreichend sind. Messnetze benachbarter Standorte können sich auch überlappen und gemeinsam betrieben werden was die Zahl der notwendigen Stationen pro Standort reduziert.

Aus den Daten der seismologischen Netze können für größere Ereignisse auch Herdflächenlösungen erarbeitet werden. Diese gestatten dann verbesserte Aussagen über das Spannungsfeld und möglicherweise auch Aussagen darüber, ob bestimmte benachbarte Störungen rezent aktiv sind.

7.2 Bestehende untergesetzliche Regelungen

Alle wesentlichen rechtlichen Fragen sind im Bergrecht, insbesondere durch das dort vorgeschriebene Betriebsplanverfahren, ausreichend geregelt. Dies gilt auch für Haftungsfragen und die Anforderungen an die Aufsichtsfunktion der Genehmigungsbehörden. Dennoch spielen untergesetzliche Regelungen bei der Detail-Ausgestaltung beispielsweise von Betriebsplänen eine wichtige Rolle, insbesondere auch bei der Formulierung von Haupt- und Sonderbetriebsplänen und deren Verlängerungen. Dies gilt auch im Zusammenhang mit der induzierten Seismizität, da untergesetzliche Regelungen häufig Grundlage von Behördenentscheidungen, aber auch von gutachtlichen Stellungnahmen im Zusammenhang mit Gerichtsentscheidungen sind. Es ist nicht genau definiert, was den so genannten untergesetzlichen Regelungen zuzu-

ordnen ist. Neben Normen und Richtlinien anerkannter Organisationen können es hier auch beispielsweise Erdbebenkataloge sein. Derartige untergesetzliche Regelungen, werden nicht von Einzelwissenschaftlern sondern von Gremien formuliert und definieren den (anerkannten) Stand der Technik bzw. den Stand der Wissenschaft. Sie haben sicher eine andere Bedeutung als sonstige peer reviewed Einzelveröffentlichungen. Erdbebenkataloge für Deutschland werden beispielsweise von der BGR, aber auch vom GFZ herausgegeben. Kritisch sind hier insbesondere die für die Beurteilung der natürlichen Seismizität wichtigen Angaben über Magnituden von Beben aus der vorinstrumentellen Zeit. Verschieden Autoren verwenden hier unterschiedliche Ansätze zur Magnituden-Festlegung.

Genauer sollen hier nur zwei Normen/ Richtlinien besprochen werden, nämlich DIN 4150 und GTV 1101.

7.2.1 DIN 4150, Erschütterungen im Bauwesen

Für den vorliegenden Zusammenhang sind

- Teil 2 Einwirkungen auf Menschen in Gebäuden und
- Teil 3 Einwirkungen auf bauliche Anlagen

wesentlich.

Die DIN 4150 gibt in Teil 3 Anhaltswerte für die an Gebäudefundamenten gemessenen Schwinggeschwindigkeiten von kurzzeitigen Erschütterungen, bei deren Einhaltung keine Gebäudeschäden auftreten können, an. Werden diese Anhaltswerte (Unbedenklichkeitswerte) überschritten, ist im Einzelfall zu prüfen, ob die Erschütterung in einem Zusammenhang mit ggf. gemeldeten Schäden steht. Unter Schäden versteht die DIN hier schon kleinste Risse im Verputz oder auch nur das Weiterwachsen oder Aufweiten vorhandener Risse. Derartige Schäden werden oft auch feine Mauer- oder Putzrisse genannt und sind streng von strukturellen Schäden zu unterscheiden, die erst ab etwa PGV 50 – 70 mm/s auftreten können. DIN 4150, Teil zwei gilt generell für alle auf ein Gebäude einwirkenden Erschütterungen im Frequenzbereich von 10 Hz bis zu 100 Hz unabhängig von deren Quellen. Die DIN berücksichtigt, dass höhere Frequenzen weniger schädlich sind (siehe Abb. 46). Von induzierter Seismizität herrührende Erschütterungen fallen in den in Tab. 9 angegebenen Frequenzbereich.

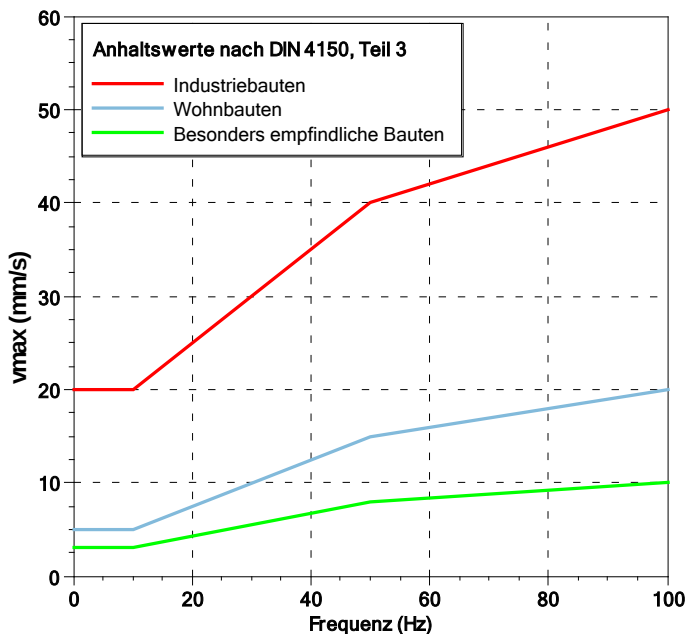
Tab. 32: Dominierende Frequenz der Wellen, die von einem Bruchvorgang (seismisches Ereignis, Erdbeben) abgestrahlt werden

Magnitude		Frequenz
$M_L = 2$	->	$f = 15 \text{ Hz}$
$M_L = 3$	->	$f = 4,7 \text{ Hz}$
$M_L = 4$	->	$f = 1,5 \text{ Hz}$
$M_L \Rightarrow 6$	->	$f = 0,1 \text{ Hz}$

Fritschen, 2012

Gelegentlich geäußerte Zweifel an der Anwendbarkeit dieser Richtlinie für natürliche und induzierte Seismizität sind wissenschaftlich unbegründet.

Abb. 119: Anhaltswerte nach DIN 4150, Teil 3



Fritschen, 2013

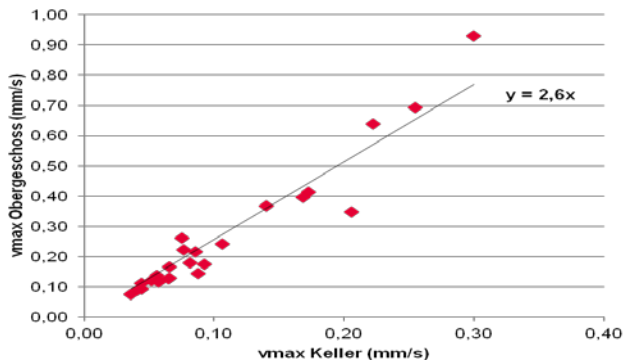
Es wird häufig kritisch angemerkt, dass die PGV Werte nur an den Gebäudefundamenten gemessen werden und dass in höheren Stockwerken höhere Schwinggeschwindigkeiten zu erwarten sind. Diese Überhöhungen treten aber im Wesentlichen nur bei Dauererschütterungen auf und daher fordert die DIN Messungen in höheren Stockwerken (oberstes Vollgeschoss) nur für Dauererschütterungen. Hier werden dann 15 mm/s für horizontale und 20 mm/s für vertikale Schwingungen zugelassen. In den folgenden Abbildungen (Abb. 47 und Abb. 48, Fritschen, 2013) sind die Messpunkte, Fundament und oberstes Vollgeschoss (rote Dreiecke) sowie die Verstärkung vom Fundament zum Obergeschoss dargestellt.

Abb. 120: Messpunkte im Gebäude, oberstes Vollgeschoss und Fundamentmesspunkt



Fritschen, 2013

Abb. 121: Verstärkung vom Fundament zum Obergeschoss



Fritschen, 2013

Es zeigt sich bei vielen Messungen, dass die Verstärkung < 3 ist, so dass bei Einhaltung des Anhaltswertes von 5 mm/s im Fundament auch der Anhaltswert von 15 mm/s im Obergeschoss eingehalten wird.

In diesem Zusammenhang kann diskutiert werden, ob seismische Erschütterungen auch Ausbau und die Integrität von Tiefbohrungen beeinträchtigen können. Generell sind unterirdische Bauwerke bei Erdbeben weniger gefährdet, da Oberflächenwellen von Erdbeben, die oft das größte Schadenspotenzial haben exponentiell mit der Tiefe abnehmen. Diese spielen jedoch erst bei größeren Herdentfernungen eine Rolle. Zumindest sind ausgebaute Bohrungen als Industriebauten einzustufen, so dass 20 mm/s unbedenklich sind. Schäden an Bohrungen durch induzierte Seismizität sind nicht bekannt.

Die DIN 4150-Teil 2 nennt als Spürbarkeitsgrenze KBFmax-Werte von 0,1 bis 0,2. Der KBFmax-Wert (maximale bewertete Schwingstärke) ist hierbei das Maximum des gleitenden Effektivwertes eines frequenzbewerteten Erschütterungssignals, dessen Bestimmung in der DIN 4150-Teil 2 erläutert wird. Es kann davon ausgegangen werden, dass Erschütterungen ab einem PGV Wert von 0,3 mm/s von Einzelnen verspürt werden können. Den Wert PGV = 0,3 mm/s erhält man unter der Berücksichtigung, dass Erschütterungen zu den Obergeschossen hin verstärkt werden.

7.2.2 GTV 1101, Seismizität bei Geothermieprojekten, Teil 1: Seismische Überwachung

Die Richtlinie GTV 1101 (Teil1) befasst sich mit der seismischen Überwachung von Geothermieprojekten. Sie regelt nicht, ob eine solche Überwachung sinnvoll oder notwendig ist, sondern beschreibt ausschließlich, wie diese zu erfolgen hat, wenn sie durchgeführt wird. Es wird hier empfohlen diese Richtlinie auch für alle Standorte zur Gewinnung von Gas aus Schiefergaslagerstätten zu übernehmen.

Die Richtlinie unterscheidet bei den Überwachungsnetzen zwischen einem Immissionsnetz (DIN 4150-konformes Netz) und einem Emissionsnetz (seismologisches Netz). Das Immissionsnetz dient dazu, Erschütterungen bezüglich einer möglichen Schadenswirkung zu beurteilen. Es ist Grundlage eines auf Überwachung und Reaktionsschema beruhenden kontrollierten Betriebs der Anlage. Das Emissionsnetz dient der Erarbeitung von Detailkenntnissen über die natürliche und induzierte Seismizität der Lokation und ist Grundlage von Abschätzungen des Gefährdungspotenzials induzierter Seismizität (Gefährdungsanalyse).

Im Einzelnen werden folgende Themen angesprochen und geregelt:

- Induzierte Seismizität
- Seismische Überwachung
- Messgenauigkeit
- Betrieb eines Messnetzes
- Datenintegration
- Transparenz

8 Beherrschbarkeit der Technologie

Eine Beherrschbarkeit einer Technologie wie die Förderung von Gas aus Schiefergaslagerstätten wird durch einen kontrollierten Betrieb aller relevanten Anlagen erreicht. Dieser beinhaltet eine Vermeidungsstrategie basierend auf erkannten und quantifizierten Gefährdungen und gibt Entscheidungsprozesse definiert vor.

Bei den Betriebsphasen ‚Bohren‘, ‚Fracken‘ und ‚Produktion‘ sind aus seismologischer Sicht keine besonderen Maßnahmen zur Herstellung von Beherrschbarkeit notwendig, da von vornherein nicht mit spürbaren und schadenswirksamen induzierten Ereignissen zu rechnen ist. Dennoch wird auch hier eine seismologische Begleitung und Überwachung empfohlen und zwar zur

- Beweissicherung, also um zu zeigen, dass de facto keine Ereignisse induziert wurden. Hierzu sind besonders Ereignisse unterhalb der Fühlbarkeitsgrenze geeignet.
- Online (live) mikroseismisches Monitoring zur Erfassung der Frac-Ausbreitung insbesondere zur Vermeidung der Propagation in Störungszonen um die Möglichkeit einer Ausbreitung von Frac-Fluiden zu erfassen
- Zur Erarbeitung eines lokalen seismologischen Datensatzes.

Im Gegensatz hierzu muss beim Verpressen von Flowback/Produktionswasser (Verpressbohrungen) die Beherrschbarkeit aktiv gesichert werden. Hierzu dient die an mehreren Stellen besprochene Methode des ‚Kontrollierten Betriebs‘, wie sie sich bei Geothermieprojekten erprobt wurde. Ergänzend zu den aus der Geothermie bekannten Methoden kommt hier, dass die Lokation einer Verpressbohrung auch nach geologischen und spannungstektonischen Gesichtspunkten ausgesucht werden kann. Es sind aus seismologischer Sicht Lokationen zu wählen, die bezüglich der Aufnahmefähigkeit besonders geeignet sind. Hohe Porosität und Permeabilität sollten eine ausreichende Injektivität und ein ausreichendes Aufnahmevermögen garantieren. Hier kann besonders auf druckabgesenkte Aquifere in alten Erdöl-/Erdgaslagerstätten hingewiesen werden. Gegebenenfalls sind die Gesamt-Injektionsmengen zu beschränken. Ziel muss es sein, dass das Fluid ohne große Zusatzdrücke versenkt werden kann. Gegebenenfalls ist auch darauf zu achten, dass keine zu großen temperaturbedingten Spannungen auftreten (Vorwärmung des Fluids). Hierzu ist jedoch der Wissensstand noch unzureichend.

8.1 Möglichkeit der Beherrschung durch Überwachung und Reaktionsschemata

Für den Betrieb geothermischer Anlagen empfiehlt der GtV-Bundesverband Geothermie das Betreiben der Anlage in einem ‚Kontrollierten Betrieb‘. Wir schließen uns hier diesen Empfehlungen an. Dies beinhaltet:

- Gutachterliche Begleitung während der gesamten Projektlaufzeit
- Seismologische Überwachung gemäß der Richtlinie GTV 1101
- Abgesprochenes Reaktionsschema
- Längere Anlaufphase zur Parametrierung des Betriebs ‚Verpressbohrung‘
- Berichterstattung in einer zu vereinbarenden Form

Der ‚Kontrollierte Betrieb‘ ist für Schiefergasförderung bisher nicht erprobt, wird aber wegen der technischen Nähe insbesondere beim Vergleich von Verpressbohrungen der Gasgewinnung mit Reinjektionsbohrungen in der Geothermie empfohlen. Er ist darüber hinaus im Grundsatz eine selbstlernende (flexible Messnetze, Fortschreiben der Reaktionsschemata) sich an die jeweiligen Gegebenheiten anpassende Vorgehensweise.

8.2 Einflussgrößen auf die Beherrschbarkeit (Stellschrauben)

Die Beherrschbarkeit einer Technologie, wie hier der des hydraulischen Aufbrechens und des Versenkens des aufbereiteten Flowbacks/Produktionswassers ist nur möglich, wenn auf die Methoden durch technische Maßnahmen (Stellschrauben) so Einfluss genommen werden kann, dass die Folgen bei einem entsprechenden Monitoring vorgegebene Grenzwerte einhalten. Hier geht es ausschließlich darum, die Technologie so anzuwenden, dass statistisch keine spürbaren Ereignisse auftreten und somit erst Recht keine schadenswirksamen Ereignisse. Maß ist hier die an Immissionsorten gemessene Schwinggeschwindigkeit (PGV). Sie sollte die in der DIN 4150 vorgegebenen Anhaltswerte deutlich nicht überschreiten.

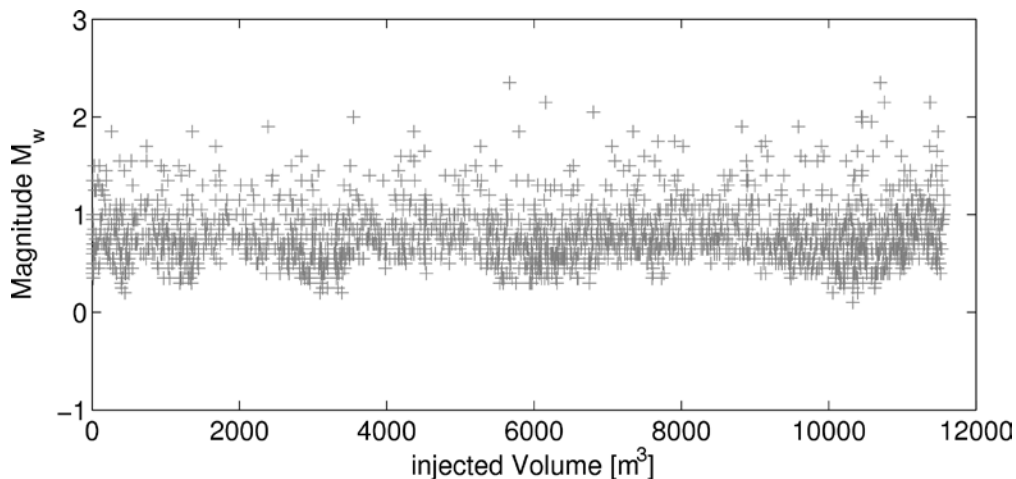
Da es sich bei der induzierten Seismizität (wir diskutieren hier vornehmlich die Betriebsphase ‚Disposal‘) um ‚menschgemachte‘ Ereignisse handelt, können sie schon definitionsgemäß auch vom Menschen verhindert werden, im Extremfall auch durch Vermeidung der auslösenden Aktivitäten. Weniger drastische Maßnahmen werden zum Beispiel in der Tiefengeothermie erfolgreich durch die Anwendung geeigneter Reaktionsschemata umgesetzt. Hier steht als Maßnahme die Begrenzung bzw. gegebenenfalls Reduzierung der

- Einpressraten bzw. des
- Einpressdruckes

am Bohrlochkopf. Diese beiden Größen hängen bei gegebener Injektivität voneinander ab und so werden aus Gründen einfacherer Überprüfbarkeit in der Regel der maximale Einpressdruck und die Art seiner Reduzierung bei Anhaltswertüberschreitungen vorgegeben.

Eine weitere häufig diskutierte Einflussgröße ist das gesamte (kumulative) Einpressvolumen. Über dieses wird die Größe des durch Einpressfluide erreichten Volumens im Untergrund mit bestimmt. Da mit größerer maximaler Bruchfläche die maximal mögliche Magnitude eines induzierten Erdbebens steigen kann, gehen einige Forscher davon aus, dass eine größere Bruchfläche eben in einem größeren Einpressvolumen unterzubringen wäre. Diese Zusammenhänge scheinen für kurzzeitige Einpressvorgänge empirisch begründet zu sein. Die mikroseismisch verorteten Ereignisherde wandern mit zunehmenden Einpressvolumen zu den Randbereichen des seismologisch beeinflussten Volumens, wobei dann auch eine Tendenz besteht, dass die gemessenen Magnituden größer werden. Abb. 49 zeigt, dass zumindest für den hier betrachteten Standort Basel weder die Ereigniszahl noch die Magnituden abhängig vom Einpressvolumen anwachsen.

Abb. 122: Verteilung der Momentenmagnitude als Funktion des kumulierten Injektionsvolumens am Standort Basel



Dinske, 2010

Für Langzeit-Einpressungen haben sich diese Zusammenhänge noch nicht bestätigt. Beim Geothermiekraftwerk in Landau wird seit 2009 Thermalwasser in den Entnahmeaquifer reinjiziert. Die mikroseismischen Beobachtungen des letzten Jahres zeigen, dass das seismologisch nachgewiesene beeinflusste Volumen in den letzten Jahren nicht weiter wächst und die Ereignisherde des letzten Jahres tendenziell innerhalb der durch die Vorjahre definierten Punktwolke (der Herde) liegen. Auch wird über die Jahre eher eine Tendenz zu Abnahme der Magnituden beobachtet.

Nach derzeitigem Kenntnisstand kann nicht gesichert angegeben werden, wie das Gesamtvolumen des injizierten Fluids begrenzt werden kann, um so die Beherrschbarkeit weiter zu verbessern. Es wird dennoch empfohlen hier zunächst eine Beschränkung vorzunehmen, die dann je nach den Ergebnissen der lokalen Beobachtungen während des Betriebs der Verpressbohrung auch bei Betriebsplanverlängerungen angepasst werden kann.

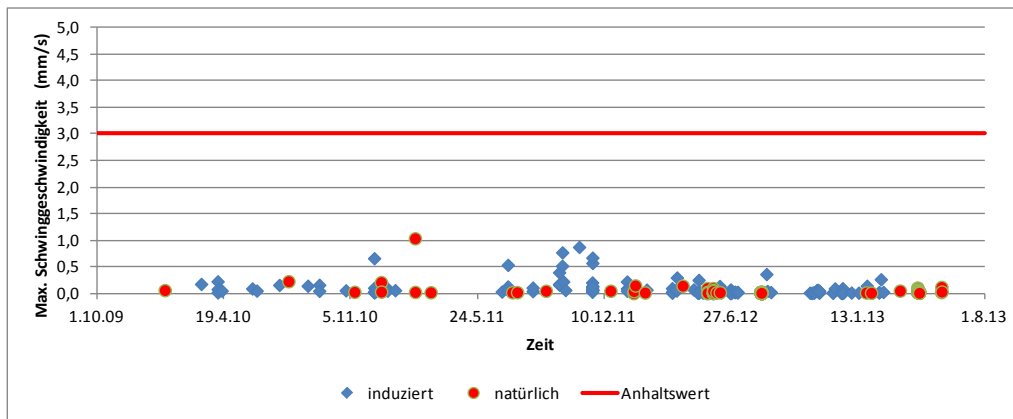
8.3 Diskussion bestehender und denkbarer verbesserter Reaktionsschemata

Weltweit werden insbesondere im Bereich der Tiefengeothermie die Kombination aus Überwachung und Reaktionsschema als Methode zur Beherrschbarkeit eingesetzt. Statt der Bezeichnung ‚Reaktionsschema‘ wird auch oft von einer ‚Ampel‘ oder englisch ‚traffic light‘ und somit dann von einer ‚Ampelsteuerung‘ gesprochen. Einige dieser Reaktionsschemata basieren auf Magnituden, was prinzipiell nicht ganz richtig ist. Diese Systeme können aber dennoch funktionieren, da oft lokal Beziehungen zwischen Magnituden und Immissionskennwerten (PGV, KB) hergestellt werden können.

Richtiger und konsequenter ist es, gleich die maßgeblichen Immissionskennwerte (PGV nach DIN 4150) als Eingangsgrößen in das Reaktionsschema zu nehmen. Dies ist in Deutschland in der Geothermie heute üblich (vergleiche Tab. 8). Ein Beispiel von Eingangsdaten zur Anwendung eines auf PGV Werten basierten Reaktionsschemas, wie es auch bei der Gewinnung von Schiefergas angewendet werden sollte gibt Abb. 50. Hier sind alle (also natürliche und induzierte) Erschütterungseinwirkungen auf Gebäude der Lokation eingetragen. Erschütterungen von natürlichen Ereignissen können dabei auch von größeren, weiter entfernten Beben kommen (Schweiz, Norditalien). Das Reaktionsschema springt dennoch zunächst auch bei Fernbeben an, im dargestellten Fall ab PGV Werten von 0,2 mm/s.

Dieser sehr niedrige Wert berücksichtigt schon, dass an Geothermiestandorten, insbesondere bei relativ dichten Reservoiren häufiger beobachtet wurde, dass größere Ereignisse nach der Druckreduktion auftraten. Ein Effekt, der üblicherweise als ‚Nachlauf‘ bezeichnet wird.

Abb. 123: Zeitlicher Verlauf von Schwinggeschwindigkeiten die in einer Region registriert wurden. Es wird zwischen induzierten und natürlichen Ereignissen unterschieden



Fritschen, 2013

Relevant ist dann hier insbesondere der Wert 5 mm/s für die PGV, da die DIN 4150, Teil 3 für Erschütterungen unterhalb dieses Anhaltswertes Gebäudeschäden (auch feine Mauer- und Putzrisse) ausschließt. Da Erschütterungen schon bei einer deutlich kleineren PGV spürbar sein können und KB Werte nach DIN 4150, Teil 2 meist nicht ermittelt werden, sollten Reaktionen gemäß Reaktionsschema schon bei deutlich kleineren PGV-Werten vorgesehen werden. Dies trägt dann auch weiteren Gesichtspunkten Rechnung:

- Für denkmalgeschützte Gebäude gilt 3 mm/s als Anhaltswert
- Nicht alle Gebäude können mit Immissions-Messgeräten bestückt werden. Abstrahlcharakteristik und lokale oberflächennahe geologische Gegebenheiten können die (dort nicht gemessenen) PGV-Werte erhöhen (lokale Überhöhung)
- Nach Reaktion gemäß Reaktionsschema können noch weitere (auch größere Ereignisse) auftreten (Nachlauf).

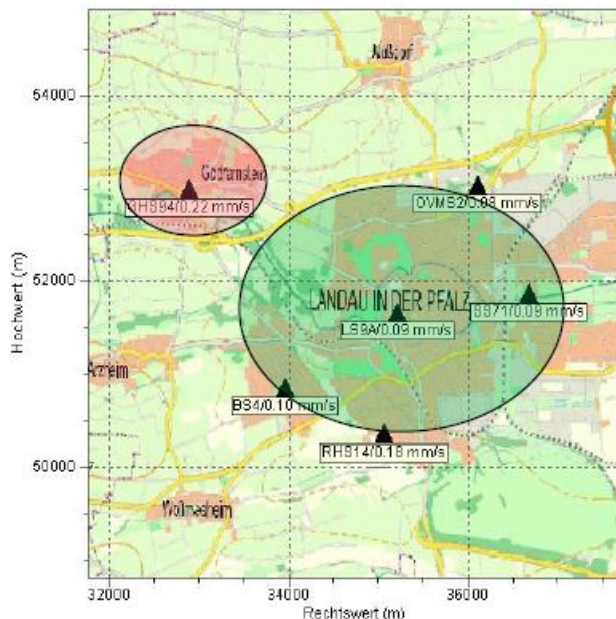
Besonders der zweite Punkt wird oft diskutiert. Spezielle Untersuchungen am Geothermiestandort Landau haben ergeben, dass es an diesem Standort nicht anzunehmen ist, dass in Gebäuden, in denen nicht gemessen wurde, die PGV-Werte um mehr als einen Faktor 2 über den größten gemessenen Wert liegen (lokale Überhöhung). Abschätzen lassen sich mögliche lokale Verstärkungseffekte (Mikrozonierung) beispielsweise durch die Beobachtung weiter entfernter Beben. Bei diesen ist dann

- das Azimut für alle Stationen eines Netzes und
- die Epizentralentfernung zu allen Stationen eines Netzes

ähnlich.

Es kann also davon ausgegangen werden, dass Unterschieden in den PGV Werten vorwiegend auf lokalen Einflüssen beruhen. Es zeigte sich im dargestellten Beispiel (Abb. 51), dass relative Abweichung vom Mittelwert/Median: 0,5fach bis 1,6fach waren. Derartige Untersuchungen sind für Einzelstandorte zu empfehlen.

Abb. 124: PGV Werte eines weiter entfernten Bebens zur Ermittlung lokaler Verstärkungseffekte gegenüber dem Mittelwert, rot Verstärkung und grün gedämpft



Fritschen, 2013

Bei der Anwendung von Reaktionsschemata ist darauf zu achten, dass auch weiter entfernte Beben (im Falle Landau selbst in Norditalien) zu Überschreitungen der Anhaltswerte führen können. Obgleich dies bei der Ausformulierung der Reaktionsschemata oft nicht einfließt, ist es wohl selbstverständlich, dass nur lokal induzierte Ereignisse zu betrachten sind.

Das aktuellste breit diskutierte Reaktionsschema ist wohl das der Mediation Rheinland Pfalz (Tab. 8). Es hat den Vorteil, dass es auch mit den betroffenen Bürgerinitiativen abgestimmt wurde. Es kann sicher als Basis für die Erstellung lokal gültiger Reaktionsschemata auch für Verpressbohrungen dienen.

8.4 Prognostische Elemente in Reaktionsschemata

Alle derzeit angewandten Reaktionsschemata leiten die vorgesehen Reaktionen aus Messergebnissen des Überwachungsnetzes ab, die in der Vergangenheit liegen. Die Aufzeichnungen insbesondere bei Geothermiestandorten (z.B. Basel) zeigen jedoch, dass die Ereignisse eine Art ‚Nachlauf‘ haben, Reaktionen auf Veränderungen an den ‚Stellschrauben‘ also verzögert eintreten. Häufig werden die größten Ereignisse sogar erst nach Beendigung der Einpressarbeiten (shut in) registriert. Dies legt nahe, dass es vorteilhaft wäre, in ein Reaktionsschema prognostische Elemente einzubauen, so dass auch auf Entwicklungen ‚reagiert‘ werden kann, die für die Zukunft erwartet werden können. Ähnliches ist ja bei der Vorsorge vor Wetterereignissen üblich. Im Gegensatz zum Wetter sind aber Erdbeben grundsätzlich nicht vorhersagbar. Alle bisherigen Untersuchungen zu diesem Thema haben gezeigt, dass allenfalls Wahrscheinlichkeitsaussagen möglich sind.

Im kleinräumigen Umfeld und unter besonderen Umständen können dennoch gewisse prognostische Angaben gemacht werden. Im Kontext großer Erdbeben gilt dies insbesondere für die Nachbebenserien. Diese scheinen gewissen Gesetzmäßigkeiten zu gehorchen. Aus dem Hauptbeben und den bereits beobachteten Nachbeben lassen sich Parameter ermitteln, die dann in

Schemata eingegeben werden können, aus denen sich das weitere Geschehen mit entsprechenden Unsicherheiten vorhersagen lässt.

Für die induzierte Seismizität ist die Situation ähnlich wie bei Nachbebenserien. Auch hier liegen (zunehmend anwachsend) Beobachtungen vor und die Beben stammen aus einem eng begrenzten Raum mit wahrscheinlich einheitlicher Herdmechanik. Ähnliche Techniken wie bei den Nachbebenserien könnten es hier ermöglichen, das weitere Geschehen für einige Stunden und Tage abzuschätzen. Besonders der Schweizer Erdbebendienst arbeitet an diesen Methoden und hat hierzu einige Veröffentlichungen vorgelegt. Dort werden verschiedene Methoden miteinander verglichen.

Die weitere Forschung an der Möglichkeit prognostische Elemente in Reaktionsschemata einzubauen, scheinen besonders wichtig und auch vielversprechend. Dennoch sind sie derzeit noch Gegenstand der Forschung und noch nicht für eine forensischen Verwendung z. B. in Zulassungsverfahren geeignet.

8.5 Zusammenfassende Beurteilung der Beherrschbarkeit und der dazu gegebenenfalls notwendigen Voraussetzungen und Maßnahmen

Die Frage der Beherrschbarkeit ist bei der Einführung und Anwendung einer Technologie von zentraler Bedeutung. Es ist unstrittig, dass jedwede Technologie mit Risiken verbunden ist. Risiken können und müssen durch verschiedene technische und nicht-technische Maßnahmen gemindert werden, wobei jedoch immer ein gewisses Risiko bleibt. Dies relativiert auch den Begriff der Beherrschbarkeit. Es kann naturgemäß eine Technologie nicht erst dann als ‚beherrschbar‘ bezeichnet werden, wenn das verbleibende Risiko vollständig auszuschließen ist.

Eine Risikominderung und somit eine Verbesserung der Beherrschbarkeit kann entweder dadurch erreicht werden, dass die Eintretenswahrscheinlichkeit gemindert oder dadurch, dass die Ereignisgröße (und damit verbunden Schadensgröße) reduziert wird. Im Einzelfall stehen diese Größen zueinander in Relation, es handelt sich also um eine Eintretenswahrscheinlichkeit in Abhängigkeit von der Ereignisgröße. Für die induzierte Seismizität ist ein solcher Zusammenhang durch die Gutenberg-Richter-Beziehung und Varianten hiervon gegeben.

Wie in Abschnitt 6 gezeigt sind als wahrscheinliche Schadensfälle lediglich feine Mauer- oder Putzrisse mit Wiederholraten im Jahrzehnte-Maßstab möglich (vgl. Abb. 44). Dies ist ein Zeitraum, der der geplanten Gewinnung entspricht.

Induzierte Seismizität ist bei der Förderung von Schiefergas für die Betriebsphasen Bohren, Fracken und Gewinnung als unkritisch anzusehen. Für die Betriebsphase Verbringung von Fluiden (Flowback/Produktionswasser-Versenkung bei der Schiefergasgewinnung) nach unter Tage kann grundsätzlich eine seismische Gefährdung gegeben sein.

9 Kernfragen und Antworten

9.1 Sind Parameter ermittelbar, anhand derer sich das Gefährdungspotenzial an möglichen Fracking-Standorten in Deutschland aus seismologischer Sicht bewerten lässt?

Eine Abschätzung der natürlichen seismischen Gefährdung ist vor Beginn eines Gasförder-Projektes bekannt. Wenn zudem die geologischen Gegebenheiten ausreichend erkundet sind, kann für Fracking-Aktivitäten die Änderung gegenüber der natürlichen Gefährdung abgeschätzt werden. Während der Erschließung eines Gebietes verbessert sich die Datenlage kontinuierlich, so dass das Gefährdungspotenzial zunehmend besser beurteilt werden kann. Die Gefährdungsabschätzung ist grundsätzlich ein Prozess, der sich über die Gesamtlaufzeit der Aktivitäten an einem Standort zu erstrecken hat.

9.1.1 Wie kann abgeschätzt werden, welche Magnituden ggf. in Abhängigkeit der geologisch-tektonischen Situation für unterschiedliche seismotektonische Regionen bzw. an einzelnen Standorten zu erwarten sind?

In seismisch aktiven Gebieten (seismotektonischen Regionen) stellt die natürliche Seismizität einen Hintergrund dar, vor dem die induzierte Seismizität zu sehen ist. Insofern ist diese nur als eine mögliche Veränderung gegenüber der vorgegebenen natürlichen Seismizität zu sehen, auch in Bezug auf die möglichen Magnituden und deren Auftretenswahrscheinlichkeiten. Wegen der Unterschiede zwischen den jeweiligen Gutenberg-Richter-Beziehungen werden sich diese Veränderungen mehr auf schwache (nicht fühlbare) Ereignisse beziehen. In Bezug auf größere Magnituden sind bisher signifikante Erhöhungen gegenüber der natürlichen seismischen Gefährdung durch induzierte Ereignisse nicht beobachtet worden.

Die Abschätzung zu erwartender maximaler Schwingungsgeschwindigkeiten ist im Kontext mit Erschütterungsimmissionen konsequenter als die Abschätzung maximal möglicher Magnituden (Emissionen). Zu erwartende Schwingungsgeschwindigkeiten sind für jeden Standort individuell abzuschätzen. Angaben zu Maximalmagnituden und maximalen Schwingungsgeschwindigkeiten bleiben immer statistische Angaben über Auftretenswahrscheinlichkeiten.

9.1.2 Kann sich durch Nachfracking an früheren Fracs oder durch wiederholtes Fracking in einer Bohrung oder an einem Standort die Gefährdung erhöhen?

Bei der Gewinnung von Schiefergas über einen längeren Zeitraum wird zur Aufrechterhaltung einer ausreichenden Produktion gelegentlich „nachgefrackt“. Dabei können sowohl bereits vorhandene Fracs vergrößert als auch neue, eventuell zwischen vorhandenen, angelegt werden. Hierbei gilt aus seismologischer Sicht der Kaiser-Effekt, der besagt, dass bei einer erneuten Beanspruchung Ereignisse an derselben Stelle nur induziert werden können, wenn die auslösenden Parameter der früheren Aktionen an einem Betrachtungspunkt übertroffen werden. Beim Nachfracken besteht daher keine Gefährdung, solange das injizierte Volumen oder sonstige Parameter wie der Injektionsdruck oder die Pumprate im Vergleich zum ursprünglichen Frac nicht wesentlich erhöht werden.

Werden in derselben Bohrung weitere Fracs erstellt oder werden an einem Standort zusätzliche Bohrungen abgeteuft und gefrackt so ist hier die Gefährdung so wie an einem Neufrac zu beurteilen, da das Gesteinsvolumen in dem der neue Frac angelegt wird nicht vorab schon beansprucht wurde. Mit der Anzahl der Fracs steigt die Gefährdung in Bezug auf die Auftretenshäufigkeit von Ereignissen. Da sich die technischen und geologischen Rahmenbe-

dingungen in einem Gewinnungsfeld nicht wesentlich ändern, unterliegen diese Ereignisse zwar einer statistischen Variation, die maximal erwartbare Ereignisstärke steigt jedoch nicht an.

9.1.3 Ab wann wären Schäden u.a. in Abhängigkeit von der Herdtiefe oder den Dämpfungseigenschaften des Untergrunds zu erwarten? Welche Schäden wären maximal zu erwarten?

Die DIN 4150, Teil 3 nennt als Anhaltswert für Schwinggeschwindigkeiten 5 mm/s für normal gebaute Gebäude. Bis zu diesem Anhaltswert sind Gebäudeschäden auszuschließen. Bei geringfügigen Überschreitungen sind feine Mauer- oder Putzrisse möglich; strukturelle Schäden an der Gebäudesubstanz können erst bei wesentlichen Überschreitungen auftreten (etwa 50-70 mm/s). Dämpfungseigenschaften des Untergrundes spielen bei dieser Beurteilung keine Rolle, da in den betroffenen Gebäuden selbst gemessen wird (Immissionsmessung). Es ist ratsam, im Rahmen des kontrollierten Betriebs mittels Monitoring und Reaktionsschema so vorzugehen, dass die Erschütterungen unter den Anhaltswerten der DIN 4150, Teil 3 bleiben. Bei Einhaltung der im Folgenden beschriebenen Handlungsempfehlungen wird Sorge getragen, dass weder Gebäudeschäden noch Gemeinschaftschäden wie Schäden an der Verkehrsinfrastruktur oder gar Personenschäden auftreten. Darüber hinaus stellen sie sicher, dass auch kleinere Schäden an der Wohnbebauung auszuschließen sind.

Für forensische Zwecke ist die direkte Messung der Schwinggeschwindigkeiten nach DIN 4150, Teil 3 unerlässlich. Daneben sollten für statistische Zwecke (Verbesserung der Datenbasis) auch Schwinggeschwindigkeiten von Messgeräten herangezogen werden, die unter anderen Aufstellbedingungen zur Magnitudenbestimmung verwendet werden. Die reine Berechnung von Schwinggeschwindigkeiten, ausgehend von einer Quellfunktion am Bebenherd und unter Verwendung einer lokalen, empirisch gefundenen Beziehung zur Modellierung der Wellenausbreitung, kann das Verständnis der Einflüsse des Untergrundes vertiefen. Diese Berechnungen können aber Messungen nicht ersetzen.

9.1.4 Können Grenzwerte für Erschütterungseinwirkungen so festgelegt werden, dass Schäden ausgeschlossen sind?

Die Anhaltswerte der DIN 4150 werden einerseits den Interessen der Betreiber gerecht, schützen aber auch die Betroffenen und deren Gebäude. Daraus resultierende Grenzwerte beispielsweise für Injektionsdruck oder Injektionsraten können nicht flächendeckend und allgemein verbindlich angegeben werden, da sie vom jeweiligen Standort abhängig sind. Sie sind im Zuge der Anlaufphase zu erarbeiten. Dies ist in den Betriebsplänen festzuschreiben. Es ist allerdings anzustreben, dass die Anhaltswerte der DIN nicht ausgeschöpft und alle spürbaren Erschütterungen grundsätzlich vermieden werden. Betreiber sollten anstreben die Anhaltswerte der DIN nicht auszuschöpfen und das Auftreten jeglicher spürbarer Erschütterungen grundsätzlich vermeiden.

9.2 Können für folgende Aspekte Handlungsempfehlungen abgeleitet werden?

Aus der Bewertung der seismischen Gefährdung und den daraus abgeleiteten Vermeidungsstrategien lassen sich, wie im Zusammenhang mit den beschriebenen Sachverhalten schon angegeben, die im Folgenden dargestellten Handlungsempfehlungen erarbeiten.

9.2.1 Sind über die üblichen Standorterkundungen für die konventionelle Produktion von Kohlenwasserstoffen hinausreichende oder grundsätzlich andere Voruntersuchungen nötig?

Neben den üblichen Standorterkundungen der Kohlenwasserstoffindustrie können diejenigen der Geothermie als beispielgebend herangezogen werden, da hier neben der Strukturerkundung besonderer Wert auf die Erfassung des Spannungsfeldes und von Wasserwegsamkeiten gelegt wird. Hierbei ist die Einbeziehung möglicherweise reaktivierbarer Störungen signifikanter Größe im Umfeld des Fracking-Standortes bei der Planung zu berücksichtigen. An Standorten für die eine hohe natürliche Erdbebenwahrscheinlichkeit besteht, sollte nicht gefrackt werden. Da mit spürbaren Ereignissen nur im Umfeld von Disposalbohrungen zu rechnen ist, gilt dies insbesondere für die Exploration der Standorte von Injektionsbohrungen. Hier ist insbesondere die Injektivität zu erfassen. Ausschlussgebiete für Disposalbohrungen können aus seismologischer Sicht Gebiete der Erdbebenklasse 3 sein, und Gebiete von denen bekannt ist, dass vorgespannte rezent aktive Störungszonen existieren.

9.2.2 Welche Monitoringmethoden bestehen und welche Magnituden/Schwinggeschwindigkeiten können mit marktüblichen Instrumenten aufgelöst werden?

Für das Monitoring enthält die Richtlinie GTV 1101 umfassende Empfehlungen. Dort werden Parameter sowohl für das Emissions- als auch für das Immissionsnetz so vorgegeben, dass die gewünschten Vollständigkeitsmagnituden und die von der DIN 4150 vorgegebenen Anhaltswerte der Schwinggeschwindigkeit mit marktüblichen Instrumenten erfasst werden.

9.2.3 Gibt es Vermeidungsstrategien bzw. Steuerungsmöglichkeiten? Welche kurzfristigen Entscheidungsprozesse können entstehen?

In der Geothermie wurde die Methode des ‚kontrollierten Betriebs‘ entwickelt und erste Ergebnisse erzielt. Dies ist auf den Shalegas-Kontext übertragbar, insbesondere für Verpresstandorte. Es handelt sich um einen selbstlernenden Prozess, der sich an die von der Geothermie abweichenden Gegebenheiten anpasst. Überwachung und Reaktionsschemata führen zu Quasi-Echtzeit-Entscheidungsprozessen, insbesondere bei der Steuerung der Injektionsdrücke und Injektionsraten.

9.2.4 Können Spätfolgen auftreten?

Schäden durch Erschütterungseinwirkung eines Ereignisses treten in einem unmittelbaren zeitlichen Zusammenhang mit dem Ereignis ein (binnen Sekunden). Dies gilt generell sowohl für natürliche (bei weit entfernten Ereignissen ist die Einwirkzeit natürlich länger, etwa Minuten) und induzierte Seismizität, also auch für Erschütterungsschäden, wie sie bei der Gewinnung von Schiefergas auftreten könnten. Nach einem eingetretenen Ereignis können durch denselben Frac-Vorgang innerhalb einiger Tage auch noch weitere Ereignisse induziert werden, auch nach Rücknahme der Injektionsdrücke (Nachlauf). Spätfolgen nach diesem Zeitraum können nicht auftreten.

9.2.5 Wie eindeutig ist im Schadensfall eine Zuordnung zu vorausgegangenen Aktivitäten möglich und wie kann ggf. eine Verbesserung erreicht werden?

Ein Zusammenhang wird als gegeben angesehen, wenn eine örtliche (Lage und Tiefe) und zeitliche Koinzidenz gegeben ist und wenn die gemessenen Schwinggeschwindigkeiten die Anhaltswerte der DIN 4150 überschritten haben. Für einen Nachweis ist zu gewährleisten, dass

Bebenparameter und Schwinggeschwindigkeiten ausreichend genau bestimmt werden. Dafür ist vor allem die Auslegung des Messnetzes maßgeblich.

9.2.6 Wie ist die rechtliche Situation? Sind Haftungsfragen ausreichend geregelt? Welche neuen Anforderungen ergeben sich für die Aufsichtsfunktion der Genehmigungsbehörden?

Details wie Auflagen bezüglich Monitoring, Reaktionsschema etc. werden im Zuge der Betriebspläne vereinbart und festgelegt. Die sich bei der Schiefergasgewinnung ergebenden Anforderungen an die Genehmigungsbehörden übersteigen nicht die Anforderungen bei anderen Bergbaumethoden zur Gewinnung von Energierohstoffen. Sie können von den Behörden im Rahmen des gültigen Bergrechts gut gehandhabt werden. Externe unabhängige Gutachter sind einzubeziehen.

Auf der Basis des in Betriebsplänen festgelegten seismischen Überwachungsnetzes (Emission und Immission) kann ein Nachweis dadurch geführt werden, dass die im Beobachtungsgebiet aufgetretenen Schwinggeschwindigkeiten unter den Anhaltswerten der DIN 4150, Teil 3 waren. Im Falle von strittigen Fragen können durch den Unternehmer, die potentiellen Betroffenen oder Gerichte Bausachverständige hinzugezogen werden, um zu klären Schäden zeitgleich mit dem Ereignis auftraten oder z.B. älter sind. Für Fälle von Schäden an Privateigentum könnten Betreiber und Betroffene in beiderseitigem Einvernehmen Schiedsstellen einrichten.

10 Zusammenfassung

Bohrlochbergbau beinhaltet genau wie jeder andere Eingriff in den unter Umständen mechanisch vorgespannten Untergrund eine Gefährdung im Hinblick auf die Induzierung von Erdschütterungen. Verglichen mit anderen Bergbauzweigen zur Gewinnung von Energierohstoffen (Uran, Steinkohle, Braunkohle, konventionelles Öl und Gas) ist die seismologische Gefährdung bei der Gewinnung von Schiefergas eher gering. Dies gilt insbesondere für die Betriebsphasen Bohren, Fracken, Produktion und Rückbau. Bei der Betriebsphase Reinjektion von Flowback/Produktionswasser, also bei Verpressbohrung ist jedoch eine seismologische Gefährdung grundsätzlich nicht auszuschließen.

Seismische Ereignisse weit unterhalb der Spürbarkeitsgrenze treten immer auf. In seltenen Fällen können seismische Ereignisse spürbar werden oder sogar (in sehr seltenen Fällen) auch Erdschütterungen verursachen, die geringfügige Schäden wie feine Mauer- oder Putzrisse an Gebäuden möglich machen. Strukturelle Schäden, Gemeenschäden, Schäden an der Infrastruktur oder gar Personenschäden sind statistisch nicht zu erwarten.

Geeignete Maßnahmen zur Gefährdungssenkung erlauben einen kontrollierten Betrieb und gewährleisten eine statistische Beherrschbarkeit der Technologie.

Der massierte Einsatz von Maßnahmen zur Förderung von Schiefergas bedingt natürlich, dass insgesamt die Zahlen registrierter Ereignisse steigen werden. Die erhöhte Zahl der Ereignisse wird jedoch auf ein größeres Gebiet verteilt sein und es wird nicht zur Erhöhung der Ereignisstärke kommen. Für die Betrachtung der Gefährdung für einen bestimmten Standort (Immissionsort) spielt die Massierung der Gasgewinnung im weiteren Umfeld keine Rolle, da die PGV-Werte mit der Epizentralentfernung deutlich abnehmen.

11 Handlungsempfehlungen

Aus den im Arbeitspaket 6 zu den verschiedenen Gesichtspunkten dargestellten Gründen lassen sich aus seismologischer Sicht folgende Handlungsempfehlungen formulieren, die insgesamt eine Beherrschbarkeit der Technologien zur Gewinnung von Schiefergas ermöglichen. Im Falle der Umsetzung dieser Handlungsempfehlungen ist die Auftretenswahrscheinlichkeit seismischer Ereignisse, die Schäden verursachen können vernachlässigbar gering.

- Für alle Projekte der Gasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten ist ein seismologisches Basisgutachten als Bestandteil der UVP zu empfehlen. Dieses ist von einem externen unabhängigen Seismologen zu erstellen. Das Gutachten ist im Rahmen einer gutachterlichen Projektbegleitung während der gesamten Projektlaufzeit fortzuschreiben und der Daten- und Faktenlage anzupassen.
- Insbesondere gilt dies für Verpressbohrungen. Hier sind bei der Standortauswahl seismologische, tektonische und petrologische Gesichtspunkte zu berücksichtigen, insbesondere ausreichende Injektivität aber auch Exploration des Störungsinventars und des Spannungsfeldes und Betrachtungen zur natürlichen Seismizität.
- Ausschlussbereiche für Verpressbohrungen können Gebiete der Erdbebenzone 3 (Erdbebenzonen in Deutschland) sein und Gebiete, von denen bekannt ist, dass überdurchschnittlich große tektonische Spannungen an rezent aktiven Störzonen anliegen. Druck-reduzierte Bereiche alter Erdöl- und Erdgaslagerstätten sind wahrscheinlich besonders geeignet.
- Maßnahmen, die in der Geothermie erprobt wurden und unter dem Begriff ‚kontrollierter Betrieb‘ zusammengefasst wurden, sind für alle Betriebsphasen der Schiefergasgewinnung im Zuge des Betriebsplans vorzuschreiben. Alle dort genannten Komponenten sind zu berücksichtigen, insbesondere sind alle Projekte seismologisch zu begleiten. Die einzelnen Elemente des kontrollierten Betriebs werden sich den gegenüber der Geothermie anderen Bedingungen anpassen. Diese Herangehensweise besteht im Kern aus:
 - Überwachung (*Immissions- und Emissions-Monitoring*)
 - *Reaktionsschema* (das für die Schiefergasgewinnung aus der Geothermie übernommen werden kann)
 - *Geplantes Hochfahren* der Anlage über einen angemessenen Zeitraum (beispielsweise auch einer Anlage zur Versenkung des Flowbacks)
 - *Gutachterliche Begleitung*
- Bei der tatsächlichen Durchführung einer kontrollierten und damit beherrschbaren Herangehensweise könnten ergänzende (nicht technische) Punkte insbesondere zur Verbesserung der Transparenz hinzukommen, wie:
 - Formalisierte Kommunikation mit den Aufsichtsbehörden
 - Öffentliche Darstellung der Messergebnisse (Internet)
 - Neutraler Ombudsmann (zur Schlichtung in Streitfragen)
 - Kontrollgremien mit Bürgerbeteiligung

- Geothermieprojekte haben gezeigt, dass das gültige Bergrecht und das darin vorgesehene gestufte Betriebsplanverfahren zur Beherrschung der seismischen Gefährdung ausreichen. Gesetzesänderungen sind aus seismologischer Sicht nicht notwendig. Auch zusätzliche untergesetzliche Regelungen über die bestehenden Regelungen (DIN 4150 und GTV 1101) hinaus sind nicht zwingend erforderlich.
- Zu vielen der angesprochenen Gebiete sollte ggf. an Demonstrationsprojekten Forschung als wissenschaftliche Begleitung durchgeführt werden.

12 Quellenverzeichnis

- Baisch, S. and Harjes, H.-P (2003): A model for fluid-injection-induced seismicity at the KTB, Germany, *Geophysical Journal International*, 152
- Baisch, Stefan and Vörös, Robert (2011): Geomechanical study of Blackpool seismicity, report, Q-con GmbH, Bad Bergzabern, prepared for Cuadrilla Limited
- Berckhemer, H. (1997): Grundlagen der Geophysik. – 2. durchges. u. korr. Aufl., Wiss. Buchges.: 201 S., Darmstadt.
- Bischoff, Monika; Cete, Alphan; Fritschen, Ralf und Meier, Thomas (2010): Coal Mining Induced Seismicity in the Ruhr Area, Germany, *Pure Appl. Geophys.* 167, 63–75 Birkhäuser Verlag, Basel/Switzerland
- Bischoff, Monika; Bönnemann, Christian; Fritz, Joachim; Gestermann, Nicolai; und Plenefisch, Thomas (2013): Untersuchungsergebnisse zum Erdbeben Völkersen (Landkreis Verden) am 22.11.2012. Seismologische Auswertung, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) und Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover
- Bönnemann, 2013 pers. Kommunikation. Kartengrundlage:
http://www.seismologie.bgr.de/sdac/erdbeben/ger_db.htm, aktualisiert durch BGR, abgerufen 20.06.2014
- British Geological Survey (2013): Epicenters of the Blackpool earthquake
http://earthquakes.bgs.ac.uk/research/earthquake_hazard_shale_gas.html, abgerufen 20.06.2014
- Bruestle, W. und Stange, S.(2003): Seismisches Bulletin Baden-Württemberg 2004, Erdbebenkatalog (http://www.lgrb.unifreiburg.de/lgrb/Fachbereiche/erdbebendienst/jahresbulletins/led_pool/images/bulletin_2002.txt, abgerufen 20.06.2014
- Bruestle, W. und Stange, S.(2005): Seismisches Bulletin Baden-Württemberg 2004, Erdbebenkatalog (http://www.lgrb.unifreiburg.de/lgrb/Fachbereiche/erdbebendienst/jahresbulletins/led_pool/images/bulletin_2004.txt, abgerufen 20.06.2014
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2008): Erdbeben im saarländischen Bergbaugebiet, http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Erdbeben-Gefaehrdungsanalysen/Seismologie/Seismologie/Erdbebenauswertung/Besondere_Erdbeben/Ausgewaehlte_Erdbeben/saarland.html, [abgerufen 13.09.2013]
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, (2014):
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Erdbeben-Gefaehrdungsanalysen/Seismologie/Seismologie/Erdbebenstatistik/erdbebenstatistik_node.html, abgerufen 11.06.2014
- Burollet, P.; Dal Piaz, G.V.; Franke and W. Trümpy, R. (1992): A Continent Revealed, the European geotransverse, Atlas Map 1, Tectonics. In: Blundel, D., Freeman, R., Mueller, St. (eds), A Continent Revealed: The European Geotransverse
- Charl  ty, Jean and Dorbath, Louis (2006): Microseismicity and stimulation strategy: the case of Soultz-sous-forêts, france, ENGINE – ENhanced Geothermal Innovative Network for Europe, workshop 3 „Stimulation of reservoir and microseismicity“, June 29-July 1, 2006, Kartause Ittingen, Zürich, Switzerland

- Dahm, T., Becker, D., Bischoff, M., Cesca, S., Dost, B., Fritschen, R., Hainzl, S., Klose, C.D., Kühn, D., Lasocki, S., Meier, Th., Ohrnberger, M., Rivalta, E., Wegler, U. und Husen S. (2013): Zur Diskriminierung induzierter Seismizität, DGG-FKPE Arbeitsgruppe und externe Experten, Mitteilungen der Deutschen Geophysikalischen Gesellschaft, 2/2013, 5-9
- Dahm, T.; Hainzl, S.; Becker, D.; Bischoff, M.; Cesca, S.; Dost, R.; Fritschen, R.; Kühn, D.; Lasocki, S.; Klose, Chr.; Meier, Th.; Ohrnberger, M.; Rivalta, E.; Shapiro, S. and Wegler, U. (2010): How to discriminate induced, triggered and natural seismicity, proceedings of the workshop "Induced Seismicity", Nov 15-17, 2010, Luxembourg. Eds.: J. Ritter and A. Oth. Cahier du Centre Europeen de Geodynamique et de Seismologie, Vol. 30, 69-76
- Dahm, T.; Hofmann, B; Polster, A. und Thorwart, M.(o.J.): Erdbeben in Norddeutschland und Europa, Universität Hamburg, Posterpräsentation
- de Pater, C. J. and Baisch, S. (2011): Geomechanicals Study of Bowland shale seismicity, StrataGen. Synthesis Report, prepared for Cuadrilla Resources Ltd.
- Deutsches Institut für Normung e. V. (2011), Erdbebenzonenkarte, DIN EN 1998-1/NA:2011-01, die erdbebengerechte Baunorm DIN EN 1998-1/NA (Fassung 2011-01) und die Zuordnung von Orten zu den Erdbebenzonen (ehemals DIN 4149:2005-04), Deutsches Institut für Normung e.V., DIN Norm, Berlin, (http://www.gfz-potsdam.de/din4149_erdbebenzonenabfrage/)
- Deutsches Institut für Normung e. V. (1999): DIN 4150, Erschütterungen im Bauwesen, Teil 3: Einwirkungen auf bauliche Anlagen, Deutsches Institut für Normung e.V., DIN Norm, Berlin
- Dinske, Carsten (2010): Interpretation of fluid-induced seismicity at geothermal and hydrocarbon reservoirs of Basel and Cotton Valley, Freie Universität Berlin, Dissertation, Berlin
- Ellsworth, W. L. (2013): Injection-induced earthquakes, Science 341, DOI: 10.1126/science.1225942
- FKPE e. V. (2012): Empfehlungen zur Überwachung induzierter Seismizität – Positionspapier des FKPE, DGG-Mitteilungen 3/2012, 17-31
- Fritschen, Ralf (2012): Überwachung induzierter Seismizität, Fachstelle für Erschütterungsmessungen, DMT GmbH & Co. KG, Vortrag im Rahmen des Geothermischen Kolloquiums Ruhr, Bochum
- Fritschen, Ralf (2006): Messung und Auswertung bergbauinduzierter Erderschütterungen, Markscheidewesen 113 Nr. 1, 11-17
- Fritschen, Ralf (2013): Messung und Beurteilung induzierter Seismizität nach DIN 4150 für Landau und Insheim, DMT GmbH & Co. KG, Vortrag auf dem Third European Geothermal Review, Mainz
- GFZ (2013): Kurzform der Europäischen Makroseismischen Skala EMS 98, http://media.gfz-potsdam.de/gfz/26/resources/documents/PDF/EMS-98_short_form_German_PDF.pdf [abgerufen 13.09.2013]
- Green, Christopher A.; Styles, Peter and Baptie, Brian J. (2012): Preese-Hall shale gas fracturing, review & recommendations for induced seismic mitigation, report for the Department of Energy & Climate Change, United Kingdom
- Gross, J.; Gaßner, L.; Grund, M. Zeiß, J. und Ritter, J. (2012): Quantifizierung und Charakterisierung des induzierten seismischen Volumens im Bereich Landau, Südpfalz, Verbundprojekt MAGS - Mikroseismische Aktivität geothermischer Systeme, MAGS - Workshop, Goslar

- Grünthal, G. (1998): European Macroseismic Scale 1998 (EMS-98), Cahiers du Centre Européen de Géodynamique et de Séismologie , 15, Centre Européen de Géodynamique et de Séismologie, 99
- Grünthal, Gottfried (2013): Induced seismicity related to geothermal projects versus natural tectonic earthquakes and other types of induced seismic events in Central Europe.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.geothermics.2013.09.009>
- GtV Bundesverband Geothermie (2010): Induzierte Seismizität – Position des GtV-BV Geothermie e.V., GtV-BV Geothermie e.V., Positionspapier, Berlin
- GtV Bundesverband Geothermie (2012): Hintergrundpapier zur Stimulation geothermischer Reservoirs, Hintergrundpapier, Berlin
- GtV Bundesverband Geothermie (2011): Richtlinie 1101, GtV-BV Geothermie e.V., Richtlinie, Berlin
- Gupta, Harsch K. and Chadha, Rajender K. (1995): Induced Seismicity, Pageoph Topical Volumes, Birkhäuser Verlag, Basel-Boston-Berlin 1995 (Reprinted from Pure and Applied Geophysics, Volume 145 (1995), No. 1)
- Gutenberg, B. and Richter, C. F. (1942): Earthquake magnitude. Intensity, energy and acceleration, Bull. Seismol. Soc. Am., 32
- Heidbach, O., Tingay, M., Barth, A., Reinecker, J., Kurfeß, D., and Müller, B., (2008) The World Stress Map database release 2008 doi:10.1594/GFZ.WSM.Rel2008
- Holland, Austin A. (2011): Examination of possibly induced seismicity from hydraulic fracturing in the Eola field, Garvin County, Oklahoma, Oklahoma Geological Survey, open-file report, OF1-2011, Norman, Oklahoma
- Institut für geothermisches Ressourcenmanagement – IREM (2010): Microseismizität bei Zirkulation in geothermischen Reservoirs in Rheinland-Pfalz, Studie, Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz Rheinland-Pfalz
- Joswig, M. (2013): Monitoring induced seismicity from geothermal and gas production in Germany, 3rd European Geothermal Review, June 24 – 26, 2013, Mainz, Präsentation
- Joswig, Manfred (2012): Kurzstudie zur seismischen Gefährdung durch Erdgasförderung in Norddeutschland, Studie für InfoDialog Fracking, Informations - und Dialogprozess der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking - Technologie für die Erdgasgewinnung, Düsseldorf
- Kaiser, Joseph (1950): Untersuchungen über das Auftreten von Geräuschen beim Zugversuch, TU München, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen und Elektrotechnik, TU München, 15.2.1950
- Kanamori, H. (1977): The energy release in great earthquakes, Journal of Geophysical Research, v82, p. 2981-2987
- Konietzky, H.; Mittag, R.; Schütz, H. (2013): Prognose der möglichen induzierten / getriggerten Seismizität im Kristallin in Auswertung der flutungsbedingten seismischen Ereignisse im Bergbaurevier Aue/Schlema, 5. MAGS Workshop, Goslar
- Krüger (2011):
<https://maps.google.de/maps/ms?msa=0&msid=215471204599158552957.0004a6da4b2f695ed867f&ie=UTF8&ll=50.708634,9.975586&spn=9.745855,18.676758&z=5&source=embed>, Aufsuchungsgebiete in der Bundesrepublik Deutschland, abgerufen am 20.06.2014

- Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau (2013): LGRB Mapserver – Erdbeben (www.lgbr.de), abgerufen 21.09.2013
- Leydecker, G. (2011): Erdbebenkatalog für Deutschland mit Randgebieten für die Jahre 800 bis 2008. Geologisches Jahrbuch, E 59, 1-198; Hannover
- Majer, Ernest L.; Baria, Roy; Stark, Mitch; Oates, Stephen; Bommer, Julian; Smith, Bill and Asanuma, Hiroshi (2007): Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems, Elsevier, Geothermics 36, Amsterdam
- McGarr, A., Simpson, D. and Seeber, L., (2002): Case histories of induced and triggered seismicity. In: Lee, W.H.K., Kanamori, H., Jennings, P.C. & Kisslinger, C. (eds.). International handbook of earthquake and engineering seismology, Part A, Academic Press, Amsterdam, 647-661
- Morales, Aviles, W.; Kopera, J.; Schlittenhardt, J. und Spies, T. (2012): Untersuchung der seismischen Gefährdung aufgrund induzierter Seismizität bei tiefer geothermischer Energiegewinnung, Verbundprojekt MAGS - Mikroseismische Aktivität geothermischer Systeme, MAGS - Workshop, Goslar
- Muntendam-Bos, A.G. and de Wal, J.A. (2013): Reassessment of the probability of higher magnitude earthquakes in the Groningen gas field. Confidential final report. State supervision of mines.
- National Research Council (2012): Induced seismicity potential in energy technologies, National Research Council of The National Academies, The National Academic Press (prepublication), Washington D.C.
- Nicholson, Craig and Wesson, Robert L. (1990): Earthquake hazard associated with deep well injection- a report to the U.S. Environmental Protection Agency, USGS, U.S. Geological Survey Bulletin, 1951, Denver CO
- Reid, H.F. (1911): Bulletin Department of Geology, University of California, 6, pp. 413
- Reinecker, J., Stephansson, O. and Zang, A. (2008): Stress analysis from overcoring data, World Stress Map Project, Guidelines: Overcoring
- Richter, Charles F. (1935): An instrumental earthquake magnitude scale. In: Bulletin of the Seismological Society of America. Vol. 25, Nr. 1, Januar 1935, ISSN 0037-1106, S. 1-32.
- Rowe, C., R. Aster, B. Borchers, and C. Young (2002), An automatic, adaptive algorithm for refining phase picks in large seismic data sets, Bull. Seismol. Soc. Am., 92(5), 1660-1674, doi:10.1785/0120010224
- Rüter, H. und R. Fritschen (2012): Exkurs Seismizität, in: Bußmann et al., Geothermie-Energie aus dem Innern der Erde, BINE Fachbuch, ISBN 978-3-8167-8321-3
- Rüter, H. und R. Fritschen (2014): Handbuch Tiefe Geothermie Springer, Berlin, Heidelberg, im Druck
- Ruhrkohle Bergbau AG (1997): Untersuchung bergbauinduzierter seismischer Ereignisse mit untertägigen und übertägigen Messnetzen, Europäische Kommission, Forschungsvertrag Nr. 7220-AF/005
- Samokar, Zbigniew (2008): Anwendung der bergbaulichen Intensitätsskala GSI-2004 zur Beurteilung der Auswirkung der bergbaubedingten Erderschütterungen auf Gebäude im Bergbaurevier ZG Rudna, Tagungsband zum 9. Geokinematischen Tag, Bergakademie Freiberg
- Shapiro, S. A., Rentsch, S. & Rothert, E. (2005): Characterization of hydraulic properties of rocks using probability of fluid-induced microearthquakes. Geophysics, 70, F27-F34

- Shapiro, S. A., Rothert, E., Rat, V. & Rindschwentner, J. (2002): Characterization of fluid transport properties of reservoirs using induced microseismicity. *Geophysics*, 67, 212–220
- Simpson, David W. and Leith, William (1985): The 1976 and 1984 Gazli, USSR, earthquakes – were they induced?, *Bulletin of the Seismological Society of America*, Vol. 75, no. 5, 1465-1468
- Tarr, A.C., Villaseñor, Antonio, Furlong, K.P., Rhea, Susan, and Benz, H.M. (2010): Seismicity of the Earth 1900–2007, U.S. Geological Survey Scientific Investigations Map 3064, 1 sheet, scale 1:25,000,000.
- van Eck, T.; Goutbeek, F.; Haak, H. and Dost, B. (2006): Seismic hazard due to small-magnitude, shallow-source, induced earthquakes in the Netherlands, *Engineering Geology* 87, 105-121, Elsevier
- Warpinski, N. R.; Du, J. and Zimmer, U. (2012): Measurements of hydraulic – fracture - induced Seismicity in gas shales, Society Petroleum Engineers, conference Paper, SPE 151597
- Wells, D. L. and Coppersmith, K. J. (1994): New empirical relationships among magnitude, rupture length, rupture width, rupture area and surface displacement: *Bulletin of the Seismological Society of America*, Vol. 84, pp 974-1002
- Wyss, M., (1979): Estimating Maximum Expectable Magnitude of Earthquakes from Fault Dimensions, *Geology*, Vol. 7, No. 7, pp 336-340
- Zangeneh, Neda; Eberhardt, Erik; Bustin, R. Marc and Bustin, Amanda (2013): A Numerical Investigation of Fault Slip Triggered by Hydraulic Fracturing, in: *Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*, Jeffrey, Rob (Ed.), ISBN 978-953-51-1137-5, InTech, DOI: 10.5772/56191g
- Zoback, Mark D., Kitasei, Saya and Copithorne, Bradford (2010) Addressing the environmental risks of shale gas development, Briefing Paper 1, WorldWatch Insitute

Weitere verwendete Literatur

(nicht im Text direkt zitiert)

- Aduschkina, V. V.; Rodionov, V. N.; Turuntaev, S. and Yudin, A. (2000): Seismicity in the oil field, Schlumberger, oilfield review, 12, Houston
- Ake, Jon (2010): Long-term injection and induced/triggered seismicity risk implications, U.S. nuclear regulatory commission, presentation at workshop on induced seismicity, Stanford.
- Aminzadeh, Fred (2012): Hydraulic fracturing and induced seismicity, current state of the art, university of Southern California, PowerPoint presentation, Los Angeles
- Asanuma, Hiroshi; Niitsuma, Hiroaki and Wyborn, Doone (2010): Cooper Basin, Tohoku University (Japan), geodynamics Ltd. (Australia), presentation at workshop on induced seismicity, Stanford
- Associated Press (2011): Experts say Oklahoma-quakes too powerful to be man-made, Associated Press, New York
- Ausbrooks, Scott M. and Horton, Steve (2013): Disposal of hydro racing-waste fluid by injection into subsurface aquifers triggers earthquake swarm in Central Arkansas with potential for damaging earthquakes, Arkansas Geological Survey, informational presentation of the Enola swarm area
- Bachmann, C. E.; Wiemer, S.; Goertz-Allmann, B. P. and Woessner, J. (2012): Influence of pore-pressure on the event-size distribution of induced earthquakes, *AGU, Geophysical Research Letters*, Volume 39, Issue 9, Washington D.C.

- Bachmann, C. E.; Wiemer, S.; Goertz-Allmann, B. P.; Mena, B. and Catalli, F. (2012): Why geothermal energy research needs statistical seismology, Stanford University, proceedings, thirty-seventh workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford, California
- Bachmann, C. E.; Wiemer, S.; Wössner, J. and Hainzl, S. (2011): Statistical analysis of the induced Basel 2006 earthquake sequence, introducing a probability based monitoring approach for enhanced geothermal systems, *Geophysical Journal International*, 186, 2
- Baig, Adam M.; Urbancic, Ted and Viegas, Gisela (2012): Do hydraulic fractures induce events large enough to be felt on surface?, *CSEG Recorder*
- Baig, Adam; Urbancic, Ted; Viegas, Gisela and Sepideh, Karim (2012): Can small events ($M < 0$) observed during hydraulic fracture stimulations initiate large events ($M > 0$)?, *The Leading Edge*, December 2012
- Baisch, Stefan; Carbon, David; Dannwolf, Uwe; Delacou, Bastien; Devaux, Mylène; Dunand, Francois; Jung, Reinhard; Koller, Martin; Martin, Christophe; Sartori, Mario; Secanell, Ramon and Vörös, Robert (2009): Deep heat mining Basel - seismic risk analysis, SERIANEX Group, seismische Risikoanalyse im Auftrag Amtes für Umwelt und Energie, Basel
- Baranova, Valentina; Mustaqueem, Azer and Bell, Sebastian (1999): A model for induced seismicity caused by hydrocarbon production in the Western Canada sedimentary basin, *Canadian Journal of Earth Sciences*, 36
- Bardainne, T.; Dubos-Sallée, N.; Sénéchal, G.; Galliot, P. and Perroud, H (2008): Analysis of the induced seismicity of the Lacq gas field (southwestern France) and model of deformation, *Geophysical Journal International*, 172
- Baria, R. and Majer, E. (2013): Concern on induced seismicity, observations and possible way forward, 3rd European Geothermal Review, June 24 – 26, 2013, Mainz, presentation
- Baria, R.; Baumgaertner, J. and Teza, D. (2006): Understanding stimulation methods and microseismicity, ENGINE – ENhanced Geothermal Innovative Network for Europe, workshop 3, „Stimulation of reservoir and microseismicity”, Kartause Ittingen, Zürich
- BC Oil and Gas Commission (2012): Investigation of observed seismicity in the Horn River Basin.
- Beeler, Nick and Ellsworth, Bill (2010): Induced seismicity hazard analysis: Research directions for fault mechanics, USGS, presentation at workshop on induced seismicity, Stanford
- Bendall, B.; Love, D., Hough, P.; Malavazos, M.; Long, A. and Pepicelli, D. (2013): Towards understanding induced seismicity, thirty-seventh workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, proceedings, Stanford
- Bischoff, M., Wegler, U., Fielitz, D. und Vasterling, M. (2012): Echtzeitauswertung induzierter Erdbeben und Gefährdungsabschätzung bei hydraulischen Stimulationen geothermischer Reservoirs, Verbundprojekt MAGS - Mikroseismische Aktivität geothermischer Systeme, MAGS - Workshop, Goslar
- Brodsky, Emily E. (2010): Two quick stories about seismic waves affecting reservoirs, UCLA, Presentation
- Bromley, Chris (2012): Geothermal induced seismicity: Summary of international experience, presentation at IEA-GIA environmental mitigation workshop, Taupo, New Zealand
- Bromley, Chris (2012): Induced seismicity in geothermal developments of New Zealand, presentation at IPGT/IEA-GIA Annex XI workshop, Paris

- Choi, Charles Q. (2011): Did Fracking cause Oklahoma's largest recorded earthquake?, Scientific American
- Cuenot, Nicolas; Frogneux, Michel; Dorbath, Catherine and Calo, Marco (2011): Induced microseismic activity during recent circulation tests at the EGS site of Soultz-sous-forets (France), Thirty-Sixth workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, proceedings, Stanford CA
- Darnet, Mathieu; Marquis, Guy and Saihac, Pascal (2006): Hydraulic stimulation of geothermal reservoirs: fluid flow, electric potential and microseismicity relationships, Geophysical Journal International, Volume 166, Issue 1
- Das, I. and Zoback, M. D. (2011): Long period, long duration seismic events during hydraulic fracture stimulation of a shale gas reservoir, The Leading Edge, July 2011
- Davies, Richard (2013): New Fracking research led by Durham University finds it is "not significant" in causing earthquakes, Durham Energy Institute, Press Release, Durham, UK
- Davies, Richard; Foulger, Gillian; Bindley, Annette and Styles, Peter (2013): Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons, manuscript (unpublished)
- Deichmann, Nicholas (2010): Injection-induced seismicity, International Conference: Geothermal Energy and CO2 Storage: Synergy or Competition?, Potsdam
- Deichmann, Nicolas (2009): Erdbebenrisiko bei Vorhabender tiefen Geothermie aus Sicht der Forschung, Schweizerischer Erdbebendienst, ETH Zürich, Präsentation bei der Expertenanhörung des Umweltministeriums Baden-Württemberg, Stuttgart
- Dentzer, Jaques and Bruel, Dominique (2011): Multi – well, multi – reservoir, long term thermal modelling at Soultz EGS site, Thirty-Eighth workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, proceedings, Stanford CA
- Domej, G. (2009): Verifizierung des Gutenberg-Richter Gesetzes anhand ausgewählter Regionen unterschiedlicher Seismizität, Bachelor Arbeit, Karl-Franzens-Universität, Graz
- Douglas, J. et al. (2013): Predicting ground motion from induced earthquakes in geothermal areas, Bulletin of the Seismological Society of America, Vol. 103, No. 3, pp. 1875-1897
- Eijs, R. M. H. E; Van Mulders, F. M. M.; Nepveu, M.; Kenter, C. J. and Scheffers, B. C (2006): Correlation between hydrocarbon reservoir properties and induced seismicity in the Netherlands, TNO, Utrecht
- Evans, Keith F.; Zappone, Alba; Kraft, Toni; Deichmann, Nicolas and Moia, Fabio (2012): A survey of the induced seismic responses to fluid injection in geothermal and CO2 reservoirs in Europe, Elsevier, Geothermics, 41, Amsterdam
- Fischer, K. D.; Wehling-Benatelli, S. und Erstling, S. (2011): Induzierte Seismizität Im Nordrhein-Westfälischen Steinkohlebergbau, Seismologisches Observatorium der Ruhr-Universität Bochum, Poster
- Frohlich, Cliff (2012): Two-year survey comparing earthquake activity and injection - well locations in the Barnett Shale, Texas, proceedings of the National Academy of Sciences
- Frohlich, Cliff; Hayward, Chris and Stump, Brian (2010): Dallas-Fort Worth earthquakes coincident with activity associated with natural gas production, The Leading Edge
- Giardini, Domenico (2009): Geothermal quake risks must be faced, Nature 426, no. 7275

- Gilbert, Grove Karl; Holmes, Joseph Austin; Humphrey, Richard Lewis; Sewell, John Stephen and Soulé, Frank (1907): The San Francisco earthquake and fire of April 18th, 1906, and their effects on structures and structural materials, USGS Report, Washington D.C.
- Golbs, C.(2008): Probabilistische Gefährdungsanalysen auf der Grundlage von Epizentrendichten und ihre ingenieurpraktischen Anwendungsgebiete, Bauhaus Universität Weimar, Dissertation, Weimar
- Grasso, J. R. (1992): Mechanics of seismic instabilities induced by the recovery of hydrocarbons. Pure and Applied Geophysics, Volume 139, Issue 3-4
- Gritto, Roland (2010): Of Geysers and GEISER, array Information Technology, presentation at Workshop on induced seismicity, Stanford
- Groos, Jörn; Fritschen, Ralf und Ritter, Joachim (2013): Untersuchung von technisch induzierten Erdbeben (Magnitude < 3) hinsichtlich ihrer Spürbarkeit und eventuellen Schadenswirkung anhand DIN 4150, Der Bauingenieur
- Grünthal, G.; Lorenzo Martín, F. (Eds.) (2009): Escala Macrosísmica Europea 1998. European Macroseismic Scale 1998, Cahiers du Centre Européen de Géodynamique et de Séismologie, 27
- Grünthal, Gottfried (2004): Erdbeben und Erdbebengefährdung in Deutschland sowie im europäischen Kontext, GFZ, Potsdam (Originally published: Geographie und Schule, 151, 14-23)
- Hainzl, S. and Kraft, T. (2004): Analysis of complex seismicity pattern generated by fluid diffusion and aftershock triggering, 4th International Workshop on Statistical Seismology (STATSEI4), Inst. of Stat. Math., Kanagawa, Japan, 9–13 Jan
- Hainzl, Sebastian (2004): Seismicity patterns of earthquake swarms due to fluid intrusion and stress triggering, Geophysical Journal International, Volume 159, Issue 3
- Hakimhashemi, Amir Hossein; Yoon, Jeoung Seok; Heidbach, Oliver; Zang, Arno and Grünthal, Gottfried (2013): FISHA - Forward Induced Seismic Hazard Assesment application on synthetic seismicity catalog generated by hydraulic stimulation modelling, Thirty-Eighth workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, proceedings, Stanford CA
- Healy, J. H.; Rubey, W. W.; Griggs, D. T. and Raleigh, C. B. (1968): The Denver earthquakes, Science, Volume 161, Number 3848
- Hess, Hamilton (2010): Cobb Mountain Community perspective on The Geysers geothermal field, friends of Cobb Mountain, presentation at workshop on induced seismicity, Stanford CA
- Hickman, Steve (2010): Increasing permeability in Enhanced Geothermal Systems, USGS, presentation at workshop on induced seismicity, Stanford
- Hummel, N. und Shapiro, S.A. (2012): Back Front basierte Charakterisierung des Diffusitätstensors, Verbundprojekt MAGS - Mikroseismische Aktivität geothermischer Systeme, MAGS - Workshop, Goslar
- Jiménez-Soto, Luisa F. und Edelmann, Hermann (2010): Menschenverursachte Erdbeben - Ihr Bezug zur Geothermie und mögliche Auswirkungen, Bürgerinitiative für umweltverträgliche und nachhaltige Nutzung alternativer Energiequellen
- Keranen, Katie M.; Savage, Heather M.; Abers, Geoffrey A. and Cochran, Elizabeth S. (2013): Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 Mw 5.7 earthquake sequence, Geological Society of America, Geology, June 2013 v. 41, Boulder CO

- Kiryukhin, A.; Lesnykh, M. and Polyakov, A. (2003): Pressure perturbations in two phase geothermal reservoirs associated with seismicity, Twenty-Eighth workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, proceedings, Stanford CA
- Klose, Christian D. (2010): Human-triggered earthquakes and their impacts on human security, Available from Nature Proceedings <<http://dx.doi.org/10.1038/npre.2010.4745.3>>
- Kohl, Thomas and Baujard, Clément (2006): Mechanical stimulation and implications from microseismicity, ENGINE – ENhanced Geothermal Innovative Network for Europe, Workshop 3 „Stimulation of reservoir and microseismicity“, Kartause Ittingen, Zürich
- Konietzky, H.; Mittag, R. und Schütz, H. (2012): Prognose der möglichen induzierten/getriggerten Seismizität im Kristallin in Auswertung der flutungsbedingten seismischen Ereignisse im Bergbaurevier Aue/Schlema, Verbundprojekt MAGS - Mikroseismische Aktivität geothermischer Systeme, MAGS - Workshop, Goslar
- Kraaijpoel, D.; Dost, B.; Sleeman, R. and Goutbeek Femke (2011): Location of induced earthquakes in the Netherlands gas fields
- Landtwin, D.; Mignan, A. and Wiemer, S. (2013): Induced seismicity: Towards real - time probabilistic seismic risk assessment, 3rd European Geothermal Review, June 24 – 26, 2013, Mainz, Presentation
- LBL (2010): Workshop on induced seismicity due to fluid injection/production from energy - related applications, final report and recommendations, Lawrence Berkeley National Laboratory, Report
- Leith, Bill (2012): USGS Update, advisory committee for earthquake hazard reduction, USGS, Denver CO
- Leith, William and Simpson, David (2010): Human impacts on earthquake Activity, presentation at workshop on induced seismicity, Stanford CA
- Leydecker, G.; Schmitt, T. und Busche H. (2006): Erstellung ingenieurseismologischer Gutachten für Standorte mit erhöhtem Sekundärrisiko auf der Basis des Regelwerks KTA 2201,1 - Leitfaden -, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover
- Majer, E.; Baria, R. and Stark, M; (2008): Protocol for induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems, IEA-GIA, Report produced in task D annex, International Energy Agency -Geothermal Implementing Agreement
- Majer, Ernest (2010): An outline of essential steps and elements for the development of an engineering and policy guide for the control of induced seismicity during fluid injections (Ddaft), Lawrence Berkeley National Laboratory, Presented at workshop on induced seismicity, Stanford CA
- Majer, Ernest (2010): High points from Feb 4, 2010 Stanford meeting, Lawrence Berkeley National Laboratory, summary of notes, Stanford
- Majer, Ernie; Nelson, James; Robertson-Tait, Ann; Savy, Jean and Wong, Ivan (2012): Protocol for addressing induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems, U.S. Department of Energy, geothermal technology program, DOE/EE-0662
- McClure, Mark and Horne Roland (2013): The effect of fault zone development on induced seismicity, Thirty-Seventh workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, proceedings, Stanford CA
- McClure, Mark and Horne, Roland (2013): Investigation of injection induced seismicity, Stanford Centre for Induced and Triggered Seismicity, presentation, Stanford CA

- McClure, Mark W. and Horne, Roland N. (2011): Investigation of injection – induced seismicity using a coupled fluid flow and rate/sec friction model, Thirty-Sixth workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, proceedings, Stanford CA
- McGarr, Art (2010): 3 Case histories of induced and triggered earthquakes, USGS, presentation at workshop on induced seismicity, Stanford CA
- McKenzie, Suzie (2012): Update on the UIC National Technical Workgroup Injection Induced Seismicity Project, U.S., EPA, presentation
- Mena, Banu; Wiemer, Stefan and Bachmann, Corinne (2013): Building robust models to forecast the induced seismicity related to geothermal reservoir enhancement, Seismological Society of America, Bulletin of the Seismological Society of America, Vol. 103, No. 1, Albany CA
- Michelet, Sophie and Toksöz, Nafi (2010): Microseismicity in the European Hot Dry Rock Research Project at Soultz-sous-Forêts, France, presentation at workshop on induced seismicity, Stanford CA
- Michelet, Sophie, (2010): Source mechanisms of induced bigger events, Earth Resource Laboratory, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, USA, presentation at workshop on induced seismicity, Stanford University, Stanford CA
- Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Verkehr Baden-Württemberg (2009): Expertenanhörung des Umweltministeriums BW zum Thema „induzierte Seismizität durch Geothermiekraftwerke“. Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Verkehr Baden-Württemberg, Ergebnisprotokoll der Anhörung am 26.11.2009 in Stuttgart
- Mucciarelli, Marco (2013): Pitfalls of negationist approach in communicating induced seismicity hazard in Italy, EGU General Assembly 2013, Geophysical Research Abstracts, Vol. 15, EGU2013-12861, Wien
- O’Connell, Daniel and Creed, Robert (2013): Determining injection – induced earthquake magnitude and ground motion exceedance probability using Paradox Valley, Colorado, injection and seismicity data including parametric sensitivities, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, proceedings, Stanford CA
- Oates, Steve; Bommer, Julian; Cepeda, Jose Mauricio; Lindholm, Conrad; Bird, Juliette; Torres, Rodolfo; Marroquin, Giselda and Rivas, Jose (2006): Control of induced seismic hazard associated with the hydraulic stimulation of a hot fractured rock geothermal reservoir, ENGINE – ENhanced Geothermal Innovative Network for Europe, Workshop 3 „Stimulation of reservoir and microseismicity“, Kartause Ittingen, Zürich
- Ohio Department of Natural Resources (2012): Executive summary: Preliminary report on the Northstar 1 class II injection well and seismic events in the Youngstown area, Ohio, preliminary report, Columbus OH
- Oppenheimer, David (2010): Induced Seismicity at The Geysers geothermal field, USGS, presentation at workshop on induced seismicity, Stanford CA
- Orzol, Jens; Jung, Reinhard; Buness, Hermann.; Tischner, Torsten and Kehrner, Peter (2006): Hydraulic stimulation and geophysical fracture monitoring in the GeneSys-Project, ENGINE – ENhanced Geothermal Innovative Network for Europe, Workshop 3 „Stimulation of reservoir and microseismicity“, Kartause Ittingen, Zürich

- Ritter, Joachim R. R. (2011): Konzeptionelle Ansätze zur Überwachung induzierter Seismizität im Oberrheingraben in Rheinland-Pfalz, Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz, Mainzer geowissenschaftliche Mitteilungen, 39, Mainz
- Röckel, Th. und Lempp, Chr. (2003): Der Spannungszustand im Norddeutschen Becken, Erdöl Erdgas Kohle 11, Jg. 2003, Heft 2
- Rühaak, Wolfram und Sass, Ingo (2013): Applied thermo – hydro – mechanical coupled modelling of geothermal prospection in the North Upper- Rhine Graben, Thirty-Eighth workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, proceedings, Stanford CA
- Rutledge, Jim (2010): Microseismic monitoring during CO₂ injection at the Aneth Oil Field, Los Alamos National Laboratory, presentation at workshop on induced seismicity, Stanford CA
- Rutqvist, Jonny; Dobson, Patrik F.; Garcia, Julio; Hartline, Craig; Oldenburg, Curtis M.; Vasco, Donald W. and Walters, Mark (2013): Pre – stimulation coupled THM – modelling related to the Northwest Geysers EGS demonstration project, Thirty-Eighth workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, proceedings, Stanford CA
- Rutqvist, Jonny; Majer, Ernie; Oldenburg, Curt; Peterson, John and Vasco, Don (2010): Integrated modelling and field potential mechanisms for induced seismicity at the Geysers geothermal field, Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), presentation at workshop on induced seismicity, Stanford University, Stanford CA
- Segall, Paul (2010): Induced seismicity, department of geophysics Stanford University, presentation at workshop on induced seismicity, Stanford CA
- Sherburn, Steven and Quinn, Rosemary (2012): An assessment of the effects of hydraulic fracturing on seismicity in the Taranaki region, institute of geological and nuclear sciences limited, report for Taranaki Regional Council, Lower Hutt, New Zealand
- Stange, Strehlau: Ober- und Unterkrustenbeben der Molasse nördlich der Alpen: Herdflächenlösungen und Spannungsfelder, LGRB, Erdbebendienst, Präsentation
- Suckale, Jenny (2010): Moderate-to-large seismicity induced by hydrocarbon production, Society of Exploration Geophysicists, The Leading Edge, Tulsa, OK
- Urban, Edgar and Lermo, Javier F. (2013): Local seismicity in the exploitation of Los Hornos geothermal field, Mexico, Thirty-Eighth workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, proceedings, Stanford CA
- Urban, Edgar and Lermo, Javier F. (2013): Relationship of local seismic activity, injection wells and active faults in the geothermal field of Mexico, Thirty-Seventh workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, proceedings, Stanford CA
- van Eck et al.: Seismic hazard due to small shallow induced earthquakes - How realistic is this?, Seismology Division KNMI, presentation
- van Eijsa, R.M.H.E., Muldersa, Nepveua, F.M.M., Nepveu, M., Kenterb, C.J., B.C. Scheffersa, B.C. , Elsevier, Engineering Geology, Volume 84, Issues 3–4, 16 May 2006, Pages 99–11
- VDI (2006): VDI 2057, Einwirkung mechanischer Schwingungen auf den Menschen Ganzkörperschwingungen an Arbeitsplätzen in Gebäuden, Verein Deutscher Ingenieure, VDI-Richtlinie, VDI 2057, Düsseldorf

- Villavert, Maryann (2010): Workshop on induced seismicity, Stanford University – Bechtel Conference Center February 4, 2010, Lawrence Berkeley National Laboratory, Meeting Notes
- Wehrle, V. (1998): Analytische Untersuchung intralithosphärischer Deformationen und numerische Methoden zur Bestimmung krustaler Spannungsdomänen, Universität Karlsruhe, Dissertation
- Weinhold, Bob (2012): Energy development linked with earthquakes, National Institute of Environmental Health Sciences, Environmental Health Perspectives, 120
- Wells, D. L. and Coppersmith, K. J. (1994): New empirical relationships among magnitude, rupture length, rupture width, rupture area and surface displacement: Bulletin of the Seismological Society of America, Vol. 84, pp 974-1002
- Wu, Yih-Min; Teng, Ta-liang; Shin, Tzay-Chyn and Hsiao, Nai-Chi (2003): Relationship between peak ground acceleration, peak ground velocity, and intensity in Taiwan, BSSA; February 2003, v. 93, no. 1, p. 386-396
- Zoback, Mark D. (2012): Managing the seismic risk posed by wastewater disposal, The American Geosciences Institute, Earth, Alexandria VA
- Zoback, Mark D. and Gorelik, Steven M. (2012): Earthquake triggering and large - scale geologic storage of carbon dioxide, proceedings of the National Academy of Sciences

Arbeitspaket 7 - Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz

von

apl. Prof. Dr.-Ing. Karsten Runge

Dipl. Ing. Sebastian Heinrich

OECOS GmbH

Juni 2014

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Tabellenverzeichnis

1	Einleitung.....	1
2	Charakterisierung der Wirkfaktoren.....	1
2.1	Überblick.....	1
2.2	Räumliche Verteilung der Aktivitäten im Förderfeld.....	1
2.3	Flächeninanspruchnahme durch Bohrplätze.....	1
2.3.1	Nettoflächenbedarf	1
2.3.2	Flächenbedarf für Zuwegungen und Leitungen	1
2.3.3	Bruttoflächenbedarf	2
2.4	Dauer der Aktivitäten, Gliederung der Projektphasen	4
2.5	Ressourcenanforderungen und LKW-Verkehr	7
2.5.1	Liefer- und Entsorgungsverkehr	7
2.5.2	Trägerflüssigkeit	9
2.5.3	Stützmittel	11
2.5.4	Additive	12
2.6	Abraum, Schlämme, Festabfälle	13
2.7	Wasserschadstoffemissionen.....	14
2.7.1	Überblick	14
2.7.2	Potentieller Austrag über Niederschlagswasser	15
2.7.3	Potentieller Austrag durch Bohrbetrieb.....	16
2.7.4	Potentieller Austrag über Bohrlochdefekte.....	16
2.7.5	Potentieller Austrag über Frac-Risse	18
2.7.6	Potentieller Austrag bei der Abwasserentsorgung.....	21
2.8	Luftschadstoffemissionen, Klimagase.....	22
2.9	Lärmemissionen und Erschütterungen.....	25
2.9.1	Lärmemissionen durch Maschinen und Fahrzeuge.....	25
2.9.2	Erschütterungen	26
2.10	Visuelle Wirkfaktoren, insbesondere Lichtemissionen.....	27
2.10.1	Visuelle Wirkfaktoren.....	27
2.10.2	Lichtemissionen	28

2.11	Störfallrisiko	28
2.11.1	Überblick	28
2.11.2	Blow-Out	30
2.11.3	Leckagen an Installationen und Rohrleitungen.....	30
2.11.4	Leckagen im Untergrund	30
2.11.5	Freisetzung wassergefährdender Stoffe im Verkehr.....	31
2.11.6	Überflutungen	31
2.11.7	Insolvenz von Förderbetrieben.....	31
3	Entwicklungsszenarien.....	32
3.1	Erörterte Wirkfaktoren als Voraussetzung der Szenarienentwicklung	32
3.2	Entwicklungsszenarien für ein Erschließungsgebiet.....	34
3.3	Abgleich der Szenarien am deutschen Gesamtpotenzial	36
4	Raumnutzungskonkurrenzen.....	40
4.1	Siedlungs- und Verkehrsstruktur	40
4.1.1	Potentielle Beeinträchtigungen.....	40
4.1.2	Beeinträchtigungen der Wohnqualität	40
4.1.3	Beanspruchung vorhandener Infrastrukturen.....	44
4.1.4	Gesundheitsbeeinträchtigungen	45
4.1.5	Beeinträchtigung von Sachgütern	45
4.1.6	Bewertung	46
4.2	Land- und Forstwirtschaft.....	48
4.2.1	Potentielle Beeinträchtigungen.....	48
4.2.2	Flächenbeeinträchtigung	48
4.2.3	Beanspruchung von Ressourcen.....	49
4.2.4	Beeinträchtigung der Wasserqualität.....	50
4.2.5	Beeinträchtigung der Bodenqualität	50
4.2.6	Bewertung	51
4.3	Wasserwirtschaft / Gewässerschutz.....	53
4.3.1	Potentielle Beeinträchtigungen.....	53
4.3.2	Beeinträchtigung des Grundwasserhaushalts.....	54
4.3.3	Beeinträchtigung der Trinkwassernutzung	57
4.3.4	Beeinträchtigung von Oberflächengewässern.....	61
4.3.5	Überschwemmungsgebiete.....	63

4.3.6	Bewertung	63
4.4	Weitere untertägige Raumnutzungen	65
4.4.1	Potentielle Beeinträchtigungen.....	65
4.4.2	Rohstoffgewinnung	66
4.4.3	Tiefengeothermie	68
4.4.4	Energiespeicher	69
4.4.5	Carbon Capture and Storage (CCS)	70
4.4.6	Untertägige Deponierung	70
4.4.7	Bewertung	71
4.5	Erholungsnutzung, Landschafts- und Ortsbild.....	73
4.5.1	Heilbäder, Kurgebiete und sonstige Gebiete für die Fremdenbeherbergung.....	73
4.5.2	Camping-, Wochenend- und Ferienhausgebiete	74
4.5.3	Naturschutz- u. waldrechtlich ausgewiesene Erholungsgebiete	74
4.5.4	Landschafts- und Ortsbild	75
4.5.5	Bewertung	76
5	Potentielle Konflikte mit Arten- und Biotopschutz.....	77
5.1	Prüfkriterien und Bewertungsmaßstäbe.....	77
5.2	Potentielle Beeinträchtigungen von Tier- und Pflanzenarten	78
5.2.1	Überblick Tierarten und faunistische Lebensräume	78
5.2.2	Überblick Pflanzen und Biotope.....	79
5.2.3	Verluste durch direkte Flächeninanspruchnahme.....	79
5.2.4	Beeinträchtigung von Lebensräumen durch Störwirkungen	82
5.2.5	Beeinträchtigung durch Lebensraumfragmentierung und Zerschneidungswirkung	85
5.2.6	Beeinträchtigungen von Pflanzen und Tieren durch Veränderungen des Grundwasserhaushaltes	86
5.2.7	Beeinträchtigungen von Pflanzen und Tieren durch Schadstoffeintrag.....	87
5.3	Beeinträchtigung von geschützten Strukturen und Gebieten gemäß BNatSchG.....	87
5.3.1	Besonderer Artenschutz.....	87
5.3.2	Biotopverbund, Biotopvernetzung	88
5.3.3	Naturschutzgebiete	88
5.3.4	Nationalparke, Nationale Naturmonumente.....	89
5.3.5	Biosphärenreservate.....	90
5.3.6	Landschaftsschutzgebiete	90

5.3.7	Naturparke	91
5.3.8	Naturdenkmale, Geschützte Landschaftsbestandteile	91
5.3.9	Gesetzlich geschützte Biotop e	92
5.3.10	Natura 2000	92
5.3.11	Ausweisungen der Landes- und Regionalplanung und großräumige Gebiete	94
5.4	Bewertung	95
6	Zusammenfassende Bewertung	99
6.1	Umweltwirkungen und Nutzungskonkurrenzen.....	99
6.2	Wissensunsicherheiten und Unwägbarkeiten	101
6.3	Raumbedeutsamkeit, Raumbeeinflussung und Überörtlichkeit.....	101
6.4	Planungs- und Zulassungsaspekte	102
7	Handlungsempfehlungen	105
7.1	Koordination der Raumnutzungen und Strategische Umweltprüfung	105
7.2	Vorhabenzulassung nur unter Berücksichtigung der kumulativen Umweltwirkungen.....	105
7.3	Beachtung des Untergrundes in den Fachplanungen	106
8	Quellenverzeichnis.....	108

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Ertragsrückgang an der durchschnittlichen Einzelbohrung im Marcellus Gasfeld (links) und (rechts) Prognose der Anzahl jährlich erforderlicher Neubohrungen, um in den 9 führenden US-Schiefergasfeldern den Ertragsrückgang aufzuhalten.....	2
Abb. 2:	Mögliche Ausrichtungen der Horizontalbohrungen.	4
Abb. 3:	Veränderung der Landschaft durch Schiefergasförderung am Beispiel McKean County, Pennsylvania.....	5
Abb. 4:	Systematische Erschließung eines Fördergebietes über eine Verteilung von Bohrplätzen mit multiplen Horizontalbohrungen.	5
Abb. 5:	Verkehrsszenario zur Schaffung von 12 Bohrlöchern auf drei Bohrplätzen.	9
Abb. 6:	Grundwasserkontamination nach Ursprungsorten an unterschiedlichen Bohrungen in New Mexico.....	15
Abb. 7:	Darstellung der nächtlichen Lichtemissionen in ausgewählten Öl- und Gasförderregionen der USA.....	28
Abb. 8:	Entwicklung der 31 US-Schiefergaslagerstätten im Zeitverlauf.....	39
Abb. 9:	Konzentrationen an Methan, Ethan und Propan im Abstand von 141 Trinkwasserquellen zu unkonventionellen Gasbohrungen im Marcellus Shale, Pennsylvania.	58
Abb. 10:	Durch geologische Prozesse induzierte Casing-Fehler.....	68
Abb. 11:	Weitgehende Überlagerung der Regionen Deutschlands, die für hydrogeothermische Nutzungen in Frage kommen (blaue Schraffur nach BMU 2011, S. 59) mit den Schiefergaspotenzialen.....	69
Abb. 12:	Beispielhafte Anlegung der nach BMVBS (2010) für Vögel im Straßenverkehr üblichen Störungspuffer auf einen Gasbohrcluster in Michigan, USA.....	85

Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Durchschnittliche Well Spacing und Bohrplatzabstände in Schiefergasvorkommen der USA.	3
Tab. 2:	Zusammenstellung der Angaben zur Flächeninanspruchnahme (Auswahl).	4
Tab. 3:	Übersicht Projektphasen und zeitliche Dauer je Bohrplatz.	6
Tab. 4:	Geschätzte Anzahl der Transporte für die Feldentwicklungsphase einer Horizontalbohrung.	8
Tab. 5:	Durchschnittlicher LKW-Verkehr je Bohrung insgesamt	8
Tab. 6:	Zusammenstellung zum Wasserverbrauch in unterschiedlichen Schiefergasformationen.	11
Tab. 7:	Geschätzte jährliche Schadstoffemissionen an einem Bohrplatz	24
Tab. 8:	Maximale Lärmemissionswerte von typischen Baugeräten und Fahrzeugen.	25
Tab. 9:	Szenariorahmen zur Ermittlung der Umweltwirkungen für die Förderung von Erdgas.	36
Tab. 10:	Geschätzte EUR-Mittelwerte für ausgewählte Bohrfelder der USA in Kubikmeter nach EIA und USGS	37
Tab. 11:	Gas-in-Place und bei einem Gewinnungsfaktor von 10% technisch gewinnbare Mengen in Deutschland in Billionen m ³	38
Tab. 12:	Potenzielle Bohrlöcher in Deutschland.	38
Tab. 13:	Immissionsrichtwerte nach Nr. 6 TA Lärm.	42
Tab. 14:	Zusammenstellung der räumlichen Reichweite von Lärmwirkungen durch	43
Tab. 15:	Messungen von Lärmimmissionen im polnischen Lebień (LE-2H)	43
Tab. 16:	Konfliktmatrix zu Nutzungskonkurrenzen im Bereich Siedlung- u. Verkehrsstruktur.	47
Tab. 17:	Konfliktmatrix zu Nutzungskonkurrenzen im Bereich Land- und Forstwirtschaft.	53
Tab. 18:	Nutzungskonkurrenzen im Bereich Wasserwirtschaft / Gewässerschutz.	65
Tab. 19:	Nutzungskonkurrenzen im Bereich weiterer untertägiger Raumnutzungen (neben Grundwassernutzung)	72
Tab. 20:	Nutzungskonkurrenzen im Bereich Erholungsnutzung/Landschaftsbild.	77
Tab. 21:	Fachlich begründbare Flächenrestriktionen für Schutzgebiete.	96
Tab. 22:	Nutzungskonkurrenzen im Bereich Arten- und Biotopschutz	98

1 Einleitung

Aufbauend auf einer internationalen Literaturrecherche zu durchgeführten Fracking-Projekten und Planungskonzepten zum Fracking sind hier die Kenntnisse möglicher Vorhabensauswirkungen auf Natur- und Umwelt bei der Erkundung und Förderung von Schiefergas und Tightgas mittels Fracking, vor allem in Verbindung mit multiplen Horizontalbohrungen dargestellt und zusammengefasst. Darauf aufbauend sollen räumliche Auswirkungen durch die Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten eingeschätzt und – soweit dies standortunabhängig möglich ist – hinsichtlich möglicher Zielkonflikte bewertet werden. Insgesamt wurden im Rahmen der Literatursynopse weit mehr als 200 Publikationen ausgewertet.

Das Kapitel Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz gliedert sich in 6 Abschnitte. Nach der Einleitung in Abschnitt 1 werden in Abschnitt 2 die wesentlichen Projektmerkmale im Zusammenhang mit der Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten zusammenfassend dargestellt. Der Schwerpunkt liegt dabei auf einer generalisierten Einschätzung der möglichen Wirkfaktoren.

Um unterschiedlichen Entwicklungsoptionen auch in dieser Studie gerecht zu werden, werden in Abschnitt 3 mögliche Beurteilungsszenarien unterschiedlicher räumliche Dichte der Bohrplatzverteilung berücksichtigt. In den anschließenden Abschnitten 4 und 5 werden mögliche Konflikte mit anderen Raum- und Flächennutzungen (Ober- und Untertage) erörtert und - soweit dies auf dem bisherigen Wissensstand standortunabhängig möglich ist - in ihrer Bedeutung eingeschätzt. Nach Möglichkeit werden dabei Aussagen getroffen, ob Fracking zur Gewinnung von Erdgas auf bzw. unter bestimmten Flächen aufgrund rechtlicher oder tatsächlicher Bedingungen gänzlich ausgeschlossen ist oder ob sich Hinweise auf Sicherheitsabstände zu anderen Nutzungen oder Schutzgütern ableiten lassen.

In Abschnitt 6 erfolgen eine abschließende zusammenfassende Bewertung der ermittelten konkurrierenden Nutzungen, Hinweise zu Wissensunsicherheiten und Unwägbarkeiten sowie zu der Raumbedeutsamkeit und Überörtlichkeit der Förderung von Schiefer- und Tightgas.

Auswirkungen von Fracking auf das Klima werden nur am Rande erörtert, weil dies beim Kapitel Klimabilanz im Gesamtvorhabens untersucht wird. Ebenso werden mögliche Auswirkungen durch induzierte Seismizität nur kurz angesprochen, weil dieses Thema ebenfalls ausführlich im Rahmen des Gesamtvorhabens abgehandelt wird.

Schiefergasförderung mittels Fracking wird in keinem anderen Land der Welt so lange, so intensiv und so flächig praktiziert wie in den USA (AEA 2012, S. iii). Eine Beschreibung der Umweltwirkungen, die im Zusammenhang mit der Tight- und Schiefergasförderung auftreten können, greift daher – mit allen Vorbehalten einer natur- und kulturell-räumlichen Übertragbarkeit - vorrangig auf US-amerikanische Referenzen zurück. Gleichwohl unterliegt die US-amerikanische Datenbasis deutlichen Einschränkungen, denn die Dokumentation von Fracking-Umweltwirkungen erfolgt in den USA nicht in einem dem deutschen Umweltrecht vergleichbaren Maßstab. Das US-Umweltrecht wurde in den vergangenen Jahren zur Förderung von Öl- und Gasgewinnung, insbes. Fracking wiederholt und sehr einschneidend gelockert. Insbesondere die UVP-Pflicht für Fracking-Maßnahmen wurde durch eine Novelle des National Environmental Policy Acts (2005 sowie 2006/7) aufgehoben, was die fachwissenschaftliche Diskussion von Umweltfolgen enorm reduziert. Weitere Ausnahmen betrafen wichtige Umweltgesetze wie

Clean Air Act (1990), Clean Water Act (1987/2005) und Safe Drinking Water Act (2005) (NYTimes 2011; Groat u. Grimshaw 2012).

Von den beschriebenen Entwicklungen ungeachtet findet sich in jüngerer Zeit eine zunehmende Reihe von aufschlussreichen US-amerikanischen Forschungsarbeiten zu Umweltwirkungen, die u.a. auf den z.T. schärferen Umweltvorgaben von Einzelstaaten (z.B. New York) beruhen. Eine Großstudie der Environmental Protection Agency (EPA) zu den besonders stark umstrittenen Auswirkungen von Fracking auf den Wasserhaushalt befindet sich derzeit in Vorbereitung und soll 2014 abgeschlossen werden. Das Europäische Parlament stellte in seiner Entscheidung vom 21. November 2012 zu den Umweltauswirkungen bei der Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl zu Recht fest, dass bisher keine ausreichenden Daten zu den Umwelt- und Gesundheitsrisiken von Fracking vorliegen und daher v.a. aus der Gewinnung von Schiefergas in den USA Erkenntnisse gewonnen werden müssen (Europäisches Parlament 2012, S.6/15). Die laufende EPA-Studie könnte einen wesentlichen Erkenntniszuwachs auch für die europäischen Verhältnisse erbringen.

Fracking, wie es heute v.a. in den USA und in Kanada zur systematischen Erschließung von unkonventionellen fossilen Lagerstätten zur Anwendung kommt, kennzeichnet sich durch ein hydraulisches Aufbrechen des Lagergesteins, welche zur flächendeckenden Schaffung von Wegsamkeiten mit multiplen Bohrungen, heute i. Allg. Horizontalbohrungen, verknüpft wird. Zur Abgrenzung von hergebrachten punktuellen Stimulierungen wird heutiges Fracken verschiedentlich als „high-volume Fracking“ bezeichnet (NYSDEC 2011). Die kennzeichnende Kombination von hydraulischer Stimulation mit multiplen Horizontalbohrungen wird auch in den USA erst seit etwa einem Jahrzehnt praktiziert (Europäisches Parlament 2012, S. 6). Zur Reaktivierung konventioneller Öl- und Gasquellen ist die hydraulische Stimulation zwar schon seit Jahrzehnten, auch in Deutschland, vereinzelt angewendet worden, allerdings existiert hierzulande bis dato keine Praxiserfahrung hinsichtlich flächenhafter Erschließung unkonventioneller Förderfelder mittels Fracking. Für ein Verständnis der in AP 7 zu untersuchenden Flächenbeanspruchung sind diese deutschen Erfahrungen daher wenig aussagekräftig, denn unkonventionelle Gasförderung in der o.g. Definition erfordert die Betrachtung flächenhafter Erschließungen. Dies gilt in gleicher Weise für ein Verständnis der Auswirkungen auf die Natur.

Die deutsche Diskussion der räumlich vermittelten Auswirkungen von Fracking auf konkurrierende Nutzungen und Umwelt ist aus dem oben genannten Grund in hohem Maße auf amerikanische Vergleiche und darauf basierende Annahmen angewiesen. Der übliche Verweis auf die langjährigen deutschen Erfahrungen – die eben doch nur punktuell existieren - ist für eine Abschätzung räumlicher Wirkungen nicht in gleicher Weise hilfreich wie vielleicht für technische Fragen. Maßgeblichen Einfluss auf die bisherige deutsche Diskussion hatten bisher die Ausgangsannahmen und Empfehlungen des von 2011 bis 2012 von der ExxonMobil Central Europe Holding GmbH (im folgenden kurz Exxon Mobil genannt) initiierten und geförderten Infodialogs sowie die Ergebnisse der Studie des Umweltbundesamtes zu den Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten (UBA 2012). Die letztgenannte Studie stellt den zentralen Ausgangspunkt unserer angestellten Betrachtungen dar. Des Weiteren wurden auch die Ergebnisse der 2012 erstellten Studie zum Fracking in unkonventionellen Erdgaslagerstätten in Nordrhein-Westfalen (MKULNV 2012) in der vorliegenden Unterlage einbezogen.

Da sich die Umweltwirkungen und Nutzungskonkurrenzen von Fracking, verstanden als eine flächenhafte Erschließung von unkonventionellen fossilen Lagerstätten durch multiple Bohr-

und Frac-Aktivitäten, keinesfalls aus Einzelbohrungen, sondern allenfalls aus einer Häufung von Bohrungen und Bohrplätzen erschließen, spielt die räumliche Verteilung und Dichte von Bohrplätzen sowie der zeitliche Ablauf von erforderlichen Frac-Aktivitäten eine besondere Rolle bei der Wirkungseinschätzung. Ganz besonders in einem dicht besiedelten Land wie Deutschland muss die räumliche Verteilung und Dichte der Aktivitäten ein ausschlaggebendes Bewertungskriterium sein. Es war daher hier eines der vorrangigen Anliegen, auf der Basis von Literaturrecherchen und eigenen Satellitenbild-gestützten GIS-Untersuchungen frühzeitig einen Überblick zu gewinnen, welche Flächenverteilungen und Aktivitätsdichten bei der flächenhaften Erschließung unkonventioneller Lagerstätten üblich sind und diskutiert werden.

Die in der o.g. Untersuchung ermittelten Dichtewerte driften weit auseinander. Die US-amerikanischen Entwicklungen zeigen, dass die Erschließung der Lagerstätten zunächst oft mit weiten Bohrplatzabständen beginnt, wobei diese bei erfolgreicher Förderung durch Zwischenbohrplätze zunehmend verdichtet werden. Bohrplatzabstände und Dichten beruhen also nicht nur auf unterschiedlichen naturräumlichen und rechtlichen Voraussetzungen, sondern verändern sich auch je nach Ertrag über die Entwicklungsphasen eines Fördergebietes hinweg. Eine fundierte Einschätzung von Nutzungskonkurrenzen und Umweltwirkungen muss somit ein Spektrum denkbarer Entwicklungsmöglichkeiten im Auge behalten.

In Absprache mit den Projektteilnehmern des Gesamtvorhabens werden der Einschätzung von Nutzungskonkurrenzen und Umweltwirkungen drei unterschiedliche Dichteszenarien (jeweils für Schiefergas u. Tightgas) zugrunde gelegt, die das aus den USA bekannte und in Deutschland prognostisch diskutierte Spektrum weitgehend abdecken (vgl. Abschn. 3.2 und Darstellung der Settings in der Allgemeinen Einleitung zum Gesamtgutachten).

Aufgrund der oben skizzierten, lückenreichen US-amerikanischen Datenlage zu Ursache-Wirkungsbeziehungen unkonventioneller Erdgasförderung mit Raumnutzungen und Umweltgütern lassen sich zum jetzigen Zeitpunkt an vielen Punkten noch keine ausreichend fundierten Aussagen treffen (vgl. UMK 2012; SRU 2013). Weitere Untersuchungen müssen zeigen, ob die bestehenden Wissensunsicherheiten auflösbar sind oder sich ggf. erst im Rahmen eines wissenschaftlich begleiteten Pilotvorhabens klären lassen.

Die generalisierten Feststellungen dieser Studie können eine differenzierte, standortbezogene Einschätzung des tatsächlichen Umfangs von Flächenkonkurrenzen und Umweltauswirkungen eines Frackingvorhabens im Rahmen einer Strategischen Umweltprüfung oder Umweltverträglichkeitsprüfung in keinem Fall ersetzen.

2 Charakterisierung der Wirkfaktoren

2.1 Überblick

Die möglichen Auswirkungen der Gasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten auf den Menschen und die Umwelt unterscheiden sich nicht grundsätzlich von denen der konventionellen Erdgasförderung und Rohstoffgewinnung. Der Einsatz der Fracking-Technologie ist jedoch insgesamt mit einem deutlich gesteigerten Ressourcenaufwand, mit einer Vervielfachung der Bohraktivitäten und dabei insbes. mit einem deutlich höheren Wasserverbrauch sowie einem gesteigerten Einsatz von wasser- bzw. umweltgefährdenden Stoffen verknüpft (MKULNV 2012, S. 4-1). Im Unterschied zur konventionellen Gasgewinnung verknüpfen sich mit der Gasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten zudem eine Vielzahl an dauerhaften Leitungen und Übertageanlagen zur Erschließung der Lagerstätten, was in einer erhöhten Flächeninanspruchnahme und kumulativen Umweltauswirkungen resultiert (MKULNV 2012, S. 4-1).

Der folgende Abschnitt dient der zusammenfassenden Darstellung wesentlicher Projektmerkmale und Wirkfaktoren bei der systematischen Erschließung von unkonventionellen Gasförderungsfeldern mittels Horizontalbohrungen und hydraulischen Frac-Prozessen. Dabei werden folgende Aspekte unterschieden:

- 1 Räumliche Verteilung der Aktivitäten im Förderfeld;
- 2 Flächeninanspruchnahme am Bohrplatz;
- 3 Zeitliche Ausdehnung; Projektphasen am Bohrplatz;
- 4 Ressourcenverbrauch und Lieferverkehr;
- 5 Abraum; Schlämme; Festabfälle;
- 6 Emissionen in Grund- und Oberflächengewässer;
- 7 Luftschadstoffemissionen;
- 8 Lärmemissionen und Erschütterungen;
- 9 Lichtemissionen und visuelle Wirkfaktoren;
- 10 Störfallrisiko.

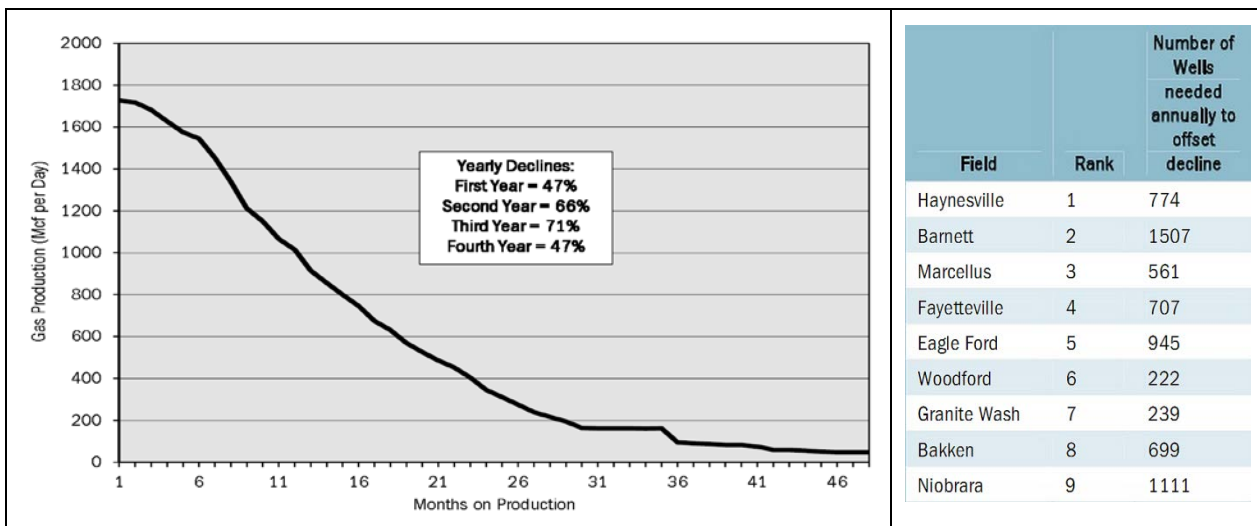
2.2 Räumliche Verteilung der Aktivitäten im Förderfeld

Die unkonventionelle Erdgasförderung muss die gasführenden Speichergesteine flächenhaft aufbrechen und erstreckt sich bei einer kleineren erzielbaren Fördermenge pro Flächeneinheit über deutlich größere Gebiete als die konventionelle Erdgasförderung. Kennzeichen der unkonventionellen Erdgasförderung ist die Erschließung eines Förderfeldes durch ein sich verdichtendes Netz von einzelnen Bohrplätzen. Das größte Schiefergas-Vorkommen in den Vereinigten Staaten, das Marcellus Shale, erstreckt sich über mehr als 250.000 km² (IEA 2012, S. 20). Laut der IEA (2012, S. 19) erfordert die unkonventionelle Erdgasförderung dort einen Bohrplatz je km², was dem 10-fachen der Flächenbeanspruchung konventioneller Erdgasförderung entspricht. Cluster-Bohrplätze, d.h. Bohrplätze, auf denen mehrfach in unterschiedliche Richtungen Horizontalbohrungen durchgeführt werden, senken zwar den Flächenverbrauch gegenüber einzeln verstreuten vertikalen Bohrstellen, nivellieren jedoch nicht den gegenüber kon-

ventioneller Förderung grundsätzlich höheren Gesamtflächenverbrauch. In dieser Studie kann davon ausgegangen werden, dass Clusterbohrplätze der für europäische Verhältnisse voraussetzende Stand der Technik bei Frackingvorhaben ist. Nach Angaben der IEA (2012, S. 20) waren 2011 rund 30% aller neuen Schiefer- und Tightgas-Bohrungen in den USA und Kanada Cluster-Bohrplätze.

Ein Charakteristikum der unkonventionellen Erdgasförderung in den Plays der USA ist eine gegenüber konventioneller Förderung vergleichsweise früh absinkende Förderrate der einzelnen Bohrungen. Eine Reihe US-amerikanischer Angaben besagt, dass die Fördermenge von Schiefergasbohrungen bereits im ersten Produktionsjahr um 50% bis 75% abnimmt (IEA 2012, S. 27; ähnlich: McFarland 2010; Cook u. Charpentier 2010; Hughes 2013, S. 65; AEA 2012, S.17; Haiden u. Pursell 2005, S. 21). Das NY State Department of Environmental Conservation geht z.B. davon aus, dass die Fördermenge selbst im Marcellus Shale, welches als eines der ertragreichsten Gebiete gilt, im ersten Jahr von 230.000 m³/d (high estimate) auf 98.000 m³/d, im 2. bis 4. Jahr auf 35.000 m³/d, im 5. bis 10. Jahr auf 15.400 m³/d und danach um weitere 5% je Jahr sinkt (NYSDEC 2011). Aufgrund der rasch nachlassenden Fördermenge sind viele Bohrungen bereits nach 5 bis 10 Jahren erschöpft und werden refrackt oder durch Neubohrungen ersetzt (Graves 2012; AEA 2012, S. 18). Eine synoptische Auswertung von 31 US-amerikanischen Schiefergaslagerstätten mit insges. 65.000 Förderbrunnen kommt zu dem Ergebnis, dass die Fördermenge an den Einzelbohrungen in 36 Monaten im Schnitt um 79% bis 95% reduziert ist (Hughes 2013, S. 50).

Abb. 125: Ertragsrückgang an der durchschnittlichen Einzelbohrung im Marcellus Gasfeld (links) und (rechts) Prognose der Anzahl jährlich erforderlicher Neubohrungen, um in den 9 führenden US-Schiefergasfeldern den Ertragsrückgang aufzuhalten



Hughes 2013 S. 65/73

Um dem schnellen Absinken der Gesamtförderrate im Schiefergasfeld zu begegnen und den hohen technischen und wirtschaftlichen Aufwand zu refinanzieren, zeichnet sich unkonventionelle Förderung durch eine kontinuierliche Abfolge von Neubohr- und nachfolgenden, bzw. regelmäßig wiederholten Frac-Aktivitäten aus (Gény, 2010). Hughes (2013, S. 50) zufolge ist es ein Gebot der Wirtschaftlichkeit, den Rückgang der Fördermenge an den Einzelstandorten durch einen jährlichen Ersatz von 30 bis 50% der Produktion durch Neubohrungen zu kompensieren (vgl. Abb. 1).

Auf Basis der oben erwähnten synoptischen Betrachtung von 65.000 Bohrplätzen wurde auch deutlich, dass 88% der Gesamtproduktion von nur 6 der 31 Lagerstätten erbracht wird (Hughes 2013, S. 51). Auch innerhalb der einzelnen Lagerstätte gehören nur sehr wenige Förderstandorte zu den sehr produktiven sogenannten „Sweet-Spots“. Darum wird die Erschließung neuer Bohrplätze häufig mit einer Suchstrategie nach den produktivsten Standorten verknüpft. Dies geschieht effizient, indem ein anfänglich grobmaschiges Netz an Bohrplätzen bei nachhaltigem Fördererfolg zunehmend verdichtet wird (Philippe & Partners 2011, S. 8; ENVI 2011, S. 23). Eine anfangs in unscheinbarem Maßstab beginnende Erschließung eines Förderfeldes kann sich in kurzer Zeit zu einer raumgreifenden Flächennutzung auswachsen. So wurde der Abstand zwischen den einzelnen Bohrlöchern im Barnett-Schiefer-Gebiet zunächst auf 1,5 Bohrungen pro km² festgelegt. Später wurden Zwischenbohrungen genehmigt, sodass sich deren Zahl auf etwa 6 pro km² erhöhte (Sumi 2008, in ENVI 2011, S. 22). Bis Ende 2010 waren nach nur fünf Jahren im Barnett-Schiefer-Gebiet, das sich über eine Fläche von 13.000 km² erstreckt, fast 15.000 Bohrungen niedergebracht worden (ALL Consulting 2008, in ENVI 2011, S. 22). Daraus ergibt sich eine durchschnittliche Dichte von 1,15 Bohrungen pro km² (ENVI 2011, S. 22). Auch der in Pennsylvania gelegene Gebietsanteil des Marcellus-Shale wurde in ähnlich kurzer Frist über anfänglich verstreute Erkundungsbohrungen zu einem der bedeutendsten Fördergebiete der USA entwickelt. Für Pennsylvania wird heute eine Dichte von einem Bohrplatz je 1,6 km² (386 acres) geschätzt (NYSDEC 2011, S. 6-79). Der Staat New York geht zukünftig von einer Dichte von einem Bohrplatz je 2,6 km² aus (NYSDEC 2011, S. 6-79).

Wie oben skizziert lassen sich Abstand und Anzahl einzelner Bohrplätze im Gesamtnetz in der US-amerikanischen Realität nicht konstant bemessen, sondern können insbesondere auch vom Alter eines Fördergebietes abhängig sein. Generell definieren sich Abstand und Anzahl der einzelnen Bohrplätze aber v.a. aus den örtlichen Verhältnissen (Geologie, gespeichertes Gasvolumen, Raumstruktur), aus technischen und wirtschaftlichen Aspekten sowie aus den jeweiligen rechtlichen Rahmensetzungen (vgl. NYSDDEC 2011, S. 5-16).

Das US Department of Energy (2009, S. 17) hat für die wichtigsten Schiefergas-Vorkommen in den USA das durchschnittliche „well spacing“ (ohne Unterscheidung zwischen vertikalen und horizontalen Förderbohrungen) zusammengestellt. Eine Umrechnung dieser Werte auf Bohrabstände kommt zu den in der Tabelle unten dargestellten Ergebnissen.

Tab. 1: Durchschnittliche Well Spacing und Bohrplatzabstände in Schiefergasvorkommen der USA.

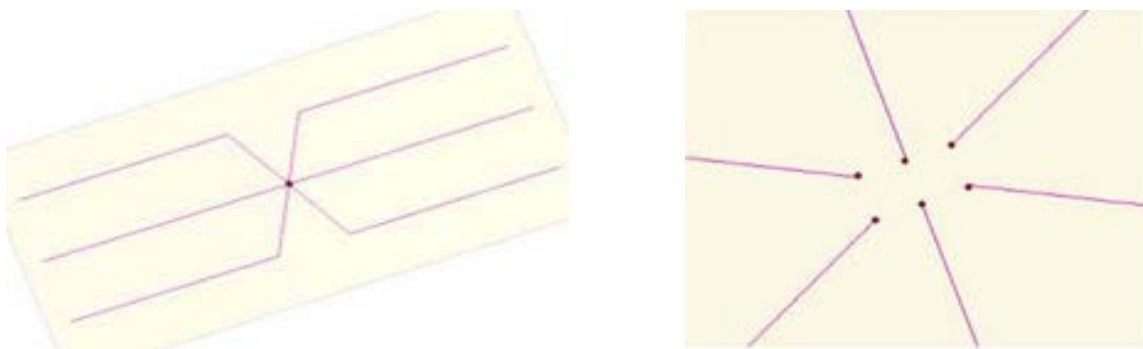
Förderfeld	Bohrplatzfläche in acres	Bohrplatzfläche in km ²	Entspr. Bohrplatzabstand in m
Barnett	60-160	0,24-0,65	490 bis 800
Fayetteville	80-160	0,32-0,65	570 bis 800
Haynesville	40-560	0,16-2,27	400 bis 1.500
Marcellus	40-160	0,16-0,65	400 bis 800
Woodford	640	2,59	1.600
Antrim	40-160	0,16-0,65	400 bis 800
New Albany	80	0,32	570

nach DoE 2009

Eigene GIS-Untersuchungen, bei denen der jeweils dichteste Abstand von Bohrplätzen in 10 intensiv genutzten Gasförderregionen der USA (je 100 km²) aus Satellitenfotos ermittelt wurde (davon über 50% in Pennsylvania mit hiesigen Verhältnissen vergleichbaren Besiedlungsdichten), ergaben bei einer Verknüpfung der jeweils dichtesten Bohrplätze einen durchschnittlichen Abstand zwischen rund 350 und 750 m. Eine räumliche Analyse von vier Förderfeldern in Kanada ergab einen durchschnittlichen Abstand der Bohrplätze zwischen rund 750 m und 1.350 m (siehe Anhang).

Nach Angaben des US Department of Energy beträgt ein typisches „well spacing“ bei Horizontalbohrungen in den USA ungefähr 0,65 km² (DOE 2009, S. 48). Die Ausdehnung einer Horizontalbohrung zur Schiefergasförderung beträgt zwischen 300 bis 1.500 m (DOE 2009, S. 58). Der US-EPA (2011) zufolge können horizontale Bohrstrecken für unkonventionelle Gasförderung eine Länge von mehr als 1,5 km (Chesapeake Energy 2010, in AEA 2012, S.6) bis zu 3 km (Zoback et al. 2010; ALL Consulting 2008, in AEA 2012, S. 6) erreichen. Dabei sind die in folgender Graphik dargestellten Variationen der horizontalen Ausrichtung einschlägig.

Abb. 126: Mögliche Ausrichtungen der Horizontalbohrungen.

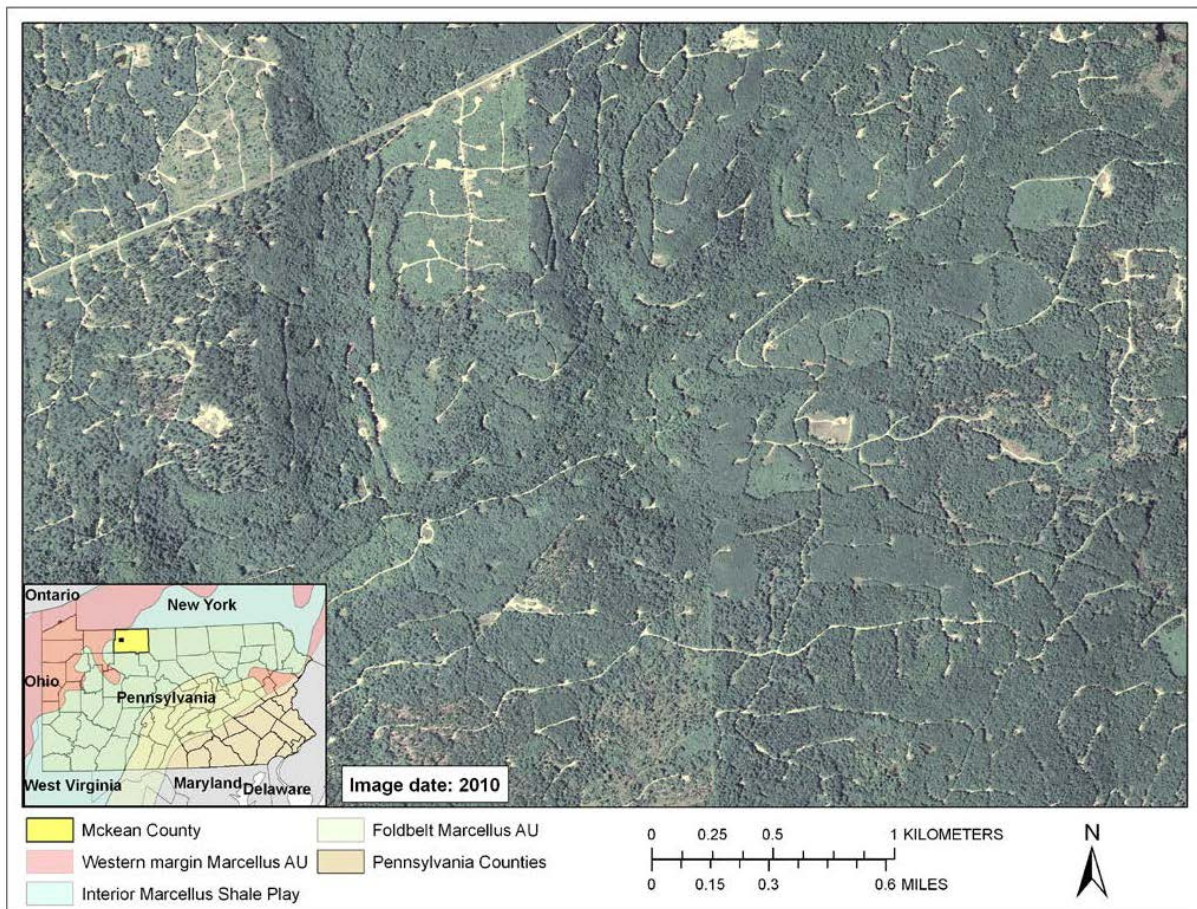


NYSDEC 2011, S. 5-31

Eine technische Grenze für die Abstände von Bohrstandorten ergibt sich aus der Tiefe der jeweiligen Schiefergasvorkommen, denn nach derzeitigem Stand der Technik ist die horizontale Reichweite einer Bohrung durch die Bohrtiefe beschränkt, so dass die Länge der Horizontalstrecke die Tiefe der Bohrung nicht deutlich überschreiten kann (ALL Consulting 2010, S. 87/88, in NYSDEC 2011, S. 5-25). Die produzierenden Tongesteinsformationen in den USA liegen in der Regel in Tiefen zwischen 1.000 m und 5.000 m (BGR 2012, S. 13). Das Schiefergas im Unterkarbon-Tongestein in Deutschland befindet sich in einer Tiefe von 1.050 bis 5.000 m (BGR 2012, S. 15), im Posidonienschiefer in einer Tiefe von 1.300 bis 1.660 m (BGR 2012, S. 17). Schieferformationen im Wealden liegen in Deutschland in einer Tiefe von 1.050 bis 5.000 m (BGR 2012, S. 19).

Die folgende Abbildung zeigt im Satellitenbild einer bewaldeten Landschaft in McKean County, Pennsylvania, beispielhaft die hohe Bohrplatzdichte bei einer systematischen Erschließung des Schiefergasförderfeldes (Slonecker 2012). Das Bild zeigt, dass sich erhebliche kumulative Umweltauswirkungen aus dem Bau von Straßen, Bohrplätzen und Pipelines im Zusammenhang mit der unkonventionellen Erdgasförderung ergeben können.

Abb. 127: Veränderung der Landschaft durch Schiefergasförderung am Beispiel McKean County, Pennsylvania



Slonecker 2012, S. 3). Die Bohrplätze befinden sich jeweils am Ende der sichtbaren Zuwegungen (in dem Luftbild hell erkennbar

Eine Übertragung der amerikanischen Bohrplatzabstände auf europäische und deutsche Bedingungen ist nicht nur aufgrund der unterschiedlichen naturräumlichen und rechtlichen Voraussetzungen schwierig, sondern auch aufgrund der, wie dargestellt, wechselnden Bohrplatzdichten in den einzelnen Entwicklungsphasen eines Fördergebietes. Das Tyndall Centre for Climate Change Research (2011, S.76) schätzt für Großbritannien auf Grundlage einer jährlichen Förderderrate von 9 Milliarden m³ über 20 Jahre einen Umfang von 430 bis 500 Bohrplätzen auf einer Fläche von 140-400 km². Dabei werden durch die Fa. Composite Energy 1 bis 1,5 Bohrplätze je km² erwartet (Tyndall 2011, S. 14). Die Studie schließt mit der Aussage, dass vor diesem Hintergrund aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte in Großbritannien viele der in den USA auftretenden Probleme noch verstärkt werden.

Die BGR erwartet für Deutschland je nach den geologischen Gegebenheiten eine vergleichsweise geringe Dichte von 2 – 4 km² je Bohrplatz, wobei der Abstand mit einem höheren technischen Aufwand auch ausgeweitet werden könne (BGR 2012, S. 35). Nach eigenen überschlägigen GIS-Untersuchungen an den konventionellen Gasfeldern in Cloppenburg, Söhlingen und Rotenburg (Niedersachsen) beträgt der Gasbohrplatzabstand im konventionellen Tichtgas in Deutschland zwischen 1.800 bis 2.800 m.

2.3 Flächeninanspruchnahme durch Bohrplätze

2.3.1 Nettoflächenbedarf

Die erforderliche oberirdische Flächeninanspruchnahme setzt sich aus dem Flächenbedarf für einen Bohrplatz und dem Flächenbedarf für Zuwegungen, Leitungen und weitere Gebäude zusammen. Während der Explorationsphase werden in der Regel nur einzelne Bohrplätze inklusive der Zuwegung erforderlich. Während der Feldentwicklungs-, der Stimulations- und der Produktionsphase wird dagegen dauerhaft ein Netz von Bohrplätzen, Leitungen und ggf. zentral angeordneten weiteren Einheiten errichtet. Die oberirdische Flächeninanspruchnahme endet mit dem Rückbau der Bohrplätze.

Ein Bohrplatz besteht aus einem abgegrenzten Areal, auf dem sich, abhängig von der Projektphase, das erforderliche Material und die Geräte für die Bohrungen, die Stimulation und die Förderung des Erdgases befinden. Hierzu zählen der Bohrturm, die Lagertanks für Wasser, Additive und Erdgas, Kompressoren, Büro- und Sozialcontainer, Container für Materialien, Wasserbecken sowie Stellplätze für PKW und LKW. Die benötigte Größe des Bohrplatzes ist jeweils im Einzelfall von der eingesetzten Bohrtechnik, der geplanten Anzahl der Bohrungen am Bohrplatz sowie gegebenenfalls von Auflagen der Aufsichtsbehörden abhängig.

In den USA beträgt die durchschnittliche Größe eines Cluster-Bohrplatzes für „high-volume Fracking“ während der Bohr- und Stimulationsphase nach Angaben der Industrie rund 1,4 ha (NYSDEC 2011, S. 5-11; DOE 2009, S.48). Für die Förderphase wird der Bohrplatz auf rund 0,6 ha zurückgebaut (ALL Consulting 2010, S. 15, in NYSDEC 2011, S. 5-11). In früheren Genehmigungsanträgen für Horizontalbohrungen im Staat New York betrug die Flächenbeanspruchung durch den Bohrplatz während der Bohr- und Stimulationsphase rund 0,9 ha bis 2,2 ha und während der Förderphase 0,2 ha bis 0,8 ha (NYSDEC 2011, S. 5-11). Eine Studie über Horizontalbohrplätze durch die SEECO Inc. benennt im Fayetteville-Shale (Arkansas) eine durchschnittliche Bohrplatzfläche von 0,7 ha (inkl. Absetzbecken) (NYSDEC 2011, S. 5-11). Spellman (2012, S. 158) kommt dagegen für den Fayetteville-Shale auf eine durchschnittliche Flächengröße von 1,4 ha.

Bohrplätze in Pennsylvania umfassen NYSDEC (2011, S. 6-76) sowie Johnson (2011) zufolge eine durchschnittliche Fläche von 1,3 ha. Eine räumliche Analyse der Counties Bradford und Washington (ebenfalls Pennsylvania) kommt bei 380 erfassten Bohrplätzen des Marcellus Shale auf eine durchschnittliche Nettofläche von 2,9 bis 3,0 ha, bzw. 4,2 bis 5,3 ha inkl. Absetzbecken (Slonecker et al. 2012, S. 21). Eigene GIS-Untersuchungen (siehe Anhang) in 10 Gasförderregionen der USA, die meisten davon in Pennsylvania, ergaben eine durchschnittliche Nettofläche zwischen rund 0,6 ha und 1,9 ha (ohne Unterscheidung nach Vertikal- oder Horizontalbohrung). Für vier Förderfelder in Kanada wurde eine durchschnittliche Bohrplatzgröße zwischen rund 0,3 ha und 2,7 ha ermittelt.

2.3.2 Flächenbedarf für Zuwegungen und Leitungen

Neben dem Flächenbedarf für die eigentliche Produktionsstätte werden durch die erforderlichen Zuwegungen, durch Rohrleitungen für die Frischwasserzufuhr, Abwasserableitung und die Ableitung des gewonnenen Gases sowie durch externe Infrastruktureinrichtungen wie Gastrocknungsanlage, Gas-Verdichterstation, Wasseraufbereitung, Betriebsgebäude etc. weitere Flächen außerhalb des Bohrplatzes beansprucht. Das geförderte Gas wird entweder am Bohr-

platz gespeichert und in bestimmten Zeitabständen per LKW abtransportiert, oder über ein ober- oder unterirdisch verlegtes Sammelnetz mit Kompressorstationen abgeleitet (ENVI 2011, S. 23). Weitere Einrichtungen und Anlagen werden für die Wasserentnahme und für die Entsorgung von Abwässern (z.B. durch Verpressung) erforderlich. Die Wahl der Lagerungs- oder Transportmethode richtet sich nach den geltenden Rechtsvorschriften und den speziellen Anforderungen des jeweiligen Projekts (ENVI 2011, S. 23).

Ein Bohrplatz mit einer Reihe von Horizontalbohrungen und Frac-Durchgängen benötigt aufgrund der eingesetzten Ressourcen, insbes. der Wasser- und Sandmengen umfangreiche Tanklager-, Halden- und sonstige Speicherflächen. Die großen Frischwassermengen, die für das Fracking am Bohrplatz zur Anwendung kommen, können entweder in offenen Speicherbecken oder geschlossenen Speichertanks vorgehalten werden. Absetzbecken für Flowback werden in Abhängigkeit der zirkulierten Spülmengenge entweder als offene Spülbecken oder als Teil einer Separationsanlage ausgeführt. Bei großen Spülvolumina werden sehr große Spülbecken benötigt, die auf der begrenzten Bohrplatzfläche einen großen Anteil beanspruchen. Anstelle der Spülbecken ist auch eine Separationsanlage, bestehend aus Kombinationen von Sieben als Vorabscheider und Hydrozyklonen sowie Zentrifugen und Flockungsstationen für die Abtrennung feiner Bestandteile, einsetzbar (MKULNV 2012, S. 6-25).

Flächen für den abgetragenen Oberboden, welcher in der Regel für eine spätere Rekultivierung aufgeschoben wird, befinden sich im Allg. am Rande des Bohrplatzes.

2.3.3 Bruttoflächenbedarf

Aufgrund der vielfältig verknüpften Transportvorgänge sind am Standort umfangreiche LKW-Stellflächen erforderlich. NYSDEC (2011) nennt Pumptransporter, Sandtransporter, Säuretransporter und Transporter für Frac-Additive, die zum Einsatz kommen. Ggf. sind darüber hinaus Frischwassertransporte erforderlich. Die Länge der neu herzustellenden Zufahrtsstraßen variiert je nach örtlichen Gegebenheiten. Zufahrtsstraßen besitzen nach Schätzungen der amerikanischen Industrie während des Bohrens und Frackens eine durchschnittliche Breite von 6 bis 12 m und während der Förderung von 3 bis 6 m ((NYSDEC 2011, S. 5-7). In früheren Genehmigungsanträgen für Horizontalbohrungen im Marcellus Gebiet variiert die Länge der Zufahrtswege zwischen 40 und 900 m (NYSDEC 2011, S. 5-7). Nach eigenen Erhebungen (siehe Anhang) von 10 Gasförderregionen der USA liegt die durchschnittliche Länge der Zuwegungen in den USA zwischen rund 300 und 600 m, in Kanada zwischen rund 300 und 550 m.

Der zusätzlich zum Bohrplatz erforderliche Flächenbedarf für Infrastruktur (Zuwegungen und Nebenanlagen) wird zwischen 1,4 ha im Fayetteville-Shale in Arkansas (Spellman 2012, dergleichen DOE 2009) und 2,3 ha (NYSDEC 2011, Johnson 2011) angegeben.

Aufgrund der größeren Siedlungsdichte in Deutschland wären neue Zuwegungen zu den Bohrplätzen in geringerem Maße als in den USA erforderlich. Gegebenenfalls sind jedoch bestehende Wegeverbindungen für die Aufnahme von schwerem LKW-Verkehr auszubauen. MKULNV 2012 (S. 6-203) nehmen für Nordrhein-Westfalen basierend auf einer mittleren Straßendichte in NRW von ca. 2 km/km² eine mittlere Länge der erforderlichen Zufahrtsstraßen von 500 m an. Nach eigenen GIS-Auswertungen an konventionellen Tightgas Förderfeldern in Niedersachsen (siehe Anhang) liegt die durchschnittliche Länge der eindeutig zuordnen baren, direkten Zuwegungen bei etwa 300 m. Für das Gasfeld Söhlingen wurden rund 330 m, für das Gasfeld Cloppenburg rund 150 m und für das Gasfeld Rotenburg rund 500 m ermittelt.

Wenn sich ein Teilgebiet als ausreichend ertragreich erweist, wird voraussichtlich eine Rohrleitungsinfrastruktur zum Transport von Frischwasser, zum Transport des Erdgases sowie zur Entsorgung des Flowbacks LKW-abhängige Transporte ersetzen. Hierdurch entsteht weiterer Flächenbedarf. MKULNV (2012, S. 6-204) nimmt 26 km erforderlicher Rohrleitungen für jeweils 9 mit einer Aufbereitungsanlage verbundene Bohrplätze an. Bei einem Schutzstreifen von 10 m Breite ergibt sich eine Nutzungsbeschränkung durch Erdgasrohrleitungen (mit DN 610) von 26 ha pro Gesamtbetrieb, für die Entsorgungsleitungen wurde bei einem Schutzstreifen von 6 m Breite (DN 273) eine Nutzungsbeschränkung von 15,7 ha pro Gesamtbetrieb angenommen (MKULNV 2012, S. 6-204). Eine Reduktion dieser Flächen ist ggf. möglich, wenn Erdgas und Flowback jeweils an die gleiche zentrale Sammelstelle geführt werden, so dass beide Rohrleitungen nebeneinander verlegt werden können.

Auch nach den Konzeptüberlegungen der Fa. ExxonMobil ist es vorgesehen, im Regelbetrieb benötigte Infrastruktureinrichtungen (Gastrocknungsanlage, Gas-Verdichterstation, Wasseraufbereitung, Betriebsgebäude) an zentralen Standorten zusammenzufassen (Schneble 2012, S. 27). Im InfoDialog der ExxonMobil schätzen Ewen et al. (2012, S. 25) die Länge der erforderlichen Leitungen für eine Erschließungsfläche von 200 km² mit insgesamt 22 Bohrplätzen auf rund 70 km. Dies ergibt ca. 3 km Rohrleitungsstrecke je Bohrplatz und trifft sich in etwa mit der Einschätzung von MKULNV (2012), wenn man die einfache Strecke zugrunde legt.

Fracking kann weitere, indirekte Flächenbeanspruchungen verursachen. So wurden, um Wasser in ausreichenden Mengen für die Durchführung des Fracking zu sichern, im polnischen Lebien zwei Stauseen mit einer Speicherkapazität von 6.000 m³ und 12.000 m³ errichtet (PGI 2012, S. 4/17). Nach Angaben von NYSDEC (2011 S. 5-84) nehmen zentral errichtete Speicherbecken für Frackingprozesse in den USA zuweilen mehrere 1.000 m³ Wasser auf und erreichen Flächengrößen bis zu 20.000 m².

Die in der Literatur vorzufindenden Flächenangaben differieren u.a. in Abhängigkeit der jeweils berücksichtigten Flächenkompartimente als ausschlaggebend gilt v.a. die direkt beanspruchte Gesamtfläche. Der Staat New York konstatiert für den Marcellus Shale in Pennsylvania eine durchschnittliche direkte Flächenbeanspruchung pro Bohrplatz inkl. der zugehörigen Infrastruktur wie Straßen, Pipeline, Absetzbecken von 3,6 ha (9 acres) und schätzt diese Fläche für zukünftige Vorhaben im Staat New York auf 3 ha (7,4 acres) (NYSDEC 2011, S. 6-79, dergleichen DOE 2009, S. 48; Olmstead et al. 2012, S. 4).

Für Deutschland wurde nach Einschätzungen im InfoDialog der ExxonMobil (2012)¹⁵⁵ der Flächenbedarf für eine Explorationsbohrung und für die anschließende Nutzung als Clusterplatz mit 6 bis 10 Bohrungen eine Fläche von 0,7 bis 1 ha als ausreichend angesehen. Hinzu kommen Schneble (2012, S. 19) zufolge ca. 0,1 bis 0,2 ha für Nebenflächen, insbesondere für die Lagerung von Oberboden und die Zuwegung. Die BGR (2012, S. 35) schätzt den Flächenbedarf für einen Bohrplatz zur Förderung von Schiefergas in Deutschland auf üblicherweise rund 1 ha.

¹⁵⁵ Dem dritten Statusbericht zur Umsetzung der von ExxonMobil initiierten Risikostudie Fracking vom 01.04.2014 zufolge sieht eine aktuelle Exxon-Konzeption zusammenhängende Fördervorhaben von 9-10 Bohrplätzen vor, auf denen über die gesamte Förderdauer jeweils 20 Bohrungen niedergebracht werden, in denen jeweils 10 Fracks durchgeführt werden. Der Wasserverbrauch beträgt 2.400 m³ pro Frack.

Damit liegen die für Deutschland bisher eingeschätzten Flächengrößen deutlich unter den ermittelten Durchschnittswerten und den entsprechenden Schätzungen in den USA. Eigene überschlägige Auswertungen von konventionellen Förderfeldern im dichten Speichergestein (Tightgas) in Niedersachsen (siehe Anhang) ergaben für das Gasfeld Söhlingen eine durchschnittliche Größe eines Bohrplatzes von etwa 2,3 ha. Für das konventionelle Gasfeld Cloppenburg wurde eine durchschnittliche Flächengröße von rund 2,1 ha ermittelt.

Tab. 2: Zusammenstellung der Angaben zur Flächeninanspruchnahme (Auswahl).

Land	Förderfeld	Fläche Bohrstandort	Fläche Infrastruktur	Gesamtfläche	Quelle
USA	Gen. Cluster-Bohrplatz	0,8 – 2,5 ha	k.A.	k.A.	OECOS GmbH
USA	Marcellus Shale/ Pennsylvania	1,3 ha	2,3 ha	3,6 ha	NYSDEC 2011, S. 6-76/79 Johnson 2011
USA	Marcellus Shale/ Pennsylvania	2,9 – 3,0 ha	1,3 – 2,3 ha	4,2 – 5,3 ha	Slonecker et al.2012, S. 21 DOE 2009, S.17
USA	Fayetteville Shale	0,7 ha	k. A.	2,3 ha	NYSDEC 2011, S. 5-11 DOE 2009, S.17
USA	Fayetteville Shale	1,4 ha	1,37 ha	2,8 ha	Spellman 2012, S.158
PL	Silurian Shale	3,74 ha	k. A.	k. A.	PGI 2012, S. 4
BRD	Prognose Cluster-Bohrplatz	0,7 - 1,0 ha	0,1 – 0,2 ha	0,8 – 1,2 ha	Schneble 2012, S. 13 u. 63
BRD	Tightgas (NDS. konventionell)	1,7 bis 2 ha	k.A.	k.A.	OECOS GmbH

2.4 Dauer der Aktivitäten, Gliederung der Projektphasen

Der Gesamtprozess von der Erkundung bis zur Gewinnung von Erdgas und zum Rückbau umfasst an der einzelnen Bohrung idealisiert vier Phasen:

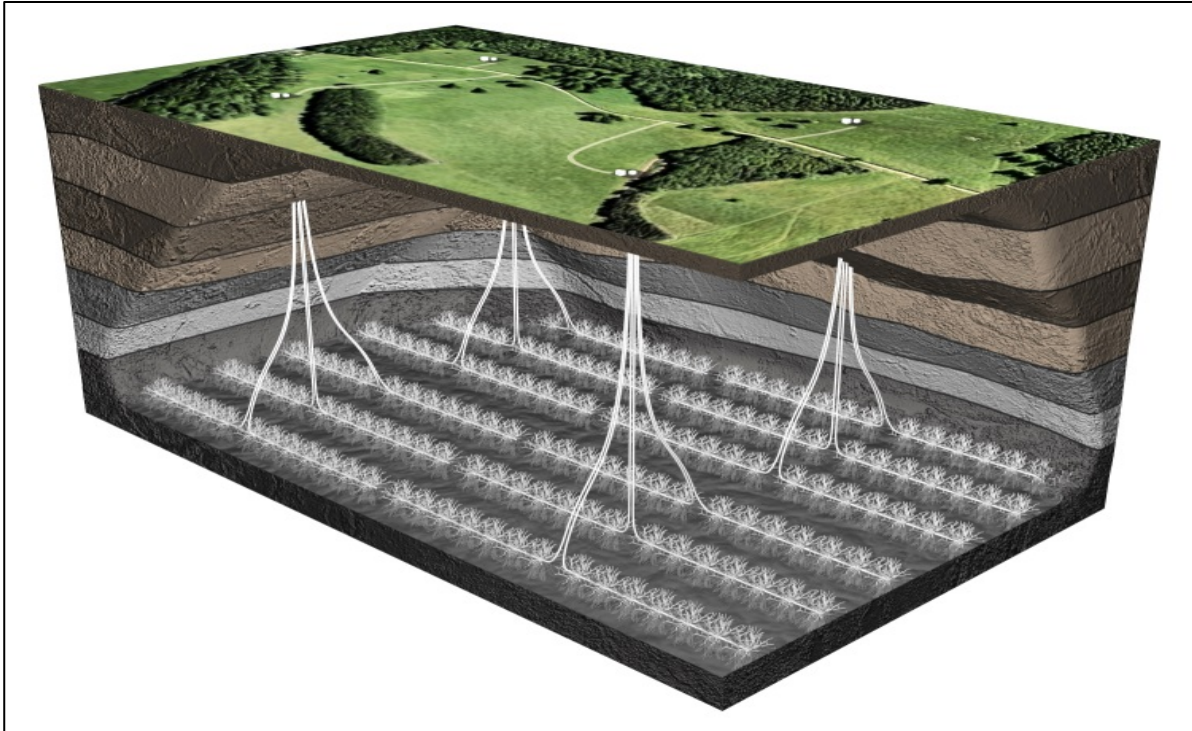
1. Erkundungsphase (Exploration);
2. Feldentwicklungs- und Stimulationsphase (Development);
3. Produktionsphase (Production);
4. Rückbau- und Nachsorgephase.

Bei der Exploration der Lagerstätte wird eine Erkundungsbohrung abgeteuft. Die tiefe Bohrung wird vertikal niedergebracht und bedarfsweise im Lagerstättenhorizont auch horizontal vorangetrieben. Ziel dieser Bohrung ist es, Erkenntnisse über die Lagerstättenparameter und letztlich die Förderungswürdigkeit von Erdgasvorkommen zu erhalten.

Die Vorbereitung und der Aufbau eines Bohrplatzes kann zwischen vier Wochen (NYSDEC 2011, S. 5-135 Tab. 5.29) und zwei Monaten dauern (Schneble 2012, S. 28). Die Dauer der eigentlichen Bohraktivitäten beträgt in Abhängigkeit von den geologischen Verhältnissen zwischen 4 bis 10 Wochen (Schneble 2012, S. 14; NYSDCE 2011, S. 5-135/136 Tab. 5.29). Insgesamt können die Tätigkeiten inklusive Auf- und Abbau der Ausrüstung während der Erkundungs-

phase ca. vier bis fünf Monate dauern (Schneble 2012, S. 28; MKULNV 2012, S. 6-164). In der Erkundungsphase ist auch der Einsatz von einem oder mehreren Fracmaßnahmen zu Testzwecken möglich. In diesem Fall verlängert sich die Dauer der Aktivitäten am Bohrplatz um mehrere Wochen oder Monate.

Abb. 128: Systematische Erschließung eines Fördergebietes über eine Verteilung von Bohrplätzen mit multiplen Horizontalbohrungen.



Quelle: globe-net.com

In der Feldentwicklungsphase werden an einem Bohrplatz ein oder mehrere Bohrungen unter Einsatz einer entsprechenden Bohranlage vertikal abgeteuft und ggfs. horizontal abgelenkt. Bohrarbeiten an einer einzelnen Bohrung erstrecken sich IEA (2012, S. 23) zufolge je nach Bohrtiefe bzw. Bohrlänge sowie geologischem Untergrund über einen Zeitraum von bis zu zwei Monaten. MKULNV (2012, S. 6-124) geht bei einer zu erreichenden Zielteufe von 2.000 m von vier bis sechs Wochen Bohrzeit aus. Aufgrund des Platz- und Ressourcenbedarfs der Bohrgeräte findet amerikanischen Angaben zufolge an einem Bohrplatz im Allg. zeitgleich jeweils nur eine Bohrung statt (NYSDEC 2011, S. 5-31; NYSDEC 2011, S. 5-135/136 Tab. 5.29). Das NYSDEC geht auf Grundlage von Industriedaten davon aus, dass an einem Bohrplatz innerhalb eines Jahres nicht mehr als vier Bohrlöcher abgeteuft und angeschlossen werden können (NYSDEC 2011, S. 6-104). Bei multiplen Einzelbohrungen können sich Bohrtätigkeiten auf einem Bohrplatz daher durchaus über mehrere Jahre erstrecken (IEA 2012, S. 23; NYSDEC 2011, S. 6-67; Roßnagel et al. 2012, S. 101). Im InfoDialog der ExxonMobil wird die Dauer der Bohrtätigkeiten für 14 Bohrungen abweichend von diesen Angaben auf insgesamt lediglich 10 bis 11 Monate geschätzt, zuzüglich weiterer fünf Wochen für den Auf- und Abbau der Bohranlage (Schneble 2012, S. 28).

Das hydraulische Fracking erfolgt in der Stimulationsphase für die einzelnen Bohrlöcher gestaffelt, sobald die Bohrphase in ein fortgeschrittenes Stadium eingetreten oder bereits abgeschlossen ist (Schneble 2012, S. 15). In den USA beträgt die für das Fracking benötigte Pumpzeit für eine einzelne Horizontalbohrung in der Regel zwischen 40 und 100 Stunden (NYSDEC 2011, S.

6-41). Das gesamte, mehrstufige hydraulische Fracking für eine Horizontalbohrung dauert US-amerikanischen Angaben zufolge in der Regel zwei bis fünf Tage (NYSDEC 2011, S. 5-94). Auch im InfoDialog der Exxon Mobil wird die Dauer eines Frackingdurchgangs je Bohrloch auf ca. vier bis fünf Tage eingeschätzt, wobei für den eigentlichen Pumpvorgang jedoch jeweils nur ca. drei Stunden angesetzt werden (Schneble 2012, S. 15). Die tatsächliche Dauer des Frackingvorgangs wird maßgeblich von der Konsistenz des vorgefundenen Schiefergesteins abhängen.

Nach Abschluss der Stimulationsphase aller Bohrungen wird die Anlage zum Förderbetrieb umgebaut (Schneble 2012, S. 16; NYSDCE 2011, S. 6-67). Der Umbau einschließlich der Installation von Infrastruktur wie Wasserabscheideanlage und Pipelines für Gas und Lagerstättenwasser wird von Schneble (2012, S. 16) auf ca. 6 Monate eingeschätzt.

In der Realität eines Bohrplatzes werden sich aufgrund der multiplen Bohrungen ggf. Explorations-, Stimulations- und Produktionsphasen überlagern, so dass keine eindeutige zeitliche Abgrenzung zu treffen ist: Einzelne Bohrlöcher produzieren bereits, während andere noch gebohrt werden. In der großräumigen Erschließung eines Förderfeldes wird voraussichtlich eine Staffelung der Feldentwicklungs-, Stimulations- und Produktionsphasen auf den Bohrplätzen mit nur geringen zeitlichen Verschiebungen angestrebt werden.

Tab. 3: Übersicht Projektphasen und zeitliche Dauer je Bohrplatz.

Phase	Aktivität	Dauer
Erkundungsphase	Vorbereitung und Räumung des Baufeldes Errichtung eines Einzelbohrplatzes mit Versorgungseinrichtungen, Büro- und Sozialcontainern, Material-Containern, LKW-Stellplätzen Aufbau der Bohrausrüstung Durchführung der Erkundungsbohrung <i>ggf. Durchführung von Hydrofracs (nicht berücksichtigt)</i> Abbau der Bohranlage	4-5 Monate
Feldentwicklungs- und Stimulationsphase	Ausbau / Neubau des Bohrplatzes Errichtung der erforderlichen Ausrüstung Errichtung der Bohranlage/Bohrturm Durchführung der Bohrungen, Abtransport des Bohrgutes, Sicherung der Bohrgänge Anlieferung und Aufstellung der erforderlichen Ausrüstung für das Fracking (Tanks, Silos, Hydraulikaggregate, Sand etc.) Mehrfache Durchführung des Fracking je Bohrloch Lagerung, Wiederverwertung und Abtransport des Flowbacks Errichtung von Gastrocknungsanlagen für die Produktionsphase Umbau Rückbau zum Regelbetrieb / Förderbetrieb Abbau der Abwasserbecken Installation der Wasserabscheideanlage und Leitungsbau (Gasleitung, Leitung Lagerstättenwasser)	1,5 bis mehrere Jahre
Produktionsphase	Förderung und Abtransport des Gases Betriebs-/Sicherheitsüberwachung sowie Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten	15 bis 30 Jahre angestrebt
Rückbauphase	Rückbau der Anlagen sowie der Zuwegungen Renaturierung der beanspruchten Flächen	einige Wochen

Oecos GmbH, 2014

Die Dauer der Gasförderung ist von der jeweiligen Ergiebigkeit der Bohrung abhängig; Erfahrungswerte existieren aufgrund der vergleichsweise jungen Technologie noch nicht. Schneble

(2012, S. 16) geht von einer Förderdauer von 15 bis 30 Jahren aus, NYSDEC (2011, S. 6-67) rechnet mit einer Dauer von 20 bis 40 Jahren. Da die Förderrate für die einzelnen Bohrlöcher, wie oben bereits dargestellt, schon nach kurzer Zeit stark nachlässt, dürfte die Förderung vielfach auch früher eingestellt werden. Ggf. erfolgen nach 5 bis 10 Jahren erneute Frac-Durchgänge. In diesem Fall beginnt eine erneute Feldentwicklungs- und Stimulationsphase auf dem Bohrplatz.

Die Rückbauphase nach Ablauf der Förderphase ist vergleichsweise unscheinbar. Der Bohrplatz wird dabei zurückgebaut, entsiegelt, die Bohrlöcher werden versiegelt und die Fläche wird rekultiviert. Schneble (2012, S. 16) rechnet dafür mit einer Dauer von einigen Wochen. Die zurückgebauten Produktionsbohrungen werden gegebenenfalls in einer Nachsorgephase weiter überwacht. Gegebenenfalls müssen auch die Rohrleitungen wieder zurückgebaut werden.

2.5 Ressourcenanforderungen und LKW-Verkehr

2.5.1 Liefer- und Entsorgungsverkehr

Für die Förderung von unkonventionellem Erdgas müssen große Mengen an Wasser, Sand und chemischen Zusätzen transportiert und gelagert werden. Da in der frühen Entwicklungsphase noch nicht bekannt ist, wie nachhaltig der Ertrag ausfällt, werden vor der aufwendigen Installation einer Verrohrungsinfrastruktur sowohl Wasserzufuhr wie Flowbackentsorgung über LKW-Transporte organisiert. Die Tabelle 4 stellt die Summe aller LKW-Fahrten dar, die aufgrund amerikanischer Erfahrungen für eine Horizontalbohrung mit Fracking in der frühen Feldentwicklungsphase des Bohrplatzes, d.h. in der Phase, in der noch keine Pipelines eingerichtet sind, anfallen. Es wird also davon ausgegangen, dass während dieser Phase das gesamte Wasser per LKW transportiert wird. Nach Schätzung des NYSDEC (2011) ergeben sich bei einem ausschließlichen Transport von Brauchwasser per LKW insgesamt 3.958 LKW-Fahrten je Bohrloch (siehe Tab. 5). Einschließlich der Ausbauphase, in der das Wasser per Pipeline zugeliefert wird, ist insgesamt ein Lieferverkehr von bis zu 6.800 LKW pro Bohrloch zu erwarten. Andere Schätzungen gehen für einen Bohrplatz von durchschnittlich 5.000 LKW Fahrten aus (Graves 2012).

Der tägliche LKW-Verkehr über einen Zeitraum von 50 Tagen für die Entwicklung eines Bohrplatzes variiert zwischen wenigen Fahrten bis zu 250 Fahrten am Tag (JRC 2012, S. 110; NYSDEC S. 6-306). Realistischer ist die Annahme eines parallelen Aufbaus mehrerer Bohrplätze.

Tab. 4: Geschätzte Anzahl der Transporte für die Feldentwicklungsphase einer Horizontalbohrung.

Tätigkeiten am Bohrplatz	Frühe Feldentwicklungsphase des Bohrplatzes: einzelne Horizontalbohrung, der gesamte Wasserbedarf wird mit LKW transportiert.	
	Schwerer LKW (US-Maß bis 58,5 t Gesamtgewicht. In Deutschland bis 40 t.)	Leichter LKW (4 t Gesamtgewicht und weniger)
Aufbau der Bohranlage	45	90
Instandsetzung des Bohrturms	95	140
Bohrzusätze	45	
Sonstige Ausrüstung	45	
Bohren (Bohrtrupp, etc.)	50	140
Frac-Fluid	20	326
Fertigstellung der Anlage	5	
LKW u. Tanks für Fracking	175	
Fracking (Wasserbedarf)	500	
Stützmittel	23	
Flowback	100	
finale Entwicklung des Bohrplatzes	45	50
Sonstiges	-	85
Fahrten (Hin)	1.148	831
Total (Hin & Zurück)	2.296	1.662

NYSDEC 2011, S. 6-302

Tab. 5: Durchschnittlicher LKW-Verkehr je Bohrung insgesamt

	Frühe Feldentwicklungsphase: Wasser ausschließlich von LKW transportiert		Späte Feldentwicklungsphase: Wasser wird durch Pipelines geliefert	
	Schwerer LKW	Leichter LKW	Schwerer LKW	Leichter LKW
Fahrten (Hin)	1.148	831	625	795
Total (Hin & Zurück)	2.296	1.662	1.250	1.590
Summe:	3.958		2.840	

nach NYSDEC 2011, Tab. 6.60

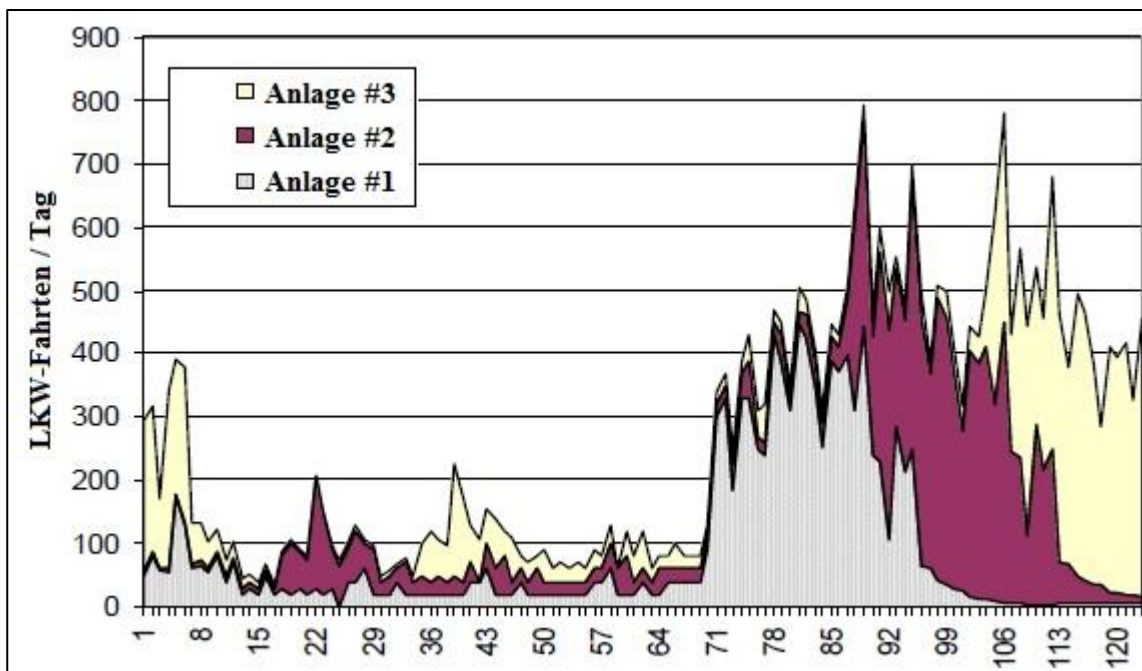
In einem Verkehrsszenario von NYSDEC (2011 S. 6-306) wird von drei Bohrtürmen ausgegangen, die über einen Zeitraum von 120 Tagen zur Schaffung von 12 Horizontalbohrungen aktiv sind (vgl. Abb. 5 unten). Die Bohrtürme bringen jeweils vier Bohrlöcher pro Bohrplatz nieder und anschließend erfolgt das Fracking. Das gesamte Wasser, welches für das Fracking benötigt wird, wird per LKW befördert. Das Fracking und die Fertigstellung der vier Bohrlöcher erfolgen fortlaufend und Wassertanks werden einmalig für alle vier Bohrlöcher bereitgestellt.

Wie aus der Grafik ersichtlich, kommt das höchste LKW-Aufkommen in den letzten fünf Wochen der Feldentwicklung- und Stimulationsphase mit bis zu 800 Fahrten pro Tag zustande.

Der InfoDialog der ExxonMobil geht, ohne Berücksichtigung des Verkehrs für den Leitungsbau und Abtransport des Oberflächenwassers, von einem deutlich geringeren Verkehrsaufkommen in Höhe von 2.499 bis 3.041 schwere LKW/TKW aus (Schneble 2012, S. 28). Das Verkehrsaufkommen für die Herstellung eines Bohrplatzes wird dort mit insgesamt 150-200 LKW über einen Zeitraum von zwei Monaten abgeschätzt (Schneble 2012, S. 20). Während der Durchfüh-

rung der Bohrungen wird das LKW Aufkommen mit wöchentlich ca. 25-30 LKW angenommen. Für einzelne Zeiträume erhöht sich das Verkehrsaufkommen bei einer zeitlichen Überlagerung der Bohr- und Fracking-Vorgänge nach dieser Prognose auf wöchentlich rd. 60 LKW-Fahrten. Ein noch höheres Verkehrsaufkommen kann sich während der Auf- und Abbauarbeiten inkl. Abfuhr des Flowbacks ergeben (dann wöchentlich bis zu 100 schwere LKW/TKW) (Schneble 2012, S. 20/21; ähnlich Ewen et al. 2012, S. 32).

Abb. 129: Verkehrsszenario zur Schaffung von 12 Bohrlöchern auf drei Bohrplätzen.



NYSDEC, 2011

UBA (2011, S.15 und MKULNV 2012, S. 6-219) gehen grundsätzlich davon aus, dass die Zufuhr von Wasser und die Abfuhr von Lagerstättenwasser über Rohrleitungen erfolgt oder eine Wasserentnahme aus eigenen Brunnen stattfindet, was die durch den LKW-Transport hervorgerufenen Lärmemissionen erheblich reduzieren würde. Andererseits kann es bei einem allzu frühzeitigen Pipelinebau auch zu erheblichen Fehlallokationen kommen, wenn sich der Standort nicht als ausreichend fündig erweist.

2.5.2 Trägerflüssigkeit

Bei der Stimulierung von Schiefergas-Lagerstätten kommen MKULNV (2012, S. 7-3) zufolge im Wesentlichen wasserbasierte Trägerflüssigkeiten zum Einsatz, wobei zur besseren Druckübertragung die Gleitfähigkeit mit Additiven erhöht wird (Slickwater). Möglich sind generell auch ölbasierte Fluide; dabei wurde lange Zeit v.a. Dieselöl als Frac-Fluid in großen Mengen eingesetzt. In den USA wurden zwischen 2005 und 2009 rund 114 Mio. Liter Dieselöl zum Fracken verwendet (E&C 2011 S.10) und auch später offenbar noch eingesetzt. Die Verwendung von Dieselöl ist aus Umweltschutzgründen vielfach kritisiert worden. Daneben werden schaum-basierte Trägerflüssigkeiten, die ggf. mit CO₂- oder Stickstoff (NO₂) hergestellt werden sowie säurebasierte Trägerflüssigkeiten (zumeist Salzsäurebasis) zur Lösung geringpermeabler Kalkformationen verwendet (MKULNV 2012, S. 7-3). In jüngster Zeit werden in den USA auch Trägerflüssigkeiten aus flüssigem Erdgas erprobt.

Zur Stimulierung einer Horizontalbohrung mittels Fracking wird gegenüber dem konventionellen Erdgasabbau etwa ein Vierzigfaches der Wassermenge benötigt (Dunlop 2013, S. 265). Der Wasserbedarf je Bohrloch während der Stimulationsphase ist nicht nur von den geologischen Verhältnissen abhängig, sondern u.a. auch von der Länge der Horizontalbohrung, von der Anzahl der Frac-Durchgänge sowie von der Zusammensetzung der eingesetzten Frac-Fluide.

Der Staat New York geht, abhängig von den geologischen und technischen Voraussetzungen im Einzelfall, von einer Länge des gefrackten Abschnitts von 90 bis 150 m aus. In diesem Fall kommen auf eine Länge von 1.200 m (4.000 ft.) 8 bis 13 Fracs (NYSDEC 2011, S. 5-93, Tyndall 2011, S. 20). Bei einer Länge von 500 m ist mit etwa drei bis fünf Fracs zu rechnen. Die statistische Analyse von etwa 400 Bohrlöchern im Barnett-Shale ergab einen durchschnittlichen Wasserverbrauch von 25-30 m³/Bohrmeter bei Wasserfrac-Verfahren und etwa 42 m³/Bohrmeter bei Slickwater-Frac-Verfahren (ENVI 2011). Im polnischen Lebien wurden 13 Fracs in Abschnitten von 45 m bis 50 m durchgeführt. Dabei wurden je Frac zwischen 1.150 m³ und 1.700 m³ Wasser eingesetzt (PGI 2012). Das entspricht 25 m³/m bis 35 m³/m pro Frac. Ähnlich wurden von Halliburton bei Lubocino-1 in Polen 1.600 m³ Frac-Fluid je Durchgang eingesetzt (AEA 2012).

Jeder Frac benötigt durchschnittlich zwischen 1.100 und 2.300 m³ Wasser so dass je Horizontalbohrung mit 8 bis 13 Frac etwa 9.100 bis 29.500 m³ (2,4 bis 7,8 mill. gallons) Wasser benötigt werden (NYSDEC 2011, S. 5-93). Bei mehreren Frac-Durchgängen kann das zurückfließende Wasser für weitere Anwendungen verwendet werden. Stand der Technik in den USA ist es, für high-volume Fracking 80 bis 90% Frischwasser und 10 bis 20% Wasser aus dem Flowback zu verwenden (ALL Consulting 2010, S. 74; Richenderfer 2010, p. 30, in NYSDEC 2011, S.6-10).

Der durchschnittliche Frischwasserverbrauch für Frackingprozesse lag in 553 Bohrlöchern im Susquehanna River Basin in Pennsylvania (2008-2011) bei 17.800 m³ (NYSDEC 2011, S.6-10). AEA (2012, S. 7) geht von einem durchschnittlichen Verbrauch in den USA von 10.000 bis 25.000m³ Wasser pro Bohrloch aus (ähnlich IEA 2012, S. 30). Das US Department of Energy (DOE 2009, S. 64) schätzt diesen je Bohrloch in der Regel auf 10.000 - 15.000 m³ Wasser, ganz ähnlich Andrews (2009, S. 7) mit bis zu 13.500 m³ pro Bohrung. Die Werte unterscheiden sich jedoch regional sowie zwischen Horizontal- und Vertikalbohrungen. Die Railroad Commission of Texas (RCT 2011) kommt für das Barnett Shale auf einen durchschnittlichen Wasserbedarf von mehr als 13.200 m³ für eine Horizontalbohrung. Der Staat Colorado schätzt den durchschnittlichen Wasserverbrauch im Jahr 2010/2011 pro Bohrloch (Öl und Gas) auf etwa 6.000 m³ (COGCC 2012, zit. in EPA 2012, S. 87).

Das französische „Bureau de Recherche Géologiques et Minières“ folgert aus den amerikanischen Erfahrungen, dass für Horizontalbohrungen auch in Europa in der Regel 10.000 bis 20.000 m³ Frac-Fluid pro Bohrung benötigt werden (BRGM 2011, S. 59, in AEA 2012, S. 7). AEA (2012, S. 7) geht für europäische Verhältnisse von einem Volumen von 1.000 m³ für einen Frac-Durchgang aus, wobei die Anzahl der für ein Bohrloch erforderlichen Frac-Durchgänge unbekannt bleibt. Das Oxford Institute for Energy Studies (Gény 2010, S. 69) ermittelt für die Herstellung von rund 28.000 m³ Gas aus unkonventionellen Erdgaslagerstätten einen Wasserbedarf zwischen 16 und 32 Millionen m³/Jahr (unter Berücksichtigung eines Rückflusses von 25%).

Die Angaben zum Wasserbedarf bei der in Deutschland durchgeführten Stimulation konventioneller Bohrungen in Tichtgas-Lagerstätten sind nur mit Einschränkungen mit den Schiefergasbohrungen vergleichbar. Das IWW Zentrum für Wasser hat nach einer Anfrage beim Niedersächsischen Landtag Daten für von 1983 – 2009 durchgeführte Fracking-Maßnahmen in

niedersächsischen Tichtgas-Lagerstätten gesammelt. Im Gewinnungsgebiet Söhlingen Ost wurden insgesamt 55 Fracs durchgeführt. Die benötigten Wassermengen variierten dabei je nach Technologie sehr stark mit Werten von mind. 37 m³ bis ca. 2.330 m³ pro Frac (MKULNV 2012, S. 6-111). Bei den 2008 in Söhlingen Z16 (Tight Gas/Gel) durchgeführten 9 Fracs betrug der Wasserbedarf rund 800 m³, bei den im selben Jahr durchgeführten drei Fracs in Damme 3 (Schiefergas/Slickwater) betrug der Wasserbedarf rund 12.100 m³ (UBA 2012, S. A70/71). BGR (2012, S. 36) schätzt den Wasserverbrauch beim Fracking im Tichtgas auf rund 5.000 m³ pro Bohrstelle. Im InfoDialog der ExxonMobil wurde für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen ein Wasserbedarf von etwa 1.600m³ je Frac-Durchlauf, bei angenommenen 10 Durchläufen insgesamt demnach 16.000 m³ je Bohrloch geschätzt (Ewen et al. 2012, S.36). In der Tabelle 6 sind die unterschiedlichen Angaben zum Wasserbedarf für eine Bohrung mit mehrfachem Fracking zusammenfassend gegenübergestellt.

Für die Gewinnung von Schiefergas muss aufgrund der sinkenden Förderraten das Gestein im Zielhorizont gegebenenfalls mehrfach stimuliert werden. Bei jedem weiteren Fracking-Prozess wird mehr Wasser benötigt. Sumi (2008, S.11) zufolge wird das Gestein in einigen Fällen bis zu zehnmal durch Fracking neu aufgebrochen.

Tab. 6: Zusammenstellung zum Wasserverbrauch in unterschiedlichen Schiefergasformationen.

Land	Förderfeld	Wasserbedarf je Frac	Anzahl der Fracs	Gesamtbedarf je Bohrloch	Quelle
USA	Allg.			9.100 bis 29.500 m ³	NYSDEC 2011, S.5-39
USA	Allg.			10.000 -25.000 m ³	AEA 2012, S. 7
USA	Barnett Shale		4-5	10.200 m ³	DOE 2009, S. 64
USA	Barnett Shale			13.200 m ³	RCT 2011
USA	Marcellus Shale			15.000 m ³	DOE 2009, S. 64
USA	Marcellus Shale (NY)	1.100 - 2.300 m ³	8-13	9.100 - 29.500 m ³	NYSDEC 2011, S.5-93 MKULNV 2012, S. 6-111
USA	Susquehanna River Basin			18.500 m ³	NYSDEC 2011, S.6-10
USA	Fayetteville Shale			11.500 m ³	DOE 2009, S. 64
USA	Haynesville Shale			14.000 m ³	DOE 2009, S. 64
USA	Colorado			6.060 m ³	EPA 2012, S. 87
Can	Horn River Basin			40.000 m ³	ENVI 2011, S. 27
Can	Utica Shale			13.000 m ³	ENVI 2011, S. 27
PL	Silurian shale	1.100 – 1-700 m ³	13	17.320 m ²	PGI 2012, S. 19

2.5.3 Stützmittel

Neben dem Wasser werden beim Fracking auch größere Mengen an Stützmitteln im Frac-Fluid verwendet. Ein typisches Stützmittel ist Quarzsand in verschiedenen Körnungen. Außerdem können auch keramische Produkte, gesinterter Bauxit, teilweise auch mit Epoxidharz oder Phenolharz o.ä. beschichtete Stützmittel verwendet werden (Fink 2012, in UBA 2012, S. A62). Das Stützmittel wird im Allg. mit LKW angefahren und vor Ort vor der weiteren Verwendung zwischengelagert.

Meiners et al. (UBA 2012, S. A61) beschreiben wasserbasierte Frac-Fluide als ein Gemisch aus 80 bis über 95 Gewichtsprozent Wasser, 5 bis über 30 Gewichtsprozent Stützmitteln und 0,2 bis über 10 Gewichtsprozent Additiven. Im Marcellus Shale in Pennsylvania wurden im Frac-Fluid ca. 84 bis 90% Wasser, 8 bis 15% Stützmittel und ca. 1 % chemische Zusätze eingesetzt (NYSDEC 2011, S. 5-51).

Graves (2012) zufolge benötigt ein typischer Frac 450 bis 2.200 t Sand als Stützmittel. Meiners et al. (UBA 2012, S. A69) gehen von knapp 1.500 t Stützmittel pro Bohrung aus. In Damme 3 (Schiefergas/Slickwater) wurden bei drei Fracs 588 t Stützmittel eingesetzt, in Söhlingen Z14 (Tightgas/Gel) bei 8 Fracs insgesamt 1.477 t Stützmittel (UBA 2012, S. A70).

Die Einsatzmengen des Stützmittels hängen davon ab, welches Fluidsystem (Gel, Hybrid, Slickwater, weitere) das Förderunternehmen im Einzelfall am Bohrplatz für den jeweiligen Frac-Durchgang vorsieht. Wie Meiners et al. (UBA 2012, S. A69ff) anhand der in Deutschland bisher in unkonventionellen Gas-Lagerstätten überwiegend zu Testzwecken eingesetzten Zusammensetzungen deutlich machen, besteht in dieser Hinsicht eine sehr große Bandbreite an Möglichkeiten und Varianten.

Ausgehend von einem eingesetzten Gesamtvolumen von 2.500 m³ Gemisch mit einem Anteil von 18% Stützmittel ergibt sich je Frac-Durchgang ein angenommener durchschnittlicher Bedarf von 450 m³ an Stützmitteln (dies entspricht etwa 750 t Gewicht und liegt damit etwa in der Mitte zwischen den aus den USA bekannten Werten von 5 bis 30% Gewichtsprozent bzw. 450 bis 2.200 t).

2.5.4 Additive

Frac-Fluide dienen der Erzeugung von Rissen im Gestein sowie dem Transport von Stützmitteln in die Risse. Chemische Additive werden dem Frac-Fluid MKULNV (2012, S. 7-4) zufolge in einem Gewichtsanteil von 0,2 % bis 10 % beigemischt. NYSDEC (2011, S. 5-51) zufolge beträgt der Anteil der Additive typischerweise unter 1%. Während der letzten Jahre und insbesondere durch die öffentliche Diskussion hat sich die Zusammensetzung der eingesetzten Frac-Fluide deutlich verändert.

Zwischen 2005 und 2009 nutzten die 14 Öl- und Gas-Unternehmen in den USA mehr als 2.500 Fracking Produkte mit 750 Chemikalien und anderen Komponenten (E&C 2011, S. 1). In Deutschland sind BGR (2013) zufolge für den Zeitraum von 1983 bis 2011 insgesamt circa 120 eingesetzte Chemikalien bekannt. Die Rezeptur der eingesetzten Frac-Fluide wird individuell für jeden Frac-Horizont in Abhängigkeit der erwarteten Lagerstätteeneigenschaften, den Temperatur- und Druckverhältnissen sowie einer Reihe weiterer Parameter ausgewählt, Mengenverhältnisse sind insofern schwer zu beziffern. In Reaktion auf öffentliche Kritik versuchen die Unternehmen derzeit, die Zahl der zum Einsatz kommenden Chemikalien zu reduzieren (z.B. die Green Frac initiative der Chesapeake energy).

Die chemischen Zusätze können toxische, allergene, mutagene und karzinogene Substanzen enthalten (ENVI 2011, S. 32; UBA 2012, S. C48; E&C. 2011, S. 1). Die am häufigsten verwendete Chemikalie in den USA, gemessen an der Anzahl der Verbindungen in den Zusätzen, ist Methanol (Waxmann et al. 2012, S. 1). Das Helmholtz Zentrum für Umweltforschung hat eine ökotoxikologische Beurteilung der beim hydraulischen Fracking durch die Fa. ExxonMobil eingesetzten Chemikalien vorgenommen und kam dabei zu dem Ergebnis, dass in den 18 bearbeiteten Bohrungen mit Einsatz von Frackingtechnologie in Niedersachsen 33 der 149 eingesetzten Stoffe ein hohes Gefährdungspotenzial (Hazard Quotient > 1 = erhebliche Effekte auf die betrachteten Organismen in der Umwelt möglich) besitzen (UFZ 2012, S. 47).

Die Auswertung von 28 Frac-Fluiden durch Meiners et al. (UBA 2012, S. C48) zeigte, dass in der Vergangenheit ein breites Spektrum von mindestens 112 unterschiedlichen Additiven in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Deutschland zum Einsatz kam. In der Bohrung Damme

3 wurden 20 t Additive (davon 460 kg Biozide) verpresst. Die Bewertung ausgewählter, in Deutschland eingesetzter Frac-Fluide durch Meiners et al. (UBA 2012, S. C48) kommt zum Ergebnis, dass die bewerteten Fluide hohe bzw. mittlere bis hohe human- und ökotoxikologische Gefährdungspotenziale aufweisen. Wissenslücken bestehen derzeit sowohl hinsichtlich der Identität der eingesetzten Additive und ihrer Konzentrationen im injizierten Frac-Fluid, als auch hinsichtlich der human- und ökotoxikologischen Eigenschaften der eingesetzten Stoffe und ihrer Abbaubarkeit, der Bildung von Transformationsprodukten und ihrer Reaktivität (MKULNV 2012, S. 7-127).

In Europa sind die Vorgaben der europäischen REACH-Verordnung (VO 1907/2006) und der CLP-Verordnung (VO 1272/2008) zu beachten. Sie werden vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) für Betriebspläne, Prüfkriterien und Genehmigungsablauf bei hydraulischen Bohrlochbehandlungen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten vorgeschrieben. Nach Art. 1 Nr. 3 REACH-VO müssen die Hersteller, Importeure sowie die nachgeschalteten Anwender von bestimmten Substanzen gewährleisten, dass sie nur solche Stoffe produzieren, in Verkehr bringen und verwenden, die die menschliche Gesundheit oder die Umwelt nicht nachteilig beeinflussen. Der Einsatz von Gefahrstoffen, die als giftig, sehr giftig, krebserzeugend, Erbgut-verändernd, fortpflanzungsgefährdend oder umweltgefährlich zu kennzeichnen sind, sind als Additive zu vermeiden. Ist der Einsatz solcher Gefahrstoffe vorgesehen, so ist dieser Einsatz zu begründen und darzulegen, dass keine Alternativstoffe zu diesen Gefahrstoffen eingesetzt werden können.

2.6 Abraum, Schlämme, Festabfälle

Bei Bohrungen nach Erdgas fallen feste bis schlammige Bohrabfälle an. Sie bestehen aus bei der Bohrung an die Oberfläche beförderten Teilen des Gesteins (Bohrklein und Bohrzusätze). Bei einer Horizontalbohrung ist der Anfall an Bohrklein bis zu 40% größer als bei herkömmlichen vertikalen Bohrungen (NYSDEC 2011, Sum. S. 13). Eine 2.100 m tiefe Bohrung mit einer horizontalen Ausdehnung von 1.200 m produziert ca. 170 m³ Aushub (AEA 2012, S. 37). Laut der IEA (2012, S. 23) fallen, abhängig von der Bohrtiefe, zwischen 100 t und 500t Material je Bohrung an.

Die Bohrspülung ist eine Emulsion oder Suspension, die je nach Anwendungsfall aus Wasser, Öl oder Polymeren besteht und mit verschiedenen Additiven versetzt ist (MKULNV 2012, S. 6-39). Die Bohrspülung wird in das Bohrloch eingepumpt, nimmt am Bohrwerkzeug das Bohrklein (Cutting) auf und steigt anschließend mit den Cuttings beladen durch den Ringraum wieder nach oben auf. Über Tage wird die Spülung aufbereitet und für den nächsten Spülvorgang mit den entsprechenden Zusätzen konditioniert. In Speicherbehältern wird die Spülung zwischengelagert, bis sich das Bohrklein abgesetzt hat (MKULNV 2012, S. 6-25). Nach der Berufsgenossenschaftlichen Regel 128 (HVBG 2006) muss das bei Bohrarbeiten anfallende Bohrklein an der Austrittsstelle abgesaugt oder sedimentiert werden. Die separierten Cuttings sind in geeigneten Behältern aufzufangen, abzutransportieren und zu entsorgen.

Viele Gesteinsformationen enthalten natürlich vorkommende Radionuklide (NORM: Naturally Occurring Radioactive Materials), welche mit dem Bohrschlamm an die Oberfläche gelangen. Natürliche Radionuklide der Zerfallsreihen von Uran-238, Uran-235 und Thorium-232 sind in unterschiedlicher Konzentration in Gesteinen der Erdkruste enthalten. In Tiefenwässern können – in Abhängigkeit von deren Salinität und der chemischen Zusammensetzung des Wassers und Nebengesteins – aufgrund der langen Verweilzeiten im Untergrund insbesondere Radium-226 (Halbwertszeit 1600 Jahre) und Radium-228 (Halbwertszeit 5,8 Jahre) gelöst werden und in

erhöhten Aktivitätskonzentrationen vorliegen (MKULNV 2012 S. 8-21). Hinzu kommen Tochter-nuklide wie insbesondere gasförmiges Radon-222 (Halbwertszeit 3,8 Tage) sowie Blei-210 (Halbwertszeit 22,3 Jahre), die insbesondere unter bestimmten geochemischen Bedingungen höhere Aktivitätskonzentrationen aufweisen können (MKULNV 2012, S. 8-22). Die Problematik der NORM-Gehalte im Formationswasser ist bei der konventionellen Erdöl-/Erdgasgewinnung seit langem bekannt. Regelungen zum Schutz der Bevölkerung vor zusätzlichen Strahlenexpositionen infolge der Verwertung/Beseitigung von NORM-Rückständen geben die §§ 97 bis 102 i. V. m. Anlage XII der Verordnung über den Schutz vor Schäden durch ionisierende Strahlen (StrlSchV) vor (MKULNV 2012, S. 8-23).

Basierend auf den Analyseergebnissen aus einem Feld-Screening und einer Gammastrahlen-Spektroskopie von Proben von Marcellus Shale liegen die Belastungen durch NORM im Aushub dort nicht signifikant über dem natürlichen Niveau in der Umgebung (NYSDE 2011, S. 5-34; PRI 2011, in AEA 2012, S. 37). Allerdings reichern sich radioaktive Stoffe u. a. in Schlämmen und in Förderrohren an, so dass diese Materialien als Sonderabfall zu entsorgen sind (Deutscher Bundestag 2010, S.1).

In der amerikanischen Praxis wird Bohrschlamm häufig in Absetzbecken geleitet, welche eine Sedimentation der Festanteile unter Schwerkrafteinfluss bewirken. Abhängig von den Bodenarten ist dieser Vorgang sehr zeitintensiv und bedarf einer hohen Anzahl von Absetzmulden mit zusätzlichem Flächenaufwand (MKULNV 2012, S. 6-45).

Dem Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) zufolge werden in Deutschland bei Erdöl- und Erdgasbohrungen (NORM-enthaltende) anfallende Schlämme in der Regel thermisch behandelt. Durch den Entzug von Wasser und die Entfernung von Kohlenwasserstoffen erfolgt eine Volumenreduzierung von rund 40%. Nach der thermischen Behandlung überbleibende mineralische Rückstände werden in zugelassenen Deponien entsorgt (MKULNV 2012, S. 6-45). Das Überstandwasser wird (unter Beachtung der entsprechenden Grenzwerte) anschließend unter Einhaltung der Vorgaben der örtlichen Entwässerungssatzung in die Schmutz- oder Mischwasserkanalisation eingeleitet.

Zur Entsorgung von Abraum, Schlämmen und anderen Feststoffen liegen zwar in Deutschland Erfahrungen aus der konventionellen Erdöl- und Erdgasförderung vor, doch im Unterschied hierzu sind bei der unkonventionellen Förderung von Tight- und Schiefergas erheblich mehr Bohrungen erforderlich, so dass deutlich höhere Mengen zu entsorgenden Materials anfallen.

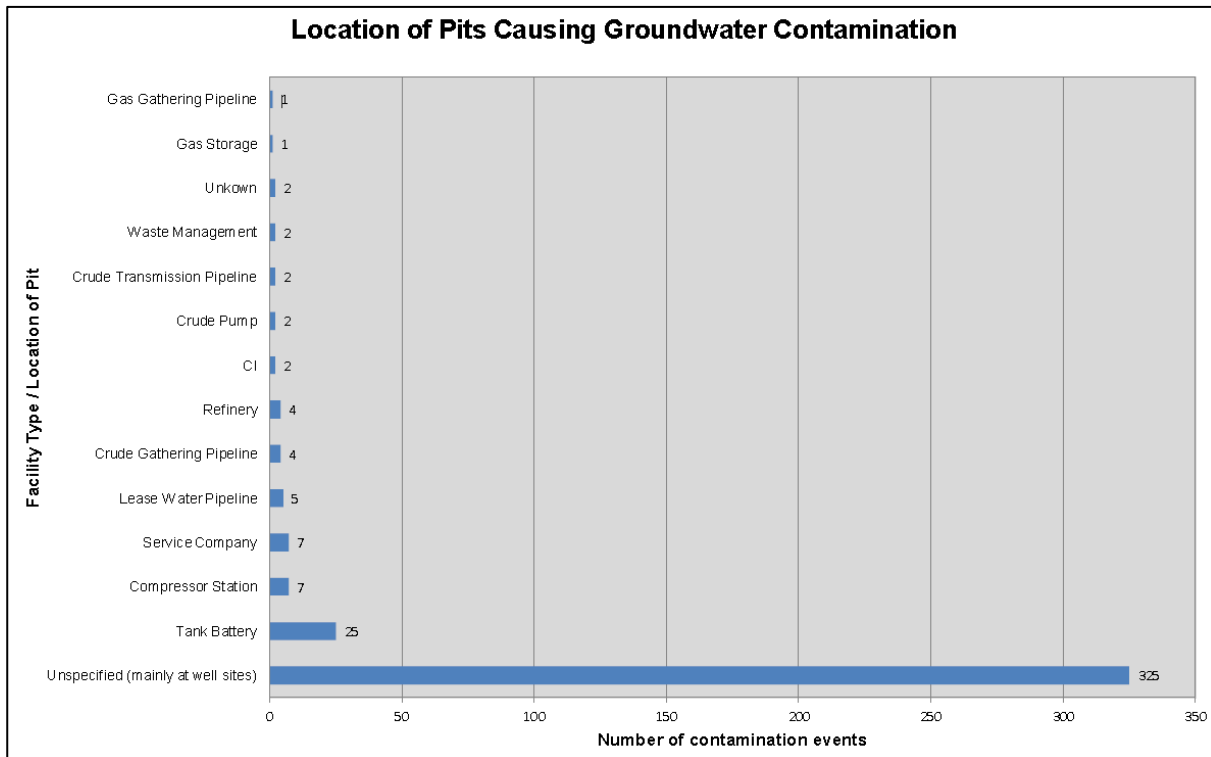
Bohreinrichtungen, Leitungen und Lagerbehälter können sich durch Flowback radioaktiv kontaminieren, wodurch eine gesonderte Entsorgung erforderlich ist.

2.7 Wasserschadstoffemissionen

2.7.1 Überblick

Schadstoffemissionen auf dem Wasserpfad sind durch oberflächennahe Verschmutzungen des anfallenden Niederschlagswassers (einschließlich Überschwemmungen) am Bohrplatz, durch das (unsachgemäße) Handling mit Flowback und Produktionswasser am Bohrplatz oder durch ein Entweichen von Gasen und Flüssigkeiten im Untergrund denkbar. Eine Darstellung der Risiken von Schadstoffemissionen über den Wasserpfad erfolgte im Rahmen des Gesamtgutachtens beim Kapitel Grundwassermonitoringkonzept und wird im Folgenden ergänzt.

Abb. 130: Grundwasserkontamination nach Ursprungsorten an unterschiedlichen Bohrungen in New Mexico.



Sumi, 2007 auf Datenbasis der New Mexico Oil Conservation Division

Die Diskussion um Grund- und Oberflächenwasserverunreinigungen durch Fracking wird in den USA faktisch in allen Lagerstätten mit unkonventioneller Schiefergasförderung außerordentlich kontrovers geführt (vgl. Abschn. 2.9.1). Etwa 700 Bohrungen mit Verdacht auf Grundwasserverunreinigung sind USA-weit bekannt, dabei sind Ursache-Wirkungsketten zumeist schwer nachzuweisen (vgl. Fracktracker 2013). Sumi (2007) stellte fest, dass nur bei 16% an Grundwasserkontaminationen in Verbindung mit der Öl- und Gasförderung in New Mexico eine unumstrittene Ursache genannt werden konnte. Große Erwartungen werden derzeit in eine laufende Großstudie der US-EPA über die möglichen Auswirkungen von Fracking auf Trinkwasserressourcen gelegt. Zurzeit existiert daraus lediglich ein Zwischenbericht (EPA 2012), aus dem u.a. hervorgeht, dass in Pavillion, Wyoming, einer der Untersuchungsregionen, eine Verknüpfung von Trinkwasserverunreinigungen zur Öl- und Gasförderung zu ziehen ist.

2.7.2 Potentieller Austrag über Niederschlagswasser

Verschmutzungen des Bohrplatzes, z.B. durch ausgetretene Betriebsmittel, können während der Feldentwicklungs- und Stimulationsphase durch ablaufendes Regenwasser grundsätzlich zu Einträgen in Boden, Oberflächengewässer und Grundwasser führen. In Deutschland ist aus diesem Grund eine Versiegelung des Bohrplatzes und eine fachgerechte Entsorgung des anfallenden Oberflächenwassers vorgeschrieben.

Der Leitfaden zur Gestaltung des Bohrplatzes der WEG (2006) sieht für Bohrplätze in Deutschland eine Einteilung hinsichtlich der Wassergefährdung in zwei unterschiedliche Bereiche vor. Der Wassergefährdungsklassenbereich (WGK-Bereich) ist als wasserundurchlässige Fläche entsprechend den Richtlinien des Deutschen Ausschusses für Stahlbeton e. V.

(DafStb) „Wasserundurchlässige Bauwerke aus Beton“ und „Betonbau beim Umgang mit was-

sergefährdenden Stoffen“ auszuführen (MKULNV 2012, S. 6-21). Dieser Bereich umfasst u.a. den Bohrturmunterbau mit Bohrkeller, die Maschinenstellfläche und das Dieselöllager und kann auch Spülungstanks, „solids control“-Equipment und Bohrgutgrube bzw. -behälter umfassen. Die sonstigen Bereiche beinhalten die Bereiche des Bohrplatzes, auf denen eine Wassergefährdung dem WEG zufolge nicht zu besorgen und insofern eine komplette Betonierung MKULNV (2012, S. 6-21) zufolge nicht erforderlich erscheint. Die sonstigen Bereiche umfassen unter anderem Verkehrsflächen, Stellflächen für Büro-, Sanitär-, Werkstatt- und sonstige Container, Lagerflächen von nicht wassergefährdenden Spülmittelzusätzen und das Rohrlager (MKULNV 2012, S. 6-18/19).

Weitaus schwieriger zu bewältigen ist die Situation jedoch bei Überschwemmungen, bspw. durch über die Ufer tretende Flüsse. NYSDEC (2011, Sum. S. 22) schließt daher Fracking-Operationen in potentiell überfluteten Gebieten (Maßstab: hundertjähriges Hochwasser) grundsätzlich aus.

2.7.3 Potentieller Austrag durch Bohrbetrieb

Alle Bohrungen durchqueren auf dem Weg in tiefere geologische Horizonte oberflächennahe grundwasserführende Schichten. Da sich die Bohrung in die Tiefe teleskopartig verjüngt, hat sie bei den oberflächennahen Schichten noch einen breiteren Durchmesser. Bei einer Durchdringung der oberflächennahen grundwasserführenden Schichten ist von einer sehr kurzfristigen Störung auszugehen. Bei jeder Tiefenbohrung besteht zumindest für die Phase, in der die Verrohrung noch nicht installiert ist, ein erhöhtes Gefährdungspotenzial durch Bohrklein (siehe Abschnitt 2.4) und Bohrzusätze.

Bohrzusätzen dienen als Schmiermittel, Viskosemittel, Verdünner, Stabilisator, Emulgator, Biozid oder Korrosionsschutzmittel. Sie können ebenso wie die Additive der Frac-Fluide toxische, allergene, mutagene oder karzinogene Substanzen enthalten. Um wachsenden Umweltauforderungen gerecht zu werden, wurden in den letzten Jahren vielfach toxische Stoffe durch weniger umweltgefährdende ersetzt.

2.7.4 Potentieller Austrag über Bohrlochdefekte

Das Casing und die Zementation des Bohrlochs bezwecken eine komplette Abdichtung, v.a. um einen Übertritt von Bohrspülung und Frac-Fluiden in den für Oberflächennutzungen sensiblen Untergrund zu verhindern. Nach heutigem Standard werden in das Bohrloch mindestens drei unterschiedlich starke Stahlrohre ineinander zementiert (Standrohrtour „surface casing“ außen bis unter den Grundwasserhorizont, Ankerrohrtour „protective string“ mittig und Produktionsrohrtour „production string“ innen bis in die Lagerstätte auslaufend). Die auf diese Weise mit dem Gebirge verbundene Rohrstrecke verläuft über eine Strecke von mehreren hundert bis mehreren tausend m. Die Breite der einzelnen Zementschichten reduziert sich in der Tiefe auf nur wenige cm, so dass Fehler bei der Zementation, sei es z.B. durch zu hohen Wasseranteil, durch Vermischung des Zements mit Bohrspülung, durch mangelnde Verbindung des Zements mit dem Gestein (keine Bindung mit Salz, Ölsanden, hochporösem Schiefer; Dusseault et al. 2000 S. 3) oder durch mangelnde Zentrierung der Rohrtouren leicht zu unbeabsichtigten Wegsamkeiten führen können. Eine vorgeschriebene Drucküberwachung am Bohrloch soll dazu dienen, etwaige Lecks zu detektieren (Ewen et al. 2012, S. 32), doch nicht immer werden damit ggf. entstandene Kurzschlüsse zwischen tief liegenden Gasquellen und Grundwasserhori-

zonen aufgespürt (Dusseault et al. 2000 S. 3). Weitere Informationen können dem Kapitel zum Grundwasser-Monitoringkonzept des Gesamtgutachtens entnommen werden.

Für die Aufwärtsmigration von Flüssigkeiten wird die Wahrscheinlichkeit als gering eingeschätzt. NYSDEC (2011, S. 6-41) zufolge liegt die Wahrscheinlichkeit bei fachgerecht ausgeführter Zementierung bei 2×10^{-8} (1 zu 200 Mio.). Auch Berechnungen des US Department of Energy zufolge liegt die Wahrscheinlichkeit, dass injizierte Flüssigkeiten aus einer fachgerecht ausgeführten Bohrung eine unterirdische Trinkwasserquelle beeinträchtigen, in einem Bereich zwischen 2×10^{-5} (1 zu 200.000) und 2×10^{-8} (1 zu 200 Mio.) (DOE 2009, S. 53).

Anders als bei Flüssigkeiten verhält sich die Wahrscheinlichkeit eines unkontrollierten Aufstiegs von Gasen. Überwachungsstatistiken aus Pennsylvania zeigen bei etwa 6% bis 7% der mit Fracking durchgeführten Schiefergasbohrungen eine Beeinträchtigung der strukturellen Integrität der Bohrlöcher mit möglicher Gasmigration an die Oberfläche bzw. in nutzbare Grundwasserhorizonte (Ingraeffea 2012, S. 8). Verschiedene in US-amerikanischen Schiefergaslagerstätten durchgeführte peer-review-geprüfte Forschungsarbeiten kommen zu dem Ergebnis, dass an Fracking-Standorten Methan und flüchtige Kohlenwasserstoffe aus tiefen geologischen Schichten in Grundwasser führende Horizonte gelangen (Osborn et al. 2011, S. 2; EPA 2011, Jackson et al. 2013). Jackson et al. (2013, S. 1) zufolge ist die Methankonzentration in den untersuchten 141 Trinkwasserbrunnen des Marcellus Shale in 1 km Radius zu Gasbohrungen sechsmal höher als außerhalb dieses Radius. Das gleichzeitige Auftreten von weiteren, der Gasförderung als Nebenprodukt zuzuordnenden Gasen (Ethan, Propan) spricht gegen das vielfach von der Öl- und Gasbranche angeführte Argument, die hohen Methankonzentrationen in der Nähe von Bohrstandorten kämen aus biologischen Quellen in flacheren Horizonten. Auch wenn der tatsächliche Pfad des Methans in das Grundwasser umstritten ist, überwiegt einer unter US-amerikanischen Öl- und Gasexperten durchgeführten Umfrage zufolge die Auffassung, dass eine Gasmigration über das Bohrlochdefekte der wahrscheinlichste von allen bei der unkonventionellen Gasförderung möglichen Austrittspfad ist (Krupnick et al. 2013, S. 8).

Unkontrollierte Gasmigration ist Watson & Bachu (2009 S. 116) zufolge ein in der Öl- und Gasförderung weltweit häufig anzutreffendes Phänomen. Dies zeigt u.a. der Umstand, dass in Alberta, Kanada, ausschließlich Bohrlöcher mit einem unkontrollierten Gasfluss über $300 \text{ m}^3/\text{Tag}$ sofort zu reparieren sind, bei einem Gasfluss unterhalb dieses Werts bedarf es in Alberta lediglich regelmäßiger Kontrollen und einer Reparatur vor Einstellung der Förderung (Watson und Bachu 2009 S. 116). Auf Grundlage einer breit angelegten Untersuchung mit Daten aus ca. 315.000 kanadischen Öl- und Gasbohrungen, davon zu einem großen Anteil Horizontalbohrungen, detektierten Watson und Bachu (2009 S. 121) einen Anteil von 4,6% undichter Gasbohrungen in Alberta (gesamt). Auffällig hoch war der Anteil undichter abgelenkter Bohrungen (deviated wells), da hierbei eine erfolgreiche Zementierung offenbar deutlich schwieriger herzustellen ist (u.a. Zentrierungsprobleme oder mangelnde Abdeckung des casings aufgrund von überschüssigem Wasser).

In Queensland, Australien, wurden bei einer Kontrolle der Gasbohrungen des Tara-Gasfeldes 44% als undicht detektiert, wobei 9% der Bohrlöcher eine Gasmigration aufwiesen, welche den 10%-Wert des „explosive limits“ (LEL) von Methan erreichten (Queensland Government, 2010). Brufatto et al. (2003) zufolge treten an 43% von 6.692 geprüften Offshore-Bohrungen im Golf von Mexiko unkontrolliert Gase aus. Grund ist in der Regel entweder die direkte Kommunikation von flachen gashaltigen Sanden mit der Oberfläche (regional auch natürlicher Weise möglich) oder eine mangelhafte Zementierung, welche eine Gasmigration aus tiefen gashaltigen

Sanden ermöglicht. Während die Wahrscheinlichkeit für Gasmigration bei den von Brufatto untersuchten Anlagen im ersten Jahr bei 6% liegt, steigt sie nach 15 Jahren auf 50% an, was auf technische Defizite hinweist (Brufatto 2003, S. 63). Nygard (2010, S. 6) zufolge weisen 13% bis 19% der Bohrungen im norwegischen Sektor und Archer (2011) zufolge 34% der Bohrungen im britischen Sektor der Nordsee Leckagen auf. Auch in Deutschland sind diffuse Gasfreisetzungen nicht unbekannt. So vermerkt das Niedersächsische Bodeninformationssystem NIBIS des LBEG z.B. für das Feld Voigtei „vagabundierende Gase“ sowie für den Speicher Engelbostel den Hinweis „Gasentweichungsfläche“ (Abfrage am 14.03.2014, auf Hinweis in BBU 2014 S. 18).

Aufgrund der Druckbelastung ist die Bohrlochzementation beim Fracking letztlich deutlich größerer Belastung ausgesetzt als bei der konventionellen Erdgasförderung und kann dadurch geschädigt werden (Schilling 2012 S. 13/24). Unter hohem Druck können Gase oder Flüssigkeiten insbesondere über offene Ringraumabschnitte entlang des casings aus dem Bohrloch austreten (Ingraeffea 2012, S. 1). Jackson et al. (2013) halten es aufgrund möglicher Spätfolgen und möglicher Alterungsprozesse für essentiell, zwischen möglichen Fehlern durch Korrosion, unzulänglichen Schweißnähten etc. an den Stahlrohren und möglichen Fehlern in der Zementation zu unterscheiden. Fehlern in den Stahlrohren könnten mit der Zeit auch Austritte von Flüssigkeiten und Salzen folgen. Fehler im Zement könnten bei Alterungsprozessen des Zements zunehmen (Jackson et al. 2013 S. 6). Selbst für optimal ausgeführte Zementationsmaßnahmen gibt Rish (2005) eine Eintrittswahrscheinlichkeit für das Versagen der Zementation zwischen 10^{-5} und 10^{-6} pro Bohrung an (MKULNV 2012, S. 9-22).

Die US-EPA befasst sich in ihrer aktuellen Studie zur Trinkwassergefährdung durch Fracking (EPA 2012) schwerpunktmäßig mit unterschiedlichen Szenarien des Austrags von Flüssigkeiten oder Gasen über defekte Bohrlochkonstruktionen. Dabei wird nicht nur die aktuelle Bohrung beachtet, sondern es werden auch Szenarien unter Beteiligung benachbarter Altbohrungen betrachtet. Ob und wenn ja, in welcher Häufigkeit das Risiko von Gasmigration durch wiederholtes Fracking im gleichen Bohrloch erhöht wird und in welchem Umfang sich das Risiko von Gasmigrationen aufgrund zunehmendem Alters der Zementierung erhöht, sind Ingraeffea (2012, S. 8) zufolge Fragen, die derzeit noch nicht beantwortet werden können.

Zu berücksichtigen sind in diesem Zusammenhang auch ggf. erfolgte Fehlbohrungen, die Barrierschichten durchstoßen und anschließend abgelenkt wurden. So belegt BBU (2014, S. 16) zufolge das Bohrlochbild der Frack-Bohrung Völkersen Z7, dass das Bohrloch mit einer anschließend abgelenkten Fehlbohrung im Bereich von 2.400 m bis 3.400 m Tiefe verknüpft ist, die auf 1.000 m Länge weder verrohrt noch zementiert wurde, sondern lediglich eine wässrige Bohrspülung beinhaltet.

2.7.5 Potentieller Austrag über Frac-Risse

Ein kontrovers diskutierter möglicher Ausbreitungspfad von Flüssigkeiten im geologischen Untergrund ist über vertikale Rissbildungen und natürliche Störungen denkbar. Die Reaktion des anstehenden Gesteins auf Fracking hängt im Wesentlichen mit den im Gestein vorherrschenden Spannungen sowie den natürlichen Störungs- und Kluftsystemen der Lagerstätte zusammen. Mit steigender Teufe steigt auch der Druck durch das auflastende Deckgebirge an, wodurch die vertikale Spannungskomponente die horizontale übersteigt, so dass das Gebirge im ungestörten Bereich unter Druck eher zu den Seiten ausweicht und sich in größeren Teufen somit vertikale Fracs ausbilden (MKULNV 2012, S. 6-101). Eine Ausbreitungsprognose von Fracs erfordert Kenntnisse über die Spannungsverhältnisse in der Lagerstätte, welche nur über die

Durchführung von Pump-Tests am geplanten Frac-Standort erhältlich sind (MKULNV 2012, S. 6-102).

Eine amerikanische Studie von 44 Regionen, in denen Horizontalbohrungen mit Fracking durchgeführt wurden, zeigten eine Rissausbreitung im Untergrund von 12 bis 295 m aufwärts und 10 bis 190 m abwärts (Maxwell 2011, S. 22). Eine weitere Studie von 1.170 Bohrungen in den USA zeigte eine hydraulische Rissausdehnung nach oben von maximal 588 m (Barnett Shale). Nur sehr wenige hydraulische Risse können sich Davies et al. (2012, S. 5/6) zufolge über mehr als 500m ausbreiten, da geschichtete Sedimentgesteine eine natürliche Barriere bilden.

Auch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR 2012) hat für die Schiefergasförderung eine Rissausbreitung bis zu einem Fluidvolumen von 5.000 m³ simuliert. In der Simulation erreichte ein Riss eine Maximallänge von rund 540 m horizontal und 370 m vertikal, was in etwa den o.g. amerikanischen Studien entspricht. Der Riss breitet sich nahezu halbkreisförmig überwiegend in die Breite und nach oben hin aus (BGR 2012, S. 43). In Norddeutschland liegen die entsprechenden Grundwasserleiter in der Regel flacher als 500 m (BGR 2012, S. 45). Dem BGR zufolge zeigt die Größenordnung der maximalen Rissausbreitung, dass eine Rissausbreitung in trinkwasserführende Grundwasserleiter selbst bei einem flachen Zielhorizont nicht zu erwarten ist (BGR 2012, S. 45). Das Risiko, dass Deckschichten beim Fracking mit Rissen durchschlagen werden, wird vom BGR (2011) nahezu ausgeschlossen. Dies wird zum einen dadurch begründet, dass schon zur Erzeugung von nur kleinen Rissen sehr hohe Energien aufgewendet werden müssen und sich dies aus technischen Gründen nicht beliebig steigern ließe, zum anderen dadurch, dass jeder Frac detailliert geplant, simuliert und überwacht werde. Falls bereits natürliche Risse oder Wegsamkeiten durch die Deckschichten vorhanden sein sollten, werde dies sofort registriert, weil kein Druck aufgebaut werden könne und Fracken dann unmöglich sei (BGR 2011).

Auch im Rahmen des InfoDialogs der ExxonMobil wurde die Frage untersucht, ob Schadstoffe aus dem Frac-Bereich über lange Rissbildungen und Störungen in das nutzbare, oberflächennahe Grundwasser aufsteigen können. Die Modelle zeigten unter Fracking-Druck einen Aufstieg von gepressten Frac-Flüssigkeiten bis etwa 50 m. Auf diesem Weg gelangen daher nach Einschätzung der Gutachter keine Schadstoffe ins nutzbare Grundwasser (Ewen et al. 2012, S. 39). Einschränkend weisen Datenauswertungen von durchgeführten in den USA darauf hin, dass die tatsächlichen Rissdimensionen (Höhe und Breite) sowie die Rissgeometrien und -richtungen teilweise signifikant von modellierten Werten abweichen können. Die gemessenen Risse erreichten mit einer Wahrscheinlichkeit von ca. 1% (ungeplante) vertikale Risshöhen von über 350 m (Davies et al. 2012, S. 6).

Nach den Vorgaben des Niedersächsischen Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie ist für hydraulische Stimulierungen ein Abstand von mehr als 1.000 m zwischen der Obergrenze des hydraulisch erzeugten Risses (Frac) und der Untergrenze des tiefsten nutzbaren Grundwasserleiters obligatorisch (LBEG 2012, S.6). Bei Einhaltung dieses Wertes sei das Risiko einer Gefährdung des Grundwassers minimal. Bei einer Erdgasförderung in Deutschland ist ein Abstand von mehr als 1.000 m zwischen der Erdgas führenden Schicht und dem tiefsten nutzbaren Grundwasserleiter vergleichsweise leicht einzuhalten, denn Schiefergas im Unterkarbon-Tongestein befindet sich in einer Tiefe von 1.050 bis 5.000 m (BGR 2012, S. 15), im Posidonienschiefer in einer Tiefe von 1.300 bis 1.660 m (BGR 2012, S. 17). Schiefergas im Wealden befindet sich in Deutschland in einer Tiefe von 1.050 bis 5.000 m (BGR 2012, S. 19).

Die bisher bekannten Tight Gas Lagerstätten liegen in etwa zwischen 3.500 bis 5.000 Meter Tiefe (Ewen 2013).

Anlässlich eines vermehrten Auftretens von Erdbeben in norddeutschen und niederländischen Erdgasförderregionen stellt sich aktuell die noch unbeantwortete Frage, ob über derartige Ereignisse, die auch an der Erdoberfläche Gebäuderisse verursachen, natürliche Wegsamkeiten für Gase oder Flüssigkeiten entstehen können (vgl. Abschn. 2.9.2 Potentieller Austrag beim Handling von Flowback)

Die Frac-Fluide werden unter hohem Druck in die geologischen Formationen eingepresst. Lässt der Druck nach, fließt der sog. Flowback, eine Mischung aus eingepresster Fracklösung, Lagerstättenwasser und Methan an die Oberfläche zurück. Ein Teil des Flowbacks kann recycelt und für das Fracking künftiger Bohrlöcher genutzt werden (ENVI 2011, S. 30). Der verbleibende Rest wird mit Tankkraftwagen abgefahren oder leitungsgebunden abtransportiert. Nach Abklingen der Flowback-Phase gelangt während der gesamten Lebensdauer der Bohrung das sog. Produktionswasser mit dem Erdgas zusammen an die Erdoberfläche.

Die amerikanische Umweltbehörde EPA schätzt die Menge des innerhalb der ersten zwei Wochen zurückströmenden Frac-Fluids auf etwa 10 bis 40% der eingepressten Menge (EPA 2012b). NYSDEC zufolge (2011, S. 5-99) dauert die Flowback-Phase zwei bis acht Wochen. Zeitreihen der URS Corporation zeigen, dass etwa 60 Prozent des gesamten Rückflusses in den ersten vier Tagen nach dem Fracking auftreten (NYSDEC 2011, S. 5-100). Der Flowback aus Horizontalbohrungen im Marcellus Gebiet in der nördlichen Ebene von Pennsylvania betrug zwischen 9 und 35% der eingebrachten Frac-Fluide (NYSDEC 2011, S. 5-99). Nach Angaben des Info-Dialogs der ExxonMobil kommen je nach Lagerstätte und Gestein etwa 20 bis 30% Prozent der Menge der beim Shale-Gas eingesetzten Frac-Fluide wieder an die Oberfläche (Ewen et al. 2012, S. 46; Schneble 2012, S. 24).

Im Rahmen des Exxon Dialog- und Informationsprozesses wurde von Rosenwinkel et al. (2012) das kumulierte Flowback-Volumen in den Bohrungen Damme 3, Buchhorst T12 und Cappeln Z3a ausgewertet. Die zurückgeforderten Flowback-Volumina variieren sehr stark und reichen von < 100 m³ bis zu 3.058 m³ in knapp 60 Tagen. Unter Berücksichtigung der injizierten Fluidmengen wurde festgestellt, dass in allen drei Bohrungen die geförderten Flowback-Volumina 17 bis 27% der jeweiligen injizierten Volumina entsprachen (MKULNV 2012, S. 7-57).

Die als Frac-Fluide eingesetzten Stoffe sind nach den Vorgaben des Chemikalienrechts (EU-Verordnung Nr. 1272/2008) z.T. als gefährlich einzustufen (EWEN 2012, S. 65) und müssen entsprechend kontrolliert entsorgt werden. Ewen et al. (2012, S. 47) weist dabei auf eine ungenügende Datenlage über die Beschaffenheit des Flowbacks hin, insbesondere über mögliche Abbauprodukte der eingesetzten Chemikalien. Ebenfalls kontrolliert zu entsorgen sind die Lagerstättenwasser, welche je nach geologischer Formation neben Salzen und Gasen (z.B. Methan und Schwefelwasserstoff) unterschiedliche Gehalte an Schwermetallen (z. B. Quecksilber), radioaktiven Stoffen wie Radium 226, Radium 228, Blei 210 und Thorium 228, Kohlenwasserstoffen wie Benzol und Toluol sowie Bakterien, insbes. sulfatreduzierende Bakterien, enthalten (Ewen et al. 2012, S. 46; UBA 2012, S. A76).

Ewen et al. (2012, zit. in Meiners 2012, S. A78/79) haben Analysedaten anorganischer und organischer Spurenstoffe im Buntsandstein der deutschen Tight-Gas Lagerstätten in Söhlingen, Söhlingen Ost, Borchel, Mulsmhorn, Takken, Bötersen, Goldenstedt ausgewertet und mit relevanten Beurteilungswerten verglichen. Die Auswertungen zeigen teilweise hohe Konzentrationen

nen von Kohlenwasserstoffen, insbesondere Benzol (bis ca. 13 mg/l) und polycyclischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (PAK bis ca. 10 mg/l). Die Summe der BTEX Kohlenwasserstoffe schwankt über einen sehr großen Bereich (0,07 bis 19,4 mg/l). Teilweise wurden auch sehr hohe Konzentrationen von Quecksilber, Chromat und Blei gemessen.

Als relevante Beurteilungswerte wurden wasserrechtlicher Beurteilungswerte (TrinkwV, WHO, MTVO) sowie human- und ökotoxikologisch begründeter Wirkschwellen (z.B. NOEL- und TDI-Werte) definiert. „Die Konzentration vieler Parameter überschreitet relevante Beurteilungswerte um mehr als einen Faktor 1.000; Benzol und Quecksilber liegen sogar um einen Faktor 100.000, die Gesamtgehalte an PAK sogar um einen Faktor 1.000.000 über relevanten Beurteilungswerten“ (UBA 2012, S. A78/79).

2.7.6 Potentieller Austrag bei der Abwasserentsorgung

Meiners et al. (UBA 2012, S. C53) zufolge stehen zur Entsorgung und Wiederverwertung des Flowbacks folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

- 1 Verpressung über Disposalbohrungen,
- 2 Aufbereitung zur Einleitung in Oberflächengewässer,
- 3 Aufbereitung zur Einleitung in die Kanalisation,
- 4 Wiederverwertung für weitere Fracs.

Rosenwinkel et al. (2012) zufolge hält derzeit keines der o.g. Behandlungsverfahren für Flowback den Stand der Technik im Sinne des Wasserhaushaltsgesetzes ein (UBA 2012, S. C53; vgl. auch Europäisches Parlament 2012, S. 12). Ewen et al. (2012, S. 47) zufolge ist unter der Bedingung, dass ein Gesamtkonzept für den Umgang mit Abwasser vorliegt, eine Verpressung, wie sie auch schon in der konventionellen Erdgasförderung praktiziert wird (MKULNV 2012, S. 6-113), die noch am ehesten vertretbare Technik. Das Material der Feldleitungen sollte dabei Schadensfälle ausschließen und kontinuierlich überwacht werden (2012 wurde eine Leckage an einer Produktionswasserleitung in Völkersen bekannt, vgl. Abschn. 2.11.3). Das Europäische Parlament (2012, S. 12) empfiehlt aus Kosten- und Umweltgründen geschlossene Stoffkreisläufe unter Verwendung von Stahltanks zur Behandlung von Bohrrückflüssen. Tatsächlich kommt es bei einem nicht geschlossenen Kreislauf im Rahmen von Umfüllvorgängen und LKW-Transport des Flowback bzw. Produktionswasser immer wieder zur Freisetzung toxischer Abwässer. Aus der konventionellen Erdgasförderung in Niedersachsen bspw., deren Produktionswasseranfall weit unterhalb der unkonventionellen Erdgasförderung liegt, sind beim Befüllen von Tanklastern in den Monaten Mai/Juni 2013 zwei Freisetzungen von Lagerstättenwasser bekannt geworden (Wieters, 2013; Kreiszeitung 2013).

Das Verpressen von Produktions- und Lagerstättenwasser in den Untergrund wird derzeit vielfach als einzige Möglichkeit angesehen, die großen Mengen anfallender Abwässer zu entsorgen. Die kommunalen Abwasseraufbereitungsanlagen sind nicht zur Behandlung der sehr toxischen Produktionsabwässer ausgestattet (Europäisches Parlament 2012, S. 12). In Deutschland fallen bereits heute jährlich 11 Millionen m³ entsprechend kontaminierter und in den Untergrund verpresster Abwässer an, davon 3,5 Millionen m³ im Landkreis Rotenburg, Niedersachsen (Söntgerath in Heeg 2013 S.1). Die mögliche Wirkung von Verpressungen auf Trinkwasserleiter ist umstritten, in Rotenburg aktuell auch Anlass juristischer Auseinandersetzungen (Heeg 2013).

Peterwitz (2012) hält allein eine Entsorgung über Abwasserreinigungsprozesse für akzeptabel, weil es bekannt ist, dass insbesondere an Störungszonen Interaktionen zwischen den Schichten des oberflächennahen Grundwassers und des tiefen Lagerstättenwassers bestehen (vgl. Kühn 2013). In Bergbaugebieten kommt Peterwitz (2012) zufolge als mögliche Gefährdungsquellen weitere künstliche Wegsamkeiten hinzu. In den USA ist die Injektion (Verpressung) der Abwässer nach einer Zwischenbehandlung in Versenk- bzw. Disposalbohrungen die primäre Entsorgungsvariante. Allerdings wurden in einigen Staaten auch andere Varianten der Entsorgung durchgeführt, z.B. der Versickerung, der Einleitung in Gewässer oder der Ausbringung auf Straßen oder in Waldgebieten. Eine laufende Studie der US-EPA (EPA 2011b) zur Schadstoffkontamination von Hausbrunnen über dem Pavillion Gasfeld in Wyoming hatte 2011 zum Ergebnis, dass dort erhöhte Konzentrationen von u.a. Benzol, Xylol und Dieselöl in Grundwasserproben aus oberflächennahen Brunnen nachgewiesen wurden. Die Kontamination der oberflächennahen Brunnen wurde als Ursache insgesamt 33 Gruben zur Entsorgung von Bohrabfällen und Abwässern im Bereich der Untersuchung zugeordnet (EPA 2011b, S. 33).

Rahm et al. (2013) zufolge stellt sich im Marcellus Gebiet unter dem Druck hoher Transportkosten und einer zunehmenden Verschärfung der Umweltvorschriften in Pennsylvania ein zunehmendes Recycling von Flowback und Produktionswasser in speziell dazu eingerichteten Betrieben ein. Wurde 2009 noch ein Großteil an Abwassertransporten über 100 bis 300 km zu Verpressbohrungen in Ohio durchgeführt, so hat sich mit dem Aufkommen einer wasseraufbereitenden Folgeindustrie in 2011 die durchschnittliche Wegstrecke für Flowbackentsorgungen im Marcellus auf rund 40 bis 50 km reduziert. Eine ausführliche Darstellung der technischen Möglichkeiten zur Entsorgung des Flowbacks erfolgt beim Kapitel Flowback im Rahmen des Gesamtgutachtens.

2.8 Luftschadstoffemissionen, Klimagase

Gasförmige Schadstoffemissionen entstehen an den Bohrplätzen und durch den Fahrzeugverkehr auch in der Umgebung in allen Projektphasen. Gase, die als Nebenprodukte z.B. aus Flowback und Produktionswasser anfallen, können eine Explosionsgefahr darstellen und werden, soweit nicht anderweitig verwertbar, aus Sicherheitsgründen abgefackelt oder entlüftet. In einigen Wüstenstaaten der USA ist darüber hinaus verschiedentlich eine aktive Evaporation von Flowback aus Verdunstungsbecken oder über Sprühkanonen üblich. Darüber hinaus können durch die gelagerten oder ggf. in offenen Waggons transportierten Stützmittel, in der Regel Quarzsande, erhöhte Staubbelastungen entstehen. Dies kann durch einen Transport und die Lagerung in geschlossenen Behältern vermieden werden.

Die Beeinträchtigung der Luftqualität und Smogbildung aus der unkonventionellen Gasförderung übersteigt mit den Emissionen aus Methan (CH_4), flüchtigen organischen Verbindungen (VOCs), Feinstaub (PM_{10} und $\text{PM}_{2,5}$) und Kohlendioxid (CO_2) in einigen Regionen der USA die Luftqualitätsbeeinträchtigung aus dem Fahrzeugverkehr (Aitken et al. 2012 S. 14, MKULNV 2012 S. 12/18; IEA 2012, S. 20).

Im Zusammenhang mit der Erschließung und Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Erdgaslagerstätten bestehen hauptsächlich folgende Emissionsquellen:

- 1 Verbrennungsprozesse von Motoren, Kompressoren, Pumpen etc. im Rahmen der Bohr- und Stimulationstätigkeiten,

- 2 Emissionen durch gezieltes Abfackeln (Flaring) oder Ablassen von ausbrechendem oder gefördertem Gas,
- 3 Ausgasungen aus Flowback-Absetzbecken oder -Speichertanks (Ventile zur Vermeidung von Explosionen vorgesehen),
- 4 Emissionen durch Fahrzeugverkehr, insbesondere LKW, die der Versorgung/Entsorgung dienen,
- 5 Emissionen durch unkontrollierten Gasaustritt am Bohrloch.

Der US Environmental Protection Agency (EPA) zufolge ist die Öl- und Gasindustrie eine der maßgeblichen Quellen von flüchtigen organischen Verbindungen (VOCs), die zur Bildung von bodennahem Ozon (Smog) beitragen (EPA 2012c, S. 3, DNV 2013, S. 26). Eine Studie im US Bundesstaat Utah kommt aktuell zu dem Ergebnis, dass die Öl- und Gasförderung für 98 bis 99% der flüchtigen organischen Verbindungen (VOC) und 57 bis 61% der Stickoxide im Uintah Basin verantwortlich ist (DEQ 2012, S. 2). Auch eine im August 2009 im Umkreis der im Barnett Shale liegenden texanischen Kleinstadt Dish durchgeführte Studie bestätigte „das Auftreten hoher Konzentrationen an karzinogenen und neurotoxischen Verbindungen in der Umgebungsluft und/oder in Wohnhäusern“ (Wolf 2009; zit. in ENVI 2011, S. 24). Einer anderen Analyse zufolge weisen fünf der untersuchten 21 Verwaltungsbezirke in der Umgebung des Barnett Shale drastisch erhöhte Luftemissionswerte auf. Der Anteil an smogbildenden Verbindungen aus diesen fünf Verwaltungsbezirken erreichte im Sommer 2009 bis zu 165 t/d (Armendariz 2009, in ENVI 2011, S. 24). Ähnlich zeigten Beprobungen in Garfield County, Colorado in den Jahren 2010/2011 (Colborn et al. 2012, S. 9) erhöhte Luftschadstoffwerte, die mit der Erdgasförderung in Zusammenhang gebracht werden.

Staubwolken aus dem in großen Mengen herangeschafften und als Stützmittel eingesetzten feinen Quarzsand können zu lokalen Gesundheitsbeeinträchtigungen bei Straßenanliegern und Personal führen. Sehr feine Staubpartikel aus Quarzsand setzen sich bei ungeschütztem Transport bzw. bei ungeschützter Verarbeitung in der Lunge fest und verursachen Silikose, eine schwere Lungenschädigung. Untersuchungen des National Institute for Occupational Safety and Health NIOSH (Esswein et al. 2012) an 116 Arbeitern auf 11 Schiefergasförderbohrungen haben in 79% der Fälle erhöhte Silicatstaubwerte festgestellt. Bei 31% der Proben wurde ein zehnfach höherer Wert als der durch das NIOSH vorgeschlagene Grenzwert von 500 µg festgestellt. Staubbefreiungen aus Stützmitteltransport und Stützmittelverarbeitung lassen sich grundsätzlich durch geschlossene Systeme vermeiden.

Howarth (2011) zufolge entweichen 3,6 - 7,9% des Methans aus der Schiefergasproduktion unkontrolliert über Entlüftung und Lecks am Bohrloch in die Atmosphäre. Dies ist mindestens 30% mehr als für die konventionelle Gasförderung geschätzt (Howarth 2011). Ingraffea (2010) zufolge reichen bereits die von ihm geschätzten 2 - 6% unkontrolliert entweichenden Methans aus, um die gegenüber anderen fossilen Energieträgern im allgemeinen als positiver beurteilte Klimagasintensität der Erdgasnutzung ins Negative zu kehren (vgl. Arbeitspaket 4 u. 5 des Gesamtvorhabens).

Die folgende Tabelle stellt eine Schätzung der Schadstoffemissionen für einen Bohrplatz mit vier Bohrungen pro Jahr im Staat New York dar (NYSDEC 2011). Bei den Emissionen werden Feinstaub (PM10 und PM2,5), NOx, CO, flüchtige organische Verbindungen (volatile organic compounds-VOC), SO₂ sowie so genannte gesundheitsschädliche Luftverunreinigungen

(Hazardous Air Pollutants-HAP) gemäß dem US-amerikanischen Clean Air Act berücksichtigt. Gemessen an den US-Standards ist insbesondere bei NO₂ sowie Feinstaub mit Grenzwertüberschreitungen zu rechnen.

Das Pennsylvania Department of Environmental Protection (DEP 2012) führt derzeit eine Ein-Jahres-Überwachung der Umgebungsluft in der Nähe von Bohrungen im Marcellus Shale aus. Erste Probenahmen ließen bereits erhöhte Konzentrationen an Methan, Ethan und Propan sowie an Benzol in der Umgebungsluft von Bohrungen erkennen (DEP 2012). Die US-EPA hat im April 2012 neue Vorschriften („final rules“) erlassen, um die Emissionen am Bohrplatz, insbesondere durch VOCs, deutlich zu mindern (letztes update Aug. 2013). Demnach soll durch die Fassung des bisher in die Luft entweichenden Erdgases und eine Trennung des Gases und der flüssigen Kohlenwasserstoffe aus dem Flowback eine Reduktion der VOCs um 95% erfolgen ("green completion") (EPA 2012c).

In Deutschland gelten bezogen auf die Luftreinhalte die Immissionsgrenzwerte der 39. BImSchV, TA Luft sowie verschiedene technische Normen. Eine Übertragbarkeit der Luftqualitätswerte aus den USA auf deutsche Verhältnisse ist aufgrund der verschiedenen bundesstaatlichen Einzelregelungen in den USA sowie unterschiedlicher Ansätze zur Ermittlung der Emissionen/Immissionen nicht möglich.

Derzeitig werden Standorte der Öl- und Gasbohrungen in den USA nach den Bestimmungen des Clean Air Act einzeln betrachtet und nicht in ihrem gesamträumlichen Zusammenwirken. Dies ist nach den derzeitigen bestehenden gesetzlichen Regelungen auch in Deutschland der Fall, wenn Bohrstandorte einzeln genehmigt werden.

Tab. 7: Geschätzte jährliche Schadstoffemissionen an einem Bohrplatz

Geschätzte Schadstoffemissionen in die Luft						
Schadstoff	Bohren	Fertigstellung	Produktion	Teilsomme	Flowback Gas	Summe
Geschätzte Schadstoffemissionen am Bohrplatz (Dry Gas) - Abfackeln des Gases aus dem Flowback (t/a)						
PM	0.5	0.2	0.2	0.9	1.4	2.3
NO _x	15.1	5.8	3.8	24.7	4.9	29.6
CO	8.3	3.2	9.2	20.7	24.5	45.2
VOC	0.8	0.2	2.4	3.4	0.7	4.1
SO ₂	0.02	0.01	0.07	0.1	0.0	0.1
Summe HAPs	0.09	0.02	0.03	0.14	0.08	0.22
Geschätzte Schadstoffemissionen am Bohrplatz (Dry Gas) - Ablassen des Gases aus dem Flowback (t/a)						
PM	0.5	0.2	0.2	0.9	0.0	0.9
NO _x	15.1	5.8	3.8	24.7	0.0	24.7
CO	8.3	3.2	9.2	20.7	0.0	20.7
VOC	0.8	0.2	2.4	3.4	0.6	4.0
SO ₂	0.02	0.01	0.07	0.1	0.0	0.1
Summe HAPs	0.09	0.02	0.03	0.14	0.0	0.14
Geschätzte Schadstoffemissionen am Bohrplatz (Wet Gas)- Abfackeln des Gases aus dem Flowback (t/a)						
PM	0.5	0.2	0.2	0.9	1.4	2.3
NO _x	15.1	5.8	3.8	24.7	4.9	29.6
CO	8.3	3.2	9.2	20.7	24.5	45.2
VOC	0.8	0.2	2.4	3.4	0.7	4.1
SO ₂	0.02	0.01	0.07	0.1	0.22	0.31
Summe HAPs	0.09	0.02	0.31	0.42	0.69	1.11
Geschätzte Schadstoffemissionen am Bohrplatz (Wet Gas)- Ablassen des Gases aus dem Flowback (t/a)						

PM	0.5	0.2	0.2	0.9	0.0	0.9
NO _x	15.1	5.8	3.8	24.7	0.0	24.7
CO	8.3	3.2	9.2	20.7	0.0	20.7
VOC	0.8	0.2	2.4	3.4	21.9	25.3
SO ₂	0.02	0.01	0.07	0.1	0.0	0.1
Summe HAPs	0.09	0.02	0.31	0.42	0.002	0.422

HAP = gefährliche Luftschadstoffe (Hazardous Air Pollutants) gem. Clean Air Act (CAA); Dry Gas: Erdgas, das hauptsächlich aus Methan besteht, welches kleine, kondensierbare Kohlenwasserstoffverbindungen wie Propan und Butan erzeugt, wenn es an die Oberfläche gelangt ; Wet Gas: Erdgas, das aus einem merklichen Maß an Kohlenwasserstoffverbindungen besteht, die schwerer als Methan sind (z.B. Ethan, Propan und Butan).

NYSDEC 2011, S. 6-106

2.9 Lärmemissionen und Erschütterungen

2.9.1 Lärmemissionen durch Maschinen und Fahrzeuge

Hauptquellen für Lärmemissionen sind ortsfeste Anlagen, Prozessabläufe oder mobile Geräte am Bohrplatz und Transporte von Produkten, Rohstoffen oder Abfällen (NTC 2011). Die intensivsten Lärmemissionen entstehen durch Pumpen und (Luft-)Kompressoren, die je nach Prozessschritt in unterschiedlicher Zahl zugeschaltet und mit dieselgetriebenen Aggregaten betrieben werden. Bei der Rohr-/Casing-Vorbereitung und Reinigung vor Einführung der Rohre in den erstellten Bohrabschnitt werden die Rohre teilweise durch Hämmern von anhaftendem Schmutz gereinigt. Hebewerksgeräusche entstehen, wenn Bohrgestänge oder Casing auf die Bohrplattform gehoben werden, um in den Bohrloch eingeführt zu werden oder Bohrgestänge aus dem Bohrloch gezogen wird, um bspw. den Bohrkopf zu wechseln. Die folgende Tabelle führt die maximalen Lärmemissionswerte von typischen Baugeräten und Fahrzeugen auf:

Tab. 8: Maximale Lärmemissionswerte von typischen Baugeräten und Fahrzeugen.

Baugerät	Lmax SPL (dBA)	Phasen			
		Erkundungs- phase	Feldentwicklungs- /Stimulationsphas e	Produktions- phase	Rückbau- phase
Pumpenwagen	115		x		
Antriebsmaschine (Bohrständer)	105		x		
Kompressoren	105		x		
Bohranlagenmotor	105		x		
Planierdraupe	85	x			x
Kompressor (Auspuff)	85		x		
Kraftdrehkopf (Top Drive)	85		x		
Rüttelsieb	85		x		
Kettensäge	84	x	x		
Druckwalze	83	x			x
Schwerer LKW	83	x	x	x	x
Bulldozer	82	x	x		x
Bagger	81	x	x		x
Hurrikan Verstärker	81		x		
Generator	81		x		
Pflugbagger	79	x			

Mittelschwerer LKW	78	x	x	x	x
Busse	78	x	x	x	x
Wassertanker	76	x	x		
Kipplastwagen	76	x	x		x
Pritschenwagen	75	x	x		x
Hebewerk	74		x		
PKW	72	x	x	x	x

Verändert nach NYSDEC 2011, S. 6-292ff. Tab. 6.54 – 6.60

Der durch die Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten entstehende Geräuschpegel variiert in den verschiedenen Stadien der Förderung. Die Einwirkungsbereiche durch Lärm sind außerdem abhängig von der Geländeform, den vorherrschenden Windgeschwindigkeiten und -richtungen sowie ggf. baulichen Lärmschutzmaßnahmen.

Das Bohren und das Pumpen der Flüssigkeiten während des Frackings sind neben dem kontinuierlich vorhandenen LKW-Verkehr (s.u.) die wichtigsten Lärmquellen (vgl. AEA 2012, S. viii und Tab. 9). Während eine einzelne Bohrung rund vier bis 10 Wochen dauert (Schneble 2012, S. 14; NYSDEC 2011, S. 5-135/136 Tab. 5.29), können sich mehrere Bohrungen über einen Zeitraum von über 1,5 bis zu mehreren Jahren erstrecken. Produktionsbohrungen werden aus Kosten- und technischen Gründen 24 Stunden am Tag und 7 Tage die Woche betrieben und erfolgen damit auch in den Nachtstunden (Tyndall 2011, S. 70; Ewen et al. 2012, S. 24; JRC 2012, S. 110; MKULNV 2012, S. 8-19; DOE 2009, S. 51). Auf den ersten hundert Metern wird das erste Rohr gerammt (Ewen et al. 2012, S. 32), wodurch sich kurzzeitige Lärmspitzen ergeben können.

MKULNV (2012, S. 8-14) geht für Nordrhein-Westfalen davon aus, dass während der Bau-, Bohr- und Komplettierungsphase in einem Zeitraum von ca. 16 bis 18 Monaten erhöhte Lärmemissionen entstehen. Dazu leisten dieselgetriebene (Luft-)Kompressoren den größten Beitrag. Bei den in der Studie zugrunde gelegten 10 Bohrungen pro Bohrplatz bedeutet dies über 10 Monate Betriebszeit eine ununterbrochene Betriebstätigkeit. Mehr Prozessschritte/Bohrungen auf einem Cluster-Bohrplatz führen nicht zu höheren, sondern vielmehr zu häufigeren und länger andauernden Transport-Lärmemissionen (MKULNV 2012, S. 8-18).

Bei den Bohrungen Walsrode – West Z4a mit einer Endteufe von ca. 4.990 m (Bohrteufe) und Bötersen Z11 mit einer Endteufe von ca. 5018 m (Messteufe) wurde laut dem Bohrbetriebsplan für die 60 db(A) Isophone ein Abstand von 50 m bis zu 110 m und für die 45 db(A) Isophone ein Abstand von 200 bis zu 500 m ermittelt (Bohranlage ITAG Rig 27). Wie die Berechnung der Isophone erfolgt ist, ist aus den Bohrbetriebsplänen nicht erkennbar.

2.9.2 Erschütterungen

In der Bauphase sind die Bauarbeiten zur Herrichtung des Bohrplatzes mit schwerem Erdbewegungsgerät sowie das Einrammen des Standrohrs zu Beginn der Bohrlochherstellung Emissionsquellen für Erschütterungen. Während des Frackingprozesses laut MKULNV (2012, S. 8-20) außerhalb des Bohrplatzes keine wahrnehmbaren Erschütterungen von den Pumpen und anderen Fracking-Anlagen zu erwarten.

Die Fragestellungen der Seismik in Verbindung mit Fracking werden beim Kapitel Induzierte Seismizität im Gesamtgutachten im Detail behandelt. Gemäß Rüter et al. (2013) zeigt sich für

Deutschland und die Niederlande, dass die räumliche Verteilung von induzierten seismischen Ereignissen stark mit dem Eingriff in den Untergrund durch verschiedene Abbau- oder Produktionstätigkeiten korreliert sind. Dem Deutschen Geoforschungszentrum (GfZ), Potsdam zufolge können durch Erdgasförderung aufgrund von Setzungsprozessen im Fördergestein Erdbeben ausgelöst werden (Dahm 2013). So werden vom GfZ in den letzten Jahren vermehrt Erdbeben mit der Folge erheblicher Gebäudeschäden an den Lokalisationen der Erdgasförderung in Niedersachsen und den Niederlanden beobachtet. Ob diese Erdbeben unterirdische Wegsamkeiten für Gasmigration schaffen können, kann gegenwärtig noch nicht beantwortet werden (Söntgerath, in Heeg 2013).

Beim Bohrvorgang selber wie beim Kapitel Induzierte Seismizität im Gesamtgutachten dargestellt, weltweit noch niemals spürbare seismische Ereignisse registriert worden. Bei der Durchführung von Frac-Arbeiten wurden bisher in zwei Regionen (Oklahoma, Blackpool) kleinere spürbare seismische Ereignisse registriert. In Blackpool, Lancashire (GB) wurden dabei mindestens zwei Erdbeben der Stärke 2.3 und 1.5 auf der Richter Skala sowie an die 50 Mikrobeben ausgelöst (Bawden 2011).

Das deutlich höhere Risiko induzierter seismischer Aktivitäten besteht beim Verpressen von Fluiden im Untergrund (Abwässer, Geothermie, CO₂). Dabei werden wie beim Kapitel Induzierte Seismizität im Gesamtgutachten dargestellt, weltweit regelmäßig spürbare seismische Ereignisse registriert. Lösungen, entweder künstlich oder durch Anschneiden höher liegender Grundwasserhorizonte zugeführt, können darüber hinaus Quell- bzw. Hebungs- oder Senkungsprozesse einleiten, die an der Oberfläche zu Gebäudeschäden führen.

2.10 Visuelle Wirkfaktoren, insbesondere Lichtemissionen

2.10.1 Visuelle Wirkfaktoren

Das Erscheinungsbild eines Bohrplatzes wird je nach Projektphase vorrangig durch Bohranlagen, Lager, Leitungen, Baucontainer (Unterkunftscontainer ggf. abseits des eigentlichen Bohrplatzes), Speichertanks, Kompressoren und Lastkraftfahrzeugen samt Zuwegungen und Parkplätzen bestimmt. Darüber hinaus werden ggf. mit Kunststofffolien ausgekleidete Becken zur Wasserspeicherung, ggf. auch als Absetzbecken in der Nähe des Bohrplatzes errichtet (NYSDEC 2011). Die Bohrtürme, die derzeit in den USA für Horizontalbohrungen genutzt werden, besitzen eine Höhe von 40 bis 50 m (NYSDEC 2011).

Wie bei der Flächeninanspruchnahme ist auch die visuelle Wirkung vom zeitlichen und räumlichen Zusammenwirken der ggf. vielzähligen Bohrplätze einschließlich des damit zusammenhängenden Schwerlastverkehrs abhängig. Dabei sind der Flächenbedarf und das Erscheinungsbild der einzelnen Bohrplätze inklusive der Zuwegungen, Leitungen und der weiteren Infrastruktur, die Anzahl und der Abstand der Bohrplätze zueinander sowie die zeitgleiche Umsetzung der Projektphasen ausschlaggebend. Visuelle Veränderungen ergeben sich hauptsächlich durch die Tätigkeiten während der Feldentwicklungs- und Stimulationsphase sowie durch den in dieser Phase am Standort errichteten Bohrturm.

Während der Betriebsphase (die bei multiplen Bohrungen parallel jedoch zu laufenden Neubohrungen führen kann) bleiben Produktionseinrichtungen und (zumeist) Bohrplatz erhalten. Die Bohrplätze selbst werden in den USA vielfach auch während der Produktionsphase nicht rückgebaut, weil eine Option für Refracking und Neubohrungen offengehalten werden soll. Soweit diese Phase noch als ein einzeln abgrenzbarer Abschnitt wahrgenommen werden kann, wird der

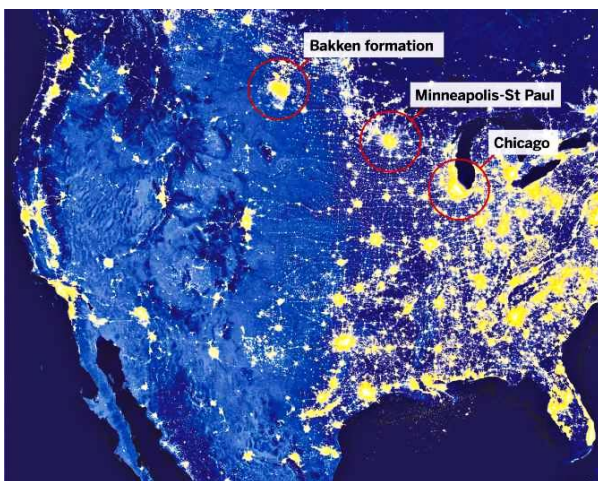
visuelle Eindruck hier durch Rohrleitungen, Installationen und Produktionswasserspeicher geprägt. Ggf. vorhandene Kompressoren sind durch Laufgeräusche wahrnehmbar.

2.10.2 Lichtemissionen

Produktionsbohrungen werden aus Kosten- und technischen Gründen 24 Stunden am Tag, 7 Tage die Woche betrieben (Schneble 2012, S. 22; MKULNV 2012, S. 8-19). Zur weiträumigen Ausleuchtung des Bohrplatzes werden während Dämmerungs- und Nachtzeiten am Bohrplatz Lichtmasten aufgestellt (Upadhyay & Bu 2010). Mit intensiven Lichtemissionen ist vorrangig während der Bohrzeiten zu rechnen.

Erhebliche Lichtemissionen können durch das als Sicherheitsmaßnahme betriebene Abfackeln (Flaring) von nicht verarbeiteten Gasen entstehen. Die Intensität der v.a. auf diese Art entstehenden Lichtemissionen in den Öl- und Gasförderregionen der USA ist vergleichbar den urbanen Metropolen auf Satelliten-Nachtaufnahmen klar erkennbar (vgl. Abb. unten). Aufgrund der derzeit ausschließlichen Ausrichtung auf Gasförderung wäre dies in Deutschland voraussichtlich nicht in vergleichbarem Maße zu erwarten.

Abb. 131: Darstellung der nächtlichen Lichtemissionen in ausgewählten Öl- und Gasförderregionen der USA.



Bakken-Förderfeld hell erleuchtet auf einem NASA-Satellitenbild.



Ausschnitt Förderfeld Eagle Ford. Violett georeferenziert die Grenzen der Lagerstätte. Die roten Punkte kennzeichnen Siedlungen > 10.000 EW.

Verändert nach Simmon, 2013

2.11 Störfallrisiko

2.11.1 Überblick

Zur Erschließung unkonventioneller Erdgaslagerstätten mittels multipler Bohrplätze, Bohrungen und Frac-Operationen werden in außerordentlich großen Quantitäten Chemikalien eingesetzt und Stoffe zu Tage gefördert, die bei unsachgemäßem Umgang oder bei Unfällen ein hohes Schädigungspotential für Mensch und Umwelt besitzen. Hierzu gehören die im Flowback enthaltenen Stoffe, insbesondere Schwermetalle, radioaktive Stoffe (z.B. Radon) und flüchtige Kohlenwasserstoffe (z.B. Benzol). Die Risiken der unkonventionellen Erdgasförderung sind quantitativ in keiner Weise mit denen der herkömmlichen Erdgasförderung vergleichbar, weil

für die Erschließung unkonventioneller Lagerstätten ungleich mehr Bohraktivitäten erforderlich sind, und sowohl der Ressourceneinsatz als auch der Entsorgungsaufwand, insbes. hinsichtlich des Flowbacks, um Dimensionen höher ist. Aufgrund der gegenüber konventioneller Erdgasförderung ungleich höheren Flächenbeanspruchung, der ungleich aufwendigeren technischen Infrastruktur sowie den deutlich vermehrten Transport-, Umfüll-, Reinigungs- und Lagervorgängen liegt die Eintrittswahrscheinlichkeit von Störfällen deutlich höher als aus der bisherigen Erdgasförderung gewohnt. Zu den berichteten Hauptursachen von Störfällen bei der unkonventionellen Erdgasförderung zählen Blow-Outs, Leckagen an Tanks und Leitungen, Material- und Gerätefehler, Speicherüberläufe, Überflutungen, Verkehrskollisionen mit Freisetzung wassergefährdender Stoffe, Treibstoffbrände und allgemeines menschliches Versagen bei den Arbeitsabläufen. Einige wenige Zahlen mögen die Relevanz verdeutlichen: Bishop (2011 S. 2-3) zufolge wurden nach offiziellen US-amerikanischen Statistiken bei der Gasförderung in Colorado zwischen 2003 und 2008 1.549 Leckagen (spill-incidents) gemeldet, davon ca. 20% mit Grundwasserkontamination (ähnlich Witter 2008, in ENVI 2011, S. 28). Aus New Mexico sind aus dem Zeitraum 1990 bis 2005 705 grundwasserkontaminierende Leckagen bekannt. Bezogen auf die Gesamtzahl der vorhandenen Erdgasbohrungen kommt Bishop auf eine Rate von 6% mit Leckagen insgesamt und 1,2-1,8% mit grundwasserkontaminierenden Leckagen. Hohe Leckageraten existieren auch aus anderen Staaten. So sind Bishop (2011 S. 3) zufolge auch in West Virginia 1,5% grundwasserkontaminierende Erdgasbohrungen zu verzeichnen und wurden 2008-2010 im Marcellus-Gebiet in Pennsylvania 1.052 schwere Leckagen bekannt. Bezogen auf 14.340 Erdgasförderbohrungen ergäbe das einen Anteil von 7% der Bohrungen mit schweren Leckagen. Ingraffea (2012 S. 9) berichtet auch für jünger zurück liegenden Jahre 2010 bis 2012 Dichtungsfehlerraten zwischen 6,6 und 7,2 % im Marcellusgebiet (Pennsylvania). Erhebliche Vorschriftenverletzungen aus anderen Staaten berichten auch Groat u. Grimshaw (2012 S. 50).

Eine eigene vergleichende Stichprobe beim Datenserver des Pennsylvania Energy Departments ergab für den Zeitraum von Anfang 2010 bis Mitte 2013 mehr als 500 bei Inspektionen aufgedeckte Vorschriftenverletzungen bei Öl- und Gasbohrungen in Pennsylvania (DEP 2013). Gesamtrisikooanalysen zeigen insbesondere bezüglich des Leckagerisikos einen erheblichen Verbesserungsbedarf auf (u.a. Rozell u. Reaven 2011).

MKULNV (2012, S. 12-20) weisen zwar berechtigt darauf hin, dass technische Versagensstatistiken aus den USA nicht ohne weiteres auf die deutsche Situation übertragen werden können, weil wesentliche Einflussgrößen wie geologische und standortspezifische Randbedingungen, technische Standards sowie gesetzliche Vorgaben zu unterschiedlich seien, um eine Vergleichbarkeit belastbar zu ermöglichen. Andererseits haben Watson & Bachu (2009S. 122) statistisch erwiesen, dass Dichtungsfehlerraten an Bohrquellen in Boomzeiten deutlich zunehmen und es gibt keinen ersichtlichen Grund anzunehmen, dass dies in Deutschland anders sein sollte.

Generell erhöht sich verbunden mit dem deutlich größeren industriellen Aufwand zur Erschließung unkonventioneller Erdgasförderfelder auch die Eintrittswahrscheinlichkeit von Störfällen auf ein Vielfaches der konventionellen Förderung. Den kumulativen Risiken unkonventioneller Erdgasförderung muss daher mit angepassten Sicherheitskulturen begegnet werden. Nicht allein vorhabensspezifische, sondern auch frühzeitige regionale Risikoanalysen, durch zertifizierte Institutionen ausgeführt sowie gegengeprüft, gehören ebenso dazu wie transparente Risikokommunikation und Gefahrenabwehrplanung. Weitere Angaben zu ober- und unterirdischen

Risiken können dem Kapitel Grundwassermonitoringkonzept der vorliegenden Studie entnommen werden.

2.11.2 Blow-Out

Ein Blow-Out ist der größte anzunehmende Unfall der Erdgasindustrie (Ewen et al. 2012, S. 32/33). Er entsteht, wenn während des Bohrens Erdgas getroffen wird, das unter höherem Druck steht als erwartet. Ggf. wird dabei die gesamte Bohrspülung aus dem Bohrloch herausgeschleudert und ausweichendes Erdgas entzündet sich. Die Erdgasindustrie setzt zur Vermeidung solcher Ereignisse den in Deutschland gesetzlich vorgeschriebenen Blow-Out-Preventer ein – auch der kann in Ausnahmefällen versagen (Ewen et al. 2012, S. 32/33). Das Volumen der ausgeworfenen Bohrspülung ist von der Teufe abhängig, in welcher der Blowout bzw. der Fluid-/Gaszutritt erfolgt. Für eine maximale Bohrlochentiefe von 2.000-3.000 m ergibt sich ein ausgeworfenes Bohrspülungsvolumen im Bereich von 110 bis 150 m³ (MKULNV 2012, S. 9-14).

Die Wahrscheinlichkeit von Blow-Outs liegt nach Angaben der Erdgasindustrie unter eins zu 1.000 Bohrungen (Ewen et al. 2012, S. 33). In Texas wurden offiziellen Berichten zufolge allein im Jahr 2011 7.000 neue Bohrlöcher niedergebracht. Gleichzeitig sind über 250.000 Bohrungen in Betrieb. Für den Zeitraum von 2006 bis Juli 2007 wurden dort 127 Blow-Outs vermeldet. 14 davon führten zu Bränden (Ewen et al. 2012, S. 33). MKULNV (2012, S. 9-12) siedeln die Wahrscheinlichkeit von Blowout-Ereignissen in NRW zwischen 10⁻³% bis 10⁻⁴% pro Bohrung an.

2.11.3 Leckagen an Installationen und Rohrleitungen

Die meisten der unter Abschn. 2.1.1 aufgeführten amerikanischen Störfälle, bei denen Substanzen unkontrolliert ausgetreten sind, sind Leckagen aus Installationen auf dem Bohrplatz. ENVI (2011, S. 24) zufolge ist die Mehrzahl der Störfälle auf einem Bohrplatz dabei auf unsachgemäße Handhabung durch unqualifiziertes Personal oder Falschverhalten zurückzuführen (ENVI 2011, S. 24).

Eine potenzielle Schadstoffquelle sind darüber hinaus Defekte an Rohrleitungen. Statistisch gesehen liegen die Werte für ein Pipelineversagen einer DN 610-(Erdgas-)Pipeline zwischen 1,25*10⁻² und 6,4*10⁻³ pro 1.000 Kilometerjahre (MKULNV 2012, S. 9-17). CONCAWE (Conservation of Clean Air and Water in Europe) und DGENV (Directorate-General Environment) gehen von einer Versagenswahrscheinlichkeit von rund 0,3 Ereignissen pro 1.000 Kilometerjahre für Rohrleitungen aus, in denen gefährliche Stoffe transportiert werden (MKULNV 2012, S. 9-16).

Auch bei geringen Wahrscheinlichkeiten kommt es in der Realität zu Leckagen. 2012 wurde in Niedersachsen z.B. bekannt, dass es aufgrund von Undichtigkeiten an einer Rohrleitung der RWE-DEA, in der Produktionswasser aus der konventionellen Erdgasförderung zu einer Versenkbohrung geschafft wird, zu Einträgen von u.a. Benzol und Quecksilber in den Boden gekommen ist (Doeleke 2013). Mehrere weitere Verunreinigungen im Zusammenhang mit der Erdgasförderung (z.B. Hengstlage, Völkersen) sind seitdem bekannt geworden.

2.11.4 Leckagen im Untergrund

Ein unbeabsichtigter Austritt von Gasen oder Flüssigkeiten kann sich (MKULNV 2012, S. 9-10) zufolge durch den Anschluss an hydraulisch wegsame Störungen und Bohrungen, durch Summenwirkung durch großräumige Erhöhung der Durchlässigkeiten, durch Veränderung der Poten-

zialverhältnisse im Einwirkungsbereich der Produktionsbohrung (ggf. Schaffung einer Potenzialsenke) oder durch langfristiges Versagen der Bohrlochintegritäten ergeben. In Abschnitt 2.9 wurde hierzu der Stand des Wissens zusammengefasst. Dabei macht Jackson (2013 S. 5) die Notwendigkeit zur Klärung der Frage deutlich, ob Bohrlochdefekte mit zunehmendem Alter der Bohrstellen zunehmen. Seine eigenen Ergebnisse sowie Untersuchungen an konventionellen Offshore-Standorten weisen darauf hin. Die Wissenunsicherheiten über Leckagerisiken bei einer Verpressung des Flowbacks sind Rozell u. Reaven (2011 S. 1) zufolge um mehrere Größenklassen höher als bei allen anderen Wirkungspfaden und verdienen dringend weiterer Aufmerksamkeit.

Weitere Informationen können dem Kapitel Grundwasser-Monitoringkonzept in der vorliegenden Studie entnommen werden.

2.11.5 Freisetzung wassergefährdender Stoffe im Verkehr

Die Darstellungen im Abschnitt 2.3.1 verdeutlichen den bei der unkonventionellen Erdgasförderung zu erwartenden LKW-Verkehr. Ein Großteil der beförderten Frachten enthält wassergefährdende Stoffe. Die Eintrittswahrscheinlichkeit von Unfällen mit Austritt wassergefährdender Stoffe hängt von einer Reihe standörtlicher Faktoren ab.

2.11.6 Überflutungen

Schwere Flutereignisse gehören NYSDEC (2011 Sum. S. 13) zufolge zu den wenigen Fällen, in denen Schadstoffe aus Additiven und Flowback in außerordentlich großen Mengen in die Umgebung gelangen können.

2.11.7 Insolvenz von Förderbetrieben

In den Tiefbohrverordnungen der Länder ist in der Regel vorgeschrieben, dass stillliegende Bohrungen verschlossen sein und gegen Eingriffe Unbefugter gesichert sein müssen. Wenn Bohrungen unter Druck stehen oder sich in ihnen ein Druck aufbauen kann, sind die Dichtheit des Bohrlochverschlusses und das Druckverhalten zu überwachen (z.B. § 15 BVOT NRW). Ferner werden von den Behörden Rückstellungen für den Verschluss der Bohrungen verlangt. Gleichwohl ist aufgrund der mit hohen wirtschaftlichen Risiken verbundenen Frackingtechnologie die Möglichkeit ungeordneter Geschäftsaufgaben im Blick zu behalten. BBU (2014, S. 12) führt mehrere bislang nicht in Erscheinung getretene Förderunternehmen auf, die in Deutschland aktuell Aufsuchungserlaubnisse für die Schiefergasexploration erwirkt haben, obwohl deren wirtschaftliche oder organisatorische Leistungsfähigkeit in Frage steht.

Einer Schätzung der US-EPA (1992) zufolge könnten 200.000 Öl- und Gasbohrungen in den USA nicht ausreichend verschlossen sein, mehr als die öffentliche Hand zu bewältigen vermag (Suro 1992 S. 1). Ein großer Anteil dieser Bohrungen wurde in den Wirtschaftskrisen der vergangenen Jahrzehnte von insolventen Firmen nur provisorisch verschlossen. Nach Nafeez (2013) bewegt sich auch der derzeitige Fracking-Boom in den USA auf wirtschaftlich sehr schwierigem Terrain und könnte für viele involvierte Firmen abrupt enden, ohne dass in ausreichender Bohrlänge ein Verschluss der Bohrlöcher erfolgt, der auch langfristigen Anforderungen genügt.

3 Entwicklungsszenarien

3.1 Erörterte Wirkfaktoren als Voraussetzung der Szenarienentwicklung

Wie in Abschnitt 2 dargestellt, zeichnet sich unkonventionelle Erdgasförderung nicht wie die konventionelle Erdgasförderung durch einen punktuellen und zeitlich in deutlich unterscheidbare Phasen strukturierten Prozess aus, welcher mit wenigen Bohrungen beginnt, um dann in eine gleichmäßige Förderphase einzulaufen. Der Grund dafür liegt darin, dass die Förderraten der Einzelbohrungen in Schiefergasgebieten der USA bereits im ersten Produktionsjahr um 50 – 75% sehr steil abnehmen und auch in den Folgejahren zügig weitersinken. Ausgeglichene Förderraten im Gesamtgebiet werden durch einen laufenden Ersatz bestehender Bohrungen sowie kontinuierliches Refracking aufrechterhalten. Multiple und sich zügig ausbreitende Bohr- und Frac-Aktivitäten kennzeichnen daher den Gesamtprozess der flächendeckenden Erschließung einer ertragreichen Lagerstätte. Umweltwirkungen und aus einer solchen Lagerstättenerschließung entstehende Nutzungskonkurrenzen können insofern keinesfalls aus einzelnen Bohrungen oder einzelnen Bohrplätzen ermittelt werden, sondern erschließen sich erst aus dem Zusammenhang eines Fördergebietes, in welchem die Einzelaktivitäten kumulativ zusammenwirken.

Die Flächeninanspruchnahme setzt sich aus dem Flächenbedarf für die Bohrplätze inklusive der erforderlichen Lagerflächen sowie dem Flächenbedarf für Zuwegungen, Leitungen und weiterer Infrastruktur zusammen. Der Flächenbedarf für einen Bohrplatz hängt von standörtlichen (Geologie, Raumstruktur) sowie technischen und wirtschaftlichen Zielsetzungen (Anzahl der Bohrungen, Länge der Horizontalbohrung etc.) ab und kann verlässlich nur auf Basis entsprechender Kenndaten ermittelt werden.

Die typischen Projektphasen der Erdgasförderung verwischen sich in der Realität eines Cluster-Bohrplatzes der unkonventionellen Erdgasförderung, denn bei multiplen Bohrungen auf einem Platz lässt sich zwischen der Feldentwicklungs-, Stimulations- und Produktionsphase keine klare zeitliche Abgrenzung treffen. Einzelne Bohrlöcher produzieren bereits, während andere noch gebohrt werden müssen. In der großräumigen Erschließung eines Bohrfeldes wird eine Staffelung der Feldentwicklungs-, Stimulations- und Produktionsphasen auf den Einzelbohrplätzen mit nur geringen zeitlichen Verschiebungen angestrebt. Wird die Feldentwicklungs- und Stimulationsphase zum sog. „Refracken“ eines Bohrlochs nach einigen Jahren erneut wieder aufgegriffen, ist diese Phase erneut durch intensive Aktivitäten am Standort geprägt.

Zur Stimulierung des Bohrlochs mittels Fracking wird gegenüber der konventionellen Erdgasförderung ein Mehrfaches der Wassermenge verbraucht. Bohrplätze mit zahlreichen und sehr weitreichenden Horizontalbohrungen benötigen zahlreiche Frac-Durchgänge und erfordern einen entsprechend hohen Wasserverbrauch. Einige der eingesetzten Additive besitzen ein hohes human- und ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial. Bei den Erdgasbohrungen fallen sowohl feste wie schlammige Bohrabfälle an, die i. Allg. mit Schwermetallen und anderen Schadstoffen vermischt sind.

Der Transport von Brauchwasser erfolgt in der Startphase ausschließlich per LKW. Einschließlich Zuliefer- und Entsorgungsverkehr ist mit einem außerordentlich hohen Verkehrsaufkommen zu rechnen. Der tägliche LKW-Verkehr über einen Zeitraum von 50 Tagen für die Entwicklung eines einzelnen Bohrplatzes variiert zwischen wenigen Fahrten und bis zu 250 Fahrten am Tag.

Zwischen 10 und 35% des zum Fracken eingepressten Fluids kommt zu einem lagerstättenspezifischen Anteil mit Lagerstättenwasser vermischt als Flowback (später Produktionswasser) zurück an die Oberfläche. Das Flowback ist mit den eingetragenen Chemikalien und deren Umwandlungsprodukten sowie mit Salzen, Schwermetallen, radioaktiven Stoffen und Kohlenwasserstoffen aus dem Untergrund belastet. Abwasserbehandlungsanlagen sind heute nicht in der Lage, entsprechende Abwässer zu reinigen. Aufgrund der schon in der konventionellen Erdgasförderung erreichten erheblichen Abwassermengen erscheint heute allein die Rückverpressung in den Untergrund praktikabel. Alle Behandlungsverfahren für den Flowback sind jedoch hinsichtlich der Einhaltung der vom Wasserhaushaltsgesetz geforderten Maßstäbe umstritten. Eine ausführliche Darstellung der technischen Möglichkeiten zur Entsorgung des Flowbacks erfolgt beim Kapitel Flowback der vorliegenden Studie.

Auf dem Bohrplatz ausgetretene Schadstoffe können durch verschmutztes Niederschlagswasser zu Belastungen von Boden und Gewässern führen, wobei dies grundsätzlich durch eine Versiegelung des Bohrplatzes vermeidbar ist. Gefährdungen grundwasserführender Horizonte sind jedoch schon bei konventioneller Bohrtechnik nicht vollständig auszuschließen. Aufgrund der durch unkonventionelle Erdgasförderung vervielfachten Anzahl zu erwartenden Bohrungen vervielfacht sich auch das Risiko. In zwei Förderregionen der USA wurde in der Nähe von Bohrstandorten der unkonventionellen Gasförderung eine deutliche Anreicherung von Methan und flüchtigen Kohlenwasserstoffen aus tiefen geologischen Schichten in Trinkwasser-führenden Horizonten nachgewiesen (Jackson 2012, US-EPA 2012). Die weite Verbreitung von Zementierungs- und Casing-Defekten, die in zahlreichen Öl- und Gasfeldern bei aktuell niedergebrachten Bohrsträngen oder bei benachbarten Alt-Bohrsträngen weltweit belegt sind (vgl. Abschn. 2.5.4), weist darauf hin, dass missglückte oder überalterte künstliche Wegsamkeiten die wahrscheinlichsten Austrittspfade von Fluiden und Gasen darstellen. Zur Klärung der Sachverhalte werden große Erwartungen in eine laufende Großstudie der US-EPA über die möglichen Auswirkungen von Fracking auf Trinkwasserressourcen gelegt.

Frac-Fluiden in den durch Fracking erzeugten Rissen werden zumindest in störungsfreien Zonen überwiegend als unwahrscheinlich angesehen. Die Ortskenntnis geologischer Störungen ist den relevanten Tiefen in Deutschland allerdings nicht flächendeckend vorhanden. Die Bergbehörden definieren Mindestabstände zu grundwasserführenden Schichten, die in jedem Fall einzuhalten sind.

Im Umfeld eines Bohrplatzes kommt es durch Gasfreisetzungen aus der Bohrung zu erhöhten Konzentrationen an verschiedenen Luftschadstoffen wie Methan (CH_4), Stickoxiden, flüchtigen organischen Verbindungen (VOCs) und Kohlendioxid (CO_2) sowie Feinstaub- und Staubbelastrungen. Luftschadstoffemissionen entstehen am Bohrplatz hauptsächlich durch Verbrennungsprozesse im Rahmen der Bohr- und Stimulationstätigkeiten, durch gezieltes Abfackeln (Flaring) oder Ablassen von ausbrechendem oder gefördertem Gas, durch Ausgasungen aus Flowback-Absetzbecken oder -Speichertanks sowie durch den Fahrzeugverkehr. In einigen Regionen der USA (z.B. Barnett-Region, Umgebung von Fort Worth) übersteigt die Beeinträchtigung der Luftqualität aus der unkonventionellen Gasförderung die Luftqualitätsbeeinträchtigung aus dem Fahrzeugverkehr (Aitken et al. 2012 S. 14, MKULNV 2012 S. 12/18).

Staubemissionen können in einem gesundheitsgefährdenden Maße durch den offenen Transport bzw. die offene Lagerung von Stützmitteln entstehen. Lärmbelastungen entstehen durch Bau- und Bohrtätigkeiten sowie durch den intensiven LKW-Verkehr. Hauptquelle für Lärmemissionen sind die während des Bohr- und Frac-Vorganges verwendeten (Luft-) Kompressoren. Die

Durchführung von Frac-Arbeiten und das Verpressen von Flowback können außerdem induzierte seismische Aktivitäten zur Folge haben.

Visuelle Wirkungen ergeben sich während aller Projektphasen aus einer technischen Überprüfung des Raumes durch die einzelnen Bohrplätze einschließlich ihrer Zuwegungen, Parkplätze, Lager, Leitungen, Speicherbecken, Bau- und Unterkuftscontainer sowie durch den Schwerlastverkehr. Da die Produktionsbohrungen 24 Stunden am Tag, 7 Tage die Woche betrieben werden, kommt es durch die nächtliche Ausleuchtung, ggf. auch durch das zeitweise Abfackeln von Gasen zu intensiven Lichtemissionen.

Aufgrund der gegenüber konventioneller Erdgasförderung ungleich höheren Flächenbeanspruchung, der ungleich aufwendigeren technischen Infrastruktur sowie den deutlich vermehrten Transport-, Umfüll-, Reinigungs- und Lagervorgängen liegt im gesamten Förderfeld die Eintrittswahrscheinlichkeit von einzelnen Störfällen deutlich höher als aus der bisherigen Erdgasförderung gewohnt. Offizielle Statistiken aus dem Marcellus-Gebiet weisen Leckagen an 6% bis 7% der Bohrungen auf, dabei 1,2% bis 1,8% grundwasserkontaminierende Leckagen.

3.2 Entwicklungsszenarien für ein Erschließungsgebiet

Die US-amerikanischen Entwicklungen zeigen, dass sich nur fünf bis sechs der 31 US-Schiefergaslagerstätten als rasant entwickelte „sweet spots“ auszeichnen, viele aber offenbar weniger höffig sind. Da die Erschließung von Lagerstätten zunächst oft unscheinbar mit weiten Bohrplatzabständen beginnt, wobei diese an erfolgreichen Förderlokalitäten durch Zwischenbohrplätze zunehmend und rasch verdichtet werden, bleibt festzuhalten, dass Bohrplatzabstände und -dichten nicht nur auf unterschiedlichen naturräumlichen und rechtlichen Voraussetzungen beruhen, sondern sich auch mit zunehmender Kenntnis über die jeweilige Gebietshöffigkeit im Zeitverlauf verändern. Im höffigen Marcellus-Shale in Pennsylvania, in dem sich die Entwicklung von einem ländlichen geprägten Raum zu einem der mit Abstand wichtigsten US-amerikanischen Fördergebiete in nicht viel mehr als 3 Jahren (2009 – 2012) vollzogen hat, war diese Entwicklung Wilber (2012) zufolge selbst für interessierte, jedoch außerhalb der involvierten Firmen stehende Beobachter, nicht im geringsten vorhersehbar. Das Marcellus-Schiefergaspotential war seit 80 Jahren bekannt und galt als weitgehend uninteressant.

Aufbauend auf den erörterten Unwägbarkeiten der Lagerstättenhöffigkeit muss eine vorausschauende Einschätzung kumulierender Nutzungskonkurrenzen und Umweltwirkungen stets ein breites Spektrum denkbarer Entwicklungsmöglichkeiten berücksichtigen. Um unterschiedlichen Entwicklungsoptionen auch in dieser Studie gerecht zu werden, werden im folgenden drei Beurteilungsszenarien unterschiedlicher räumliche Dichte der Bohrplatzverteilung (jeweils für Schiefer- und Tightgas) berücksichtigt.

Die drei unterschiedlichen Dichteszenarien für die Verteilung von Bohrplätzen in einem angenommenen (Teil-)Erschließungsgebiet von 260 km² Größe (etwa 16 km x 16 km) decken das aus den USA bekannte und in Deutschland prognostisch diskutierte Spektrum der Möglichkeiten weitgehend ab:

Szenario 1: Zusammenstellungen des US Department of Energy und eigene GIS-Untersuchungen zeigen, dass Bohrplatzabstände zwischen 350 m und 750 m US-amerikanische Realität sind. Für das dicht besiedelte Deutschland ist eine solche Bohrplatzdichte schwer vor-

stellbar. Zur Abrundung des Möglichkeitenspektrums wird dennoch ein theoretischer Minimalabstand von 500 m angenommen.

Szenario 2: Tyndall (2011, S. 14) machen für europäische Rahmenbedingungen Abschläge von der US-Praxis und gehen von größeren Bohrplatzabständen aus, die jedoch deutlich unter denen des InfoDialogs der ExxonMobil liegen. Bezogen auf die deutschen Verhältnisse wird von uns weitgehend mit Tyndall ein mittlerer Abstand von 1,2 km zwischen einzelnen Bohrplätzen angenommen.

Szenario 3: Im Rahmen des InfoDialogs der ExxonMobil wurde für Deutschland davon ausgegangen, „dass Bohr- und Gewinnungsplätze unter Betrachtung rein explorationstechnischer Belange einen Bereich von 4 bis 10 km² abdecken“ werden. Der Abstand der Bohrplätze zueinander beträgt dann 2 bis 3,2 km oder mehr. Im Rahmen des InfoDialogs wurde als zu erwartender Ausbauzustand eine Rastergröße von 9 km² angesetzt (Abstand der Bohrplätze: 3 km) (Schneble 2012, S. 63; auch MKULNV (2012, S. 6-173). Da 3 km weit von der US-amerikanischen Praxis abweicht, wird dieser Wert von uns als ein Maximalabstand angenommen.

Zur näheren Ermittlung der raum- und flächenrelevanten Auswirkungen werden die o.g. Grundscenarien entsprechend der Tabelle (unten) um weitere Detailannahmen ergänzt, die auf den Ergebnissen der Darstellungen im Abschnitt 2 beruhen. Es werden jeweils konservative Annahmen getroffen. Ergänzend hierzu folgende Anmerkungen:

- 1 Bei den dichteren Flächenszenarien (1a/b und 2a/b) kann in einem dichtbesiedelten Gebiet wie Deutschland nicht von einer vollständig flächendeckenden Ausfüllung der angenommenen Abstände im Quadrat ausgegangen werden. Pauschal wird ein Abschlag für unvermeidliche Flächenrestriktionen angenommen, der für das Szenario 1 30% und das Szenario 2 20% beträgt.
- 2 Die Bohrplatzfläche verändert sich mit der Anzahl der Bohrungen. Es wird davon ausgegangen, dass eine geringere Anzahl an Bohrplätzen mit einer höheren Anzahl an Bohrungen kompensiert wird und daher auch mit einem höheren Flächenbedarf verknüpft ist.
- 3 Für die Rohrleitungen wurden einfache Strecken angenommen, auf denen ggf. drei einzelne Rohrleitungen erforderlich sind: für Wasser, Gas und Flowback.
- 4 Die Zuwegung berücksichtigt nur direkte Zufahrten. Zur Ermittlung des weiteren Straßenausbaubedarfs sind im Einzelfall regionale Daten erforderlich.
- 5 Der Wasserbedarf ist abhängig von der tatsächlichen Tiefe und horizontalen Länge der Bohrung sowie von der Anzahl der erforderlichen Fracs. Für Schiefergas liegt eine Reihe von differenzierten Vergleichswerten vor. Für Szenario 1 und Szenario 2 wurden Vergleichswerte aus dem Barnett Shale und dem Marcellus Shale zugrunde gelegt (DOE 2009 S.64). Für Szenario 3 wurde der Wert von Ewen et al. 2012, S. 36 herangezogen. Alle Werte liegen in der Skala der möglichen Angaben an der unteren Grenze (vgl. Tab. 6). Für Tightgas wurde die Angabe von BGR (2012) verwendet.
- 6 Bei der Schätzung von 1% Additiven sind laufende Verbesserungsbemühungen der Industrie bereits vorausgenommen. Die Literaturangaben liegen z.T. erheblich darüber.
- 7 Der Rücklauf des Flowbacks ist von der Lagerstätte abhängig. Der angenommene Wert von 20% der eingebrachten Flüssigkeit liegt an der unteren Grenze der Angaben.

- 8 Es wird davon ausgegangen, dass eine Rohrleitungsinfrastruktur erst gebaut wird, wenn sich die Bohrungen als ausreichend ertragreich erwiesen haben. Für die frühe Entwicklungsphase fällt daher ein erhöhter LKW-Verkehr an, der entsprechend NYSDEC (2011) angenommen wurde.

Tab. 9: Szenariorahmen zur Ermittlung der Umweltwirkungen für die Förderung von Erdgas.

		Schiefergaslagerstätte			Tightgaslagerstätte		
		Szenario 1a	Szenario 2a	Szenario 3a	Szenario 1b	Szenario 2b	Szenario 3b
Gesamtgebiet der Erschließung in km ²		260	260	260	260	260	260
Bohrplatzabstand in m		500	1.200	3.000	500	1.200	3.000
Pausch. Flächenrestriktionsabschlag		30%	20%	0%	30%	20%	0%
Resultierende Anzahl Bohrplätze		728	144	29	728	144	29
Je Bohrplatz	Bohrplatzfläche m. Nebenanl. in ha	2	2,5	3	2	2,5	3
	Verrohrung Wasser/Gas/Flowback in km	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
	Zuwegung (direkt) je Bohrplatz in km	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Anzahl Horizontalbohrungen	6	8	12	6	8	12
	Wasserbedarf in m ³ (10.000/15.000/16.000 Schiefer-, 5.000 Tightgasbohrung)	60.000	120.000	192.000	30.000	40.000	60.000
	Stützmittelbedarf (18%) in m ³	13.300	26.700	42.700	6.700	8.900	13.300
	Additive je Bohrplatz (1%) in m ³	700	1.500	2.400	400	500	700
	Flowback/Bohrplatz (20%) in m ³	12.000	24.000	38.400	6.000	8.000	12.000
	LKW-Fahrten (Früh: 4.000/Bohrung)	24.000	32.000	48.000	24.000	32.000	48.000
	LKW-Fahrten (Spät: 4.000/Bohrung)	24.000	32.000	48.000	24.000	32.000	48.000
Je Erschließungsgebiet	Bohrplatzfläche in ha	1.456	360	87	1.456	360	87
	Verrohrung Wasser/Gas/Flowback in km	2.111	418	84	2.111	418	84
	Zuwegung (direkt) in km	218	43,2	8,7	218	43,2	8,7
	Anzahl Bohrungen	4.368	1.152	348	4.368	1.152	348
	Wasserbedarf in m ³	43,7 Mio.	17,3 Mio.	5,6 Mio.	21,8 Mio.	5,8 Mio.	1,7 Mio.
	Gesamtstützmittelbedarf in m ³	9,7 Mio.	3,8 Mio.	1,2 Mio.	4,9 Mio.	1,3 Mio.	0,4 Mio.
	Gesamtadditivbedarf in m ³	0,5 Mio.	0,2 Mio.	0,1 Mio.	0,3 Mio.	0,1 Mio.	0,02 Mio.
	Gesamtflowback in m ³	8,7 Mio.	3,5 Mio.	1,1 Mio.	4,4 Mio.	1,2 Mio.	0,3 Mio.
	LKW-Fahrten	17,5 Mio	4,6 Mio	1,4 Mio	17,5 Mio	4,6 Mio	1,4 Mio
	LKW-Fahrten (Spät: 4.000/Bohrung)	17,5 Mio	4,6 Mio	1,4 Mio	17,5 Mio	4,6 Mio	1,4 Mio

Oecos GmbH, 2014

3.3 Abgleich der Szenarien am deutschen Gesamtpotenzial

Es bietet sich an, die Eckwerte der drei im vorigen Abschnitt ermittelten Entwicklungsszenarien am möglichen deutschen Schiefergasgesamtpotenzial abzugleichen, um einen Eindruck zu gewinnen, ob die ermittelten Größenordnungen mit einer denkbaren Ausschöpfung des technisch förderbaren Potenzials zusammenpassen. Als adäquate Vergleichsgröße dient die zur Hebung des Potenzials erforderliche Anzahl niederzubringender Bohrungen. Zunächst interessiert die Fragestellung, welche Gesamtanzahl an Bohrstellen durch unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland zu erwarten ist.

Die sogenannte „estimated ultimate recovery“ (EUR) stellt das geschätzte, totale Gewinnungspotential eines durchschnittlichen Bohrlochs in m³ an Erdgas in einer Region dar. Beachtet wird hierbei bereits eine stetig abnehmende Fördermenge. Für Deutschland gibt es keine EUR-Werte, darum werden amerikanische Mittelwerte und eine Einschätzung für Polen herangezogen. Hughes (2013) zufolge ergeben sich die in folgender Tabelle dargestellte EUR-Werte für US-amerikanische Lagerstätten.

Tab. 10: Geschätzte EUR-Mittelwerte für ausgewählte Bohrfelder der USA in Kubikmeter nach EIA und USGS

	EUR-Mittelwerte (Mio. m ³ /Bohrloch)	
	nach EIA	nach USGS
Marcellus	44,17	32,79
Utica	32,00	17,53
Woodford-Arkoma	55,78	34,83
Fayetteville	36,81	31,15
Chattanooga	28,03	6,31
Caney	9,63	5,07
Haynesville/Bossier	75,61	74,11
Eagle Ford	66,83	31,26
Pearsall	34,55	11,07
Woodford-Anadarko	81,84	34,83
Gesamtmittelwert	46,52	27,89

Verändert nach Hughes 2013, S. 76, Tab. 4

Nach WEO (2012) beträgt der durchschnittliche EUR-Wert³ in Polen für ein Schiefergas-Bohrloch in etwa 27 Mio. m³/Bohrloch. Dies entspricht in etwa den ermittelten Mittelwerten von USGS (vgl. Tabelle oben).

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe hat in einer Studie das Erdgaspotenzial von Schiefergas in Deutschland abgeschätzt. Drei Tongesteinsformationen mit einem signifikanten Schiefergaspotenzial werden in Norddeutschland berücksichtigt (BGR 2012). Es handelt sich um die Tongesteine des Unterkarbons, des jurassischen Posidonienschiefers sowie des Wealden (Unterkreide). Nach den durchgeführten Berechnungen der BGR (2012) beträgt die Schiefergas-Gesamtmenge (Gas-in-Place; GIP) 13 Billionen m³. Die technisch gewinnbaren Mengen, die Schiefergasressourcen, sind wesentlich geringer und werden auf etwa 10% der GIP-Menge geschätzt. Sie betragen somit im Mittel 1,3 Bio. m³ (vgl. Tab. 11).

Die U.S. Energy Information Administration hat 2013 ebenfalls Potenzialstudien zum Schiefergas in Deutschland durchgeführt. Die EIA (2013, S. XIII-18) berechnete jedoch eine deutlich geringere, technisch gewinnbare Menge. Sie gehen von in etwa 0,48 Billionen m³ aus. Die Diskrepanz zum Wert der BGR erklärt sich daraus, dass die EIA in ihrer Studie nur zwei Tongesteinsformationen in Norddeutschland als signifikant für die Schiefergas-Gewinnung einschätzt hat: Den jurassischen Posidonienschiefer und den Wealden (Unterkreide). Tongesteine der Unterkarbon wurden außen vor gelassen, da der TOC-Wert (TOC=total organic carbon / (Summe organischer Kohlenstoff) unter dem gewählten Mindestprozentsatz von 2% liegt (EIA 2013, S. XIII-19).

Tab. 11: Gas-in-Place und bei einem Gewinnungsfaktor von 10% technisch gewinnbare Mengen in Deutschland in Billionen m³

Formation	Gas-in-Place			technisch gewinnbar		
	Minimum	Median	Maximum	Minimum	Mittel	Maximum
Unterkreide - Wealden	1,1	2,4	4,4	0,1	0,2	0,4
Unterjura - Posidonienschiefer	0,9	2,0	3,8	0,1	0,2	0,4
Unterkarbon	2,5	8,3	17,7	0,3	0,8	1,8
Gesamt	6,8	13,0	22,6	0,7	1,3	2,3

BGR, 2012, S. 31, Tab. 4-2

Geht man für deutsche Bohrstellen von einem vergleichbaren Durchschnitts-EUR-Wert wie von WEO (2012) für Polen geschätzt aus, d.h. von ca. 27 Mio. m³/Bohrstelle, so erfordert die Förderung des abbaubaren deutschen Schiefergaspotenzials in Deutschland auf Basis der EIA-Angaben (0,48 Bio. m³) 17.778 Bohrlöcher. Auf Grundlage des von BGR (2012) ermittelten technisch gewinnbaren Schiefergas-Potenzials von 1,3 Bio. m³ in Deutschland sind bei einem technisch möglichen maximalen Ertragswert von 27 Mio. m³/Bohrstelle zur Gesamtförderung allerdings 48.148 Bohrlöcher erforderlich (vgl. Tab. 12).

Tab. 12: Potenzielle Bohrlöcher in Deutschland

Studie	technisch gewinnbare Menge (Bio. m ³)	EUR-Wert (Mio. m ³ /Bohrloch)	erforderliche Bohrlöcher
BGR 2012	1,3	27 m ³	48.148
EIA 2013	0, 48		17.778

Oecos GmbH, 2014: basierend auf Daten von BGR, 2012; EIA, 2013, WEO 2012

Zum Vergleich einige Zahlen aus den USA: Für den im Staat New York gelegenen Teil des Marcellus Shales rechnet NYSDEC (2011, Sum. S. 4) über eine 30-jährige Förderperiode mit 48.000 Bohrungen. Ingraffea schätzt die zu erwartende Gesamtzahl der Bohrungen in den drei wichtigsten Staaten des Marcellus Shale auf 400.000 (Michanowicz 2011). In den gesamten USA produzierten schon 2009 etwa 1,1 Millionen Bohrburgen Öl- und Erdgas (EPA 2012c, S. 3). Schätzungsweise 11.400 neue Fracking-Förderbohrungen kommen jedes Jahr dazu, während weitere 1.400 bestehende Bohrungen refrackt werden (EPA 2012c, S. 3).

Die für Deutschland – auf Basis der derzeit noch lückenhaften Kenntnisse - berechnete Gesamtzahl an unkonventionellen Erdgas-Bohrungen erscheint vor dem Hintergrund US-amerikanischer Zahlen plausibel. Im Vergleich zu den bisher durch konventionelle Erdgasnutzung in Deutschland realisierten Fördervorhaben wären 48.000 Bohrungen jedoch eine enorme Steigerung, die in einem dicht besiedelten Gebiet wie Deutschland zu erheblichen Nutzungskonflikten führen dürfte. 2012 waren nach Angaben des LBEG (Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012) insgesamt noch 60 Erdöl- und Erdgasbohrungen aktiv. Das für Deutschland von der BGR (2012) ermittelte technisch förderbare Schiefergas-Gesamtpotenzial lässt sich mit unseren im vorigen Abschnitt dargestellten Szenarien sowohl über die Fläche, als auch über die Anzahl der Bohrungen in ein Verhältnis setzen. Die Gesamtfläche des deutschen Schiefergaspotentials beträgt nach eigenen Berechnungen abzüglich der Überlagerungen etwa 93.000 km². Vom Gesamtpotenzial werden 10% als technisch förderbar gehalten. 10% der Ge-

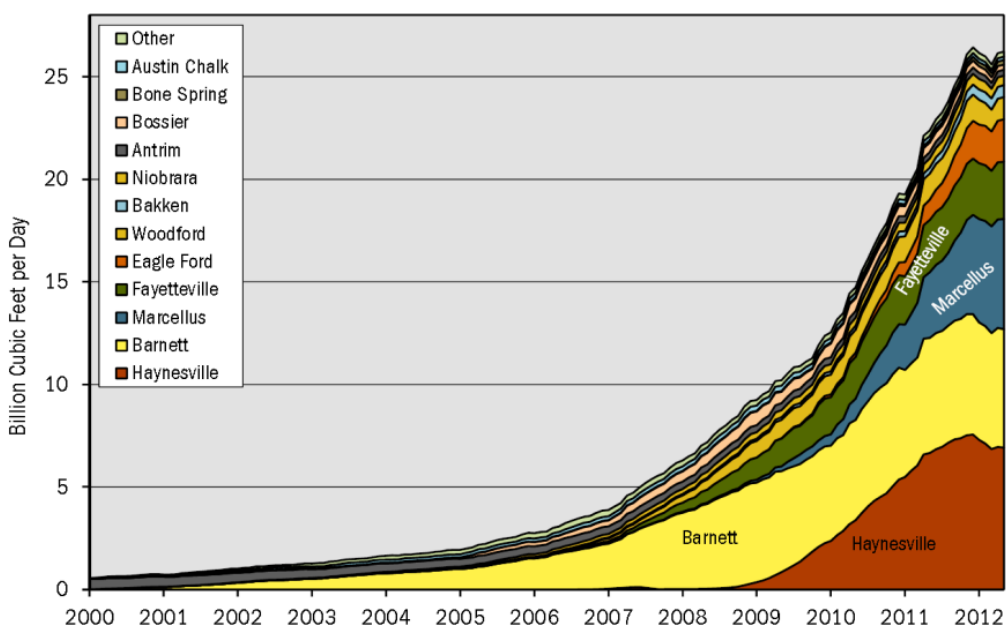
samtfläche ergeben 9.300 km². Die von uns als Szenariorahmen angenommene Erschließungsfläche von 260 km² würde ca. 36-mal in dieser Fläche aufgehen.

Die Gesamtanzahl der von uns in den einzelnen Szenarien angenommenen Bohrplätze beträgt 4.368 (Szenario 1), 1.152 (Szenario 2) und 174 (Szenario 3). In die in diesem Abschnitt ermittelte Gesamtanzahl von 48.000 Bohrungen zur Ausschöpfung des technisch förderbaren Schiefergas-Potenzials von 1,3 Bio. m³ stehen diese Zahlen in einem Verhältnis von 11-mal (Szenario 1), 42-mal (Szenario 2) und 138-mal (Szenario 3). Zum Vergleich: Es gab 2012 in Deutschland neun aktive Explorationsbohrungen und 31 aktive Feldentwicklungsbohrungen (LBEG 2013, S.9).

Die oben über die Gesamtanzahl an Bohrungen errechnete Anzahl an möglichen Szenarienvarianten lässt sich auch noch einmal über eine Abschätzung der voraussichtlich zur Verfügung stehenden Fläche gegenprüfen. Hierbei harmonisiert insbesondere das mittlere Szenario 2 sehr gut mit der obigen Berechnung (36 x Fläche / 42 x Bohrungsanzahl). Insbesondere die Zahlen für Szenario 3 driften dagegen weit auseinander.

Aus der erforderlichen Anzahl an Bohrungen zur Förderung des technisch möglichen Schiefergaspotenzials in Deutschland ist in Verknüpfung mit der zu erwartenden Bohrstellendichte (vgl. Abschn. 2.1) ein sehr hohes Potential für kumulative Umweltwirkungen erkennbar. Es stellt sich vor diesem Hintergrund die Frage, ob in ähnlicher Weise wie in den USA auch in Deutschland mit regionalen „hot spots“ zu rechnen sein wird, in denen sich die unkonventionelle Erdgasförderung räumlich verdichtet und in rasanter zeitlicher Abfolge entwickelt. Vier der größten US-amerikanischen Gasförderfelder, nämlich Marcellus, Haynesville, Fayetteville und Eagle Ford, entwickelten sich in nur 3 – 5 Jahren von zuvor unscheinbaren ländlichen Regionen zu hochindustrialisierten Zentren der unkonventionellen Gasförderung, die 2011 zusammengekommen 65% der US-amerikanischen Erträge erwirtschafteten (vgl. Abb. 6 unten). In jedem dieser einige hundert bis einige tausend km² umfassenden Gebiete kumulierten sich aufgrund der hohen räumlichen und zeitlichen Dichte der Umwälzungen nicht nur Erträge, sondern auch Nutzungskonkurrenzen und Umweltwirkungen.

Abb. 132: Entwicklung der 31 US-Schiefergaslagerstätten im Zeitverlauf..



Hughes 2013 S. 51

Es ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt in keiner Weise absehbar, ob die Entwicklung unkonventioneller Erdgasnutzung in Deutschland zu einer ebenso raschen Entwicklung und einem ebenso scharf kontrastierenden Verteilungsbild führen könnte, wie in den USA. Gegenwärtig ist eine solche Entwicklung jedoch zumindest nicht auszuschließen, denn die nach deutschem Bergrecht zu erteilenden Betriebsgenehmigungen sind gebundene Genehmigungen, auf deren Erteilung der jeweilige Antragsteller einen Rechtsanspruch hat. Das Spektrum möglicher Versagungsgründe ist gesetzlich eng vordefiniert. Der Ermessensspielraum der Bergbehörde zur Eindämmung einer unerwünschten großräumlichen Entwicklung ist daher sehr eingeschränkt.

4 Raumnutzungskonkurrenzen

4.1 Siedlungs- und Verkehrsstruktur

4.1.1 Potentielle Beeinträchtigungen

Die Erschließung eines unkonventionellen Erdgasfördergebiets mit einer hohen Anzahl an Bohrplätzen und einer sie verbindenden Infrastruktur von Aufbereitungsanlagen, Förder- und Abwasserpipelines sowie Straßen wird den amerikanischen Erfahrungen zufolge auch erhebliche Auswirkungen auf Siedlungs- und Verkehrsstrukturen haben. Der Erhalt von intakten, d.h. der Gesundheit und dem Wohlbefinden der Anwohner angemessenen Wohn- und Wohnumfeldnutzungen ist dabei als von zentraler Bedeutung zu beachten (vgl. Gassner 2010, S. 254). Die in den gesetzlichen und untergesetzlichen Regelungen formulierten Anforderungen an gesunde Wohn- und Arbeitsverhältnisse, vor allem in Bezug auf den Schutz vor Lärm und anderen Immissionen werden in den Zulassungsverfahren abzu prüfen sein.

Folgende Auswirkungen sind nach heutiger Kenntnis infolge der Erschließung eines Fördergebietes für unkonventionelles Erdgas auf Siedlungs- und Verkehrsstrukturen denkbar:

- 1 Wohnqualitätsbeeinträchtigungen,
- 2 Belastung von Infrastrukturen,
- 3 Gesundheitsbeeinträchtigungen,
- 4 Beeinträchtigung von Sachgütern.

4.1.2 Beeinträchtigungen der Wohnqualität

Flächeninanspruchnahme / Bohrbetrieb

Der § 34 BauGB stellt fest, dass ein Vorhaben innerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile nur zulässig ist, „wenn es sich nach Art und Maß der baulichen Nutzung, der Bauweise und der Grundstücksfläche, die überbaut werden soll, in die Eigenart der näheren Umgebung einfügt“ und die „Anforderungen an gesunde Wohn- und Arbeitsverhältnisse“ gewahrt bleiben. Dies ist bei Bohrplätzen nicht der Fall. Bohrplätze sind hochindustrialisierte Orte, die u.a. aufgrund von Lärmemissionen, insbesondere auch aufgrund des Explosionsrisikos nur in einem ausreichenden Vorsorgeabstand zu Wohnstätten zulässig sind. Bebaute oder zur Bebauung vorgesehene Siedlungsflächen im Innenbereich sind daher als Standort für einen Bohrplatz grundsätzlich ausgeschlossen, weite Vorsorgeabstände sind einzuhalten.

Im Rahmen des InfoDialogs der Exxon Mobil wurden zur Sicherung gegenüber Blow-Out Ereignissen für Süßgasbohrungen pauschal Sicherheitsabstände zu Bebauung von 200 m, bei Sauer gas (H_2S) bis zu 1.950 diskutiert (UTH 2012, S. 102).

Auch bei Splittersiedlungen und Einzelhäusern ist dem Schutz der Wohnfunktion Vorrang vor anderen Nutzungen einzuräumen. Wohnbebauung im Außenbereich unterliegt im Vergleich zu den Ortslagen zwar geringeren rechtlichen Anforderungen, doch aufgrund der erheblichen und lange andauernden Beeinträchtigung durch Schwerlastverkehr, Betriebslärm, Lichtemissionen etc. sind auch im Außenbereich zu Clusterbohrplätzen für die unkonventionelle Erdgasförderung sowie zu den Zufahrtswegen weit ausgelegte Vorsorgeabstände zu wahren. Solange

noch deutliche Wissensunsicherheiten hinsichtlich des Risikopotenzials von Grundwasserbeeinträchtigungen durch Förderbohrungen bestehen, sollte der Sicherheitsabstand zum Bohrplatz bei Splittersiedlungen und Einzelhäusern mit eigenen Brunnen 1.000 m keinesfalls unterschreiten (vgl. Abschn. 4.3.4).

Gewerbeflächen können als Standort für nachgeordnete Einrichtungen der Gasförderung (z.B. Anlagen zur Gastrocknung, Verdichterstationen) grundsätzlich geeignet sein, wobei mögliche Gesundheitsrisiken für die nähere Umgebung im Einzelfall zu prüfen sind.

Die Gesamtnettosumme der Bohrplatzflächen in einem angenommenen Erschließungsgebiet von 260 km² (ca. 16 x 16 km) beträgt in den Szenarien 1a/b bei 728 Bohrplätzen 1.456 ha; das entspricht etwa der Fläche des Flughafens München (1.560 ha). In den Szenarien 2 a/b beträgt die Nettoboehrplatzfläche 360 ha; das entspricht etwa der Fläche des Flughafens Berlin Tempelhof (386 ha). In diesen beiden Szenarien wird sich die hohe Flächeninanspruchnahme aufgrund des Verlustes an Freiflächen mit großer Sicherheit auf die Wohnqualität in der Region niederschlagen. Inwieweit dies auch bei der Flächeninanspruchnahme von 87 ha in den Szenarien 3a/b der Fall ist, wäre standörtlich zu beurteilen.

Verkehr / Straßenausbau

Wie in Abschn. 2.5.1 dargestellt, wird in der sich einige Monate erstreckenden frühen Entwicklungsphase von Bohrplätzen mit einem erheblichen Schwerlastverkehr zu rechnen sein. Im veranschlagten Gesamtgebiet von 260 km² werden je nach Szenario zwischen 1,4 bis 17,5 Mio. zusätzliche LKW-Fahrten angenommen. Zum Vergleich: ca. 24 Mio. LKW – Fahrten (Nutzlast über 3,5 t) wurden monatlich im Schnitt zwischen Januar und März 2013 in ganz Deutschland durchgeführt (Kraftfahrt-Bundesamt 2013).

Für einen einzelnen Cluster-Bohrplatz können sich für die Anlieferung der Geräte und des Materials, sowie insbesondere der Stützmittel und Additive während der gesamten Betriebsdauer eines Bohrplatzes auf einem Verkehrsweg zwischen 12.000 bis 48.000 zusätzliche LKW-Fahrten (Hin- und Rückfahrt) ergeben (vgl. Abschn. 3.2). Beeinträchtigungen durch Verkehr werden an gemeinsam genutzten Zugangsstraßen bei einem dicht gestaffelten Ausbau der Bohrplätze und einer zeitlichen Überschneidung von hohem Transportaufkommen erheblich zunehmen. Dies ist insbesondere bei Ortsdurchgangsverkehren besonders zu berücksichtigen.

In den nachfolgend aufgeführten Gebieten sind erhebliche Nutzungskonflikte zu erwarten, wenn diese an vielbefahrenen Zufahrtswegen liegen:

1. Alle in der BauNVO genannten Wohnbaugebiete: reine, allgemeine und besondere Wohngebiete sowie Kleinsiedlungsgebiete
2. Alle gemischten Bauflächen nach BauNVO: Dorfgebiete, Mischgebiete, Kerngebiete
3. Besonders konfliktreich: Spezifische Sondergebiete nach BauNVO, darunter v.a. Klinikgebiete und Kurgebiete (vgl. Abschn. 4.5.3)

Bei weiterem Ausbau des Gebietes ist mit der Anlage von Zufahrtsstraßen und Rohrleitungen zu rechnen. In der Bauphase kann es zu Störungen des Wohnungsumfeldes kommen. Auch eine vermehrte Zerschneidung des Wohnumfeldes durch lineare Infrastrukturen wie Versorgungsleitungen oder Zufahrtsstraßen ist möglich.

Lärmimmissionen

Nach § 22 Abs. 1 Nr.1 und 2 BImSchG sind nicht genehmigungsbedürftige Anlagen so zu errichten und zu betreiben, dass schädliche Umwelteinwirkungen, die nach dem Stand der Technik zur Lärminderung vermeidbar sind, verhindert werden. Nach dem Stand der Technik zur Lärminderung unvermeidbare schädliche Umwelteinwirkungen sind auf ein Mindestmaß zu beschränken. Der Schutz und die Vorsorge vor schädlichen Lärmwirkungen werden in Deutschland durch die 16. BImSchV (Verkehrslärm), sowie durch die Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (Betriebslärm) geregelt. Im Sinne des zu beachtenden Vorsorgegebotes sind darüber hinaus die Orientierungswerte der DIN 18005 relevant.

Der für die Siedlungsflächen im Umfeld eines Bohrplatzes maßgebende Immissionsrichtwert ist entsprechend der TA Lärm (siehe Spalte 1 in Tabelle unten) von der Art der betroffenen baulichen Nutzung abhängig.

Tab. 13: Immissionsrichtwerte nach Nr. 6 TA Lärm.

Bauliche Nutzung	Üblicher Betrieb				Seltene Ereignisse *			
	Beurteilungs- pegel		Kurzzeitige Geräuschspitzen		Beurteilungs- pegel		Kurzzeitige Geräuschspitzen	
	Tag	Nacht	Tag	Nacht	Tag	Nacht	Tag	Nacht
	dB(A)							
Industriegebiete	70	70	100	90	70	70	100	90
Gewerbegebiete	65	50	95	70	70	55	95	70
Kern-, Dorf- und Mischgebiete	60	45	90	65	70	55	90	65
Allgemeine Wohngebiete und Kleinsiedlungsgebiete	55	40	85	60	70	55	90	65
Reine Wohngebiete	50	35	80	55	70	55	90	65
Kurgebiete, Krankenhäuser und Pflegeanstalten	45	35	75	55	70	55	90	65

*: an nicht mehr als 10 Tagen oder Nächten eines Kalenderjahres und nicht an jeweils zwei aufeinander folgenden Wochenenden.

Einzelne kurzzeitige Geräuschspitzen dürfen die Immissionsrichtwerte am Tage um nicht mehr als 30 dB(A) und in der Nacht um nicht mehr als 20 dB(A) überschreiten.

Nr. 6 TA Lärm

Lärmbelastungen entstehen zum einen durch die bau- und betriebsbedingten Aktivitäten auf dem Bohrplatz, und zum anderen durch den ankommenden und abfahrenden Fahrzeugverkehr (vgl. Abschn. 2.4, 2.5.1 u. 2.9.1). Intensive Lärmquellen auf dem Bohrplatz sind die Dieselmotoren der Pumpen während des Frackens sowie die vorausgehenden Bau- und Bohrtätigkeiten. Wie in Abschnitt 2.2 dargestellt können diese lärmintensiven Arbeiten an einem Bohrplatz mit vielen einzelnen Bohrungen und zahlreichen Frac-Durchgängen über einen Zeitraum von mehreren Jahren andauern.

Die räumliche Reichweite der vom Bohrplatz ausgehenden Lärmeinwirkungen (Geräte und Fahrzeuge) beträgt mehrere hundert Meter. Das New York State Department of Environmental Conservation hat die Lärmwirkungen in seiner Revised Draft SGEIS on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program von 2011 ermittelt und dargestellt. Die Ergebnisse sind zusammenfassend in der folgenden Tabelle aufgeführt.

Tab. 14: Zusammenstellung der räumlichen Reichweite von Lärmwirkungen durch

Phase	Entfernung in Meter / SPL (dBA)					
	15	80	150	300	450	600
Bau von Zugangswegen	89	75	69	63	59	57
Vorbereitung des Bohrfeldes	84	70	64	58	55	52
Druckluftbohrung (Vertikal)	79	64	58	52	48	45
Horizontalbohrung	76	62	56	50	47	44
Fracking mit Pumpenwagen	104	90	84	78	74	72

Maschineneinsatz (nach NYSDEC 2011, Tab. 6.54 – 6.59. Grau hinterlegt: Überschreitung der Immissionsrichtwerte nach Nr. 6 TA Lärm für Allgemeine Wohngebiete und Kleinsiedlungsgebiete (55 dB(A)tag) SPL = Sound Pressure Level / Schalldruckpegel

Im polnischen Lebien (LE-2H) wurden im Umfeld eines Bohrlochs gezielte Messungen von Lärmimmissionen vorgenommen (PGI 2011, S.40). Die High-Power-Dieselmotoren waren während des Frackens die Hauptquelle des Lärms. Sie führten zu einem vorübergehenden Anstieg der Geräuschpegel auf bis zu 77,5 dB am Bohrplatzzaun. Unter Berücksichtigung der Hintergrundwerte wurde ein maximaler Geräuschpegel von bis zu 76 dB(A) ermittelt. In 750 m Entfernung betrug der modellierte Geräuschpegel während des Frackens noch 53,9 dB(A) (siehe folgende Tabelle).

Tab. 15: Messungen von Lärmimmissionen im polnischen Lebien (LE-2H)

Ort	Ergebnisse der Lärmmessungen in dB(A)			Entfernung in m
	19.07.2011 vor dem Fracken	19.08.2011 während des Frackens	09.09.2011 während des Gastests	
Bohrplatzgrenze	38,1	62,9 – 76,0	56,4	75
Zufahrtsstr. aus Karlikowo Lęborskie	36,9	68,6	48,3	225
Siedlung bei Karlikowo Lęborskie	36,2	53,9	44	750

nach PGI, 2011, Tab. 6, S. 40. Grau hinterlegt: Überschreitung der Immissionsrichtwerte nach Nr. 6 TA Lärm für Allgemeine Wohngebiete und Kleinsiedlungsgebiete (55 dB(a)tag)

Auf Grundlage der auf Angaben des New York State Department of Environmental Conservation basierenden eigenen Zusammenstellung der räumlichen Reichweite von Lärmwirkungen durch Maschineneinsatz (NYSDEC 2011, Tab. 6.54 – 6.59) ist damit zu rechnen, dass die Immissionsrichtwerte nach Nr. 6 der TA Lärm für Kern-, Dorf- und Mischgebiete von 45 dB(A)(nachts) während der Vorbereitung des Bohrlochs und der anschließenden vertikalen und horizontalen Bohrung noch in einige hundert Metern überschritten werden. Dies wird durch Angaben aus den Bohrbetriebsplänen der Bohrungen Walsrode – West Z4a und Böttersen Z11 bestätigt. Dort wurde bezogen auf eine Bohranlage des Typs ITAG Rig 27 für die 45 dB(A) Iso-phonie ein Abstand von 200 bis zu 500 m ermittelt.

Nach der TA Lärm gelten in Wohngebieten, in Kurgebieten sowie für Krankenhäuser und Pflegeanstalten besonders niedrige Immissionsgrenzwerte für Lärmbelastungen. In der Feldentwicklungs- und Stimulationsphase werden diese Werte auch in einigen hundert m Entfernung nur unter Berücksichtigung von lärm mindernden Maßnahmen, d.h. zeitlichen Beschränkungen

der Tätigkeiten, Einsatz von emissionsarmen Geräten und Maschinen oder Errichtung von (temporären) Lärmschutzwänden oder -wällen einzuhalten sein.

Zur Beurteilung des zu erwartenden Verkehrslärms auf öffentlichen Straßen wird gemäß der 16. BImSchV die durchschnittliche tägliche Verkehrsstärke (DTV) zugrunde gelegt. Da diese nur örtlich zu ermitteln ist, sind an dieser Stelle keine weiteren Ausführungen möglich.

4.1.3 Beanspruchung vorhandener Infrastrukturen

Da die Entwicklung eines unkonventionellen Gasförderfeldes mit intensivem Zulieferverkehr einhergeht und insbesondere schwere Tanklastkraftwagen einen Großteil der LKW-Fahrten in der frühen Entwicklungsphase eines Bohrfeldes ausmachen, sind erhebliche Auswirkungen auf die Verkehrsinfrastruktur in Form von Verkehrsstaus und Materialüberbeanspruchung zu erwarten (vgl. Abschn. 2.5.1 u. 4.1.1). Dies zumal sich die Bohrstellen verstreut im ländlichen Außenbereich befinden, in welchem die existierenden Straßen nicht für einen Schwerlastverkehr ausgelegt sind, der die sporadische Nutzung durch landwirtschaftliche Maschinen weit übersteigt.

In größerem Umfang werden Straßenneubaumaßnahmen voraussichtlich erst in einer Entwicklungsphase zum Zuge kommen, in der sich die Ertragsverhältnisse als ökonomisch nachhaltig herausgestellt haben. In der frühen Entwicklungsphase kann es aufgrund des starken Anstiegs des Verkehrsaufkommens innerhalb der bestehenden Infrastruktur durch schwere und leichte LKWs zu Straßenschäden in Form von Ermüdungsrissen, Schlaglöchern und Zerkfurchungen bis hin zum Totalausfall kommen. Auch begleitende Straßeninfrastruktur, wie Brücken, Verkehrsanlagen und Regenwasserableitungsanlagen werden in erhöhtem Maße beansprucht werden und ggf. zu erneuern sein. Straßenschäden entwickelten sich zu Beginn der Marcellus-Shale-Entwicklung zu einem wesentlichen logistischen und damit auch wirtschaftlichem Problem. Nach Mattox (2011 S. 12) waren viele Straßen in West Virginia binnen weniger Monate unpassierbar. Im Zusammenschluss von öffentlichen Einrichtungen und Industrie wurden umfangreiche Straßenreparatur- und Neubauprogramme initiiert. Mattox (2012 S. 12) zufolge wurden von der Öl- und Gasindustrie 2010 20 Mio \$ in West Virginia und PennState (2011 S. 1) zufolge 200 Mio. \$ in Pennsylvania für Straßenbauarbeiten im Zuge der unkonventionellen Öl- und Gasförderung ausgegeben.

Mögliche Beeinträchtigungen der bestehenden Infrastruktur können sich durch Kreuzungen mit erforderlich Zufahrtstraßen und Versorgungsleitungen ergeben.

Öffentliche Entsorgungsinfrastrukturen für Abfälle und Abwässer sind i. Allg. nicht auf die anfallenden Mengen und Stoffe aus Frackingbetrieben vorbereitet. In Pennsylvania wurde bspw. zu Beginn der Marcellusförderung versucht, die Flowbackentsorgung über die öffentlichen Klärwerke zu organisieren, was aufgrund der anfallenden Mengen sowie der nicht sachgemäßen Reinigungsvorrichtungen zur Überlastung der entsprechenden Infrastrukturen und zur Verunreinigung der Vorfluter führte (Wilber 2012 S. 70 ff.).

Feuer- und Katastrophenschutzinfrastrukturen, die für den Bedarf ländlicher Regionen ausgerichtet wurden, werden bei einer raschen Industrialisierung durch unkonventionelle Gasförderung im Sinne der Szenarien 1a/b und 2a/b binnen kurzer Frist überlastet sein.

4.1.4 Gesundheitsbeeinträchtigungen

Der für den Ausbau und Betrieb der Bohrplätze erforderliche LKW-Verkehr vermindert die Luftqualität an den Zufahrtsstraßen und stellt eine Gesundheitsbeeinträchtigung dar, deren Erheblichkeit vom jeweiligen Abstand der Immissionsorte abhängt und im Einzelfall zu klären sein wird (vgl. Abschn. 2.8). Darüber hinaus beinhaltet der Zulieferverkehr beim Fracking auch den Transport von Gefahrgut mit dem Risiko von Leckagen und Unfällen mit gesundheitsgefährdenden Folgen.

Offene Transporte potentiell gesundheitsgefährdender Güter wie der als Stützmittel verwendete Quarzsand sind zwar grundsätzlich vermeidbar. Vor dem Hintergrund der zu bewegenden Massen stellt sich allerdings die Frage, ob ein vollständiger Abschluss durch geschlossene Transporte und geschlossene Lagerung realistisch ist: Im angenommenen Erschließungsgebiet von 260 km² errechnet sich je nach Szenario ein Gesamtstützmittelbedarf von 1,2 Mio., 3,8 Mio. und 9,7 Mio. m³. Zum Vergleich umfasst das Volumen der Cheops-Pyramide 2,6 Mio. m³.

Im direkten Umfeld eines Bohrplatzes ist mit erhöhten Beeinträchtigungen der Umgebungsluft durch Methan, Ethan, Propan und anderen Alkanen sowie Feinstaub zu rechnen. In der 39. BImSchV (Verordnung über Luftqualitätsstandards und Emissionshöchstmengen) und der TA Luft sind die in Deutschland gültigen Immissionswerte für die einschlägigen Schadstoffimmissionen festgeschrieben. In den Szenarien 1a/b und in den Szenarien 2a/b kann sich die kumulative Schadstoffemission zu einer regionalen Luftbeeinträchtigung ausweiten (vgl. Abschn. 2.8).

Störfallbedingte Gesundheitsbeeinträchtigungen infolge von Leckagen auf dem Bohrplatz, verbunden mit einem Austritt gesundheitsgefährdender Stoffe sind im Rahmen einer Risikoanalyse zu berücksichtigen, die dem kumulativen Ausbau des Erschließungsgebietes gerecht wird.

4.1.5 Beeinträchtigung von Sachgütern

Die Szenarien 1a/b und 2a/b gehen mit einer Industrialisierung ländlicher Gebiete einher, in welchen die öffentlichen Sachgüter deutlich stärker als zuvor beansprucht und ggf. auch übernutzt werden.

Private Sachgüter werden ggf. unter einer Veränderung der wirtschaftlichen und baulichen Rahmenbedingungen neu bewertet werden, dabei kann es zu Immobilienwertgewinnen und Immobilienwertverlusten kommen.

Darüber hinaus sind durch das Fracken und durch die Verpressung im Untergrund geologische Veränderungen mit nachfolgenden Gebäudeschäden möglich (Siehe Kapitel Induzierte Seismizität). 2011 hat ein niederländisches Gericht Fracking verboten, nachdem die Rabobank geklagt hatte, die in der Region ein Rechenzentrum betreibt und dafür Gefahren durch Fracking-verursachte Erdbeben befürchtete (milieudéfense 2011).

Darüber hinaus sind Senkungen oder Hebungen als Bohrungsfolgen möglich. So wurde z.B. im Jahr 2007 in der Stadt Staufen im Südschwarzwald bei mehreren Erdwärmesonden-Bohrungen auf etwa 140 m Tiefe eine Keuperschicht getroffen. Diese aus wasserfreiem Gips bestehende Schicht wurde durch die Bohrungen mit einer Grundwasserschicht verbunden, was zur Folge hatte, dass Wasser in die Keuperschicht einfluss und zu einer Volumenvergrößerung führte. In der Stauffer Altstadt kam es aus diesem Grund zur Hebung zahlreicher Gebäude und Rissbildungen (Zahoransky et al. 2010, S. 363f, in Schulze et al. 2012a, S. 57). Insgesamt wurden 270 Häuser beschädigt, der Schaden wird auf 50 Mio. Euro beziffert (Landesschau SWR, 5.08.2013).

Inwieweit durch unkonventionelle Gasförderung Bodenabsenkungen möglich sind wie bei der Leerung eines konventionellen Gasreservoirs, bspw. durch NAM in den nördlichen Niederlanden (Nederlandse Aardolie Maatschappij 2012 S. 8), ist z.Z. noch ungeklärt.

4.1.6 Bewertung

Der Schutz von Wohnflächen und Wohnumfeld ist für die Gesundheit und das Wohlbefinden des Menschen von zentraler Bedeutung. Dem Schutz der bestehenden Wohnfunktionen wird in Deutschland daher grundsätzlich Vorrang gegenüber anderen Nutzungen eingeräumt. Im Zusammenhang mit der unkonventionellen Erdgasförderung werden ausreichende Vorsorgeabstände zur Wohnbebauung zu bemessen sein. Aufgrund des zu erwartenden Schwerlastverkehrs, der sich für einzelne Bohrplätze über Monate hinziehen kann und sich im gesamten Erschließungsgebiet zu bisher unbekannten Größenordnungen kumuliert, werden auch für Zufahrtsstraßen ausreichende Vorsorgeabstände einzuhalten sein.

Gemäß § 50 S.1 BImSchG sind bei raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen die für eine bestimmte Nutzung vorgesehenen Flächen einander so zuzuordnen, dass schädliche Umwelteinwirkungen und von schweren Unfällen in Betriebsbereichen hervorgerufene Auswirkungen auf die ausschließlich oder überwiegend dem Wohnen dienenden Gebiete sowie auf sonstige schutzbedürftige Gebiete, insbesondere öffentlich genutzte Gebiete, wichtige Verkehrswege, Freizeitgebiete und unter dem Gesichtspunkt des Naturschutzes besonders wertvolle oder besonders empfindliche Gebiete und öffentlich genutzte Gebäude, so weit wie möglich vermieden werden. Zu besonders schutzbedürftigen Gebieten muss daher ggf. ein ausreichender Sicherheitsabstand eingehalten werden. Eine in Deutschland angemessene Festlegung von Mindestabständen der Schiefergasförderung zu Siedlungsflächen sowie dem Wohnumfeld mit Schulen, Spiel- und Sportplätzen etc. wird die in den USA üblichen „setback restrictions“, die nach einer Zusammenstellung des Center for Energy Economics and Policy¹⁵⁶ zwischen 30 m (100 ft.) in New York State und 190 m (625 ft.) in West Virginia liegen, weit überschreiten. Kritik an den sehr eng bemessenen US-amerikanischen Abständen kommt in den USA nicht nur von Umweltverbänden, sondern insbes. unter Katastrophenschutzgesichtspunkten auch von Behördenvertretern (vgl. Volz 2011).

Je nach Ausbauszenario ist im Falle einer flächendeckenden Erkundung und Förderung in den Regionen mit Schiefer- und Tightgas-Vorkommen mit einem hohen bis außerordentlich hohen Flächenverbrauch durch Versiegelung im Außenbereich zu rechnen (siehe AbschnItt 2.1 und Kap. 3). Eine drastische Inanspruchnahme von Außenbereichsflächen konfligiert mit den Nachhaltigkeitszielen der Bundesregierung, den Flächenverbrauch in Deutschland insgesamt deutlich zu reduzieren. Die Bundesregierung beabsichtigt in ihrer Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie 2002 (Fortschrittsbericht 2012), die Nutzung neuer Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke bis 2020 auf durchschnittlich 30 Hektar (ha) pro Tag zu begrenzen (Die Bundesregierung 2012, S.70).

Der kumulativ in der Förderregion zu erwartende Schwerlastverkehr hat wesentlichen Anteil an einer Lärmbeurteilung, für die im Einzelfall eine Lärmprognose unter Berücksichtigung der

¹⁵⁶ http://www.rff.org/centers/energy_economics_and_policy/Pages/Shale_Maps.aspx

zu erwartenden kumulativen Belastungen sowie der bestehenden Hintergrundbelastung eine Lärmprognose zu erstellen sein wird.

Ca. 8,3% der Gesamtfläche Deutschlands entfallen auf Siedlungsflächen¹⁵⁷. Die Bundesländer mit den vom BGR (2012) detektierten Schiefergaspotenzialen gehören zu den dicht besiedelten Gebieten Deutschlands. Aufgrund der hohen Siedlungsdichte werden sich unter Berücksichtigung von Vorsorgeabständen große Gebiete als Standort für die Schiefergasförderung voraussichtlich als ungeeignet erweisen.

Tab. 16: Konfliktmatrix zu Nutzungskonkurrenzen im Bereich Siedlung- u. Verkehrsstruktur.

	Wohnqualität	Infrastruktur	Gesundheit	Sachgüter	Anmerkungen
Flächeninanspruchnahme	A	B	B	C	Vorsorgeabstand unerlässlich
Anlage Straßen /Rohrleitung	B	-	C	-	Strukturen nicht vorbereitet
Bau-/Bohr-/Fracbetrieb	B	C	C	-	v.a. in der Stimulationsphase
Liefer-/Entsorgungsverkehr	A	B	A	-	v.a. in der Stimulationsphase
Wasserbedarf	C	C	C	-	Mangelsituationen möglich
Stützmittel, Additive	C	-	C	-	Transport- u. lagerabhängig
Abraum, Abfälle	C	-	C	-	Ggf. Kapazitätsprobleme
Wasserschadstoffemissionen	-	C	C	-	V.a. Entsorgung der Abwässer ungeklärt
Luftschadstoffemissionen	C	-	C	-	Verkehr, Flaring, Entlüftung
Lärm / Erschütterungen	A	C	C	C	Ggf. Lärmschutz erforderlich
Licht/ visuelle Beeinträchtigung	C	-	-	-	v.a. bei Feldentwicklung
Störfallrisiko	C	C	C	C	v.a. bei Durchfahrt
Kumulative Wirkungen	B	B	C	C	Verstärkung möglich

A = Hohe Wahrscheinlichkeit für nur durch Abstand lösbaren Nutzungskonflikt

B = Nutzungskonflikt wahrscheinlich

C = Erhebliche Auswirkungen möglich

 = Wissensunsicherheit hoch

Oecos GmbH, 2014

Die oben abgebildete Konfliktmatrix weist neben den in die Kategorien A und B fallenden Felder (vgl. Erörterungen oben) zahlreiche Konfliktmöglichkeiten (Kategorie C) aus, die in spezifi-

¹⁵⁷ <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=2898>, Abfrage am 19.02.2013).

schen Umweltuntersuchungen abzu prüfen sind. Weiterer Klärungsbedarf besteht insbesondere hinsichtlich der Risiken bezüglich Wasser- und Luftemissionen sowie Störfallwahrscheinlichkeit unter Berücksichtigung der kumulativen Auswirkungen bei der Erschließung eines regional bedeutsamen Förderfeldes.

4.2 Land- und Forstwirtschaft

4.2.1 Potentielle Beeinträchtigungen

Bei der Erschließung eines Gebietes für die unkonventionelle Erdgasförderung sind auf dem bisherigen Kenntnisstand folgende Nutzungskonkurrenzen mit der Land- und Forstwirtschaft denkbar:

- 1 Beeinträchtigung land- und forstwirtschaftlicher Flächen,
- 2 Beanspruchung von Ressourcen,
- 3 Beeinträchtigung der Wasserqualität,
- 4 Beeinträchtigung der Bodenqualität.

4.2.2 Flächenbeeinträchtigung

Beeinträchtigung landwirtschaftlicher Flächen

In der Regel werden als Standort für einen Bohrplatz intensiv genutzte Acker- und Grünlandflächen in Anspruch genommen. Im Bereich des Bohrplatzes kommt es durch die erforderliche Versiegelung von Flächen zu einem vollständigen Verlust der Bodenfunktionen und des Pflanzenbestands auf den in Abschn. 2.3 angegebenen Flächen. Flächenbeanspruchungen erfolgen auch für die erforderlichen Zuwegungen und Leitungen. Ein erhöhtes Konfliktpotenzial besteht für die Versiegelung von Böden mit einer hohen natürlichen Bodenfruchtbarkeit. Der in der Bauphase abgetragene Oberboden wird in der Regel für eine spätere Rekultivierung aufgeschoben und zwischengelagert.

Während Bau- und Betriebsphase kann es aufgrund des intensiven Schwerlastverkehrs an Baustraßen, Ausweichstellen und Parkplätzen zu Druckbelastungen und Verdichtungen des Bodens mit der Folge nachteiliger Auswirkungen auf das Pflanzenwachstum kommen. PennState (2011 S. 1) verweist auf eine insgesamt erhebliche Bodenverdichtungsfläche am Rande degradierter Straßen als Folge eines unzureichenden Ausbaus kleinerer Zufahrtsstraßen zu den einzelnen Bohrplätzen im Marcellus-Shale.

Insbesondere beim Bau einer Rohrleitungsinfrastruktur werden ggf. erhebliche Zusatzflächen in Anspruch genommen. Werden mit Rohrleitungen wasserstauende Bodenhorizonte oder gespannte Grundwasserleiter durchstoßen, ist bei unzureichendem Verschluss eine dauerhafte Drainagewirkung möglich. Bodenbeeinträchtigungen durch Eintrag von Fremdstoffen (bei Bau, Wartung und Reparatur) kann durch die Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen im Umgang mit wassergefährdenden Stoffen vorgebeugt werden. Die ggf. ausgebaute Zufahrtsstraßen- und Rohrleitungsinfrastruktur kann eine Zerschneidung und Fragmentierung landwirtschaftlicher Nutzflächen zur Folge haben.

Folgewirkungen sowohl von Straßendegradation wie von Straßenneubau sind Wind- und Wassererosionen, die insbes. durch Verwehungen landwirtschaftlich genutzte Flächen beeinträchti-

gen können. Bishop (2011 S. 11) schätzt das mögliche Ausmaß der Erosionen für einen Bohrplatz (inkl. Nebenanlagen) im Staat New York auf bis zu 8,5 t/Jahr.

Beeinträchtigung forstwirtschaftlicher Flächen

Werden Waldflächen durch einen Bohrplatz beansprucht, kommt es zu einer kompletten Rodung des Standortes. Bei unterirdisch verlegten Rohrleitungen in Waldgebieten erfolgt in einem rund 4 m bis 10 m breiten Schutzstreifen eine komplette Rodung des Baumbestandes. Aufgrund der erhöhten Erodierbarkeit im Bereich der Schlagflächen sind Folgeschäden möglich. In den Landeswaldgesetzen ist in der Regel geregelt, dass Waldumwandlungen in eine andere Nutzungsart nur verbunden mit der Auflage einer Ersatzaufforstung die mindestens den gleichen Flächenumfang haben muss, genehmigt werden.

Die Genehmigung zur Waldrodung kann gem. § 9 BWaldG von der nach Landesrecht zuständigen Behörde insbesondere dann versagt werden, wenn die Erhaltung des Waldes überwiegend im öffentlichen Interesse liegt, insbesondere wenn der Wald für die Leistungsfähigkeit des Naturhaushalts, die forstwirtschaftliche Erzeugung oder die Erholung der Bevölkerung von wesentlicher Bedeutung ist (vgl. Abschn. 4.5). Waldränder sollen zur Erfüllung ihrer Erholungs- und Schutzfunktion sowie zur Sicherung vor Gefahren durch Windwurf und Waldbrand grundsätzlich geschützt und in entsprechendem Abstand von Bebauung freigehalten werden.

4.2.3 Beanspruchung von Ressourcen

In vielen Regionen Deutschlands ist die Landbewirtschaftung auf Feldberegnung angewiesen. Dies trifft insbesondere auf weite Bereiche Niedersachsens zu, das einen Großteil der deutschen Schiefergaspotenzialflächen beherbergt (BGR 2012). Battermann und Theuvsen (2013) haben jüngst die regionale Bedeutung der Feldberegnung in Nordost-Niedersachsen beschrieben. Danach werden in den Landkreisen Uelzen, Gifhorn, Lüneburg, Lüchow-Dannenberg und Soltau-Fallingb. insgesamt jährlich ca. 116 Mio. m³ Wasserentnahmeerlaubnisse für die Feldberegnung vergeben. Die Gesamtfläche dieser Landkreise beträgt 7.479 km², so dass auf den einzelnen km² jährlich eine Entnahme von 15.510 m³ entfällt. Übertragen auf die Fläche von 260 km², die als Grundlage der hier betrachteten Szenarien dient, beansprucht die Feldberegnung jährlich rund 4 Mio. m³ Wasserentnahmen, wobei diese Entnahmeerlaubnisse unter Umweltsichtspunkten verschiedentlich kritisiert und von Landwirten als unangemessen reglementiert angesehen werden – unter Klimawandel-Gesichtspunkten ist zukünftig von einem zunehmenden Beregnungsbedarf auszugehen.

Der für die unkonventionelle Schiefergasförderung in den Szenarien 1a, 2a und 3a berechnete Wasserbedarf von 5,6 Mio. m³, 17,3 Mio. m³ und 43,7 Mio. m³ Wasserentnahmen im 260 km² großen Erschließungsgebiet steht in deutlichem Kontrast mit der bereits heute umstrittenen, für die gleiche Fläche berechneten Wasserentnahme von 4 Mio. m³ für landwirtschaftliche Feldberegnung. Im Gegensatz zur Nutzung zur Feldberegnung wird das zur Erdgasförderung entnommene Brauchwasser jedoch dem oberflächennahen Wasserkreislauf dauerhaft entzogen.

Für die unkonventionelle Tightgasförderung in den Szenarien 1b, 2b und 3b wird ein Wasserbedarf von 1,7 Mio. m³, 5,8 Mio. m³ und 21,8 Mio. m³ Wasserentnahmen im 260 km² großen Erschließungsgebiet berechnet. Auch dieser Bedarf steht in Nutzungskonkurrenz zur Landwirtschaft.

Auch Gény (2010, S.71) zufolge ist zu erwarten, dass der Wasserbedarf in einem unkonventionellen Gasförderfeld in Deutschland mit dem Wasserbedarf der Landwirtschaft in Konkurrenz treten wird.

4.2.4 Beeinträchtigung der Wasserqualität

Das Risiko eines Eintrags flüssiger Schadstoffe in Böden der Land- und Forstwirtschaft besteht über ablaufendes Oberflächenwasser im Zusammenhang mit dem Handling mit potenziell toxischen Stoffen wie Frac-Fluiden, Bohrschlamm oder Flowback während der Explorations-, Feldentwicklungs- und Stimulationsphase, durch Produktionswasser während der Produktionsphase sowie im Einzelfall durch Undichtigkeiten im Verschluss der Bohrung während und nach Beendigung der Produktionsphase. Im Regelbetrieb soll ein Eintrag flüssiger Schadstoffe in Böden der Land- und Forstwirtschaft durch entsprechende technische und bauliche Sicherungsmaßnahmen verhindert werden. Bei Störfällen wie z.B. Leckagen von Rohrleitungen kann ein Schadstoffaustritt jedoch nicht vollständig ausgeschlossen werden.

Nutztiere leiden ggf. unter Folgeschäden, wenn sie mit Wasser aus der Erdgasproduktion in Berührung kommen. Bamberger u. Oswald (2012) führten zu diesem Thema eine Studie in 6 von Gasförderung betroffenen US-Bundestaaten durch (Colorado, Louisiana, New York, Ohio, Pennsylvania, Texas). In wenigen untersuchten Fällen waren Nutztiere aufgrund von Unfällen oder Nachlässigkeiten mit Produktionswasser bzw. Flowback in Berührung gekommen, die meisten Fälle ergaben sich jedoch aus dem normalen Betrieb. Brunnen- und Quellwasser führte verschiedentlich zu gesundheitlichen Beeinträchtigungen der Tiere. Die Auswirkungen reichten von urologischen und Magen-Darm-Problemen über Erkrankungen des Bewegungsapparates, vermindertes Wachstum bis zu plötzlichen Todesfällen. Vieh, das Flowback oder Produktionswasser getrunken hatte, verzeichnete Gebärprobleme und eine erhöhte Inzidenz von Totgeburten sowie von Kälbern mit angeborenen Missbildungen.

Für eine weitergehende Erörterung potenzieller Beeinträchtigungen der Wasserqualität wird auf die Abschnitte 2.5 und 4.3 verwiesen.

4.2.5 Beeinträchtigung der Bodenqualität

Bodenschutz ist in Deutschland gesetzlich im Rahmen des Bundesbodenschutzgesetzes (BBodSchG) verankert und muss in räumlichen Planungsprozessen berücksichtigt werden. Gemäß § 1 Abs. 3 BNatSchG sind Böden zur dauerhaften Sicherung der Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushalts so zu erhalten, dass sie ihre Funktion im Naturhaushalt erfüllen können. Aus Sicht der Bodenvorsorge gelten Böden mit folgenden Eigenschaften als besonders schutzwürdig (vgl. LBEG 2008, S. 8):

- 1 „*Böden mit besonderen Standorteigenschaften*“ sind v.a. extrem nasse Böden wie z.B. Hoch- und Niedermoore sowie sehr nährstoffarme Böden.
- 2 „*Böden mit einer hohen natürlichen Bodenfruchtbarkeit*“ sind insbesondere für die Agrarwirtschaft von erheblicher Bedeutung. Parabraunerde oder auch Schwarzerde gelten z.B. als sehr fruchtbar und sind als besonders schutzwürdig einzustufen (vgl. LBEG 2008, S.11).
- 3 „*Kulturhistorisch bedeutsame Böden*“ sind Zeugnisse vormaliger Bewirtschaftungsformen. Solche Böden sind bspw. durch heute nicht mehr gebräuchliche ackerbauliche Maßnahmen entstanden, die charakteristische Spuren in den Bodenprofilen hinterlassen haben.

- 4 „*Böden mit hoher naturgeschichtlicher Bedeutung*“ liefern Informationen über vergangene Klima- und Vegetationsverhältnisse wie z.B. die geowissenschaftlich bedeutenden Paläoböden. Hierzu gehören auch Geotope in Form von markanten Bodenformationen, Gesteinsaufschlüssen, Mineralienfundstellen, Fossilien und Höhlen.
- 5 „*Seltene Böden*“ gelten als besonders schutzwürdig und sind häufig durch eine geringe flächenhafte Verbreitung gekennzeichnet. Hierzu gehören v.a. naturnahe Moore und Gleye mit starker Vernässung (vgl. LBEG 2008, S. 24).

Eine Freisetzung von Schadstoffen durch Unfälle oder Leckagen auf dem Bohrplatz, aus Leitungen oder LKWs/TKWs) in den Boden mag im Einzelfall zwar unwahrscheinlich sein, kann jedoch nicht vollständig ausgeschlossen werden. In der Kumulation einer Vielzahl von Bohrstellen vervielfacht sich auch die Wahrscheinlichkeit eines Störfalls. Ob in diesem Fall eine direkte Schädigung von Böden und bewirtschafteten Flächen erfolgt, hängt von der Art und Menge der unfallbedingt ausgetretenen Schadstoffe ab.

Wenn unterirdische Teile des Bohrlochs betroffen oder Leitungen unterirdisch verlegt worden sind, kann ein Austritt von Schadstoffen in den Boden lange Zeit unerkannt bleiben. Suro (1992 S. 2) berichtet bspw. von undichten Bohrungen in Texas, die lange Zeit nach Beendigung der Produktion über 22 Jahre unentdeckt landwirtschaftliche Nutzflächen verunreinigten. Auch in Deutschland trat 2007 im Gasfeld „Söhlingen“ aus undichten Leitungen Abwasser aus der Tightgas Förderung aus. Dabei kam es zu einer Beeinträchtigung des Bodens und des Grundwassers mit Benzol und Quecksilber (ENVI 2011, S. 31). Weitere Leckagen in Leitungen zum Transport von Lagerstättenwasser gab es auch 2011 in Hengstlage und Völkersen mit einem Austritt von gesundheitsgefährdenden Stoffen (u.a. Quecksilber) durch Diffusion aus einem PET-Rohr (MKULNV 2012, S. 7-30, Doecke 2013). Inzwischen hat das LBEG den Betrieb von Leitungen aus bestimmten Werkstoffen untersagt und fordert einen gutachterlichen Eignungsnachweis für Kunststoffrohre (Pressemitteilung des NLWKN vom 11.11.2011)¹⁵⁸. Die statistische Wahrscheinlichkeit von Leckagen wurde in Abschnitt 2.9.3 dargestellt.

Da gasförmige Schadstoffemissionen wie Methan (CH₄), flüchtige organische Verbindungen (VOCs), Feinstaub (PM₁₀ und PM_{2,5}), Kohlendioxid (CO₂) sowie Quarzsand am Bohrplatz in allen Projektphasen durch Fahrzeugverkehr und Materialeinsatz, Verarbeitung und Transporte sowie durch kontrollierte Ausblasung entstehen können, sind grundsätzlich auch Bodenverunreinigungen über den Luftpfad denkbar. Dauerhaft über die Atmosphäre eingetragene Schadstoffe aus Verbrennungs- und Produktionsprozessen wie Schwefel- oder Stickstoffverbindungen können zu einer Versauerung von Böden mit unmittelbaren oder mittelbaren Wirkungen auf die bewirtschaftete Fläche führen.

4.2.6 Bewertung

Ob und inwieweit ein dauerhafter Entzug von landwirtschaftlichen oder forstwirtschaftlichen Flächen durch die unkonventionelle Erdgasförderung unter Einbeziehung der beschriebenen Umweltrisiken erhebliche Nutzungskonflikte herbeiführt, ist im Einzelfall und unter Berücksichtigung kumulativer Aspekte im gesamten Förderfeld zu prüfen. Die unten stehende Kon-

¹⁵⁸ http://www.mw.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=5459&article_id=100421&psmand=18

fliktmatrix enthält daher in vielen Feldern ein „C“ zur Kennzeichnung der Möglichkeit einer Auswirkung.

Der oben angeführte Wasserbedarf bei der unkonventionellen Gasförderung (sowohl Schiefer- wie Tightgasförderung) übersteigt in einigen Regionen Niedersachsens den vielfach schon heute als kritisch angesehenen Wasserbedarf für die landwirtschaftliche Beregnung so deutlich, dass an dieser Stelle eine hohe Wahrscheinlichkeit von Nutzungskonflikten zwischen Erdgasförderung und Landwirtschaft zu konstatieren ist. Dies, zumal mit fortschreitendem Klimawandel und zunehmend trockeneren Sommern auch die Notwendigkeit von landwirtschaftlicher Beregnung in heute noch weniger dürrgefährdeten Regionen zunehmen wird.

Nach dem Bundesbodenschutzgesetz (§ 21 Abs. 3 BBodSchG) können die Länder in Bereichen Bodenschutzgebiete bestimmen, falls dort flächenhaft schädliche Bodenveränderungen auftreten oder zu erwarten sind, und sie können Maßnahmen und weitere Regelungen über gebietsbezogene Maßnahmen des Bodenschutzes treffen. Besteht bei schädlichen Bodenveränderungen die Befürchtung, dass durch Schadstoffe in besonderem Maße Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für den einzelnen oder die Allgemeinheit ausgehen, dann können Bodenuntersuchungen, die Erstellung von Sanierungsplänen und die Durchführung von Eigenkontrollmaßnahmen verlangt werden. Ein Bohrplatz in einem Bodenschutzgebiet wird voraussichtlich nicht statthaft sein.

In den durch Raumordnungspläne ausgewiesenen Vorrang- und Vorbehaltsgebieten Landwirtschaft soll dem Erhalt und der Entwicklung landwirtschaftlicher Produktionsfaktoren und –stätten ein besonderes Gewicht beigemessen werden. Dies sollte bei der Abwägung mit anderen raumbedeutsamen Planungen, Maßnahmen und Vorhaben besonders berücksichtigt werden. In Niedersachsen werden darüber hinaus in der Raumplanung Vorranggebiete und Vorsorgegebiete für Grünlandbewirtschaftung, -pflege und -entwicklung ausgewiesen, für die sinngemäß das Gleiche gilt. Mit Vorrang- und Vorbehaltsgebieten für die Forstwirtschaft sollen Waldflächen mit ihren Nutz-, Schutz- und Erholungsfunktion erhalten und vor beeinträchtigenden Raumnutzungen bewahrt werden.

Wald kann nach § 12 BWaldG zum Schutz gegen schädliche Umwelteinwirkungen zu Schutzwald erklärt werden. Die Waldschutzgebietskategorien Schutz- und Bannwald (einschl. Naturwaldreservate) sind in der Regel als Standort für Bohranlagen nicht geeignet, da sie den Schutzzwecken dieser Gebiete widersprechen (vgl. Abschn. 4.5.3). Wertvolle Waldbiotope, Altholzinseln, forstliche Versuchsflächen und Saatgutbestände besitzen eine hohe Bedeutung für den Arten- und Biotopschutz bzw. für die forstwissenschaftliche Forschung. Sie sind als Standort für Bohranlagen daher ebenfalls im Regelfall ungeeignet.

Tab. 17: Konfliktmatrix zu Nutzungskonkurrenzen im Bereich Land- und Forstwirtschaft.

	Flächen d. Land- u. Forstw.	Beanspruch. v. Ressourcen	Wasserqualität	Bodenqualität	Anmerkungen
Flächeninanspruchnahme	C	-	C	B	Wasser- u. Winderosion
Anlage Straßen /Rohrleitung	B	-	-	B	Bodenverdichtung, ggf. Hindernis
Bau-/Bohr-/Fracbetrieb	-	-	C	C	Erosion, Kleinleckagen kumulativ
Liefer-/Entsorgungsverkehr	-	-	C	C	Emissionen, Havarie
Wasserbedarf	B	B	B	C	Beregnung; ggf. eingeschränkt
Stützmittel, Additive	C	-	C	C	Transport- u. lagerungsabhängig
Abraum, Abfälle	C	-	C	C	Transport- u. lagerungsabhängig
Wasserschadstoffemissionen	C	-	C	C	Hohe Vielfalt an Wirkpfaden
Luftschadstoffemissionen	C	-	C	C	kumulativ
Lärm / Erschütterungen	-	-	-	-	Nicht relevant
Licht/ visuelle Beeinträchtigung	-	-	-	-	Nicht relevant
Unfall/Störfallrisiko	C	-	C	C	u.a. Leckagen, menschl. Versagen
Kumulative Wirkungen	C	C	C	C	Risikokumulation, v.a. Verkehr

Legende

A = Hohe Wahrscheinlichkeit für nur durch Abstand lösbaren Nutzungskonflikt

B = Nutzungskonflikt wahrscheinlich

C = Erhebliche Auswirkungen möglich

= Wissensunsicherheit hoch

Oecos GmbH, 2014

4.3 Wasserwirtschaft / Gewässerschutz

4.3.1 Potentielle Beeinträchtigungen

Die Wasserrahmenrichtlinie (WRRL, Richtlinie 2000/60/EG) stellt in Deutschland den zentralen, EU-weiten Ordnungsrahmen für den Gewässerschutz dar. Sie gewährleistet den koordinierten Schutz von Oberflächen- und Grundwasser aller Flusseinzugsgebiete einschließlich der Küstengewässer. Das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) setzt die Wasserrahmenrichtlinie in nationales Recht um. § 1 WHG legt als Zweck des Gesetzes fest, dass „durch eine nachhaltige Gewässerbewirtschaftung die Gewässer als Bestandteil des Naturhaushaltes, als Lebensgrundlage des Menschen, als Lebensraum für Tiere und Pflanzen sowie als nutzbares Gut zu schützen“ sind.

Nach § 8 Abs. 1 WHG bedarf die Benutzung eines Gewässers der vorherigen Erlaubnis oder Bewilligung. § 9 Abs. 1 u.2 WHG unterscheiden „die eigentlichen Benutzungen“, die sich z.B. durch die Wasserentnahme ergeben und „unechte“ Benutzungen des Gewässers, beispielsweise beim Bohren, Fracken, Rückförderung des Flowbacks und dessen Verpressen. Wenn Betriebseinrichtungen bis zur Produktionsphase unter sechs Monaten vorgehalten werden, werden diese rechtlich als mobile Anlagen eingestuft und fallen damit nicht in den Geltungsbereich der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAwS) sondern lediglich unter das allgemeine Chemikaliengesetz (ChemG) mit den entsprechenden Verordnungen.

Für die Bewertung der Gefährdungspotenziale durch Verunreinigung von Gewässern können eine Reihe von Umweltqualitätsnormen sowie schutzgut- oder nutzungsbezogene Grenz-, Richt-, Schwellen- und Prüfwerte herangezogen werden. Grundlagen sind u.a. die Trinkwasserverordnung (TrinkwV), die Verordnung zum Schutz des Grundwassers (GrwV) und die Verordnung zum Schutz der Oberflächengewässer (OGewV).

Relevante Auswirkungen der unkonventionellen Erdgasförderung lassen sich zweckmäßig nach folgenden Teilbereichen gliedern:

- 1 Beeinträchtigung des Grundwasserhaushalts,
- 2 Beeinträchtigung der Trinkwassernutzung,
- 3 Beeinträchtigung von Oberflächengewässern,
- 4 Überschwemmungsgebiete.

4.3.2 Beeinträchtigung des Grundwasserhaushalts

Rechtliche Vorgaben und Fragestellungen

§ 3 Nr. 3 WHG definiert Grundwasser als „das unterirdische Wasser in der Sättigungszone“, „das in unmittelbarer Berührung mit dem Boden oder dem Untergrund steht“. Gemäß § 47 WHG ist eine Bewirtschaftung des Grundwassers so zu gestalten, dass eine Verschlechterung, bezogen auf Mengen und chemischen Zustand vermieden bzw. ein guter mengenmäßiger und chemischer Zustand erhalten oder erreicht wird. Gemäß § 48 WHG Abs. 2 dürfen Stoffe nur so gelagert werden, dass eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit nicht zu besorgen ist. Das Gleiche gilt für das Befördern von Flüssigkeiten und Gasen durch Rohrleitungen.

Dem BGR (2012, S. 39) zufolge lässt sich in der Stockwerksgliederung der grundwasserführenden Gesteine eine klare hydrogeologische Zweigliederung in oberflächennahe Grundwasserstockwerke mit nutzbaren Süßwässern und Tiefengrundwasserstockwerke mit salzhaltigen Wässern erkennen. Seuser (2012, S. 13) zufolge wird jedoch nicht nur das oberflächennahe Grundwasser, sondern auch das Tiefengrundwasser vom Schutzbereich des WHG umspannt, wenn dieses zum bewirtschaftungsbedürftigen Gewässer wird, z.B. im Zuge von Bergbaumaßnahmen gehoben oder entsorgt werden muss oder anderes, oberflächennäheres Grundwasser (etwa durch eine Kontamination) nachteilig verändert.

Eine nachteilige Grundwasserveränderung liegt bei jeder Grundwasserverunreinigung vor, die mehr als nur geringfügig ist und die dazu führt, dass Grundwasser durch Schadstoffeinträge die Nutzbarkeit als Trinkwasser verliert oder dass Grund- oder Oberflächengewässer keinen

guten Zustand mehr aufweisen (MKULNV 2012, S. 7-71). Bei der Niederbringung von Bohrungen unter Verwendung von Frac-Fluiden können nachteilige Auswirkungen auf die Grundwasserbeschaffenheit nicht ausgeschlossen werden, so dass hier generell eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich ist (Seuser 2012, S.16; Ewen et al. 2012, S. 68). Hierfür ist eine Gefahrenanalyse unter Einbezug der Teufe der Lagerstätte für unkonventionelles Erdgas sowie der chemisch-physikalischen Gegebenheiten durchzuführen (Seuser 2012, S.16).

Drei unterschiedliche Kontaminationspfade zur Verunreinigung des Grundwassers stehen im Vordergrund (siehe dazu auch Kapitel Grundwassermonitoring):

- 1 Unsachgemäßer Transport, Lagerung und Handhabung von Schadstoffen (vgl. Abschn. 2.9.5),
- 2 Gasmigration und hydraulische Kurzschlüsse aufgrund eines Versagens der Bohrlochintegrität (vgl. Abschn. 2.5.4),
- 3 Wegsamkeiten in Gebieten mit ungünstigen geologischen und hydrologischen Verhältnissen (vgl. Abschn. 2.5.5).

Unsachgemäßer Transport, Lagerung und Handhabung von Schadstoffen

Entsprechend den Szenarien 1a/b bis 3a/b ist in einem ca. 16 km x 16 km großen Gebiet an bis zu 728 Einzelstandorten mit Transport, Lagerung und Handhabung von bis zu 0,5 Mio. m³ an Additiven, bis zu 9,7 Mio. m³ an Stützmitteln und bis zu 8,7 Mio. m³ an Flowback zu rechnen (die jährliche Abwassermenge der Stadt Lüneburg betrug 2012 8,9 Mio. m³ (AGL GmbH 2013)).

Um das technisch förderbare Gesamtschiefergaspotenzial Deutschlands auszuschöpfen, fallen die in den Teilgebietsszenarien errechneten Summen mehrfach an (vgl. 3.3). Insgesamt erreicht der zu erwartende Umgang mit Schadstoffen bei gleichzeitiger Dezentralität einen Umfang, für den es in der Industriegeschichte Deutschlands keinen direkten Vergleich gibt. Rozell und Reaven (2011 S.8) kommen in ihrer Risikoanalyse für Grundwasserverunreinigung im Marcellus Shale zum Ergebnis, dass auch im best case auf das einzelne Bohrloch eine Freisetzung vom 200 m³ kontaminierter Flüssigkeit entfällt. Eine auf deutsche Verhältnisse angepasste regionale Risikoanalyse liegt bisher noch nicht vor. Immerhin zeigt auch der in sehr viel geringerem Umfang praktizierte Umgang mit Schadstoffen in der konventionellen Erdgasförderung Deutschlands, dass ein erkennbarer Anteil an Leckagen einkalkuliert werden muss (vgl. Abschn. 2.7.7). Die Freisetzung von Schadstoffen an der Oberfläche durch unkontrollierte Handhabung bzw. menschliches Versagen zählt zu den wahrscheinlichsten Störfällen der unkonventionellen Erdgasförderung.

Die Ergebnisse der Risikoanalyse von Rozell und Reaven (2011) sind zwar nicht 1:1 auf deutsche Verhältnisse übertragbar, ihre Ergebnisaussage, dass die erkenntnistheoretischen Unsicherheiten bezüglich der Flowbackentsorgung um mehrere Größenordnungen höher liegen als bezüglich der anderen Kontaminationspfade, dürfte dennoch auch für deutsche Verhältnisse gelten.

Gasmigration und hydraulische Kurzschlüsse aufgrund eines Versagens der Bohrlochintegrität

Da bei den erforderlichen Bohrungen Grundwasserschichten durchquert werden, bestehen hohe Anforderungen an die Unversehrtheit des Bohrlochs, die Qualität der Verrohrung und der Zementierung, insbesondere vor dem Hintergrund der mit Hochdruck eingepressten Frac-Fluide (vgl. Abschn. 2.7). Verschiedene Fragen sind dabei offenbar noch nicht abschließend

geklärt. Ingraefea (2012, S. 8) zufolge ist z.B. derzeit noch nicht verlässlich abschätzbar, in welchem Umfang Leckagen beim Refracking in Verbindung mit zunehmendem Alter von Casing und Zementierung auftreten können. Der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe zufolge ist ein Übertritt von Fracking-Fluiden durch Versagen der Verrohrung oder Zementation des Ringraums durch eine ordnungsgemäße wasser- und gasdichte Ausführung der Bohrung zwar auszuschließen (BGR 2012, S. 39), doch wie in Abschn. 2.11.1 dargestellt, weisen Statistiken in Pennsylvania auch bei zunehmender Verschärfung der Bohranforderungen über die letzten fünf Jahre hinweg durchgehend bei etwa 6 bis 7% der durchgeführten Schiefergasbohrungen eine Beeinträchtigung der strukturellen Integrität aus. Darüber hinaus liegen weltweit aus vielen Öl- und Gasfördergebieten statistisch ausgewertete Untersuchungen über stets hohe Anteile unkontrollierter Gasmigration an betriebenen und beendeten Bohrungen vor, wobei dies vielfach als ein lange bekanntes und ubiquitäres Begleitphänomen der Öl- und Gasförderung dargestellt wird (vgl. Abschn. 2.7.4). Aus Deutschland ist keine systematische Untersuchung einer größeren Anzahl von betriebenen und beendeten Bohrungen hinsichtlich möglicher Gasmigration bekannt.

Im Falle misslungener Zementierung kann es zu Durchlässigkeiten zwischen Grundwasserstockwerken kommen (vgl. Abschn. 2.7.4). Werden unterschiedliche Grundwasserschichten über künstliche Wegbarkeiten hydraulisch miteinander verbunden, können sich hochmineralisierte oder belastete Grundwässer mit unbelastetem Grundwasser vermischen (Kaltschmitt et al. 2006, S. 448f, in Schulze et al. 2012a, S. 57).

Gebiete mit ungünstigen geologischen und hydrologischen Verhältnissen

Zwischen den Schichten des oberflächennahen und des tiefen Grundwassers gibt es keine absolute Trennung, vielmehr bestehen insbesondere an Rissen und Störungen Interaktionen (Kühn 2013). Ein unbeabsichtigter Übertritt von Flüssigkeiten durch den Anschluss an hydraulisch wegsame Störungen bzw. durch großräumige Erhöhung der Durchlässigkeiten oder durch Veränderung der Potenzialverhältnisse im Einwirkungsbereich der Produktionsbohrung (ggf. Schaffung einer Potenzialsenke) ist MKULNV (2012, S. 9-10) zufolge daher grundsätzlich möglich, obwohl stets eine Einzelfallbetrachtung anzustellen ist. Die BGR hat diese Auffassung in einer Stellungnahme außerordentlich scharf kritisiert. Der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe zufolge kann die Rissausbreitung im Untergrund modellhaft verlässlich vorausberechnet werden, so dass ein unkontrolliertes Entweichen von Frac-Fluiden aus einem Riss in angrenzende Formationen und insbesondere in genutzte Grundwasserleiter mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann (BGR 2012, S. 48). Andere Autoren betonen aber ein nicht vollständig zu minimierendes Risiko für eine Kontamination grundwasserführender Schichten durch Bohrschlamm, Frac-Fluide, Zement oder natürliche Gase (DNV 2013, S. 31). Davies et al. (2012, S. 6) weisen darauf hin, dass bei Datenauswertungen von in den USA durchgeführten Fracs die tatsächlichen Rissdimensionen (Höhe und Breite) sowie die Rissgeometrien und -richtungen teilweise signifikant von den modellierten Werten abweichen. Ingraefea (2010) hält auf Grundlage seiner eigenen jahrzehntelangen Erfahrung in der Modellierung geologischer Prozesse für die Öl- und Gasindustrie eine verlässliche Modellierung von Frac-Prozessen in dem von geologischen Rissen durchdrungenen Schiefergestein für nicht durchführbar.

Da Fracking in Gebieten mit ungünstigen geologisch-hydrogeologischen Verhältnissen, bei denen Störungen durch die geologischen Barrierehorizonte in Richtung der Grundwasserleiter vorhanden sind, sehr problematisch sein kann, ist Meiners et al. (UBA 2012, S. D3/4) zufolge von einer Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen mittels Tiefen-

bohrungen und Fracking grundsätzlich abzusehen. Offenbar gibt es jedoch Wissensunsicherheiten in der Detektion dieser Gebiete. Sauter et al. (2012) schätzen die Auswirkungen von Fracking-Maßnahmen auf das oberflächennahe Grundwasser und insbesondere das Risiko einer unkontrollierten Migration von Frac-Fluiden über natürliche Wegsamkeiten in sensible Grundwasserhorizonte solange als gering ein, sofern die Barriereformationen intakt sind und potentielle Wegsamkeiten, wie durchlässige Störungzonen nur eine vernachlässigbare Rolle für den Stofftransport spielen. Einschränkend wird jedoch von Sauter et al. (2012) ein Mangel an qualitativ hochwertigen Daten zu hydraulischen Kennwerten in einer statistisch belastbaren Menge konstatiert. Der Teufenbereich zwischen 100 m und 1000 m sei bisher nur wenig erkundet, außer im Zusammenhang mit der Suche nach Endlagern für radioaktive Materialien. Sollten die unkonventionellen Erdgaslagerstätten erschlossen werden, empfehle sich die Erkundung und Erschließung mit einem Untersuchungsprogramm über die Barrierefunktion des jeweiligen Deckgebirges. Vornehmlich sollten vertikale, effektive Gebirgspermeabilitäten bestimmt werden (Sauter et al. 2012, S. 108).

4.3.3 Beeinträchtigung der Trinkwassernutzung

Meistdiskutierte Gefährdungen

Beeinträchtigungen der Trinkwassernutzung stellen einen Spezialfall der bereits in den Abschnitten 2.7 und 4.2 dargestellten Möglichkeiten der Beeinträchtigung des Grundwasserhaushalts dar, so dass sich die Ausführungen weitgehend auf die meistdiskutierten Gefährdungen beschränken können.

Die Trinkwasserversorgung im schwerpunktmäßig betrachteten Norddeutschen Becken erfolgt im Wesentlichen aus den quartären und tertiären Grundwasserleitern. Die Mächtigkeiten des Quartär im Norddeutschen Becken liegen bei ca. 100 m; in besonderen Strukturen – wie den Urstromtälern – können die Mächtigkeiten auch mehrere hundert Meter erreichen (UBA, S. A21). Gemäß Ewen et al. (2012, S. 53) „müssen Gefährdungen im geologischen System geprüft werden. Die abdeckenden Schichten müssen ausreichend stark und dicht sein, da sie als Schutzzone zu grundwasserführenden Schichten dienen. Eine Gefährdung wird als gering angesehen, wenn das Grundwasser nicht artesisch gespannt ist und wenn keine durchgängigen und durchlässigen Störzonen vorhanden sind.“

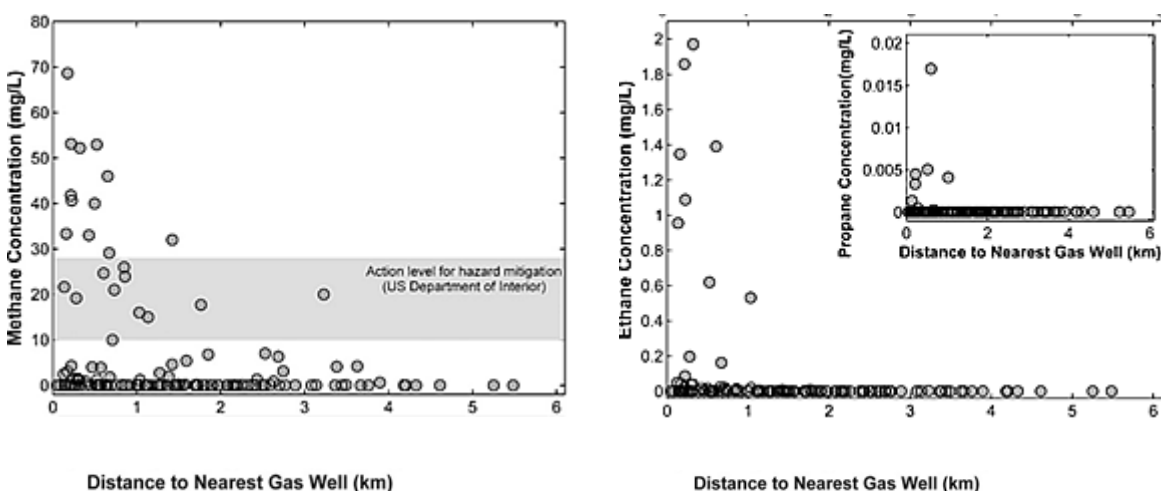
Bei einer Studie zur Grundwasserbelastung im Verwaltungsbezirk Garfield in Colorado wurde festgestellt, dass der Methangehalt in den Grundwasserproben der zurückliegenden 7 Jahre kontinuierlich zugenommen und sich diese Tendenz parallel zum Anwachsen der Zahl von Gasbohrlöchern im Mamm Creek Field vollzogen hat (ENVI 2011, S. 28). Allerdings lagen die Werte nicht über den gesetzlichen Grenzwerten (Thyne 2008). Auch begleitend zur Förderung von Schiefergas im Marcellus Shale und Utica Shale wird in den US-Bundestaaten Pennsylvania und New York seit Jahren eine vermehrte Trinkwasserkontamination durch Methan beobachtet (u.a. Osborn et al. 2011, S. 2; vgl. Abschn. 2.7.4). In aktiven Gasfördergebieten beliefen sich die durchschnittlichen Methankonzentrationen in Trinkwasserfassungen auf 19,2 mg/l bis zu explosionsgefährdeten Höchstwerten von 64 mg/l. Die Hintergrundkonzentration in benachbarten Regionen mit einer ähnlichen geologischen Struktur, jedoch ohne Gasförderung, betrug 1,1 mg/l (ENVI 2011, S. 28/29).

Die US-EPA hat zwischen 2009 und 2011 (EPA 2011b) Hausbrunnen über dem Pavillion Gasfeld in Wyoming, welches durch 169 Förderbohrungen erschlossen ist, auf Grundwasserkontaminationen untersucht. Aus dem Gasfeld wird Tightlygas mittels Fracking in vertikalen Bohrungen in

einer Tiefe von 372 m (1.220 ft) und mehr gefördert. Die Verrohrung des Bohrlochs erfolgte dabei bis in Tiefen von 110 m (361 ft) und mehr. Im Ergebnis der Studie wurden sowohl in flachen als auch in tiefen Grundwasserbrunnen Rückstände der unkonventionellen Erdgasförderung in Form von hohen pH-Werten, erhöhte Werten an Kalium und Chloriden, synthetisch-organische Verbindungen und Kohlenwasserstoffe (u.a. Benzol, Toluol, Ethylbenzol, Xylol, Naphthalin) nachgewiesen (EPA 2011b, S. 38). Die Verunreinigungen wurden EPA (2011b, S. 11) zufolge durch eine lückenhafte geologische Sperrschicht zum Sandstein sowie durch teils mangelnde Zementierung und unzureichendes Casing der Bohrlöcher verursacht (EPA 2011b, S. xiii und 38).

In der jüngsten Forschungsarbeit zu dem Fragenkomplex der Trinkwasserverunreinigung durch Gasmigration stellten Jackson et al. (2013) bei der Untersuchung von 141 Trinkwasserbrunnen im Marcellusgebiet, Pennsylvania, fest, dass bei Trinkwasserbrunnen, die in 1-km-Radius zu Fracking-Bohrstellen benachbart sind, Methankonzentrationen (bei 82% der Brunnen gefunden) im Schnitt auf das sechsfache ansteigt und eine Belastung mit Ethan (bei 30% der Brunnen gefunden) im Schnitt auf das 23-fache. Propan wurde nur bei 10 Brunnen detektiert, dies jedoch jeweils innerhalb eines 1-km-Radius (vgl. Abb. 9). Während Methan zwar grundsätzlich auch biologisch in flacheren Bodenschichten entstanden sein könnte, fanden sich keine statistisch signifikanten Hinweise darauf, dass das in den Trinkwasserbrunnen vorgefundene Methan aus den dafür relevanten Bodenschichtungen stammt. Jackson et al. (2013) zufolge gibt es insbesondere keine oberflächennahen, biologischen Quellen von Ethan und Propan in der Region, so dass ein Zusammenhang mit den unkonventionellen Gasbohrungen schwer zu widerlegen sei. Ergänzend weisen Jackson et al. (2013) zufolge weitere Erkenntnisse aus vorgefundenen Kohlenwasserstoff- und Helium-Isotopen darauf hin, dass die Trinkwasserbelastung aus den Fracking-Bohrungen stammt.

Abb. 133: Konzentrationen an Methan, Ethan und Propan im Abstand von 141 Trinkwasserquellen zu unkonventionellen Gasbohrungen im Marcellus Shale, Pennsylvania.



Jackson et al., 2013 S. 2

In Reaktion auf eine anhaltende öffentliche Diskussion zur möglichen Grundwasserverunreinigung durch Fracking hat die US Environmental Protection Agency (EPA) 2011 ein umfangreich ausgelegtes Forschungsvorhaben begonnen, um die potenziellen Auswirkungen des Fracking auf Trinkwasser-Ressourcen zu untersuchen (EPA 2011a). Dabei werden u.a. 6 Unterszenarien

zur Modellierung möglicher Verunreinigungen des Trinkwassers auf unterirdischen Emissionspfaden untersucht. Neben vielen Emissionspfaden untersucht die US-EPA auch eine mögliche Beeinträchtigung von Trinkwasserressourcen über Tage, wenn Entsorgungsfunktionen auf einem Bohrplatz aussetzen. Eine weitere der grundlegenden Fragestellungen befasst sich mit einer potenziellen Wasserverknappung durch kumulativen Grundwasserentzug infolge multiplexer Fracking-Aktivitäten. Erste Ergebnisse der EPA-Fracking/Trinkwasserstudie werden im Jahr 2014 erwartet.

Wasserschutzgebiete

Wasserschutzgebiete sollen Gewässer im Interesse einer bestehenden oder künftigen öffentlichen Wasserversorgung vor nachteiligen direkten Einwirkungen schützen. Festgesetzte Wasserschutzgebiete sind jedoch nicht nur und nicht immer mit Trinkwassergewinnungsgebieten identisch (Roßnagel et al. 2012, S. 41). DIN 4046 definiert ein Wasserschutzgebiet wie folgt: "Einzugsgebiet oder Teil des Einzugsgebietes einer Wassergewinnungsanlage, das zum Schutz des Wassers Nutzungsbeschränkungen unterliegt."

Wasserschutzgebiete können nach § 51 Abs. 2 WHG nach Schutzbedürftigkeit in unterschiedliche Schutzzonen unterteilt werden. Die entsprechende Einteilung wird nach dem „Fließzeitenkriterium“ ermittelt (Roßnagel et al. 2012, S. 41). Entsprechend DVGW-Arbeitsblatt W 101 erfolgt die Einteilung eines Wasserschutzgebietes in der Regel in 3 Schutzzonen:

- 1 Zone I: Fassungsbereich;
- 2 Zone II: Engere Schutzzone;
- 3 Zone III: Weitere Schutzzone (umfasst i. Allg. das Einzugsgebiet).

Die Zulässigkeit von Vorhaben und Handlungen innerhalb von Wasserschutzgebieten regeln die Rechtsverordnungen nach § 51 Absatz 1 WHG. Wasserschutzgebietsverordnungen enthalten in der Regel weitreichende Verbote der Errichtung baulicher Anlagen oder Bohrungen jeglicher Art. Das DVGW-Arbeitsblatt W 101¹⁵⁹ betrachtet Bergbau einschließlich Erdöl- und Erdgasgewinnung sowie das Befördern von wassergefährdenden Stoffen in Rohrleitungsanlagen in allen Schutzzonen als gefährdende Handlung. Ein generelles Transportverbot für wassergefährdende Stoffe oder Gefahrgüter besteht in Wasserschutzgebieten zwar nicht, Verbote oder Einschränkungen können aber in den Schutzgebietsverordnungen geregelt sein. Das DVGW-Arbeitsblatt W 101 betrachtet den Transport wassergefährdender oder radioaktiver Stoffe in der Schutzzone II in der Regel für nicht tragbar (Roßnagel et al. 2012, S. 55). Tiefbohrungen in Wasserschutzgebieten wird ein besonders hohes Gefährdungspotenzial bescheinigt.

Aufgrund der bestehenden Wissensunsicherheiten und der nicht auszuschließenden Umwelttrisiken empfehlen die Gutachter der UBA-Studie (UBA 2012) aus wasserwirtschaftlicher Sicht, übertägige und untertägige Aktivitäten zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten für Erkundungs- und Gewinnungsbetriebe in der die Frac-Technologie eingesetzt wird, in Wasserschutzgebieten (I bis III), Wassergewinnungsgebieten der öffentlichen Trinkwasserversorgung (ohne ausgewiesenes Wasserschutzgebiet) nicht zuzulassen und die genannten

¹⁵⁹ DVGW-Regelwerk: Technische Regel, Arbeitsblatt W 101 – Richtlinien für Trinkwasserschutzgebiete; I. Teil: Schutzgebiete für Grundwasser

Gebiete für diese Zwecke auszuschließen. Bei besserer Datenlage sei eine Neubewertung dieser Ausschlussempfehlung durchzuführen. Der aktuelle BMU-Entwurf zur Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes vom 7.3.2013 sieht entsprechend u.a. die Formulierung vor „In Wasserschutzgebieten sind Tiefbohrungen verboten, bei denen zur Aufsuchung oder Gewinnung von Erdgas, Erdöl oder Erdwärme Gesteine unter hydraulischem Druck aufgebrochen werden“.

Von der Wasserwirtschaft wird in der aktuellen Diskussion mehrheitlich darauf Wert gelegt, Fracking nicht allein in einem engeren Wasserschutzgebiet auszuschließen, welches i. Allg. ausschließlich vor direkten örtlichen Gefährdungen an der Erdoberfläche schützt, sondern das Verbot auch auf die Zone III (BDEW 2011 S.3) bzw. auf ein weitgefasstes Grundwassereinzugsgebiet zu beziehen (Beckereit 2013). Diese Auffassung entspricht weitgehend den Empfehlungen der Strategischen Umweltprüfung des Staates New York, welche ein Fracking-Verbot für die Wassereinzugsgebiete der Städte New York und Syracuse zuzüglich eines Schutzbuffers vorschlägt (NYSDEC S. 7/69 ff.). Demgegenüber schließt der Expertenkreis des InfoDialogs der ExxonMobil die Anwendung der Fracking-Technologie sowie die Versenkung von Abwasser in Trinkwasserschutzgebieten ausschließlich die Wasserschutzzonen I und II sowie Heilquellenschutzgebiete in seinen Verbotsvorschlag ein (Ewen et al. 2012, S. 57 sowie Roßnagel et al. 2012, S. 42/43).

In Niedersachsen sind Frac-Behandlungen in Wasserschutzgebieten (Zone I bis III), in Gebieten für die Gewinnung von Trinkwasser oder Mineralwasser und in Heilquellenschutzgebieten nicht zulässig (LBEG 2012, S. 6). Auch das Europäische Parlament (2012, S. 12) fordert, dass in Trinkwasserschutzgebieten das Fracking grundsätzlich untersagt wird.

Raumordnerische Festlegungen gehen ggf. über die Grenzen des einzelnen Trinkwasserschutzgebiets hinaus. Vorranggebiete für die Trinkwassernutzung sind Gebiete, welche eine herausragende Bedeutung für die langfristige Sicherstellung der Wasserversorgung haben. In Vorranggebieten für Trinkwasser müssen alle raumbedeutsamen Planungen, Vorhaben und Maßnahmen mit dem Trinkwasserschutz vereinbar sein. Die Qualität und die Neubildung des Grundwassers beeinträchtigende Nutzungen sind auszuschließen. Innerhalb von Vorranggebieten für die Trinkwassernutzung ist aufgrund der Projektmerkmale von einer Unvereinbarkeit von Frac-Tätigkeiten mit dem Schutz des Trinkwassers auszugehen.

Gebiete zur Mineral- u. Heilwassergewinnung

Einzugsgebiete gewerblicher Mineralbrunnen, welche in Deutschland Tiefen bis 1.000 m erreichen können, stellen besonders sensible und schutzwürdige Gebiete dar. Gemäß § 53 WHG kann eine Landesregierung Heilquellenschutzgebiete durch Rechtsverordnung zum Schutz staatlich anerkannter Heilquellen festsetzen. Meiners et al. (UBA 2012, S. D3/4) empfehlen daher übertägige und untertägige Aktivitäten zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten für Erkundungs- und Gewinnungsbetriebe, in welcher die Frac-Technologie eingesetzt wird, in Heilquellenschutzgebieten sowie im Bereich von Mineralwasservorkommen aufgrund der nicht auszuschließenden Umweltrisiken bis zum Vorliegen von neuen Erkenntnissen generell auszuschließen.

4.3.4 Beeinträchtigung von Oberflächengewässern

Rechtliche Vorgaben

Gemäß § 32 WHG sind oberirdische Gewässer reinzuhalten und Stoffe an einem oberirdischen Gewässer nur so zu lagern, dass eine nachteilige Veränderung der Wasserqualität und –quantität vermieden wird. Der § 36 Satz 1 WHG führt weiter aus, dass Anlagen in, an, über und unter oberirdischen Gewässern so zu errichten und zu betreiben sind, dass keine schädlichen Gewässerveränderungen auftreten. Unter Anlagen im Sinne von Satz 1 werden neben baulichen Anlagen auch Leitungsanlagen verstanden. Innerhalb der 5 m breiten Gewässerrandstreifen ist gem. § 38 WHG Abs. 4. Nr. 3 der Umgang mit wassergefährdenden Stoffen grundsätzlich verboten.

Direkte Überbauung

Bei der Einrichtung einer Rohrleitungsinfrastruktur und beim Bau von Zufahrtsstraßen kommt es i. Allg. zu einer Überbauung von Kleingewässern und Gräben. Im Rahmen der Standort- bzw. Trassenplanung lassen sich Überbauungen von Gewässern gegebenenfalls vermeiden oder minimieren. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Oberflächengewässer beansprucht wird, steigt mit zunehmender Dichte der einzelnen Bohrplätze und entsprechend weniger Spielraum besteht bei der Standortwahl.

Schadstoffeinträge

Oberflächengewässer in der Nähe von Erdgasbohrungen sind insbesondere empfindlich gegenüber Sedimenteintrag, Veränderung des Oberflächenwasserabflusses, Sauerstoffentzug und einer Verunreinigung durch eingeführte Chemikalien und Abwässer (Entrekin et. al 2011, S. 503). Eine mögliche Verunreinigung von Oberflächengewässern durch unkonventionelle Gasförderung ist insbesondere möglich durch Leckagen aus unsachgemäßem Transport oder Handhabung von Schadstoffen, aus Überlauf- oder Lagertanks, undichten Leitungen oder Auffangbecken sowie durch verunreinigtes oberflächennahes Grundwasser (ENVI 2011, S. 28; NYSDEC 2011, S. 6-1; Entrekin et. al 2011, S. 508).

Bei den boom-artigen und rechtlich schwach geregelten US-amerikanischen Entwicklungen waren bei der unkonventionellen Gasförderung weder unvorhergesehene Verunreinigungen von Oberflächengewässern noch mutwillige Verunreinigungen auszuschließen. Illegale Entsorgungen von Flowback in Fließgewässer nahmen in Pennsylvania in einer Entwicklungsphase der Marcellus-Shale-Förderung zu, als zunehmend deutlicher wurde, dass öffentliche Abwasseranlagen die Abwasserlast aus der unkonventionellen Erdgasförderung weder qualitativ noch quantitativ bewältigen können (Wilber 2012). Illegale Entsorger konnten zunächst auf eine lasche Strafverfolgung hoffen. Hopey (2012) berichtet von einem illegalen Entsorger in 175 Fällen, der weiterhin im Besitz seiner Entsorgungslizenz blieb. Inzwischen hat sich in Pennsylvania eine schärfere Kontrollpraxis etabliert (Laughner 2013 mdl.)

Entrekin et. al (2011, S. 505) zufolge liegen die Bohrplätze im Marcellus Shale zu 12% in einem Abstand von 100 m und weniger, zu 33% in einem Abstand von 200 m und zu 55% in einem Abstand von 300 m zu Fließgewässern. Für Deutschland wäre ohne weitere Abstandsregelungen in vielen Förderregionen von einer vergleichbaren Situation auszugehen.

Das New York State Department of Environmental Conservation kommt in seinem Supplemental Generic Environmental Impact Statement zu dem Ergebnis, dass bei Fracking innerhalb von Gewässereinzugsgebieten erhebliche Beeinträchtigungen der Wasserressourcen nicht ausgeschlossen werden können. Auch Minderungsmaßnahmen können solche Auswirkungen nur bedingt abschwächen (NYSDEC 2011, S. 6-52). Der Staat New York stuft daher Schutzabstände zu Oberflächengewässern als ein wesentliches Element des Schutzes der Wasserressourcen vor Verunreinigung ein (NYSDEC 2011, S. 7-69). Zu Einrichtungen der öffentlichen Wasserversorgung, zu Stauseen, natürlichen See oder künstlichen Aufstauungen und Fließgewässern empfiehlt das New York State Department of Environmental Conservation daher einen Vorsorgeabstand von 2.000 ft. (rund 600 m) (NYSDEC 2011, S. 7-73).

Um auszuschließen, dass Fluide wie Frac-Fluide, etc. in das Grundwasser und damit auch in Oberflächengewässern eintreten können, gibt das Landesbergamt Niedersachsen aktuell vor, dass grundsätzlich ein vertikaler Vorsorgeabstand zwischen hydraulisch erzeugtem Frac und tiefstem nutzbarem Grundwasserleiter von 1.000 m nicht unterschritten werden darf. Dieser Sicherheitsabstand basiert auf der Annahme einer maximalen Rissausbreitung von 500 m, einer maximalen Fluidtransportdistanz von 200 m und einem Vorsorgepuffer von 300 m (vgl. Ewen et al. 2012, S. 64; LBEG 2012, S.6; AEA 2012, S. 44).

Wasserentnahmen

Etwa 1/4 des Wasserbedarfs in Deutschland wird aus Uferfiltraten und aus Oberflächengewässern gedeckt, in NRW stammt mehr als die Hälfte des Wasserbedarfs aus diesen Quellen (Holländer et al. 2008). Es ist daher zu erwarten, dass auch für die unkonventionelle Erdgasförderung Anträge auf oberirdische Wasserentnahmen gestellt werden. Der tatsächliche Wasserbedarf eines Bohrplatzes hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, welche im Einzelfall und projektspezifisch zu ermitteln wären. Der gesamte modellierte Frischwasserbedarf je Bohrplatz beträgt für das Szenario 1a 60.000 m³, für Szenario 2a 120.000 m³ und für Szenario 3a rund 192.000 m³. Bei Tightgas-Vorkommen werden in den Szenarien 1b bis 1c 30.000 bis 60.000 Wasser m³ je Bohrplatz benötigt. Der Hauptanteil des Wasserbedarfs erfolgt für die Frac-Durchgänge in der Feldentwicklungs- und Stimulationsphase, welche sich über einen Zeitraum von einem bis mehreren Jahren erstreckt (siehe Abschn. 2.4). Bei einer zeitlich überschneidenden Wasserentnahme aus einer gemeinsamen Quelle kann sich die Extraktionsrate und damit der Wasserbedarf je Zeiteinheit entsprechend ändern.

Das Europäische Parlament (2012, S. 11) problematisiert die für Fracking vergleichsweise hohen benötigten Wassermengen in Anbetracht der Tatsache, dass Wasser in der EU eine besonders sensible Ressource darstellt. Pro Einwohner gerechnet verfügt Deutschland im langfristigen Mittel im europäischen Vergleich über nur geringe Wasserressourcen (Gény 2010, S. 70). Das BGR (2012, S. 36) stuft den Wasserbedarf von Fracking-Maßnahmen vor dem Hintergrund, dass in Deutschland derzeit weniger als 20% der verfügbaren Wasserressourcen von 188 Mrd. m³ nutzt, dennoch insgesamt als vernachlässigbar ein.

Die Funktionsfähigkeit des Naturhaushaltes, die bei Wasserentnahmen zu erhalten ist, bemisst sich nicht nach der Gesamtmenge bundesweiter Ressourcen, sondern nach dem ökologischen Erhaltungszustand des einzelnen Gewässers sowie seiner Funktion im ökosystemaren Gefüge. Beeinträchtigungen der Funktionen eines Gewässers können bei einer Wasserentnahme u.a. durch Veränderung der Temperatur- und Sauerstoffverhältnisse, durch Änderungen des Grundwasserspiegels, durch hydrodynamische Änderungen von Grundwasser führenden

Schichten, durch Störungen im Ausgleich mit dem oberflächennahen Grundwasser und benachbarten Feuchtgebieten oder durch die Reduzierung der Fließgeschwindigkeit von Bächen und Flüssen entstehen. Bedeutende Wasserentnahmen aus einem Aquifer können Bodensenkungen zur Folge haben, welche die Speicherfähigkeit des Aquifers in nicht regenerierbarer Weise reduziert (vgl. NYSDECS. 6-6).

Anhang II der Wasserrahmenrichtlinie fordert bei signifikanten Wasserentnahmen für städtische, industrielle, landwirtschaftliche und andere Zwecke eine Ermittlung der Wasserverluste und eine Einschätzung der Auswirkungen auf das Gewässersystem.

Eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) ist im Fall einer Grundwasserentnahme von mehr als 10 Mio. m³ Wasser/Jahr zwingend erforderlich. Dieser Wert kann für den auf das Erschließungsgebiet bezogenen Wasserdarf in den Szenarien 1a, 2a und 1b erreicht werden. Bei Entnahmen ab 100.000m³/Jahr ist eine allgemeine Vorprüfung (Bohrplatzbezogen bei Szenario 2a und 3a möglich), bei Entnahmen ab 5.000 m³/a Jahr eine standortbezogene UVP-Vorprüfung erforderlich (Bohrplatzbezogen in allen Szenarien möglich), wenn durch die Entnahme erhebliche nachteilige Auswirkungen auf grundwasserabhängige Ökosysteme zu erwarten sind (Anlage 1 Nr. 13.3 UVPG) (UBA 2012, S. B 37).

4.3.5 Überschwemmungsgebiete

Überschwemmungsgebiete sind gemäß § 76 Abs. 1 WHG Gebiete zwischen oberirdischen Gewässern und Deichen oder Hochufern, die bei Hochwasser überschwemmt oder durchflossen oder für die Hochwasserentlastung oder Rückhaltung beansprucht werden.

In festgesetzten Überschwemmungsgebieten ist u.a. die Errichtung oder Erweiterung baulicher Anlagen nach den §§ 30, 33, 34 und 35 des Baugesetzbuchs und das Aufbringen und Ablagern von wassergefährdenden Stoffen auf dem Boden grundsätzlich untersagt. Die zuständige Behörde kann jedoch die Errichtung oder Erweiterung einer baulichen Anlage genehmigen, wenn im Einzelfall der bestehende Hochwasserschutz nicht beeinträchtigt wird.

Überschwemmungsgebiete sind aufgrund des Umgangs mit wassergefährdenden Stoffen als Ausschlussgebiet für den Standort des Förderplatzes, als auch für Tiefbohrungen in Kombination mit Frac-Tätigkeiten einzustufen. Der Bau von Rohrleitungen zur Beförderung von Lagerstättenwasser durch ein Überschwemmungsgebiet ist aus Sicherheitsaspekten in gleicher Weise als kritisch anzusehen. Ein Ausschluss von Überschwemmungsgebieten entspricht den Regelungen, die im US-Bundesstaat New York angestrebt werden (NYSDEC 2011).

4.3.6 Bewertung

Zur Sicherung der Wasserversorgung sind die Einzugsgebiete nutzbarer Grundwasservorkommen sowie oberirdischer Gewässer vor wassergefährdenden Nutzungen grundsätzlich zu schützen. Insbesondere in Bereichen, in denen das Grundwasser aufgrund einer geringen Filterleistung der oberen Bodenschichten in hohem Maße schutzwürdig ist, muss bei allen raumbedeutsamen Planungen und Vorhaben ein besonderer Schutz vor Verunreinigung sichergestellt werden. Das BVerfG hat in der „Nassauskiesungs-Entscheidung“ aus dem Jahre 1981 deutlich gemacht, dass der Grundwasserschutz zur Sicherung einer ungefährdeten Trinkwasserversorgung der Bevölkerung absolute Priorität und vollkommenen Vorrang vor wirtschaftlichen Nutzungsinteressen genießt (BVerfG, Beschl.v.15. 7. 1981 – 1 BvL77/78, BVerfGE58, 300 ff.). Seuser (2012, S. 13) zufolge ist damit ein repressives Grundwasserbenutzungsverbot mit Befreiungsvorbehalt

nicht nur verfassungsrechtlich gerechtfertigt, sondern vielmehr auch geboten, um Beeinträchtigungen des Grundwassers so umfassend wie möglich zu vermeiden.

Die Zonen I, II und III von Trinkwasserschutzgebieten, ggf. darüber hinaus gehende Einzugsbereiche und Buffer-Zonen, Heilquellenschutzgebiete und Einzugsgebiete von Mineralwasserbrunnen sollten als Mindestausschlussgebiete für Bohrstandorte in Kombination mit Frac-Tätigkeiten eingestuft werden. Auch der Bau von Rohrleitungen und die Beförderung von Flowback und Produktionswasser mit LKW widersprechen dem Sinn der Schutzfestlegungen. Gleiches gilt für das Verpressen von Abwässern in und in der Nähe von Wasserschutzgebieten, Wassereinzugsbereichen und Heilquellenschutzgebieten sowie Mineralwasservorkommen. Weit ausgelegte Vorsorgeabstände sind einzuhalten. Da die Schutzgebietsgrenzen der genannten Gebiete nicht unter dem Gesichtspunkt „Fracking“ gezogen wurden (teils bspw. unter bakteriellen Gesichtspunkten), werden spezifisch begründete Abstandsnormen zu entwickeln sein. Weiterführende auf Förderstockwerke bezogene Regelungen für Wassereinzugsgebiete sollten überdacht werden. Da Meiners et al. (UBA 2012, S. C85) zufolge Risiken für das Grundwasser durch Fracking innerhalb des Wasserschutzgebietes in mehreren tausend Metern Tiefe nicht ausgeschlossen werden können und Grundwasserschäden zumeist irreversibel sind, liegt es nahe, den Trinkwasserschutz nicht nur innerhalb des einzelnen Wasserschutzgebietes bis in solche Tiefen, sondern in das relevante Umfeld in alle Richtungen, also auch über die räumlichen Grenzen des einzelnen Wasserschutzgebietes hinaus auszudehnen.

Überschwemmungsgebiete nach § 76 WHG sind als Bohrstandorte in Kombination mit Frac-Tätigkeiten sowie für den Bau von damit verknüpften Rohrleitungen grundsätzlich auszuschließen.

Die im UBA-Gutachten zu den Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten (UBA 2012) getroffene Feststellung, dass zu einer fundierten Beurteilung von Risiken bezogen auf das Grundwasser und zu deren technischer Beherrschbarkeit bislang noch viele und grundlegende Informationen fehlen, hat sich auch in der aktuellen Literaturrecherche bestätigt. Vielfach wird z.B. in der Diskussion um Gasmigration angeführt, dass die rechtlichen Vorgaben für Bohrungen in den USA von deutschen Anforderungen sehr unterschiedlich sind. Nun kommen aber, wie in Abschn. 2.7.4 angeführt, nicht nur in Untersuchungen aus den USA, sondern auch aus anderen Öl- und Gasförderregionen der Welt (Kanada, Australien, Golf von Mexiko, Nordsee) zu hohen Anteilen undichter Öl- und Gasbohrungen vor. Der Bezirksregierung Arnsberg lagen bis zum 8. Februar 2012 bei den 24.255 tiefer als 100 m führenden Bohrungen in NRW zwar keine Anzeigen über Undichtigkeiten in der Zementation vor (MUNLKV 2012 S. 6/89), es sind aber andererseits auch keine Untersuchungen bekannt, die anhand einer größeren Anzahl von Bohrungen nach möglichen Gasmigrationen geforscht haben.

Auch die Frage der fachgerechten Entsorgung von Abwässern sollte vor einer unkonventionellen Gasförderung abschließend geklärt sein. Meiners et al. (UBA 2012, S. C53) zufolge ist keines der derzeitigen möglichen Behandlungsverfahren als Stand der Technik im Sinne des Wasserhaushaltsgesetzes zu bezeichnen. Das Europäische Parlament (2012, S. 12) lehnt die Einleitung von Rücklaufwasser (Flowback) in geologische Formationen zur Entsorgung gemäß den Bestimmungen der Wasserrahmenrichtlinie grundsätzlich ab.

Tab. 18: Nutzungskonkurrenzen im Bereich Wasserwirtschaft / Gewässerschutz.

	Grundwasserhaushalt	Trinkwassernutzung	Oberflächengewässer	Überschwemmungsgebiete	Anmerkungen
Flächeninanspruchnahme	-	A	C	A	Im Einzelfall, Überflutungsbereich tabu
Anlage Straßen /Rohrleitung	C	-	C	A	Mögliche Querung von Fließgewässern
Bau-/Bohr-/Fracbetrieb	C	C	C	C	Veränderung hydraulischer Verhältnisse
Liefer-/Entsorgungsverkehr	C	C	C	C	kumulativ über Luftpfad
Wasserbedarf	C	C	AB	-	kumulativ lokale Mangelsituationen möglich
Stützmittel, Additive	C	C	C	A	Transport- u. lagerabhängig
Abraum, Abfälle	C	C	C	A	
Wasserschadstoffemissionen	B	C	C	B	Hohe Vielfalt an Wirkpfaden möglich
Luftschadstoffemissionen	-	C	C	-	Ggf. kumulativ aus Flaring u. Entlüftung
Lärm / Erschütterungen	-	-	-	-	Nicht relevant
Licht/ visuelle Beeinträchtigung	-	-	-	-	Nicht relevant
Störfallrisiko	A	A	A	A	Kaum regenerierbar, hoher Vorsorgedarf
Kumulative Wirkungen	B	B	B	B	Vielfältige Verstärkungen denkbar

Legende

A = Hohe Wahrscheinlichkeit für nur durch Abstand lösbaren Nutzungskonflikt

B = Nutzungskonflikt wahrscheinlich

C = Erhebliche Auswirkungen möglich

■ = Wissensunsicherheit hoch

Oecos GmbH, 2014

4.4 Weitere untertägige Raumnutzungen

4.4.1 Potentielle Beeinträchtigungen

Aufgrund der mit Horizontalbohrweise verbundenen Fracking-Prozessen ist die unterirdische Raumbeanspruchung bei der Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten im Vergleich zur konventionellen Erdgasförderung deutlich größer. Die für die unkonventionelle Erdgasförderung an der Oberfläche in Anspruch genommene Flächen für Bohrplätze, Zufahrten, Rohrleitungen und verschiedene weitere Anlagen stellen nur einen kleinen Teil der Flächen dar, die im Fördergestein in Anspruch genommen werden. Ziel der Förderung von Tight- und Schiefergas ist es, den Untergrund möglichst flächendeckend zu erschließen (vgl. Abschn. 2.2).

Auch durch den erhöhten Bohraufwand sowie durch die mittels Fracken unter Tage hervorgerufenen Veränderungen unterscheidet sich die unkonventionelle Erdgasförderung in der Flächenbeanspruchung von der konventionellen Gasförderung. Zwar werden die übertägig errichteten Bauten und Versiegelungen nach Produktionsende rückgebaut, doch die Beeinträchtigung des unterirdischen Raums ist vielfach irreversibel, da auch nach Abschluss des Frac-Prozesses ggf. hochdurchlässige Fließwege sowohl im Zielhorizont als auch unter Umständen in den angrenzenden Bodenschichten erhalten bleiben. Dies bedeutet, dass nicht nur Konkurrenzen gleichzeitiger untertägiger Nutzungen, sondern auch Konkurrenzen von zeitlich aufeinander folgenden Nutzungsansprüchen zu berücksichtigen sind (Schulze et al. 2012a, S. 77/78).

Aufgrund der ausgedehnten Räume, die zur unkonventionellen Erdgasförderung ober- und unterirdisch beansprucht werden sowie aufgrund der zunehmenden Ansprüche an den Untergrund sind Nutzungskonflikte mit weiteren unterirdischen Raumnutzungen (neben der Grundwasserförderung) nicht nur möglich, sondern in vielen Gebieten auch wahrscheinlich. Dabei stehen folgende untertägige potenzielle Nutzungskonkurrenzen im Vordergrund:

- 1 Rohstoffgewinnung,
- 2 Geothermie,
- 3 Energiespeicher Untertage,
- 4 Carbon Capture and Storage (CCS),
- 5 Abfallentsorgung.

Der unterirdische Raum ist keineswegs homogen, sondern kleinräumig differenziert nach regionaler bzw. lokaler geologischer Situation, vorhandenen Gesteinsschichten, struktureller Lage im Raum, chemischer Zusammensetzung etc. Die Charakteristik der unterschiedlichen geologischen Formationen führt zu differenzierten Nutzungspotenzialen, die nur standörtlich ermittelt werden können (vgl. ARL 2012, S.2). Die folgenden Ausführungen geben allenfalls einen Ausblick.

4.4.2 Rohstoffgewinnung

Kohlebergbau

Zu den bergbaulich geförderten heimischen Rohstoffen zählen neben Kiesen, Sanden, Tonen und Festgesteinen auch Braun- und Steinkohle. Der Bergbau erfolgt dabei lagerstättenspezifisch sowohl im Tage- als auch im Untertage-Abbau. Die abbauwürdigen oberflächennahen Bodenschätze (Kiessand, Sand und Ton, Torf) sollen für eine langfristige regionale und überregionale Rohstoffversorgung gesichert und räumlich geordnet gewonnen werden. In den dafür durch Landes- oder Regionalplanung ausgewiesenen Vorranggebieten hat die Sicherung und Gewinnung oberflächennaher Rohstoffe Vorrang vor anderen Ansprüchen der Raumnutzung. In den Vorbehaltsgebieten Rohstoffsicherung sollen alle raumbedeutsamen Planungen, Maßnahmen und Vorhaben so abgestimmt und abgewogen werden, dass Abbau verhindernde Nutzungen in der Regel ausgeschlossen werden.

In vielen Regionen Deutschlands wird Bergbau unter Tage seit Jahrhunderten betrieben und auch wenn sich der aktuelle Bergbau auf nur noch wenige Teilbereiche seiner ursprünglichen Ausbreitung zurückgezogen hat, so sind doch vielfach regionsübergreifende Stollensysteme auf unterschiedlichen Lagerstättenhorizonten mit mehreren hundert km Länge verblieben. Aufge-

gebene Stollensysteme sind vielfach mit Lagerstättenwasser geflutet (Peterwitz 2012) und zeichnen sich durch vielfältige Durchlässe zwischen Lagerstättenwasser und Oberflächenwasser aus. Insbesondere Kohlebergbaugebiete stehen in der Diskussion um nachnutzende Gasförderung. Aufgrund der umfangreichen Stollensysteme und der vorhandenen Durchlässigkeiten aus dem Kohlebergbau kommt das Europäische Parlament (2012, S. 12) allerdings zu dem Schluss, dass Fracking in Kohlebergbaugebieten grundsätzlich zu untersagen sei. Diese Forderung erhebt auch der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW 2011 S.4).

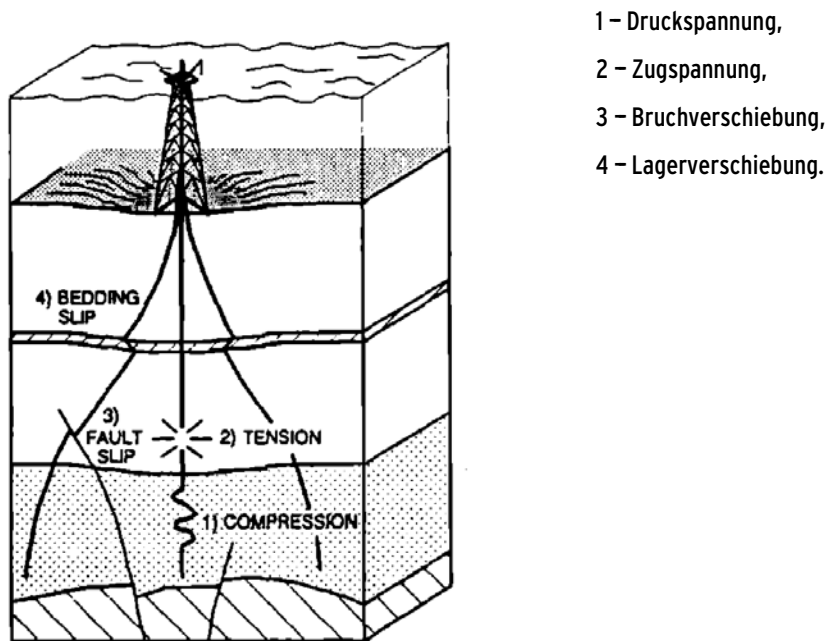
Tagebau steht unkonventioneller Erdgasförderung nicht zwangsläufig entgegen. Aufgrund der Flächenausdehnung unkonventioneller Erdgasförderung können Vorranggebiete für den Abbau oberflächennaher Lagerstätten jedoch v.a. dann entgegenstehen, wenn das entsprechende Erschließungsraster wie in den Szenarien 1a/b und 2a/b eine enge Anordnung der Bohrplätze vorsieht. Es wäre bei ausreichender Datenlage zu möglichen Lagerstätten regionalspezifisch zu klären, ob eine gleichzeitige Nutzung von Vorkommen grundsätzlich möglich ist, die in Lagerstätten unterschiedlicher Tiefe stattfinden.

Öl- und Gasförderung

Im Norddeutschen Becken liegen Deutschlands größte Erdöl- und Erdgasreserven, die bereits seit etwa 150 Jahren ausgebeutet werden. Die Bohrdatenbank Niedersachsen hält aktuell Informationen aus über 330.000 in diesem Zeitraum niedergebrachte Bohrungen (davon 16.000 Tiefbohrungen) vor. Neubohrungen, aber auch Altbohrungen stellen potentielle Wegsamkeiten dar, über die Frac-Flüssigkeiten in Grundwasserleiter oder an die Oberfläche austreten können. Ungenügend verschlossene Altbohrlöcher sind ggf. nicht in der Lage, den Frac-Druck zu halten und dienen im worst case als Ausgangsventil für Frac-Fluide (z.B. Ingraffea 2010). Die BC Oil and Gas Commission (2010) berichtet von 18 Vorfällen ("fracture communication incidents") in British Columbia und Western Alberta, bei denen es zu einem unbeabsichtigten Eintrag aus benachbarten Bohrungen kam. Es wurden jeweils bis zu 80 m³ Wasser, Fluide, Bohrschlamm etc. an die Oberfläche geschleudert. Den Vorfällen lagen Horizontalbohrungen zugrunde mit Abständen zum benachbarten Bohrloch zwischen 50 und 715m.

Wie Hamilton (1992) in der unten abgebildeten Grafik darstellt, können anhaltend einwirkende Spannungen und Störungen im geologischen System Dichtungsfehler insbesondere von Altbohrungen verstärken und ggf. neue Durchlässigkeiten herstellen. Die in den Abschnitten 2.7.4 und 4.3.3 skizzierten Wissensunsicherheiten bezüglich von Migrationspfaden an Bohrsträngen sind hier gleichermaßen relevant. Um auszuschließen, dass im Bereich von bestehenden Bohrungen Flüssigkeiten oder Gase eindringen oder austreten, ist generell ein Sicherheitsabstand einzuhalten.

Abb. 134: Durch geologische Prozesse induzierte Casing-Fehler.



Hamilton et al, 1992 S. 274

4.4.3 Tiefengeothermie

Deutschlands wichtigste Regionen für hydrogeothermische Nutzungen sind das Norddeutsche Becken, der Oberrheingraben und das Süddeutsche Molassebecken (siehe folgende Abb.). In diesen Regionen existieren im tiefen Untergrund Reservoirs mit heißen Wässern, die mit Temperaturen von über 60 °C eine direkte Wärmenutzung, darüber hinaus bei Temperaturen von über 100 °C die grundlastfähige Stromerzeugung ermöglichen (BMU 2011, S. 59).

Aufgrund der bevorzugten Nutzung saliner Aquifere in Tiefen größer 1.000 m befindet sich tiefe Geothermie in enger Raumnutzungskonkurrenz zur unkonventionellen Erdgasförderung. Die nutzbaren Bereiche für tiefe Geothermie liegen größtenteils in den gleichen Regionen, in denen auch unkonventionelle Gas-Vorkommen vermutet werden (UBA 2012, S. A16). Darüber hinaus ist auch die Erschließung tiefer geothermischer Energie ohne den Einsatz der Fracking-Technologie wirtschaftlich nicht möglich (Schulze et al. 2012a, S. 58).

Aufgrund der räumlichen Überschneidung der Gewinnungsschwerpunkte, der vergleichbaren Tiefenlage der Nutzung sowie aufgrund des beidseitigen Einsatzes der Fracking-Technologie liegen kumulierende Risiken und Nutzungskonflikte im geologischen System, z.B. durch korrespondierende vertikale und horizontale Risse, sehr nahe, so dass Vorsorgeabstände zwischen beiden Nutzungen erforderlich erscheinen. Im Einzelnen konfliktieren insbesondere die Raumbeanspruchung unter Tage, der Frac-Betrieb, die Möglichkeit, seismische Ereignisse auszulösen, das Störfallrisiko und ggf. die Wassernutzung.

Abb. 135: Weitgehende Überlagerung der Regionen Deutschlands, die für hydrogeothermische Nutzungen in Frage kommen (blaue Schraffur nach BMU 2011, S. 59) mit den Schiefergaspotenzialen



nach BGR, 2012

4.4.4 Energiespeicher

Sowohl Salzkavernen des Zechsteins als auch (teil-)entleerte Erdgas und Erdölfelder sowie tiefe Aquifere werden seit vielen Jahren bevorzugt als Hochdruck-Erdgasspeicher genutzt. Bei einem Porenspeicher wird das Erdgas in die Porenräume eines Speichergesteins gepresst. Aktuell befinden sich in Deutschland 23 Erdgas-Porenspeicher im Betrieb sowie einer in Planung. Das Gesamtspeichervolumen (Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen) der Erdgas-Porenspeicher im Betrieb beträgt 24.205 Mio. m³ (Sedlacek 2009, S. 418).

Die Salzkavernen sind soltechnisch erstellte Hohlräume in Salzformationen mit typischen geometrischen Volumina von 300.000 m³ bis 700.000 m³ in Teufenbereichen von 600 bis 1.800 m (Schulze et al. 2012a, S. 51). Die Hohlräume der Salzkavernen werden künstlich in Salzstöcken durch Bohren und durch das Ausschwemmen von Sole erzeugt (Schulze et al. 2012a, S. 51). Aktuell sind in Deutschland an 14 Standorten Erdgas-Kavernenspeicher mit insgesamt 173 Einzelspeichern und einem Gesamtvolumen von 10.461 Mio. m³ in Betrieb. Weitere 105 Einzelspeicher mit einem Gesamtvolumen von 10.365 Mio. m³ sind in Planung und Bau (Sedlacek 2009, S. 418).

Aufgrund der möglichen räumlichen Überschneidung und der vergleichbaren Tiefenlage können sich Risiken und Konflikte im geologischen System, z.B. durch reaktivierte und korrespondierende Störungen ergeben. In ähnlicher Weise wie bei der Geothermienutzung konfliktieren insbesondere die Raumbeanspruchung unter Tage, der Fracbetrieb, die Möglichkeit, seismische

Ereignisse auszulösen und das Störfallrisiko. Um auszuschließen, dass in den oder aus dem Bereich unterirdischer Energiespeicher Flüssigkeiten oder Gase in Verbindung mit der unkonventionellen Gasförderung migrieren, besteht eine Notwendigkeit zur systematischen Analyse der geologischen Verhältnisse sowie zur Definition von angemessenen Vorsorgeabständen.

4.4.5 Carbon Capture and Storage (CCS)

Für die Einlagerung von abgeschiedenem CO₂ werden ehemalige Erdöl- und Erdgaslagerstätten sowie tiefe saline Aquifere in Tiefenbereichen von 1.000 bis 5.000 m bevorzugt betrachtet (UBA 2009, S. 6). CO₂-Injektionen führen im Speicherhorizont ggf. zu weiträumigen Druckveränderungen im Untergrund, so dass unter Vorsorgeaspekten Mindestabstände zwischen CO₂-Speichern zu anderen Nutzungen erforderlich sind. Ein nachträgliches Durchteufen von CO₂-gefüllten Schichten würde ein außerordentlich hohes Risiko für Leckagen und Stoffmobilisation bergen (UBA 2009, S. 7).

Auch bei CCS-Vorhaben können sich in Verbindung mit der unkonventionellen Erdgasnutzung Risiken und Konflikte ergeben. In ähnlicher Weise wie bei der Geothermienutzung konfliktieren insbesondere die Flächenbeanspruchung unter Tage, der Fracbetrieb, die Möglichkeit, seismische Ereignisse auszulösen, das Störfallrisiko und ggf. auch der Wasserbedarf. Um auszuschließen, dass in oder aus CCS-Lagerstätten Flüssigkeiten oder Gase in Verbindung mit der unkonventionellen Gasförderung migrieren, besteht eine Notwendigkeit zur systematischen Analyse der geologischen Verhältnisse sowie zur Definition von angemessenen Vorsorgeabständen.

4.4.6 Untertägige Deponierung

Nach einer langjährigen Rohstoffförderung verbleiben unter Tage druckverminderte Bereiche, die u.a. im Rahmen der Erdgasförderung bevorzugt als untertägige Deponien genutzt werden. Eine Verpressung beispielsweise von Lagerstättenwasser dient dabei auch der Stabilisierung, denn es erfolgt eine Herstellung der vor der Ressourcenentnahme vorherrschenden Druckverhältnisse im Gebirge.

Nach geltendem Deponierecht kommen in Deutschland nur Verfüllungen im Salzgestein in Frage, wobei mehrere Betriebe in Deutschland existieren. Untertägige Bergwerke in nicht-salinaren Formationen dürfen nicht mehr mit Abfällen verfüllt werden, da sich diese mit der Zeit mit Wasser füllen können (Schulze et al. 2012a, S. 66).

Bei der Erdgasförderung fallen bekanntlich Bohrabfälle an, die Chemikalien, Schwermetalle und natürlich vorkommende Radionuklide enthalten und daher fachgerecht zu entsorgen sind (vgl. Abschn. 2.6). Nach einer Aufbereitung werden die verbleibenden mineralischen Rückstände deponiert (MKULNV 2012, S. 6-45). Auch der mit hohen Konzentrationen an Salzen, verschiedenen Chemikalien und Kohlenwasserstoffen belastete Flowback wird überwiegend unter Tage in ausgebeutete Lagerstätten verpresst. In Deutschland ist die Verpressung von Flowback und Produktionswasser über Disposalbohrungen bisher die einzige praktizierte Entsorgungsvariante. Eine ausführliche Darstellung der technischen Möglichkeiten zur Entsorgung des Flowbacks erfolgt in Kapitel Flowback der vorliegenden Studie.

Ebenso wie bei den vorgenannten untertägigen Nutzungen können sich bei der untertägigen Entsorgung in Verbindung mit der unkonventionellen Erdgasnutzung Risiken und Konflikte ergeben. Es konfliktieren insbesondere die Raumbeanspruchung unter Tage, der Fracbetrieb, die Möglichkeit, seismische Ereignisse auszulösen und das Störfallrisiko. Um auszuschließen,

dass aus Stätten untertägiger Abfallentsorgung Flüssigkeiten oder Gase in Verbindung mit der unkonventionellen Gasförderung migrieren, besteht eine Notwendigkeit zur systematischen Analyse der geologischen Verhältnisse sowie zur Definition von angemessenen Vorsorgeabständen.

4.4.7 Bewertung

Die Akademie für Raumforschung und Landesplanung (ARL) stellt (2012, S. 1) fest, dass die künftigen Nutzungsansprüche an den Untergrund rasant zunehmen. Neben den bisher unter Tage praktizierten Nutzungen wie Grundwassergewinnung (vgl. Abschn. 4.3), Förderung tiefliegender Rohstoffe, Untertagedeponien etc. werden eine geplante Speicherung von Energieträgern aus erneuerbaren Energien (z.B. Wasserstoff, Methan, Druckluft), die verstärkte Nutzung der Geothermie sowie eine untertägige Kohlendioxidspeicherung zur Reduzierung der Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre einen erhöhten Koordinierungsaufwand auslösen. Dabei wird zutreffend festgestellt, dass das BBergG weder Vorschriften enthält, die zur Erstellung „bergbaulicher Raumordnungspläne“ für den Untergrund ermächtigen, noch dass sich Aussagen zur vorsorgenden Steuerung von Untergrundnutzungen zur Vermeidung von Nutzungskonflikten und negativen Wechselwirkungen finden. Zwar beinhalte § 14 BBergG Vorrangregelungen zur Vermeidung von Nutzungskonflikten, diese bezögen sich jedoch immer auf konkrete Vorhaben. Hingegen fänden sich keine Regelungen über die gesamträumliche Planung der Untergrundnutzungen. Maßnahmen zur Ordnung des Untergrundes sähe das Gesetz immer nur vorhabenbezogen vor (§ 52 BBergG), nicht jedoch im Sinne einer vorausschauenden vorhabenunabhängigen Nutzungssteuerung (ARL 2012 S. 10). Darüber hinaus stellen die Betriebsplanzulassung (§ 55 BBergG) als auch die Verleihung der Bergbauberechtigung (§§ 11-13 BBergG), im Unterschied zu Ermessens- oder Abwägungsentscheidungen, gebundene Entscheidungen dar, wobei die Behörde bei Vorliegen der gesetzlich scharf umrissenen Genehmigungsvoraussetzungen einen Antrag unausweichlich bewilligen muss. Die ARL stellt dazu fest, dass das Bergbaurecht aufgrund mangelnder planerischer Gestaltungsspielräume der Bergbaubehörden deutlich hinter den gesetzlichen Regelungen des sonstigen Fachplanungs- und Planfeststellungsrechts zurückbleibt (ARL 2012 S. 10). Diese Zulassungsbedingungen werden durch die Prüfungen auf überwiegende öffentliche Belange nach § 11 (10), bzw. § 48 (2) BBergG nur unwesentlich abgeschwächt (vgl. Abschn. 6.4).

Wie in den USA derzeit ersichtlich, wird der größte Druck auf die unterirdische Raumentwicklung voraussichtlich aus einer flächig betriebenen unkonventionellen Gasförderung entstehen. Sie stünde nicht nur in Konkurrenz zu den anderen oben aufgeführten Nutzungen, sondern würde über die damit verknüpfte Flowbackverpressung auch weitere interne Flächen- und Nutzungskonkurrenzen herbeiführen.

Eine durch die Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten hervorgerufene Nutzungskonkurrenz ergibt sich insbesondere dann, wenn mögliche Beeinflussung andere Nutzungen ausschließen. Wie oben erörtert, muss die Flächenbeanspruchung durch unkonventionelle Erdgasförderung zu allen anderen der erörterten unterirdischen Nutzungen Vorsorgeabstände wahren, die sich v.a. aus dem Vorhandensein potenzieller Wegsamkeiten ergeben. Insbesondere Bergbau, d.h. die Auffahrung von Schächten ist in für die unkonventionelle Erdgasförderung genutzten sowie angrenzenden Bereichen auszuschließen. Wegsamkeiten können sich auch aus dem aktuellen Betrieb anderer Nutzungen, aus ggf. verursachten seismischen Ereignissen sowie aus möglichen Störfällen ergeben.

Tab. 19: Nutzungskonkurrenzen im Bereich weiterer untertägiger Raumnutzungen (neben Grundwassernutzung).

	Rohstoffgewinnung	Geothermie	Energiespeicher	CCS	Abfallsorgung	Anmerkungen
Flächeninanspruchnahme	A	A	A	A	A	Klare Nutzungskonkurrenz
Anlage Straßen /Rohrleitung	-	-	-	-	-	Nicht relevant
Bau-/Bohr-/Fracbetrieb	A	A	A	A	A	Vermeidung von Wegsamkeiten
Liefer-/Entsorgungsverkehr	-	-	-	-	-	Nicht relevant
Wasserbedarf	C	C	C	-	-	Wasserdefizite kumulativ möglich
Stützmittel, Additive	-	-	-	-	-	Nicht relevant
Abraum, Abfälle	B	B	B	B	B	Ggf. Konkurrenz um Speicherraum
Wasserschadstoffemissionen	-	-	-	-	-	Nicht relevant
Luftschadstoffemissionen	-	-	-	-	-	Nicht relevant
Lärm / Erschütterungen	-	-	-	-	-	Nicht relevant
Licht/ visuelle Beeinträchtigung	-	-	-	-	-	Nicht relevant
Unfall/Störfallrisiko	A	A	A	A	A	Hoher Vorsorgebedürftigkeit
Kumulative Wirkungen	B	C	C	C	C	Vielfältige Verstärkungen denkbar

Legende

A = Hohe Wahrscheinlichkeit für nur durch Abstand lösbaren Nutzungskonflikt

B = Nutzungskonflikt wahrscheinlich

C = Erhebliche Auswirkungen möglich

 = Wissensunsicherheit hoch

Oecos GmbH, 2014

Schulze (2012b) zufolge erfordern die besonderen Gegebenheiten der Dreidimensionalität im Untergrund ggf. eine stockwerksbezogene Betrachtung und insofern ggf. eine andere planerische Herangehensweise als die oberirdische Raumordnung. Andererseits haben sich in der Raumordnung klare und übersichtliche Ziel- und Grundsatzfestlegungen aufgrund ihrer besseren Durchsetzungsfähigkeit behauptet. So ist z.B. insbesondere bei der Gasspeicherung, CCS und Soleverpressung zu beachten, dass es zu Einschränkungen auch in den darüber oder darunter befindlichen Stockwerken kommen kann. Erschließungsarbeiten für diese Nutzungsarten oder die unkonventionelle Erdgasförderung bedürfen einer planerischen Abstimmung.

Die Notwendigkeit der Untersuchung von möglichen Nutzungskonkurrenzen im unterirdischen Raum aufgrund von zunehmender Inanspruchnahme für unterschiedlichste Nutzungen wird erst seit jüngerer Zeit erkannt. Das im Auftrag vom Umweltbundesamt durchgeführte For-

schungsvorhaben 3711 16 103 „Unterirdische Raumplanung – Vorschläge des Umweltschutzes zur Verbesserung der über und untertägigen Informationsgrundlagen, zur Ausgestaltung des Planungsinstrumentariums und zur nachhaltigen Lösung von Nutzungskonflikten“ (Schulze et al. 2012) entwickelt Konzepte zum Umgang mit diesen Nutzungskonkurrenzen. Darüber hinaus nehmen sich die Landesplanungen einzelner Länder zunehmend dieser Problematik an. Ein Runderlass des Ministerpräsidenten in Schleswig-Holstein (MP S-H 2014) gibt die Fortschreibung des Landesentwicklungsplans zum „Ausschluss von Fracking“ mit „Vorrang von Untergrundnutzungen, die der Verwirklichung von Zielen und Grundsätzen der Energiewende dienlich sind“ bekannt. Der erste Entwurf zum Landesraumentwicklungsprogramm in Mecklenburg-Vorpommern (MEIL M-V 2014 S. 69) sieht landesweit flächendeckend Vorranggebiete für Energiespeicherung und Geothermie vor, was unkonventionelle Erdgasförderung ebenfalls verunmöglicht.

4.5 Erholungsnutzung, Landschafts- und Ortsbild

Die Wirtschaftsstruktur weiter Gebiete des ländlichen Raumes in Deutschland ist auf Erholung und Tourismus ausgerichtet. Von den jeweiligen Gebietskörperschaften wurde vielfach über viele Jahrzehnte hinweg eine Erholungsinfrastruktur aufgebaut. Solche Regionen zeigen sich extrem empfindlich gegenüber Veränderungen der Erholungsqualität und dabei insbesondere des Landschafts- und Ortsbildes.

Folgende Gebiete und Gebietsaspekte sind als besonders konfliktreich gegenüber unkonventioneller Gasförderung anzusehen:

- 1 Heilbäder, Kurgelände und sonstige Gebiete für die Fremdenbeherbergung,
- 2 Camping-, Wochenendhaus- und Ferienhausgebiete,
- 3 Naturschutz- u. waldrechtlich ausgewiesene Erholungsgebiete,
- 4 Landschafts- und Ortsbild.

4.5.1 Heilbäder, Kurgelände und sonstige Gebiete für die Fremdenbeherbergung

Zu den schwerpunktmäßig auf Tourismus und Erholungsnutzung ausgerichteten Gebieten gehören Heilbäder und Kurorte. Das Kurorte-Recht, nach welchem die entsprechenden Prädikate vergeben werden, ist in den einzelnen Bundesländern unterschiedlich durch entsprechende Rechtsvorschriften geregelt. Erholungs- und Fremdenbeherbergungs-Gebiete erstrecken sich im Allgemeinen weit über die als Heilbäder und Kurorte gekennzeichneten Ortschaften hinaus. In Landes- und Regionalplänen können Tourismusschwerpunkträume und Tourismusentwicklungsräume sowie Gebiete mit einer besonderen Bedeutung für die Erholung als Vorrang- oder Vorbehaltsräume festgelegt werden.

Die bereits in Abschn. 4.1.1 aufgeführten Restriktionen gegenüber der Flächeninanspruchnahme, der Anlage von Straßen- und Rohrleitungen, dem Liefer- und Entsorgungsverkehr, dem Lärm, dem Störfallrisiko und der visuellen Beeinträchtigung durch unkonventionelle Erdgasförderung gelten in Heilbädern und Kurorten in verschärftem Ausmaß. In Kurgeländen sowie für Krankenhäuser und Pflegeanstalten gelten bspw. besonders niedrige Immissionsgrenzwerte für Lärmbelastungen. In der Feldentwicklungs- und Stimulationsphase unkonventioneller Erdgasförderung werden diese Werte im Nahbereich nicht und allenfalls unter Berücksichtigung von lärmmindernden Maßnahmen einzuhalten sein. Im polnischen Leoben (LE-2H) wurde bei Mes-

sungen während des Frac-Durchgangs ein maximaler Geräuschpegel von bis zu 76 dB(A) ermittelt. In 750 m Entfernung betrug der modellierte Geräuschpegel während des Frackens noch 53,9 dB(A) (PGI 2011, Tab. 6 S. 40) (siehe Abschn. 4.1.2). Hervorzuheben ist jedoch ein ohnehin bestehendes Kumulationspotential beeinträchtigender Wirkungen auf die Attraktivität des Gesamttraumes für die Erholungsnutzung. Selbst wenn im Einzelfall der eine oder andere Immissionswert einzuhalten ist, so wird sich die Gesamtbeeinträchtigung der Industrialisierung, wie sie nach den Szenarien 1a/b und 2a/b in jedem Fall zu erwarten ist, deutlich beeinträchtigend auf die Erholungsnutzung von Heilbädern, Kurgebieten und ihrer Umgebung auswirken.

4.5.2 Camping-, Wochenend- und Ferienhausgebiete

Wochenendhausgebiete, Ferienhausgebiete und Campingplatzgebiete sind gemäß § 10 BauNVO Sondergebiete für die Erholung. Nach verbreiteter Auffassung sind Ferienhausgebiete in ihrem Schutzbedürfnis gegenüber Schallwirkungen wie reine Wohngebiete zu behandeln (vgl. Beiblatt 1 zu DIN 18005 - Schallschutz im Städtebau; Ernst et al., BauGB, RdNr. 8 zu § 10 BauNVO). Auch im Hinblick auf weitere Restriktionen gegenüber der unkonventionellen Erdgasförderung gelten die bereits in Abschnitt 4.1.2 gemachten Ausführungen.

4.5.3 Naturschutz- u. waldrechtlich ausgewiesene Erholungsgebiete

Nationalparke, Naturparke, Biosphärenreservate

Das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) benennt in §1 die dauerhafte Sicherung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit sowie des Erholungswertes von Natur und Landschaft als eines seiner vorrangigen Ziele. Hervorgehobene Instrumente zur Sicherung des Erholungswertes von Natur und Landschaft sind traditionell Schutzgebiete. Erholungsbezogene Schutzgebiete sind vor allem Nationalparke gem. BNatSchG § 24, Biosphärenreservate gem. BNatSchG § 25 und Naturparke gem. BNatSchG § 27 (vgl. Abschn. 5.3). Zum Schutz der Landschaft für die Erholungsnutzung können weitere rechtsverbindliche Festsetzungen, z.B. in Form von Landschafts- oder Naturschutzgebieten erfolgen.

Flächeninanspruchnahme, Anlagen von Straßen- und Rohrleitungen, Liefer- und Entsorgungverkehr, Lärm, Störfallrisiko und visuelle Beeinträchtigungen sind Faktoren, die sich deutlich beeinträchtigend auf erholungsbezogene Zielsetzungen von Nationalparks, Naturparks und Biosphärenreservaten auswirken können (vgl. Abschn. 5.3).

Erholungswald

Wenn es das Wohl der Allgemeinheit erfordert, können die Länder nach § 13 BWaldG Erholungswald ausweisen. Ziel einer solchen Ausweisung ist, Waldflächen für Zwecke der Erholung zu schützen, zu pflegen oder zu gestalten. Die landesrechtlichen Regelungen unterscheiden sich in ihrer konkreten Ausrichtung. In einer Rechtsverordnung werden die zur Erreichung des Schutzzwecks erforderlichen Ge- und Verbote sowie Regelungen über Ausnahmen und Befreiungen definiert.

Die unkonventionelle Erdgasförderung widerspricht aufgrund ihres Flächenbedarfs, aufgrund der für Bohrplatz, Zuwegungen und Rohrleitungen erforderlichen Rodungen und aufgrund ihrer über mehrere Jahre andauernden Störwirkungen durch Lärm und Verkehr den Zielsetzungen eines Erholungswalds und ist damit nicht zulässig.

4.5.4 Landschafts- und Ortsbild

Landschaftsbild

Der Begriff des Landschaftsbildes umfasst die Gesamtwirkung der für den Menschen wahrnehmbaren Merkmale und Eigenschaften von Natur und Landschaft. Das BNatSchG führt „die Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft“ als Schutzziel auf, wobei das Landschaftsbild in besonderem Maße als Voraussetzung für die Erholung des Menschen in Natur und Landschaft nachhaltig zu sichern ist. Das heutige Verständnis vom Landschaftsbild beschränkt sich nicht allein auf visuell wahrnehmbare Einheiten der Landschaft, sondern umfasst ein darüber hinausgehendes, mit allen zur Verfügung stehenden Sinnesqualitäten verknüpftes Landschaftserleben (Gassner 1995, S. 37; Louis 2000, S. 112).

Gemäß § 1, Abs. 5 BNatSchG sind großflächige, weitgehend unzerschnittene Landschaftsräume vor weiterer Zerschneidung zu bewahren. Verkehrswege, Energieleitungen und ähnliche Vorhaben sollen landschaftsgerecht geführt, gestaltet und so gebündelt werden, dass die Zerschneidung und die Inanspruchnahme der Landschaft sowie Beeinträchtigungen des Naturhaushalts vermieden oder so gering wie möglich gehalten werden. Beim Aufsuchen und bei der Gewinnung von Bodenschätzen, bei Abgrabungen und Aufschüttungen sind dauernde Schäden des Naturhaushalts und Zerstörungen wertvoller Landschaftsteile zu vermeiden.

Auswirkungen auf das Landschaftsbild und die Erholungsnutzung durch unkonventionelle Erdgasförderung ergeben sich sowohl aufgrund einer technischen Überprägung des Landschaftsraumes durch Überbauung und Versiegelung und durch den Verlust von landschaftsbildprägenden Strukturen, als auch aufgrund visueller und akustischer Beeinträchtigungen aus Begleitprozessen, bspw. aus dem intensiven Zulieferverkehr sowie aus dem nächtlichen Bohrbetrieb einschließlich der intensiven nächtlichen Beleuchtung der Bohrplätze. Wie in Abschnitt 2.7 dargestellt, können deutliche Lärmbeeinträchtigungen in einem Umkreis von bis zu 500 m reichen. Die Erheblichkeit eines landschaftsästhetischen Eingriffs ergibt sich einerseits aus der Intensität eines Eingriffs, andererseits aus der Sensitivität bzw. der ästhetischen Empfindlichkeit der jeweiligen Landschaft, die standortbezogen zu ermitteln ist. Nohl (1993) rechnet für mastenartige Eingriffe bis 50 m mit einem Wirkraum von 500 m. Breuer (2001) zufolge kann das Landschaftsbild bspw. bei Windkraftanlagen (Mast mit Rotor) mindestens im Umkreis der 15-fachen Anlagenhöhe als erheblich beeinträchtigt bewertet werden. Übertragen auf einen Bohrturm vom 40 m Höhe umfasst der visuelle Wirkraum nach Breuer damit eine Ringfläche um den Bohrplatz von 600m.

Die bedeutendsten visuellen Auswirkungen eines einzelnen Bohrplatzes entstehen NYSDEC (2011, S. 7-121) zufolge durch die Errichtung des Bohrplatzes und den Bau des Förderturms. Die STC Marcellus Tourism Study (Rumbach 2011, in NYSDEC 2011, S. 6-283) hebt hervor, dass es v.a. kumulative visuelle Auswirkungen mehrerer Bohrplätze und der damit verbundenen off-site-Anlagen sind, die zunehmend den Eindruck einer industriellen Landschaft vermitteln, wobei die landschaftliche Qualität leidet. Hierzu ergänzen Roßnagel et al. (2012, S. 101): „Wenn angenommen das gesamte Gewinnungsgebiet in 10 Jahren erschlossen sein soll und die Bohrphase mit mehreren Bohrungen an einer Bohrstelle bis zu zwei Jahren dauert, dann sind, auch wenn der Bohrturm nach Abschluss der Bohrung und Beginn der Förderung zum nächsten Bohrplatz gebracht wird, 10 bis 20 Bohrtürme im Einsatz. Zwar sind die Bohrtürme nur ca. 30 bis 40 m hoch, doch überragen sie damit die ländlichen Strukturen im Außenbereich und Wälder deutlich. Sie dominieren zwar die Landschaft nicht durch Drehbewegungen wie Windkraftanlagen,

doch wird die Landschaft, in der die 10 bis 20 Bohrtürme stehen, für die Zeit der Erkundung und Bohrung technisch von diesen Anlagen bestimmt. Diese können in einem größeren Landschaftszusammenhang das Landschaftsbild über einen längeren Zeitraum prägen“.

Ortsbild und Kulturgüter

Da unkonventionelle Erdgasförderung im Außenbereich stattfindet, ist eine direkte Beeinträchtigung des Ortsbildes durch Bohrarbeiten unwahrscheinlich. Indirekte Beeinträchtigungen können sich jedoch aus intensivem Zulieferverkehr sowie aus der Anlage von Zufahrtsstraßen oder Rohrleitungen ergeben.

Im Einzelfall können sich Flächenkonkurrenzen mit der Erhaltung rechtsverbindlich geschützter Bau- und Kulturdenkmäler ergeben. Ob eine Beeinträchtigung durch Erschütterungen oder technische Überprägung des Landschaftsraumes zu erwarten ist, kann nur im jeweiligen Einzelfall beurteilt werden. Zu den schützenswerten Kulturgütern zählen:

- 1 Weltkulturerbe-Stätten,
- 2 schutzwürdige Kulturdenkmäler, Bodendenkmäler und Archivböden,
- 3 historische Kulturlandschaften (§ 1 Abs. 4 Nr. 1 BNatSchG) und
- 4 Landschaftsteile mit landschaftshistorischer Charakteristik.

4.5.5 Bewertung

Da die Wirtschaftsstruktur großräumiger Gebiete in Deutschland auf Erholung und Tourismus ausgerichtet ist, ist in diesen Gebieten die landschaftliche Vielfalt, Schönheit und natürliche Eigenart für die Erholungsnutzung zu bewahren. Beeinträchtigungen des landschaftsbezogenen Erholungspotentials durch intensive Industrieentwicklung sind in diesen Gebieten zu vermeiden. Innerhalb der erörterten Gebietskategorien ist zu erwarten, dass sich aufgrund der zumindest in den Szenarien 1a/b und 2a/b über mehrere Jahre andauernden weiträumigen Industrieaktivitäten einschließlich der ggf. zu errichtenden Leitungen und Verkehrswege ein Zielkonflikt ergibt.

Wird ein Bohrplatz im Bereich eines Naturschutz- oder Landschaftsschutzgebiets geplant, dürfte der Betrieb in der Regel unzulässig sein. Handelt es sich hingegen um ein naturschutzrechtlich nicht schärfer als durch ein Biosphärenreservat oder Naturpark selbst geschütztes Gebiet, kann das Vorhaben in Abhängigkeit von der konkreten Verordnung genehmigungsfähig sein. Aufgrund des kumulativen Charakters einer Bohrfelderschließung zur unkonventionellen Erdgasförderung über eine größere Anzahl von Bohrplätzen wird Fracking im Regelfall jedoch nicht mit dem Vorrang der Erholungsnutzung in Gebieten wie Biosphärenreservaten, National- oder Naturparks vereinbar sein. Im Erholungswald gem. § 13 BWaldG hat die Freizeit- und Erholungsfunktion Vorrang, daher sind entsprechend ausgewiesene Gebiete als Standort grundsätzlich ausgeschlossen.

Im Zusammenhang mit der Sicherheit vor Störfällen empfiehlt sich für Bohrplätze in der Nähe von Erholungsgebieten einen vorsorglichen Sicherheitsabstand zu wahren.

Tab. 20: Nutzungskonkurrenzen im Bereich Erholungsnutzung/Landschaftsbild.

	Heilbäder, Kurbad, etc.	Camping-, Wochenendh.	Ausgew. Erholungsgeb.	Landschafts- u. Ortsbild	Anmerkungen
Flächeninanspruchnahme	A	A	A	A	Konflikt mit Erholungsnutzung
Anlage Straßen /Rohrleitung	B	A	A	B	Konflikt mit Erholungsnutzung
Bau-/Bohr-/Fracbetrieb	B	B	B	B	Kumulative Beeinträchtigung
Liefer-/Entsorgungsverkehr	B	B	B	B	Kumulative Beeinträchtigung
Wasserbedarf	A	-	-	-	Ggf. Beeintr. Wassergewinnung
Stützmittel, Additive	C	C	C	C	Transport- u. lagerabhängig
Abraum, Abfälle	C	C	C	-	Transport- u. lagerabhängig
Wasserschadstoffemissionen	C	C	C	-	in USA sehr umstritten
Luftschadstoffemissionen	C	C	C	-	Ggf. aus Kumulation
Lärm / Erschütterungen	A	A	A	B	Störpotenzial, ggf. Sachschäden
Licht/ visuelle Beeinträchtigung	A	A	A	A	Hohes Störpotenzial
Unfall/Störfallrisiko	C	C	C	-	v.a. bei Durchfahrt
Kumulative Wirkungen	B	B	B	B	Vielfältige Verstärkung

Legende

A = Hohe Wahrscheinlichkeit für nur durch Abstand lösbaren Nutzungskonflikt

B = Nutzungskonflikt wahrscheinlich

C = Erhebliche Auswirkungen möglich

= Wissensunsicherheit hoch

Oecos GmbH, 2014

Die Intensität der Auswirkungen auf das Landschaftsbild ergibt sich nach den obigen Darstellungen insbesondere aus der kumulativen Wirkung einer hohen Anzahl von Bohrplätzen sowie aus den kumulativen Wirkungen der dazugehörigen Aktivitäten im jeweiligen Förderfeld. Entsprechend den Szenarien 1a/b können in einem Bezugsraum von 260 km² rund 728 Bohrplätze entstehen. Eine erhebliche Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch Flächenversiegelung und technische Überprägung wäre die Folge. In den Szenarien 2a/b werden im Bezugsraum noch rund 144 Bohrplätze errichtet. Auch hier sind erhebliche Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch technische Überprägung des Raumes zu erwarten. In den Szenarien 3a/b sind mit 29 Bohrplätzen in einem Abstand von rund 3 km geringere Beeinträchtigungen zu erwarten. Inwieweit hierbei der betroffene Landschaftsraum noch erheblich beeinträchtigt wird, hängt von dessen Empfindlichkeit ab und ist im Einzelfall zu ermitteln.

5 Potentielle Konflikte mit Arten- und Biotopschutz

5.1 Prüfkriterien und Bewertungsmaßstäbe

Sowohl die einzelnen Bohrungen als auch die Begleitaktivitäten auf dem gesamten Gewinnungsfeld sind mit Auswirkungen auf die Schutzgüter des Bundesnaturschutzgesetzes verknüpft. Zu unterscheiden ist zwischen direkten (räumlichen, zeitlichen und technischen Dimension des Vorhabens) und möglichen indirekten Umweltauswirkungen (z.B. über weiträumige Wirkpfade).

Die Prüfkriterien und Bewertungsmaßstäbe für Tiere und Pflanzen orientieren sich in erster Linie an den vorhandenen fachgesetzlichen nationalen und internationalen Schutzvorschriften, die sich aus dem Bundesnaturschutzgesetz sowie der Fauna-Flora-Habitatrichtlinie und der EU-Vogelschutzrichtlinie ergeben. Auf der Bewertungsebene sind die nationalen Roten Listen von Bedeutung.

Pflanzen und Tiere können auf unterschiedliche Weise beeinträchtigt werden. Die rechtlichen Anforderungen enthalten dazu unterschiedlich strenge Maßstäbe. Beeinträchtigungen von Lebensräumen werden bspw. nach § 30 BNatSchG auf der Basis des Biotopschutzes untersagt. Nach der im BNatSchG verankerten Eingriffsregelung sollen negative Auswirkungen von Eingriffen in Natur und Landschaft vermieden und minimiert werden. Unvermeidbare Beeinträchtigungen sind durch Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen zu kompensieren (BNatSchG § 15). Die Eingriffsregelung wird gemäß § 18 Abs. 2 Satz 2 BNatSchG bei Vorhaben im Außenbereich nach § 35 BauGB angewendet. Bei der unkonventionellen Erdgasförderung wird es sich in der Regel um Vorhaben im Außenbereich handeln.

Nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 des BNatSchG ist die biologische Vielfalt als „die Vielfalt der Tier- und Pflanzenarten einschließlich der innerartlichen Vielfalt sowie die Vielfalt an Formen von Lebensgemeinschaften und Biotopen“ definiert. Ein System von Schutzgebieten stellt ein zentrales Element für die nationalen Strategien zur Erhaltung der biologischen Vielfalt dar. Schutzgebiete und geschützte Flächen sowie deren Anforderungen an Planungen und Projekte werden in den §§ 20–34 BNatSchG genannt. Die Schutzgebietsbestimmungen des BNatSchG besitzen außerdem im Zusammenhang mit der Festsetzung von Vorrang- und Vorbehaltsgebieten in den Landesentwicklungsplänen/-programmen und Regionalplänen grundlegende Bedeutung für die Raumplanung.

Unabhängig von den Regimen des Gebietsschutzes und der Eingriffsregelung definieren auch der allgemeine und der besondere Artenschutz wichtige Rechtsvorgaben. Der allgemeine Artenschutz bestimmt in § 39 BNatSchG generelle Schutzvorschriften für wild lebende Tiere und Pflanzen, dabei insbesondere auch Schutzzeiten, in denen Schnitt- und Rodungsarbeiten nicht stattfinden dürfen.

Die europäischen Artenschutzbestimmungen der FFH-RL und der VSchRL werden in den §§ 44 und 45 BNatSchG umgesetzt. Der besondere Artenschutz umfasst die besonders und streng geschützten Arten gem. § 7 Abs. 2 Nr. 13 und 14. Für die Prüfung der artenschutzrechtlichen Belange in der Planung von Eingriffsvorhaben sind § 44 Abs. 1, Abs. 5, Abs. 6 und § 45 Abs. 7 BNatSchG von Relevanz. Demnach sind für Eingriffsvorhaben alle Arten des Anhangs IV der FFH-RL, alle europäischen Vogelarten, sowie Arten, die in einer Rechtsverordnung nach § 54 Abs. 1 2 BNatSchG aufgeführt sind zu berücksichtigen. Eine Rechtsverordnung nach § 54 Abs. 1

2 BNatSchG über Arten, für deren Schutz die Bundesrepublik Deutschland in hohem Maße verantwortlich ist, existiert bisher nicht.

Gemäß § 44 Abs. 1 BNatSchG ist generell zu unterlassen:

- 1 wild lebenden Tieren der besonders geschützten Arten nachzustellen, sie zu fangen, zu verletzen, zu töten oder ihre Entwicklungsformen aus der Natur zu entnehmen, zu beschädigen oder zu zerstören,
- 2 wild lebende Tiere der streng geschützten Arten und der europäischen Vogelarten während der Fortpflanzungs-, Aufzucht-, Mauser-, Überwinterungs- und Wanderzeiten erheblich zu stören; eine erhebliche Störung liegt vor, wenn sich durch die Störung der Erhaltungszustand der lokalen Population einer Art verschlechtert,
- 3 Fortpflanzungs- oder Ruhestätten der wild lebenden Tiere der besonders geschützten Arten aus der Natur zu entnehmen, zu beschädigen oder zu zerstören,
- 4 wild lebende Pflanzen der besonders geschützten Arten oder ihre Entwicklungsformen aus der Natur zu entnehmen, sie oder ihre Standorte zu beschädigen oder zu zerstören.

Wenn die o.g. Beeinträchtigungen nicht vermeidbar sind, dann können gem. § 45 BNatSchG durch die für Naturschutz und Landschaftspflege zuständigen Behörden Ausnahmen zugelassen werden, wenn zwingende Gründe des öffentlichen Interesses vorliegen, zumutbare Alternativen nicht gegeben sind und sich der Erhaltungszustand der jeweiligen Tier- oder Pflanzenpopulation nicht verschlechtert (LANA 2010; Fehrensens 2009; Gellermann 2009). Die artenschutzrechtlichen Regelungen weisen eine hohe Verfahrensrelevanz auf, da sie nicht der Abwägung unterliegen und striktes Recht markieren (vgl. LANA 2010).

5.2 Potentielle Beeinträchtigungen von Tier- und Pflanzenarten

5.2.1 Überblick Tierarten und faunistische Lebensräume

Mögliche Beeinträchtigungen von Tierarten und deren Lebensräume werden im Folgenden unter dem Gesichtspunkt des besonderen Artenschutz nach §§ 44 und 45 BNatSchG betrachtet, welche in Genehmigungsverfahren eine hohe Relevanz aufweisen. Darüber hinaus sind die projektspezifisch entstehenden Beeinträchtigungen solcher Lebensräume auch im Rahmen der Eingriffsregelung nach § 14ff BNatSchG zu bewerten.

Alle Orte im Gesamtlebensraum einer unter den § 44 BNatSchG fallenden Tierart, die im Verlauf des Fortpflanzungsgeschehens benötigt werden, sind als Fortpflanzungsstätten geschützt. Dies sind z.B. Balzplätze, Paarungsgebiete, Neststandorte, Brutplätze oder -kolonien, Wurfbaue oder -plätze, Eiablage-, Verpuppungs- und Schlupfplätze oder Areale, die von den Larven oder Jungen genutzt werden (LANA 2010, S. 8). Regelmäßig genutzte Fortpflanzungs- oder Ruhestätten unterliegen auch dann dem Artenschutzregime, wenn sie gerade nicht besetzt sind. Andererseits ist die Zerstörung einer Fortpflanzungs- oder Ruhestätte nicht standorttreuer Tierarten, die ihre Lebensstätten regelmäßig wechseln und nicht erneut nutzen, außerhalb der Nutzungszeiten kein Verstoß gegen den speziellen Artenschutz (vgl. LBV 2013).

Geschützte Ruhestätten von unter den § 44 BNatSchG fallenden Tierarten umfassen alle Orte, die von Tieren regelmäßig zum Ruhen oder Schlafen aufgesucht werden oder an die sie sich zu Zeiten längerer Inaktivität zurückziehen wie z.B. Schlaf-, Mauser- und Rastplätze, Sonnenplätze, Schlafbaue oder -nester, Verstecke und Schutzbauten sowie Sommer- und Winterquartiere.

Nahrungs- und Jagdbereiche sowie Flugrouten und Wanderkorridore unterliegen als solche nicht dem Verbot des § 44 Abs. 1 Nr. 3 BNatSchG. Liegt ein artenschutzrechtlicher Konflikt durch Flächenverlust vor, kann ein Verstoß gegen § 44 BNatSchG unter Umständen auch durch vorgezogene Maßnahmen zur Sicherung der ökologischen Funktion (CEF-continuous ecological functionality) verhindert werden. Ist das Eintreten von Verbotstatbeständen nach § 44 Abs. 1 in Verbindung mit § 44 Abs. 5 BNatSchG nicht vermeidbar, kann das Vorhaben nur mit einer Ausnahme unter Vorliegen der in § 45 Abs. 7 BNatSchG genannten Einschränkungen genehmigt werden.

Dem Schutzregime des besonderen Artenschutzes nach § 44 BNatSchG unterliegen alle europäischen Vogelarten (Avifauna). Bei Projekten und Planungen besonders zu berücksichtigen sind z.B. alle Vogelarten, die in Anhang I V-RL aufgeführt sind, die streng geschützten Vogelarten (z. B. alle Greifvögel und Eulen), Arten, die in der Roten Liste der gefährdeten Tiere des jeweiligen Bundeslandes einer Gefährdungskategorie zugeordnet wurden sowie Arten mit besonderen Lebensraumsansprüchen, beispielsweise Koloniebrüter. Außerdem werden alle Fledermausarten sowie zahlreiche Amphibienarten im Anhang IV der Richtlinie 92/43/EWG des Rates (FFH-Richtlinie) als „streng zu schützende Tier- und Pflanzenarten von gemeinschaftlichem Interesse“ aufgeführt. Darüber hinaus können im Einzelfall weitere besonders geschützte Einzelarten wie die Haselmaus, der Nachtkerzenschwärmer oder der Eremit eine wichtige Rolle bei der Genehmigung von Vorhaben spielen. Dies kann jedoch erst im Zulassungsverfahren auf Grundlage standörtlicher Erfassungen bewertet werden.

Potenzielle Auswirkungen auf faunistische Lebensräume und Tierarten ergeben sich durch direkte Einwirkungen wie Flächenversiegelung und – überbauung, sowie durch indirekte Auswirkungen wie z.B. durch dauerhafte Störwirkungen in der Umgebung der Bohrplätze, Schadstoffeinträge, Zerschneidungseffekte oder erhöhte Tötungsrisiken.

5.2.2 Überblick Pflanzen und Biotope

Mögliche Beeinträchtigungen von geschützten Pflanzen und deren Lebensräumen werden im Folgenden auf Grundlage des gesetzlichen Biotopschutzes nach § 30 BNatSchG sowie der bundesweiten Gefährdung gemäß der Roten Liste der Biotoptypen Deutschlands beschrieben und bewertet. Darüber hinaus sind die projektspezifisch entstehenden Beeinträchtigungen auf Pflanzen und Biotope grundsätzlich im Rahmen der Eingriffsregelung nach § 14ff BNatSchG und nach dem speziellen Artenschutz gemäß § 44 Abs. 1 Nr. 4 BNatSchG zu bewerten.

Potenzielle Auswirkungen auf Pflanzenarten und Biotoptypen ergeben sich durch unmittelbare Einwirkungen wie Flächenversiegelung und – überbauung, sowie durch mittelbare Auswirkungen auf die Struktur und Ökologie von Biotopen, z.B. durch Wasserverlust oder Schadstoffeintrag in der Umgebung der Bohrplätze.

5.2.3 Verluste durch direkte Flächeninanspruchnahme

Im Bereich der Flächenbeanspruchung für den Bohrplatz inklusive der erforderlichen Lager- und Speicherflächen sowie durch die erforderlichen Zuwegungen und ggf. durch weitere Infrastruktureinrichtungen kommt es zu einem vollständigen und dauerhaften Verlust der biologischen Funktionen der betroffenen Flächen durch Überbauung und Versiegelung. Sie erfolgt während aller Projektphasen und kann damit bis zu 30 Jahre andauern. Bereits für einen einzelnen Cluster-Bohrplatz kann die direkte Flächenbeanspruchung während der Feldentwicklungs- und Stimulationsphase je nach Projekt zwischen 2 und 3 ha betragen (vgl. Abschn. 2.1.3). Für die

anschließende Förderphase kann der Bohrplatz teilweise wieder zurückgebaut werden, wenn keine weiteren Frac-Durchgänge erfolgen sollen. Hinzu kommen bei einer angenommenen Zuwegung mit einer Länge von 300 m und einer Gesamtbreite von 10 m weitere 0,3 ha vollständig überbaute Verkehrsfläche. Insgesamt ist bereits, bezogen auf einen einzelnen Clusterbohrplatz, von einer erheblichen Beeinträchtigung der Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushalts und damit von einem Eingriff im Sinne des § 14 BNatSchG auszugehen.

In einem angenommenen Fördergebiet mit einer Größe von 260 km² können je nach Ausbauszenario zwischen 29, 144 oder bis zu 728 Bohrplätze entstehen (vgl. Kap. 3.2). Der Gesamtflächenbedarf je Bohrplatz im Erschließungsgebiet kann sich je nach Ausbauszenario auf 87 ha, 360 ha oder sogar 1.456 ha summieren. Hinzu kommen weitere Flächen für die erforderlichen Zuwegungen. Bezogen auf die Gewinnung von Erdgas in einem großräumigen Fördergebiet kann daher bei zunehmender Verdichtung der Bohrplätze in einem Naturraum mit einer hohen Wahrscheinlichkeit von Beeinträchtigungen und Verlusten bedeutender Lebensräume ausgegangen werden.

Weitere Beeinträchtigungen des Naturhaushalts entstehen zudem durch die ober- oder unterirdisch verlegten Rohrleitungen zum Transport von Erdgas und Abwasser. In einem Fördergebiet von 260 km² können je nach Ausbauszenario im Mittel 84 km, 417 km oder 2.111 km Rohrleitungen erforderlich werden (vgl. Kap. 3.2). Da die standörtlichen Gegebenheiten in der Regel in deutlichem Maße verändert werden ist eine erhebliche Beeinträchtigung der Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushalts durch die Rohrleitungen zu erwarten.

Überbauung von Fortpflanzungs- und Ruhestätten besonders und streng geschützter Tierarten

Durch die direkte Flächenbeanspruchung für den Bohrplatz und die erforderlichen Zuwegungen, Rohrleitungen etc. können Beeinträchtigungen von Fortpflanzungs- und Ruhestätten besonders und streng geschützter Tierarten entstehen.

Ein hohes Konfliktpotenzial besteht insbesondere für die besonders geschützten europäischen Vogelarten. Die Lebensräume der Vögel sind vielfältig und umfassen sämtliche Bereiche der Natur- und Kulturlandschaft. Sowohl Acker- und Grünlandflächen als auch Gehölze oder Gebäude können als Brutplatz oder als Nahrungsraum genutzt werden. Für die einheimischen Vogelarten sind daher sämtliche Strukturen einer Landschaft potenziell von Bedeutung. Als Fortpflanzungs- und Ruhestätten sind unter anderem Nester einschließlich der nistplatznahen Nahrungsbeschaffung, regelmäßig genutzte Rastgebiete der Zugvögel und Schlafplätze besonders geschützt. Ob die Beschädigung einer solchen Struktur gegen das Artenschutzrecht verstößt, ist artspezifisch unterschiedlich und kann nur im Einzelfall beurteilt werden. Ein relevanter Habitatverlust tritt in der Regel immer dann ein, wenn die betroffenen Fortpflanzungs- oder Ruhestätten nicht mehr funktionsfähig sind. Dies kann insbesondere durch den vollständigen Verlust von Habitatstrukturen durch Überbauung und Versiegelung entstehen. Einige Habitatelemente sind dabei in der Landschaft weit verbreitet und stellen keinen begrenzenden Engpass für das Vorkommen mancher Arten dar (z.B. Brutplätze für Gebüschbrüter in einer strukturreichen Knicklandschaft). Jedoch ist oftmals die Erfüllung von Funktionen an seltene Biotopstrukturen gebunden (z.B. Steilhänge mit offenen Weichsubstraten für Uferschwalben) (LBV 2013, S. 23). Die Wahrscheinlichkeit von schwerwiegenden Funktionseinbußen avifaunistischer Lebensräume durch Flächenverluste hängt deshalb vom Spezialisierungsgrad der Habitatansprüche der betroffenen Arten und von der Seltenheit der betroffenen Habitate in der betrachteten Landschaft ab.

Ähnlich der Vogelarten sind auch für die streng geschützten Fledermäuse potenziell sämtliche Strukturen einer Landschaft von Bedeutung. Aus artenschutzrechtlicher Sicht besitzen hauptsächlich Wochenstuben und Winterquartiere eine besondere Relevanz, da die Fledermäuse an diese in der Regel spezielle Ansprüche hinsichtlich der Habitatqualität stellen. Daneben sind jedoch auch Tagesverstecke in Höhlen und Spalten, Jagdgebiete und regelmäßig frequentierte Flugrouten zu berücksichtigen. Für Amphibien stellt das Laichgewässer eine zentrale Lebensstätte dar, da sie hier ihre Reproduktionsphasen durchlaufen. Mit Ausnahme typischer Offenlandarten werden jedoch auch Kleingehölze, Hecken und Waldflächen von Amphibien regelmäßig als Habitat bzw. Teilhabitat genutzt. Aufgrund des einleitend beschriebenen Umfangs der Flächeninanspruchnahme sind, insbesondere bei zunehmender Verdichtung der Bohrplätze und der Leitungsnetze, auch für diese Artengruppen Konflikte mit dem Artenschutz gem. § 44 BNatSchG möglich bzw. zu erwarten.

Generell ergibt sich dann ein sehr hohes Konfliktpotenzial, wenn in dem betroffenen Raum sehr seltene, vom Aussterben bedrohte Arten, Arten mit besonderen Lebensraumansprüchen oder Vorkommen bzw. Lebensstätten mit besonderer Bedeutung betroffen sind, die sich in einem ungünstigen Erhaltungszustand befinden. Für weit verbreitete, ungefährdete Tierarten ist das Konfliktpotenzial in der Regel geringer.

Tötung von besonders oder streng geschützten Tierarten

Insbesondere im Zuge der Baumaßnahmen können Individuen besonders oder streng geschützter Tierarten, die nicht oder nur wenige mobil sind, getötet werden. Dies betrifft die frühen Entwicklungsstadien der geschützten Arten wie z.B. Gelege, Jungtiere, Raupen, aber auch generell langsame Arten wie Amphibien. In der Regel können baubedingte Tötungen vermieden werden, indem die Baufeldräumung außerhalb der Zeiten erfolgt, in denen diese Lebensräume intensiv genutzt werden (z.B. durch die Rodung von Gehölzen außerhalb der Brutzeit von Vogelarten).

Durch den Anstieg des LKW-Verkehrs in der Feldentwicklungs- und Stimulationsphase kann sich für einzelne Arten z.B. aus der Gruppe der Fledermäuse und Amphibien auch das Risiko einer Kollision mit Fahrzeugen in einem Lebensraum erhöhen. Ein Verstoß gegen das Tötungsverbot liegt in der Regel dann vor, wenn sich das Kollisionsrisiko einer Art durch ein Vorhaben signifikant erhöht. Mit einer überdurchschnittlichen Häufung von Kollisionsopfern ist zu rechnen, wenn z.B. Verkehrswege bedeutende faunistische Verbindungswege und Vorkommensschwerpunkte von kollisionsanfälligen Arten (z. B. aufgrund ihrer Lage, Größe und Qualität besonders stark frequentierte Nahrungsräume) zerschneidet (LBV 2013). Dies wäre im Einzelfall unter Berücksichtigung der bestehenden Belastungen zu ermitteln und bewerten.

In den USA ist die Wasseraufnahme hochgiftigen Flowbacks durch Vögel aus Absetzbecken beobachtet worden. Dies kann zu Vergiftungserscheinungen bis hin zum Tode führen. Abspannungen der Absetzbecken mit Vogelnetzen waren vielfach unzulänglich (Brittingham 2013 mdl.). Ein realistischer Ausschluss dieser Gefährdungen ist nur durch geschlossene Flowbacktanks möglich.

Verluste floristischer Lebensräume und Biotope

Die Flächeninanspruchnahme für die erforderlichen Bohrplätze sowie die Zuwegungen, Rohrleitungen und ggf. weiterer Einheiten ist zwangsläufig mit einer Überbauung und Beeinträchtigung von Biotopen verbunden. Die vollständige Versiegelung durch die Errichtung des Bohr-

platzes und der Zuwegung führen zu einem kompletten Verlust der Funktionen der betroffenen Flächen. Grundsätzlich ist daher in einem Förderfeld von einer erheblichen Beeinträchtigung der Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushalts und damit von einem Eingriff im Sinne des § 14 BNatSchG auszugehen. Der Verursacher eines Eingriffs ist nach § 15 BNatSchG verpflichtet, vermeidbare Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft zu unterlassen. Dies kann vorzugsweise durch eine geeignete Standort- und Trassenplanung erfolgen, bei vorzugsweise naturschutzfachlich geringwertige Flächen beansprucht werden und besonders wertvolle und/oder empfindliche Biotope von einer Inanspruchnahme ausgenommen werden. Zu den naturschutzfachlich besonders wertvollen Flächen gehören die gesetzlich geschützten Biototypen nach § 30 BNatSchG, u.a. naturnahe Binnengewässer, Moore, Sümpfe, Nasswiesen, Heiden und verschiedene Wälder und Gebüsche. Weitere Hinweise über besonders schutzwürdige Biototypen liefert die nationale Rote Liste der Biototypen des Bundesamtes für Naturschutz (BfN 2006). Sie benennt u.a. Biototypen, die von vollständiger Vernichtung bedroht sind (Stufe 1) und Biototypen mit einer bundesweit starken Gefährdung (Stufe 2).

Aufgrund des einleitend beschriebenen Umfangs der Flächeninanspruchnahme sind, insbesondere bei zunehmender Verdichtung der Bohrplätze und der Leitungsnetze, Konflikte mit dem Biotopschutz zu erwarten.

5.2.4 Beeinträchtigung von Lebensräumen durch Störwirkungen

Neben den direkten Flächenverlusten durch Überbauung können Tiere und deren Lebensräume durch eine Reihe von Faktoren auch indirekt erheblich gestört werden. Zu solchen Wirkungen zählen beispielsweise Lärm, Licht, Staub, Verschmutzung, Anwesenheit von Menschen und regelmäßige Bewegungen. Diese Faktoren können die Brut-, Ernährungs-, Rast-, Verbreitungs- und Wandlungsmöglichkeiten von Arten beeinträchtigen. Fortpflanzungs- und Ruhestätten unterliegen dem besonderen Schutz des Artenschutzrechts. Während der Bau- und Betriebsphasen können sich daher je nach betroffener Tierart und Struktur des betroffenen Landschaftsraumes deutlich weitreichendere Beeinträchtigungen der Lebensräume ergeben. Die Nature Conservancy (TNC) in Pennsylvania schätzt, dass etwa 12 ha Fläche durch jeden Bohrplatz gestört werden (Drohan et al. 2012, S. 1).

Der Umfang einer Störung hängt von vielen Faktoren ab, die je nach Art der verursachten Störung und bezogen auf die voraussichtlich betroffenen Arten zu untersuchen sind. Umfang und Ausmaß der Störungen sind für die Beurteilung der Schwere der Auswirkungen dabei ebenso zu berücksichtigen wie das Vorhandensein und die Art sonstiger geeigneter Lebensräume in der näheren Umgebung, in die die Tiere ausweichen könnten. Bei seltenen und bedrohten Arten können selbst geringe oder nur vorübergehende Störungen schwerwiegende Folgen für das langfristige Überleben dieser Arten in der jeweiligen Region haben (Europäische Kommission 2010, S. 40).

Eine besondere Empfindlichkeit gegenüber indirekten Störwirkungen besteht für die Avifauna. Für die meisten Vögel des Offenlandes ist beispielsweise eine Meidung von Vertikalstrukturen bekannt. Auch rastende Vogeltrupps meiden das Umfeld von senkrechten Strukturen, die den Horizont versperren (z. B. Hecken, Baumreihen, Windenergieanlagen, Siedlungen). Große Greifvögel reagieren verhältnismäßig empfindlich auf die Gegenwart des Menschen, insbesondere in der Umgebung ihrer Nistplätze. Dabei können sämtliche Landschaftsräume potenziell betroffen sein. In Deutschland sind nicht nur viele Vogelarten selten gewordener naturnaher, weitgehend ungestörter Lebensräume in ihrem Bestand gefährdet. Auch die Bestandszahlen der Vögel

der Agrarlandschaft befinden sich durch fortschreitende Intensivierung der landwirtschaftlichen Bodennutzung in vielen Bundesländern bereits in einem lange andauernden Abwärtstrend und sind daher gegenüber zusätzlichen Beeinträchtigungen empfindlich. Das betrifft sowohl Wiesenvögel, wie Weißstorch, Kiebitz, Bekassine oder Wiesenpieper und Braunkehlchen aber auch Arten, die eher auf Äckern vorkommen, wie Rebhuhn, Wachtel oder Feldlerche.

Es ist bekannt, dass waldbewohnende Vogelarten durch die Schaffung von Lichtungen in Waldgebieten mehrere hundert Meter über die Kante der Lichtung hinaus durch erhöhte Prädation, Parasitismus und einem reduzierten Bruterfolg beeinträchtigt werden (NYSDEC 2011, S. 7-86). Waldbewohnende Vogelarten benötigen zwischen 40 und 200 ha (100-500 acres) zusammenhängende Waldfläche als Lebensraum (Roberts and Norment 1999, Hoover et al. 1995, Robbins 1979, in: NYSDEC 2011, S. 7-87). Waldrandeffekte reichen Rosenberg et al. (1999) zufolge zwischen 60 und 150 m Meter in den Wald hinein. Johnson (2011) hat für den Marcellus Shale bei Anlegung eines nur 100 m betragenden Puffers bei einer direkt beanspruchten Fläche von 3,56 ha (8,8 acres) für Bohrplatz und Zuwegung eine zusätzliche indirekt beeinträchtigte Fläche von 8,58 ha (21,2 acres) im Durchschnitt ermittelt.

Anhaltspunkte für die Wirkungen von Lärm und optischen Beeinträchtigungen auf einheimische Vögel sowie deren räumliche Reichweite liefern das FuE-Vorhaben des BMVB „Quantifizierung und Bewältigung entscheidungserheblicher Auswirkungen von Verkehrslärm auf die Avifauna“ (Garniel et al. 2007) und die „Arbeitshilfe Vögel und Verkehrslärm“ (Garniel & Mierwald. 2010).

Wie in Abschn. 2.9.1 dargestellt entstehen erhebliche Lärmemissionen durch ortsfeste Anlagen, Prozessabläufe oder mobile Geräte am Bohrplatz sowie durch Transporte von Produkten, Rohstoffen oder Abfällen. Die intensivsten Lärmemissionen entstehen während der Feldentwicklungs- und Stimulationsphase durch die Aktivitäten am Bohrplatz, insbesondere durch das Bohren und den Betrieb von Kompressoren, sowie durch den erforderlichen Transportverkehr innerhalb des Förderfeldes. Während der Aktivitäten am Bohrplatz mit zeitweise andauernd hohen Lärmemissionen kann es in Abhängigkeit von dem Zeitpunkt und der Dauer der Tätigkeiten zu einer Beeinträchtigung von lärmempfindlichen Vogelarten wie beispielsweise Raufußkauz, Tüpfelralle, Wachtelkönig oder Ziegenmelker durch eine Überlagerung bzw. Maskierung der akustischen Signale, die z.B. zur Partnerfindung oder zur Warnung vor Gefahrenquellen dienen, kommen.

Durch die Analyse von räumlichen Verteilungsmustern von Brutrevieren entlang von Straßen im Rahmen des FuE Vorhabens konnte jedoch festgestellt werden, dass zahlreiche Vogelarten – unabhängig von der Verkehrsmenge – bis zu einer bestimmten Entfernung zu Straßen in geringerer Anzahl vorkommen als in Trassen-fernen Bereichen. Diese sog. Effektdistanzen zu Verkehrswegen sind artspezifisch und liegen in der Größenordnung von 100 m (z. B. Schafstelze) bis max. 500 m (Feldlerche, Kranich, Bekassine) (Garniel & Mierwald 2010, S. 6 & S. 97ff). Die Effektdistanz ist also von der Verkehrsmenge unabhängig und äußert sich in einer dauerhaften Reduzierung der Habitatqualität bzw. der Lebensraumeignung im Umfeld einer Straße.

Für viele Vogelarten liegen zudem in der Fachliteratur artspezifische Fluchtdistanzen vor. Die Fluchtdistanzen charakterisieren die Reaktion der Vögel auf sich nähernde Menschen oder natürliche Feinde, d.h. auf unregelmäßige Störungen, an die sich die Tiere nicht oder kaum gewöhnen (Garniel & Mierwald 2010, S. 13). Auch diese sind artspezifisch unterschiedlich und liegen im Bereich zwischen 20 m (Raufußkauz, Rohrschwirl) bis 500 m (Auerhuhn, Seeadler, Schwarzstorch) (Garniel & Mierwald 2010, S. 97ff). Für Brutkolonien und Rastvogeltrupps liegen Erfahrungswerte über artspezifische Störradien vor. Der Störradius entspricht der Distanz, bis

zu der sich natürliche Feinde oder Menschen der Kolonie bzw. dem Rastvogeltrupp nähern können, ohne dass alle oder ein Teil der Vögel auffliegen (Garniel & Mierwald 2010, S. 8). Störzonen können von 200 m (Kormoran, Lachmöwe, Uferschwalbe) bis zu 500 m (Kranich, Weißwangengans) reichen.

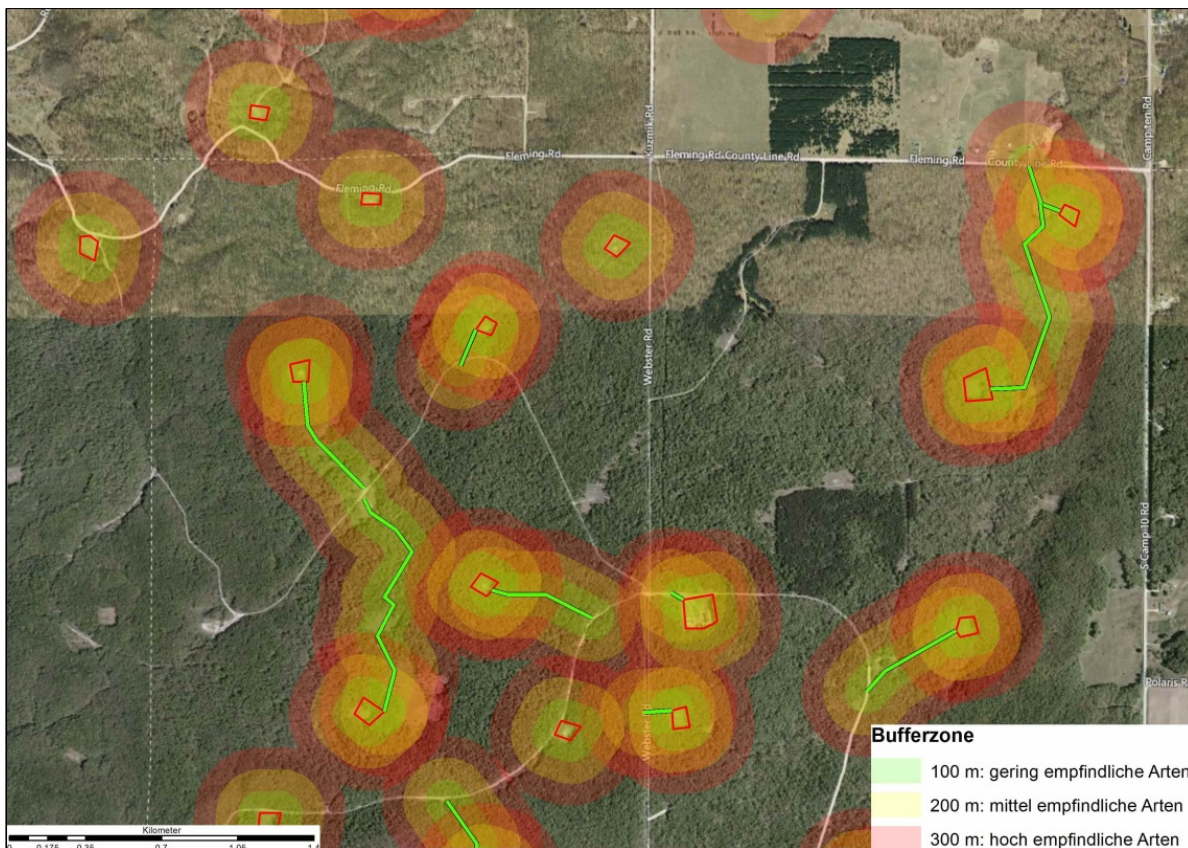
Die umfangreichen Erfassungen im Rahmen des FuE Vorhabens liefern wichtige Rückschlüsse auf Art und Reichweite möglicher indirekter Störwirkungen auf Vogel Lebensräume. Die dort abgeleiteten Reichweiten der Störzonen (Effektdistanz, Fluchtdistanz oder Störradius) lassen bezogen auf die Erdgasförderung den Schluss zu, dass sowohl für die Straßen als auch für die Bohrplätze in den Projektphasen mit einer hohen Arbeitsintensität und je nach betroffenen Arten und Lebensräumen von einem Einwirkungsbereich indirekter Störungen von bis zu 500 m ausgegangen werden kann.

In der Abbildung (unten) sind beispielhaft die indirekten Störungszonen für Vögel um Bohrplätze und Zuwegungen auf einem Gasbohrcluster in Michigan, USA, mit einem Puffer von 100 bis 300 m dargestellt. Es wird erkennbar, dass sich bei geringen Abständen zwischen den Bohrplätzen eine weitreichende, mithin flächendeckende Beeinträchtigung von Brut- oder Rastgebieten, insbesondere bei hoch empfindlichen Arten ergeben kann.

Im artenschutzrechtlichen Kontext ist eine Störung dann als erheblich zu bewerten, wenn sie zu einer Verschlechterung des Erhaltungszustandes einer lokalen Population führt. Davon ist auszugehen, wenn die Größe der Population und/oder ihr Fortpflanzungserfolg signifikant und nachhaltig zurückgehen (LBV 2013, S. 37).

Künstliche Beleuchtung, wie sie auf den Bohrplätzen üblich ist, beeinflusst die Lebensraumnutzung von Wildtieren, insbesondere von Insekten, Vögeln und Fledermäusen. Nachtaktive Insekten werden von Lichtquellen angelockt und verenden dort (sog. Staubsaugereffekt). Einige Fledermausarten zeigen ein Meidungsverhalten gegenüber Lichtquellen am Quartier und im Nahrungsraum (Bechsteinfledermaus, Großes Mausohr), andere wiederum suchen künstliche Lichtquellen auf, um die dort konzentrierten Insektenansammlungen zu bejagen (Großer und Kleiner Abendsegler, Zwerg- und Breitflügelfledermaus). Viele Zugvögel ziehen vor allem nachts und in geringer Höhe und können daher von beleuchteten Strukturen angelockt werden und bei Nebel und Schlechtwetterereignissen mit diesen kollidieren (vgl. Held et al., 2013).

Abb. 136: Beispielhafte Anlegung der nach BMVBS (2010) für Vögel im Straßenverkehr üblichen Störungspuffer auf einen Gasbohrcluster in Michigan, USA



BMVBS, 2010

In einem Förderfeld befinden sich sowohl verschiedene faunistische Lebensräume unterschiedlicher Qualität, Artenzusammensetzung und Ausdehnung als auch verschiedene Störquellen wie z.B. Gebäude, Verkehrswege, etc., so dass der tatsächlich beeinträchtigte Bereich nur im Einzelfall anhand des faunistischen Inventars und der Vorbelastung ermittelt werden kann.

Indirekte optische und akustische Störwirkungen durch Bohrplätze und Zuwegungen sind insbesondere für die Avifauna zu erwarten. Sie führen je nach Empfindlichkeit der betroffenen Arten zu einer Abnahme der Habitatqualität im Umfeld des Bohrplatzes vor allem durch Scheuchwirkungen und Meidungsverhalten. Für gering empfindliche Vogelarten kann diese Störungszone wenige Meter bis zu 100 m reichen, für besonders empfindliche Arten und für rastende Vogeltrupps jedoch bis zu 500 m.

5.2.5 Beeinträchtigung durch Lebensraumfragmentierung und Zerschneidungswirkung

Nutzungsdruck durch Straßen- und Siedlungsbau sowie die Intensivierung der Land- und Forstwirtschaft führen neben der direkten und indirekten Beeinträchtigung von Lebensräumen durch Überbauung und Funktionsverluste zu einer Verringerung und Isolierung der verbleibenden Einzelflächen sowie einer Verstärkung von störenden Einflüssen aus der Umgebung. Die verbleibenden Lebensräume können für die betroffenen Arten zu klein sein und ihre Isolation erschwert den Austausch von Individuen zwischen den Gebieten. Dies führt zu einer genetischen Verarmung der Populationen und gefährdet ihr dauerhaftes Überleben. Für Tierarten mit hohem Raumbedarf und großem Aktionsradius sind daher große unzerschnittene Lebens-

räume unabdingbar. Zudem kommen viele Biotoptypen in einer charakteristischen räumlichen Verzahnung und funktionellen Abhängigkeit voneinander vor. Räume mit geringer Zersiedelung, Zerschneidung und Verlärmung stellen insgesamt eine endliche Ressource dar und können, wenn überhaupt, dann nur mit hohem Aufwand wiederhergestellt werden. Die Fragmentierung führt also zu einem quantitativen und qualitativen Verlust des verfügbaren Lebensraums.

Eine Barrierewirkung kann einerseits durch technische Bauwerke, andererseits aber auch durch veränderte standörtliche oder strukturelle Bedingungen (z.B. Dammlagen) hervorgerufen werden. Bei Amphibien kann dadurch eine Trennung zwischen verschiedenen Teillebensräumen (Laichhabitat und Jahreslebensraum), eine Verkleinerung von vorher zusammenhängenden Habitattteilen oder die Verhinderung einer weiteren Ausbreitung und damit einer Neu- oder Rekolonisation anderer potenziell geeigneter Flächen entstehen. Die Einschränkung wichtiger Wanderungsbeziehungen stellt eine Störung im Sinne von § 44 Abs.1 Nr. 2 BNatSchG dar (LBV 2013, S. 26).

Die Bundesländer im Norddeutschen Becken wie Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Thüringen besitzen den höchsten Anteil unzerschnittener verkehrsarmer Räume (UZVR) in Deutschland¹⁶⁰. Durch ein Netz von Förderstandorten, Zuwegungen und Rohrleitungstrassen kann die Zerschneidung in UZVR deutlich zunehmen. Dies ist insofern zu erwarten, da die räumlichen Störwirkungen bspw. auf Vogellebensräume wie in Abschn. 4.2.2 beschrieben deutlich über den eigentlichen Bohrplatz hinausgehen. Diese Störwirkungen können auch aufgrund der mehrjährigen, unter Umständen nach einigen Jahren wieder aufgenommenen Aktivitäten wie Bohren und Fracken als langfristig bewertet werden.

5.2.6 Beeinträchtigungen von Pflanzen und Tieren durch Veränderungen des Grundwasserhaushaltes

Pflanzenarten, die grund- oder oberflächenwasserabhängige Lebensraumtypen charakterisieren, reagieren empfindlich auf Veränderungen in Gewässern, im Bodenwasser und im Grundwasser. Da auf einem Bohrplatz mit mehrfachen Horizontalbohrungen zahlreiche Frac- und Refrac-Durchgänge über einen Zeitraum von mehreren Jahren durchgeführt werden können und jeder Frac-Durchgang auch bei einer Wiederverwendung des Flowback zusätzliches Wasser verbraucht, kann es bezogen auf ein Gewässersystem bei gleichzeitiger Entnahme für verschiedene Bohrplätze lokal zu einer erheblichen kumulativen Beeinträchtigung von Pflanzenstandorten kommen.

Je nach Art der Auswirkungen können aquatische und semiaquatische Lebensgemeinschaften betroffen sein, die sich den Lebensbedingungen in den Gewässern und den betreffenden Feuchtgebieten angepasst haben. Zusammenhängende Feuchtwiesen, Moore und Sumpfgebiete sowie Gewässer sind als Lebensraum für Amphibien sowie für Wasser- und Watvögel von hervorgehobener Bedeutung und sollen mit dem internationalen Ramsar-Übereinkommen besonders geschützt werden. Die auf Grünland brütenden Watvögel wie Austernfischer, Kiebitz, Kampfläufer oder Bekassine gehören in Deutschland zu den am stärksten gefährdeten Vogelfilden, deren Bestände in Deutschland stark rückläufig sind (Hötter et al. 2007, S. 49). Eine der Hauptursachen für die Bestandsrückgänge sind Veränderungen des Wasserhaushaltes in den

¹⁶⁰ <http://www.lanuv.nrw.de/liki-newsletter/index.php?indikator=13&aufzu=0&mode=indi>, Abfrage am 10.04.2013

binnenländischen Brutgebieten (Hötter et al. 2007, S. 62). Würden die standörtlichen Gegebenheiten durch Wasserentnahme deutlich verändert werden, ist von einer erheblichen Beeinträchtigung der Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushalts und damit von einem Eingriff im Sinne des § 14 BNatSchG auszugehen, mithin auch von einer Beschädigung von Fortpflanzungs- oder Ruhestätten entsprechend § 44 Abs. 3 BNatSchG.

5.2.7 Beeinträchtigungen von Pflanzen und Tieren durch Schadstoffeintrag

Das Risiko eines Eintrags flüssiger Schadstoffe in Biotope besteht über ablaufendes Oberflächenwasser im Zusammenhang mit dem unsachgemäßen Handling mit potenziell wassergefährdenden Stoffen wie Frac-Fluiden, Bohrschlamm oder Flowback während der Feldentwicklungs- und Stimulationsphase. Auch eine Freisetzung von Schadstoffen durch Unfälle oder Leckagen an Leitungen oder LKWs kann aufgrund des teilweise hohen Gefährdungspotenzials der eingesetzten Stoffe sowie des Flowbacks und Produktionswassers (siehe Abs. 2.3.4/2.5.6) örtlich zu direkten oder über den Boden vermittelten Schädigungen von Pflanzen und Tieren führen. Außerdem kann von unversiegelten Flächen abfließendes Regenwasser Sedimentfrachten mit erhöhten Gehalten an Phosphor und Stickstoff mit der Folge von Algenblüten und Sauerstoffmangelsituationen in Gewässerbiotopen eintragen (NYSDEC 2012, S. 6-14). In Landbiotopen kann eine solche Eutrophierung die vielfach bereits durch die Landwirtschaft verursachten Veränderungen der Artenzusammensetzung verstärken.

Luftschadstoffemissionen in Form von Schwebstaub, SO₂, NO_x, NMVOC und CO können am Bohrplatz durch Fahrzeugverkehr und Materialeinsatz, Verarbeitung und Transport des Erdgases sowie durch kontrollierte Ausblasung entstehen. Auf dem Luftpfad eingetragene Schadstoffe aus Verbrennungs- und Produktionsprozessen wie Schwefel- oder Stickstoffverbindungen führen ggf. zu einer Versauerung von Biotopen mit unmittelbaren oder mittelbaren Wirkungen auf die dort lebenden Pflanzenarten. Flüchtige organische Verbindungen bzw. Umweltchemikalien wie Propan, Benzol oder Formaldehyd können Pflanzen direkt schädigen. Die Empfindlichkeit von Biotopen gegenüber Stickstoffeinträgen lässt sich aus der sogenannten Berner Liste ablesen (Bobbink et al. 2011). Ob es, insbesondere im großräumigen Zusammenwirken zahlreicher Bohrplätze, zu einer erheblichen Beeinträchtigung sensibler Lebensräume durch Luftschadstoffimmissionen kommt, kann nur im Einzelfall geprüft werden.

5.3 Beeinträchtigung von geschützten Strukturen und Gebieten gemäß BNatSchG

Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, können durch Vorhaben der unkonventionellen Erdgasförderung in allen Projektphasen Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft auftreten. Insbesondere bei einer großflächigen Erschließung eines Förderfeldes werden erhebliche Beeinträchtigungen wahrscheinlich.

Die gemäß dem BNatSchG geschützten Strukturen und Gebiete stellen zentrale Elemente für die Erhaltung der biologischen Vielfalt dar. Die Bestimmungen des BNatSchG besitzen sowohl für die raumordnerische Steuerung von Flächennutzungen als auch für die konkrete Genehmigung von Vorhaben und Projekten eine grundlegende Bedeutung. In den folgenden Abschnitten werden mögliche Nutzungskonflikte erläutert.

5.3.1 Besonderer Artenschutz

Der besondere Artenschutz nach §§ 44, 45 BNatSchG bezieht sich für Eingriffsvorhaben auf Tier- und Pflanzenarten nach Anhang IV der FFH-Richtlinie sowie auf europäische Vogelarten.

Es ist generell u.a. verboten, diese Arten zu töten oder zu zerstören, sie während der Fortpflanzungs-, Aufzucht-, Mauser-, Überwinterungs- und Wanderzeiten erheblich zu stören oder ihre Fortpflanzungs- oder Ruhestätten zu beschädigen.

Durch die dauerhafte Flächenbeanspruchung für den Bohrplatz sowie durch die erforderlichen Zuwegungen sind sowohl Tötungen von Individuen als auch Zerstörungen von Fortpflanzungs- oder Ruhestätten der europäischen Arten möglich. Weitreichende und im artenschutzrechtlichen Kontext erhebliche optische und akustische Störwirkungen durch Bohrplätze und Zuwegungen sind während der Feldentwicklungs- und Stimulationsphase insbesondere für die europäischen Vogelarten zu erwarten. Da der besondere Artenschutz in allen Flächen anzuwenden ist, besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit für Nutzungskonflikte. Aufgrund der möglichen weiträumigen Störwirkungen können Konflikte in bestimmten Fällen nur durch entsprechende Abstände zu Lebensräumen oder Standorten verhindert werden.

5.3.2 Biotopverbund, Biotopvernetzung

Der Biotopverbund dient gemäß § 21 BNatSchG der dauerhaften Sicherung der Populationen wild lebender Tiere und Pflanzen einschließlich ihrer Lebensstätten, Biotope und Lebensgemeinschaften sowie der Bewahrung, Wiederherstellung und Entwicklung funktionsfähiger ökologischer Wechselbeziehungen. Er besteht aus Kernflächen, Verbindungsflächen und Verbindungselementen. Bestandteile des Biotopverbunds sind Nationalparke und Nationale Naturmonumente, Naturschutzgebiete, Natura 2000-Gebiete und Biosphärenreservate oder Teile dieser Gebiete, gesetzlich geschützte Biotope im Sinne des § 30 sowie weitere Flächen und Elemente.

Für Biotopverbundflächen sind insbesondere Lebensraumzerschneidung und –fragmentierung von Bedeutung. Aufgrund des in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Umfangs der Flächeninanspruchnahme für Bohrplätze, Zuwegungen und Rohrleitungen können auch Verbindungsachsen des Biotopverbundes durchschnitten und damit in ihrer Funktion beeinträchtigt werden. Durch indirekte Störeinflüsse können die Bestandteile des Biotopverbunds, insbesondere bei zunehmender Verdichtung der Bohrplätze und der Leitungsnetze, ebenfalls erheblich beeinträchtigt werden. Nutzungskonflikte mit Verbundflächen sind somit wahrscheinlich.

5.3.3 Naturschutzgebiete

Naturschutzgebiete sind gemäß § 23 BNatSchG rechtsverbindlich festgesetzte Gebiete, in denen ein besonderer Schutz von Natur und Landschaft in ihrer Ganzheit oder in einzelnen Teilen zur Erhaltung, Entwicklung oder Wiederherstellung von Lebensstätten, Biotopen oder Lebensgemeinschaften bestimmter wild lebender Tier- und Pflanzenarten, aus wissenschaftlichen, naturgeschichtlichen oder landeskundlichen Gründen oder wegen ihrer Seltenheit, besonderen Eigenart oder hervorragenden Schönheit erforderlich ist. Mit Stand 12/2009 verfügt Deutschland über 8481 Naturschutzgebiete. Die Naturschutzgebietsfläche in Deutschland beträgt 1.301.420 ha. Dies entspricht 3,6% der Gesamtfläche Deutschlands¹⁶¹.

Alle Handlungen, die zu einer Zerstörung, Beschädigung oder Veränderung des Naturschutzgebiets oder seiner Bestandteile oder zu einer nachhaltigen Störung führen können, sind somit

¹⁶¹ BFN, http://www.bfn.de/0308_nsg.html, Abfrage am 19.02.2013

nach Maßgabe näherer Bestimmungen verboten. Als unzulässige Veränderung ist jede Abweichung vom physischen oder ästhetischen Erscheinungsbild zu werten, die das NSG zum Zeitpunkt seiner Unterschutzstellung bietet. Darunter fällt auch die Errichtung von baulichen Anlagen jeder Art (Gassner et al. 2003, § 23 Rdnr. 25). Die Errichtung von Bohrplätzen zur unkonventionellen Erdgasförderung ist in Naturschutzgebieten daher in der Regel ausgeschlossen (vgl. Roßnagel et al. 2012, S. 92). Naturschutzgebiete sollten aufgrund ihrer naturschutzfachlichen Bedeutung grundsätzlich als Ausschlusskriterium behandelt werden. Zusätzlich ist ein Vorsorgeabstand zwischen dem Bohrplatz und einem Naturschutzgebiet zu empfehlen, um einen Eintrag von toxischen Stoffen im Falle eines Unfalls oder einer Leckage sowie räumliche Wirkungen durch Lärm, Licht, Bewegung und ähnliches auszuschließen. Zum Schutz vor Lärmwirkungen müssen entsprechende zeitliche oder technische Minimierungsmaßnahmen erfolgen. Für Naturschutzgebiete, die der Erhaltung, der Entwicklung oder der Wiederherstellung von Gewässern und Feuchtgebieten dienen, sollte im Einzelfall auch bei Horizontalbohrungen in das Gebiet eine Prüfung auf mögliche Beeinträchtigungen erfolgen.

5.3.4 Nationalparke, Nationale Naturmonumente

Nationalparke sind gemäß § 24 BNatSchG rechtsverbindlich festgesetzte einheitlich zu schützende Gebiete, die großräumig, weitgehend unzerschnitten und von besonderer Eigenart sind, in einem überwiegenden Teil ihres Gebiets die Voraussetzungen eines Naturschutzgebiets erfüllen und sich in einem überwiegenden Teil ihres Gebiets in einem vom Menschen nicht oder wenig beeinflussten Zustand befinden oder geeignet sind, sich in einen Zustand zu entwickeln oder in einen Zustand entwickelt zu werden, der einen möglichst ungestörten Ablauf der Naturvorgänge in ihrer natürlichen Dynamik gewährleistet. Bezogen auf die terrestrische Fläche Deutschlands entspricht die Gesamtfläche der Nationalparke, bei der die marinen Gebiete unberücksichtigt bleiben, einem Flächenanteil von 0,54% des Bundesgebietes¹⁶².

Nationalparke haben zum Ziel, in einem überwiegenden Teil ihres Gebiets den möglichst ungestörten Ablauf der Naturvorgänge in ihrer natürlichen Dynamik zu gewährleisten. Nationalparke sind unter Berücksichtigung ihres besonderen Schutzzwecks sowie der durch die Großräumigkeit und Besiedlung gebotenen Ausnahmen wie Naturschutzgebiete zu schützen. Vor dem Hintergrund ihrer Großräumigkeit besteht die Möglichkeit, Zonen mit unterschiedlicher Schutzintensität einzurichten. Die entsprechenden Schutzmaßnahmen sind in der Schutzgebietsausweisung festzulegen. Dementsprechend ist auch in Nationalparks die Errichtung von Bohrplätzen zur unkonventionellen Erdgasförderung wie in Naturschutzgebieten vorbehaltlich einer Befreiung nach § 67 BNatSchG im Regelfall ausgeschlossen (Roßnagel et al. 2012, S. 93). Nationalparke sollten aufgrund ihrer naturschutzfachlichen Bedeutung grundsätzlich als ein regionalplanerisches Ausschlusskriterium behandelt werden.

Nationale Naturmonumente sind gemäß § 24 BNatSchG rechtsverbindlich festgesetzte Gebiete, die aus wissenschaftlichen, naturgeschichtlichen, kulturhistorischen oder landeskundlichen Gründen und wegen ihrer Seltenheit, Eigenart oder Schönheit von herausragender Bedeutung sind. Das Naturmonument ordnet sich zwischen Naturdenkmälern und Naturschutzgebieten

¹⁶² BFN, http://www.bfn.de/0308_nlp.html, Abfrage am 19.02.2013

ein. Nationale Naturmonumente sind wie Nationalparke zu schützen. Aufgrund ihrer Kleinteiligkeit und ihres hohen Schutzstatus begründen auch Nationale Naturmonumente einen Ausschluss von Bohrplätzen.

5.3.5 Biosphärenreservate

Biosphärenreservate sind gemäß § 25 BNatSchG einheitlich zu schützende und zu entwickelnde Gebiete, die großräumig und für bestimmte Landschaftstypen charakteristisch sind, in wesentlichen Teilen ihres Gebiets die Voraussetzungen eines Naturschutzgebiets, im Übrigen überwiegend eines Landschaftsschutzgebiets erfüllen, vornehmlich der Erhaltung, Entwicklung oder Wiederherstellung einer durch hergebrachte vielfältige Nutzung geprägten Landschaft und der darin historisch gewachsenen Arten- und Biotopvielfalt, einschließlich Wild und früherer Kulturformen wirtschaftlich genutzter oder nutzbarer Tier- und Pflanzenarten, und beispielhaft der Entwicklung und Erprobung von besonders schonenden Wirtschaftsweisen dienen.

Die Gesamtfläche der damit 16 Biosphärenreservate in Deutschland beträgt 1.846.904 ha. Abzüglich der Wasser- und Wattflächen der Nord- und Ostsee (534.646 ha) entspricht dies 3,7% der terrestrischen Fläche Deutschlands¹⁶³.

Biosphärenreservate sind unter Berücksichtigung der durch die Großräumigkeit und Besiedlung gebotenen Ausnahmen über Kernzonen, Pflegezonen und Entwicklungszonen zu entwickeln und wie Naturschutzgebiete oder Landschaftsschutzgebiete zu schützen. Die Kern- und Pflegezonen von Biosphärenreservaten enthalten naturnahe Lebensräume mit besonderer Empfindlichkeit gegenüber Störungen, welche aufgrund ihrer naturschutzfachlichen Bedeutung grundsätzlich ein regionalplanerisches Ausschlusskriterium bezogen auf Standorte für Bohrplätzen zur unkonventionellen Erdgasförderung darstellen sollten, sofern sie nicht bereits als Naturschutzgebiet streng geschützt sind..

Auch die Entwicklungszonen von Biosphärenreservaten können ein regionalplanerisches Ausschlusskriterium darstellen. Gerade diese Zonen sollen beispielhaft der Entwicklung und Erprobung von besonders schonenden Wirtschaftsweisen dienen. Die Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Vorkommen mit ihren möglichen Umweltwirkungen gilt nicht als nachhaltige und schonende Form der Energiegewinnung und steht damit dem Schutzzweck Biosphärenreservaten entgegen. Über die Einhaltung von bundes- und landesrechtlichen Regelungen hinaus ist Deutschland mit der Anerkennung durch die UNESCO internationale Verpflichtungen zum Erhalt und der Entwicklung der Biosphärenreservate eingegangen. Bei einem Verstoß gegen diese Grundsätze durch eine erhebliche und dauerhafte Beeinträchtigung dieser Gebiete kann die UNESCO den Gebietsstatus aberkennen.

5.3.6 Landschaftsschutzgebiete

Gemäß § 26 BNatSchG sind Landschaftsschutzgebiete rechtsverbindlich festgesetzte Gebiete, in denen ein besonderer Schutz von Natur und Landschaft zur Erhaltung, Entwicklung oder Wiederherstellung der Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushalts oder der Regenerationsfähigkeit und nachhaltigen Nutzungsfähigkeit der Naturgüter, einschließlich des Schutzes

¹⁶³ BFN, http://www.bfn.de/0308_bios.html, Abfrage am 19.02.2013

von Lebensstätten und Lebensräumen bestimmter wild lebender Tier- und Pflanzenarten, wegen der Vielfalt, Eigenart und Schönheit oder der besonderen kulturhistorischen Bedeutung der Landschaft oder wegen ihrer besonderen Bedeutung für die Erholung erforderlich ist. In einem Landschaftsschutzgebiet sind nach Maßgabe näherer Bestimmungen alle Handlungen verboten, die den Charakter des Gebiets verändern oder dem besonderen Schutzzweck zuwiderlaufen. Dies wird in der Regel bei einer großräumigen Erschließung durch zahlreiche Bohrplätze der Fall sein. Es gibt derzeit 7.409 Landschaftsschutzgebiete mit einer Gesamtfläche von ca. 10,2 Mio. ha, dies entspricht ca. 28,5% des Bundesgebietes (Stand 31.12.2009)¹⁶⁴. Falls die jeweilige Landschaftsschutzverordnung eine Nutzung unter einen Erlaubnisvorbehalt stellt, kann die Einzelfallüberprüfung zu einer Zulassung des Vorhabens führen. Falls die jeweilige Landschaftsschutzverordnung jedoch ein Bauverbot vorsieht, dürfen Bohrplätze grundsätzlich nicht in Landschaftsschutzgebieten errichtet werden. Dies wäre im Einzelfall zu prüfen. Eine Ausnahme kann zugelassen werden, sofern dies im Einzelfall mit dem Schutzzweck vereinbar ist. Andernfalls kommt nur noch eine Befreiung auf Grundlage des § 67 BNatSchG in Betracht (vgl. Roßnagel et al. 2012, S. 94).

5.3.7 Naturparke

Mit einer Gesamtfläche von über 9,5 Mio. ha decken Naturparke etwa 27% der Landesfläche Deutschlands ab¹⁶⁵. Gemäß § 27 BNatSchG sind Naturparke einheitlich zu entwickelnde und zu pflegende Gebiete, die großräumig sind, die überwiegend als Landschaftsschutzgebiete oder als Naturschutzgebiete ausgewiesen sind und sich wegen ihrer landschaftlichen Voraussetzungen für die Erholung besonders eignen. In Naturparks wird die Erhaltung, Entwicklung oder Wiederherstellung einer dauerhaft umweltgerechten Landnutzung und einer reichen Arten- und Biotopvielfalt angestrebt. Naturparke sollen dazu unter Beachtung der Ziele des Naturschutzes und der Landschaftspflege geplant, gegliedert, erschlossen und weiterentwickelt werden.

Da Naturparke überwiegend als Natur- oder Landschaftsschutzgebiete ausgewiesen sind, gelten in diesen Bereichen die in Abs. 5.3.3 und 5.3.6 getroffenen Aussagen. Außerhalb dieser Flächen wäre im Einzelfall zu prüfen, ob die geplante Erkundung und Gewinnung dem Schutzzweck des Gebietes entgegensteht.

5.3.8 Naturdenkmale, Geschützte Landschaftsbestandteile

Naturdenkmale sind gem. § 28 BNatSchG aus wissenschaftlichen, naturgeschichtlichen oder landeskundlichen Gründen oder wegen ihrer Seltenheit, Eigenart oder Schönheit geschützt. Es sind nach Maßgabe näherer Bestimmungen alle Handlungen verboten, die den Charakter des Naturdenkmals verändern oder dem besonderen Schutzzweck zuwiderlaufen. Bau und Betrieb eines Bohrplatzes ist nicht zulässig.

Geschützte Landschaftsbestandteilen sind gem. § 29 BNatSchG im Hinblick auf die Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushalts, im Hinblick auf das Orts- oder Landschaftsbild, zur Abwehr schädlicher Einwirkungen oder zum Erhalt von Lebensstätten bestimmter wild leben-

¹⁶⁴ BFN, http://www.bfn.de/0308_lsg.html, Abfrage am 19.02.2013

¹⁶⁵ BFN, http://www.bfn.de/0308_np.html, Abfrage am 19.02.2013

der Tier- und Pflanzenarten geschützt. Beispiele für geschützte Landschaftsbestandteile sind Alleen, einseitige Baumreihen, Einzelbäume oder Hecken.

Da alle Handlungen verboten sind, die zur Zerstörung, Beschädigung oder Veränderung eines Naturdenkmals oder eines geschützten Landschaftsbestandteils führen, ist an dessen Standort der Bau und Betrieb eines Bohrplatzes naturschutzfachlich nicht geboten.

5.3.9 Gesetzlich geschützte Biotope

Bestimmte Teile von Natur und Landschaft, die eine besondere Bedeutung als Biotope haben, sind gem. § 30 BNatSchG gesetzlich geschützt. Einem gesetzlichen Pauschalschutz unterliegen nach § 30 BNatSchG folgende Biotoptypen:

- 1 natürliche oder naturnahe Bereiche fließender und stehender Binnengewässer einschließlich ihrer Ufer und der dazugehörigen uferbegleitenden natürlichen oder naturnahen Vegetation sowie ihrer natürlichen oder naturnahen Verlandungsbereiche, Altarme und regelmäßig überschwemmten Bereiche,
- 2 Moore, Sümpfe, Röhrichte, Großseggenrieder, seggen- und binsenreiche Nasswiesen, Quellbereiche, Binnenlandsalzstellen,
- 3 offene Binnendünen, offene natürliche Block-, Schutt- und Geröllhalden, Lehm- und Lösswände, Zwergstrauch-, Ginster- und Wacholderheiden, Borstgrasrasen, Trockenrasen, Schwermetallrasen, Wälder und Gebüsche trockenwarmer Standorte,
- 4 Bruch-, Sumpf- und Auenwälder, Schlucht-, Blockhalden- und Hangschuttwälder, subalpine Lärchen- und Lärchen-Auenwälder,
- 5 offene Felsbildungen, alpine Rasen sowie Schneetälchen und Krummholzgebüsche,
- 6 Fels- und Steilküsten, Küstendünen und Strandwälle, Strandseen, Boddengewässer mit Verlandungsbereichen, Salzwiesen und Wattflächen im Küstenbereich, Seegraswiesen und sonstige marine Makrophytenbestände, Riffe, sublitorale Sandbänke, Schlickgründe mit bohrender Bodenmegafauna sowie artenreiche Kies-, Grobsand- und Schillgründe im Meeres- und Küstenbereich.

Handlungen, die zu einer Zerstörung oder einer sonstigen erheblichen Beeinträchtigung solcher Biotope führen können, sind verboten. Der Bau und Betrieb eines Bohrplatzes ist daher an dem Standort eines geschützten Biotops grundsätzlich nicht zulässig. Von den Verboten kann auf Antrag eine Ausnahme zugelassen werden, wenn die Beeinträchtigungen ausgeglichen werden können. Durch den Umfang dauerhafte Flächenbeanspruchung für den Bohrplatz sowie durch die erforderlichen Zuwegungen sind somit insbesondere bei zunehmender Verdichtung in einem Förderfeld Nutzungskonflikte mit dem Biotopschutz möglich.

5.3.10 Natura 2000

Die Richtlinie 92/43/EWG vom 21.05.1992 zur „Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie)“ sowie die Richtlinie 79/409/EWG über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten (Vogelschutz-Richtlinie) bilden die Rechtsgrundlagen für die Schaffung und dauerhafte Sicherung des EU-weit kohärenten Schutzgebietsystems „Natura 2000“. Das kohärente Netz Natura 2000 umfasst die im Rahmen der FFH- und Vogelschutzrichtlinie gemeldeten Gebiete. Zusammen bedecken die insgesamt 5.266 Natura 2000 Gebiete 15,4% der terrestrischen Fläche Deutschlands (Stand: 2009).

In der FFH-Richtlinie Artikel 6 Abs. 3 und 4 wird im Einzelnen bestimmt, dass „Pläne oder Projekte, die nicht unmittelbar mit der Verwaltung des Gebietes in Verbindung stehen oder hierfür notwendig sind, die ein solches Gebiet jedoch einzeln oder im Zusammenwirken mit anderen Plänen und Projekten erheblich beeinträchtigen könnten, eine Prüfung auf Verträglichkeit mit den für dieses Gebiet festgelegten Erhaltungszielen erfordern“. Das Bundesnaturschutzgesetz setzt die FFH-Richtlinie mit §§ 31 bis 36 BNatSchG in nationales Recht um. Nach § 33 BNatSchG unterliegen Natura 2000 Gebiete einem allgemeinen Verschlechterungs- und Störungsverbot. Ein Projekt ist nach § 34 BNatSchG unzulässig, wenn es zu erheblichen Beeinträchtigungen eines FFH-Gebietes in seinen für die Erhaltungsziele maßgeblichen Bestandteilen führen kann, oder wenn das Erreichen des „günstigen“ Erhaltungszustands der maßgeblichen Bestandteile verhindert wird. „Nach Art. 1 Abs. 2 UVP-Richtlinie werden die Errichtung baulicher und sonstiger Anlagen sowie sonstige Eingriffe in Natur und Landschaft einschließlich derjenigen zum Abbau von Bodenschätzen als Projekt definiert. Zweifellos kann hiernach der Errichtung von Bohrplätzen Projektqualität zugesprochen werden“ (Roßnagel et al. 2012, S. 96).

In Bezug auf das Natura-2000-Netz kann die Errichtung eines oder mehrerer Bohrplätze in einem Schutzgebiet oder in dessen Nähe zu einer Beeinträchtigung wertvoller, seltener und durch Rechtsvorschriften der EU geschützter Lebensräume und Arten nach sich ziehen. Dazu zählt der Verlust, die Verschlechterung oder Zersplitterung von Lebensraumtypen sowie der Rückgang oder die Verdrängung lokaler Populationen von gemäß EU Umweltrichtlinien geschützten Arten, die nur in diesen Lebensräumen überleben können (Europäische Kommission 2010, S. 40).

In diesem Zusammenhang sind auch die projektbedingten Wirkungen von Luftschadstoffen, insbesondere von Stickstoff auf die Lebensraumtypen in den Schutzgebieten zu berücksichtigen. Stickstoffhaltige Verbindungen wie NO oder NO₂ in der Luft entstehen durch Verbrennungsprozesse in technischen Anlagen. Wie in Abschnitt 2.6 dargestellt, stellen Stickoxide (NO_x) neben Kohlenmonoxid (CO) den bei weitem größten Anteil der geschätzten Schadstoffemissionen an einem Bohrplatz. Gleichzeitig können für nährstoffarme Lebensräume bereits kleine aber dauerhafte Stickstoffeinträge erkennbare Veränderungen der Artenzusammensetzung hervorrufen. Naturwissenschaftlich begründete Belastungsgrenzen für Stickstoffeintrag und Versauerung bestehen durch die sog. Critical Loads (CL). In FFH-Gebieten ist grundsätzlich jede Überschreitung der CL erheblich (vgl. BVerwG, A44 VKE 32).

Auswirkungen können zusammenfassend vorübergehend oder ständig, mittelbar und unmittelbar, innerhalb oder außerhalb sowie auch unterhalb des jeweiligen Gebiets gegeben sein und im Laufe eines Projekts zu unterschiedlichen Zeiten auftreten. Ob die Errichtung und der Betrieb von Bohrplätzen zu Beeinträchtigungen der Erhaltungsziele eines europäischen Schutzgebietes führen kann, ist anhand der Umstände des jeweiligen Einzelfalles zu prüfen und zu beantworten (Roßnagel et al. 2012, S. 97). Dabei sind ausdrücklich auch mögliche summative Auswirkungen einzubeziehen. Diese können im Falle der Erdgasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten durch das erforderliche flächenhafte Netz von zahlreichen Förderstandorten und durch zeitlich andauernd wiederholte Tätigkeiten wie Bohren und Fracken auftreten. Sinn und Zweck der von Art. 6 Abs. 3 FFH-RL geforderten Summationsbetrachtung ist es, auch eine schleichende Beeinträchtigung durch nacheinander genehmigte, das Gebiet nicht erheblich beeinträchtigende Vorhaben zu verhindern. Merkmale für eine mögliche Summation sind z.B. gleiche betroffene Schutzziele, gleichartige Wirkprozesse, andersartige, sich gegenseitig verstärkende Wirkprozesse sowie ein funktionales und räumliches Zusammenwirken.

Die Anforderungen an die Prognosesicherheit einer FFH-Verträglichkeitsprüfung wurden im Urteil zur Westumfahrung Halle (Bundesverwaltungsgericht vom 17.01.2007, 9 A 20.05) hoch angesetzt. Demnach darf ein Vorhaben nur zugelassen werden, wenn Gewissheit darüber besteht, dass dieses sich nicht nachteilig auf das Natura 2000 Gebiet als solches auswirkt. Aus wissenschaftlicher Sicht darf „kein vernünftiger Zweifel“ daran bestehen, dass solche Auswirkungen nicht auftreten werden (Bönsel & Hönig 2007).

Nach Einschätzung der Verfasser ist die für FFH-Verträglichkeitsprüfungen geforderte Prognosesicherheit für die Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht herstellbar. Darüber hinaus sind während der Feldentwicklungs- und Stimulationsphase regelmäßig auch summative Umweltwirkungen zu erwarten, welche dem allgemeinen Verschlechterungs- und Störungsverbot nach § 33 BNatSchG in Natura 2000 Gebieten entgegenstehen. In Konsequenz sind Bohrplätze für die Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten sowie deren anzunehmender Wirkraum in Natura 2000 Gebieten sowie in der Umgebung von Natura 2000 Gebieten grundsätzlich auszuschließen. Es besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit für nur durch Abstand lösbare Nutzungskonflikte.

Da auch Vorhaben im Umfeld von Natura 2000 Gebieten zu erheblichen indirekten Beeinträchtigungen führen können, müssen in Abhängigkeit von den jeweiligen Erhaltungszielen vorsorgliche Abstandsregelungen getroffen werden. Im Falle einer Nachbarschaft von Natura 2000 Gebieten wird generell eine Vorprüfung des Vorhabens auf mögliche Beeinträchtigungen der Schutz- und Erhaltungsziele erfolgen müssen.

5.3.11 Ausweisungen der Landes- und Regionalplanung und großräumige Gebiete

Aufgrund ihrer möglichen räumlich-zeitlich wechselnden Ballung und der gemeinsamen Infrastruktur in den Gewinnungsfeldern kann die Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten bezogen auf ein gesamtes Förderfeld grundsätzlich als raumbedeutsam im Sinne des § 3 Nr. 6 ROG angesehen werden.

Bei raumbedeutsamen Planungen sind die Ziele der Raumordnung zu beachten sowie Grundsätze und sonstige Erfordernisse der Raumordnung in Abwägungs- oder Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen. Raumbedeutsame Vorhaben dürfen gem. § 35 BauGB den Zielen der Raumordnung nicht widersprechen.

Vorranggebiete

In Vorranggebieten für Naturschutz und Landschaftspflege ist dem Naturschutz und der Landschaftspflege der Vorrang vor anderen raumbedeutsamen Nutzungen einzuräumen. In den Vorranggebieten Regionaler Grünzug/Grünzäsur hat die Sicherung und Entwicklung des Freiraums und der Freiraumfunktionen Vorrang vor anderen Raumansprüchen. Vorranggebiete für Naturschutz und Landschaftspflege und Regionale Grünzüge sind somit grundsätzlich vor jeder weiteren (baulichen oder infrastrukturellen) Inanspruchnahme zu schützen. Mit den Belangen unvereinbare Planungen, Maßnahmen und Vorhaben sind in diesen Gebieten daher auszuschließen.

Insofern Vorranggebiete für Naturschutz und Landschaftspflege und Regionaler Grünzug/Grünzäsur nicht zusätzlich auch als gesetzliche Schutzgebiete ausgewiesen sind, sollten diese Flächen aufgrund der mehrere Jahre andauernden und sich gegebenenfalls wiederholen-

den weiträumigen Störungen sowie dem Flächenverlust durch Bohrplatz, Leitungen und Verkehrswegen als Standort ausgeschlossen werden.

Vorbehaltsgebiete

In den Vorbehaltsgebieten für Naturschutz und Landschaftspflege soll den Funktionen von Natur und Landschaft ein besonderes Gewicht beigemessen werden. Dies ist bei der Abwägung mit raumbedeutsamen Planungen, Maßnahmen und Vorhaben entsprechend zu berücksichtigen. Zur Sicherung und Entwicklung der natürlichen Lebensgrundlagen, zur Förderung der biologischen Vielfalt und zur Stabilisierung des ökologischen Zustandes der Region sollen die bestehenden großräumigen Verbundstrukturen entwickelt und zu einem Biotopverbundsystem vernetzt werden.

Innerhalb von Vorbehaltsgebieten für den Naturschutz und der Landschaftspflege sowie den Flächen des großräumigen Biotopverbunds kann sich durch die mehrere Jahre andauernden weiträumigen Störungen sowie dem Flächenverlust durch Bohrplatz, Leitungen und Verkehrswege ein Zielkonflikt ergeben. Ob diese Gebiete als Standort für eine Förderbohrung in Betracht kommen, wäre im Einzelfall zu prüfen.

Großräumig zusammenhängende Gebiete mit Vorkommen empfindlicher Tierarten

Für die bergbauliche Inanspruchnahme von Flächen, die als landesweit und regional bedeutsamer Schwerpunktlebensraum von planungsrelevanten Arten bedeutsam sind, bestehen hohe rechtliche Restriktionen. Im Genehmigungsverfahren ist die artenschutzrechtliche Zulässigkeit eines Vorhabens für alle planungsrelevanten Arten nachzuweisen.

Rastgebiete von Wasser- und Watvögeln gemäß der Ramsar-Konvention können aufgrund der weiträumigen Störungen sowie dem Flächenverlust durch Bohrplatz, Leitungen und Verkehrswegen als Standort ausgeschlossen werden. Wegen der hohen Störungsempfindlichkeit muss darüber hinaus ein Vorsorgeabstand freigehalten werden.

Gemäß §1, Abs. 5 BNatSchG sind großflächige, weitgehend unzerschnittene Landschaftsräume vor weiterer Zerschneidung zu bewahren. Unzerschnittene Räume, die durch eine überdurchschnittliche Dichte schutzwürdiger Biotope und/oder eine überdurchschnittliches Vorkommen landesweit gefährdeter Arten gekennzeichnet sind, besitzen eine bedeutende Funktion für die Verwirklichung großflächiger Ziele des Arten- und Biotopschutzes. Gleiches gilt für bedeutende Brut-, Rast- und Nahrungsgebiete für Vögel mit Vorkommen landesweit gefährdeter Arten. Diese Gebiete sind im Regelfall für Bohrstandorte nicht geeignet.

5.4 Bewertung

Das BNatSchG formuliert für die Schutzgebiete einen Ausschluss von Handlungen, die das Schutzgebiet oder seinen Charakter verändern, beschädigen oder zerstören können bzw. seinem Schutzzweck zuwider laufen. Die Schutzbedürftigkeit dieser speziellen Naturräume sollte zur Vermeidung späterer Planungskonflikte schon frühzeitig bei der Standortwahl beachtet werden. Der Bau und Betrieb von Anlagen zur Erdgasförderung kann in naturschutzwürdigen Gebieten mit Vorkommen seltener und störungsempfindlicher Tierarten erhebliche negative Umweltauswirkungen auslösen.

In der folgenden Tabelle werden sachlich begründete Flächenrestriktionen für Schutzgebiete unterschiedlicher Zielstellungen und Wertigkeiten benannt. Daraus geht hervor, dass sich Flä-

chen des Naturschutzes und Flächen für die unkonventionelle Gasförderung aufgrund der hohen Industrialisierungsintensität unter naturschutzfachlichen Gesichtspunkten i. Allg. ausschließen. Unter rechtlichen Gesichtspunkten gibt es jedoch keinen Ausschlussautomatismus. Im Gegenteil ist auch die Aufsuchung und Gewinnung von Bodenschätzen bundesrechtlich geschützt und soll gem. BBergG §48 (1) durch anderweitige Vorschriften „so wenig wie möglich beeinträchtigt werden“. Ein Vorrang des Naturschutzes ergibt sich jedoch insbesondere dann, wenn die fachlich begründbare Restriktion in der jeweiligen Schutzgebietsverordnung explizit verankert ist.

Tab. 21: Fachlich begründbare Flächenrestriktionen für Schutzgebiete

Flächenkategorie	(Rechts-) Grundlage	Fachlich begründbare Restriktion
FFH-Gebiet	§ 34 BNatSchG, 92/43/EWG u. 79/409/EWG	Ausschlussfläche; zusätzlich ggf. Vorsorgeabstand; ggf. FFH-Vorprüfung des Vorhabens auch bei außerhalb gelegenen Bohrplätzen
EU-Vogelschutzgebiet		
Biotopverbund sowie Geschützte Teile von Natur und Landschaft	§ 21 u- § 22 BNatSchG	Ausschlussfläche
Naturschutzgebiet sowie Naturdenkmal	§ 23 , § 28 BNatSchG	Ausschlussfläche; zusätzl. Vorsorgeabstand
Nationalpark sowie Nationales Naturmonument	§ 24 BNatSchG	Ausschlussfläche
Biosphärenreservat	§ 25 BNatSchG	Im Regelfall Ausschlussfläche
Landschaftsschutzgebiet	§ 26 BNatSchG	Im Regelfall Ausschlussfläche;
Naturparke	§ 27 BNatSchG	Im Regelfall Ausschlussfläche (NSG, LSG), einzelfallbezogene Abwägung im übrigen Bereich
Geschützter Landschaftsbestandteil	§ 29 BNatSchG	Ausschlussfläche
Gesetzlich geschützte Biotope	§ 30 BNatSchG	Ausschlussfläche
Ramsar-Feuchtgebiete sowie Bedeutende Brut, Rast- und Nahrungsgebiete für Vögel mit Vorkommen landesweit gefährdeter Arten	§ 44 BNatSchG i.V.m. § 7 BNatSchG	Ausschlussfläche; zusätzlich Vorsorgeabstand
Festlegung der Raumordnung zu Naturschutz und Landschaftspflege	LROG	Ausschlussfläche in Vorranggebiet, einzelfallbezogene Abwägung in Vorbehaltsgebiet
Unbelastete und unzerschnittenen Räume mit schutzwürdigen Biotope und/oder Vorkommen landesweit gefährdeter Arten	LROG	Im Regelfall Ausschluss, ggf. einzelfallbezogene Abwägung

Wie in den vorangegangenen Abschnitten dargestellt wurde, können der Verlust und die Beeinträchtigung von faunistischen Lebensräumen aufgrund von indirekten Wirkungen wie Lärm, menschliche Anwesenheit, Veränderung der Habitatstruktur und Fragmentierung deutlich über die direkt beanspruchte Fläche des Bohrplatzes hinausgehen. Insbesondere Brut- und Rastgebiete europäischer Vogelarten sind empfindlich gegenüber indirekten Störwirkungen. Während direkte Flächenverluste im Einzelfall durch Ausweichen kompensiert werden können, können sich insbesondere vor dem Hintergrund einer großräumigen Kumulation von indirekten Beeinträchtigungen durch ein Netz von Bohrplätzen, Verkehrswegen und Rohrleitungen auf dem Förderfeld weitreichende dauerhafte Auswirkungen ergeben. Art und Umfang der Auswirkungen hängen von einer Reihe von Faktoren ab und sind daher im Einzelfall zu unter-

suchen. Insbesondere ist eine mögliche Kumulation von indirekten Beeinträchtigungen durch die einzelnen Bohrplätze zu betrachten. Mit einer Verringerung des Abstands der einzelnen Bohrplätze und entsprechend einer höheren Anzahl im Betrachtungsraum kann sich die direkt und indirekt beeinträchtigte Fläche exponentiell erhöhen. Mit dem Ziel der Minimierung von Beeinträchtigungen des Naturhaushaltes und des Landschaftsbildes sollten daher gegenüber schutzwürdigen Gebieten Vorsorgeabstände eingehalten werden, die mindestens dem jeweiligen Wirkraum entsprechen.

Zur Einstufung des Konfliktpotenzials eines spezifischen Biotoptyps gegenüber den relevanten Projektmerkmalen sollte ergänzend die nationale Rote Liste der Biotoptypen (BfN 2006) herangezogen werden. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass Biotoptypen der Stufe 1, die von vollständiger Vernichtung bedroht sind, und gemäß § 30 BNatSchG gesetzlich geschützte Biotoptypen nicht in Anspruch genommen werden dürfen. Stufe 2 bedeutet eine starke Gefährdung und damit grundsätzlich ein sehr hohes Konfliktpotenzial gegenüber Eingriffen. Gefährdeten Biotoptypen mit der Stufe 3 wird generell ein hohes bis erhöhtes Konfliktpotenzial zugeordnet.

Zu den Gewässer- und Feuchtbiotopen sollte generell ein planerischer Vorsorgeabstand neben dem Bohrplatz auch von Zuwegungen und Rohrleitungen eingehalten werden. Der Abstand ergibt sich aus der besonderen Empfindlichkeit dieser Biotoptypen gegenüber einem Eintrag von toxischen Stoffen im Falle eines Unfalls oder einer Leckage sowie der Gefahr einer weiteren Ausbreitung der ausgetretenen Schadstoffe über fließende Medien.

Bei der Aufsuchung und Gewinnung von Bodenschätzen sowie bei Abgrabungen und Aufschüttungen sind dauernde Schäden des Naturhaushalts und Zerstörungen wertvoller Landschaftsteile zu vermeiden; unvermeidbare Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft sind insbesondere durch Förderung natürlicher Sukzession, Renaturierung, naturnahe Gestaltung, Wiedernutzbarmachung oder Rekultivierung auszugleichen oder zu mindern. Naturschutzstandards anlässlich der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten gibt es bisher nicht. Anhaltspunkte in welcher Form diese neue Technologie planerisch behandelt werden kann, lassen sich aus dem Bereich der Onshore-Windenergie ableiten. Hier wurden vor dem Hintergrund eines raschen Anstiegs der Anzahl installierter Anlagen länderspezifisch vielfach Richtlinien und Hinweise für die räumliche Steuerung der Standorte erarbeitet. Im Unterschied zur unkonventionellen Gasförderung sind hinsichtlich der Windenergienutzung allerdings Wissensunsicherheiten bezüglich der zu erwartenden Umweltwirkungen weitgehend ausgeräumt.

Die effektivste Vermeidung von Wirkungen auf den Naturschutz erfolgt durch die Standortwahl. Besonders empfindliche und seltene Biotope sollten nicht beansprucht und gegebenenfalls durch Vorsorgeabstände vor Beeinträchtigungen geschützt werden.

Tab. 22: Nutzungskonkurrenzen im Bereich Arten- und Biotopschutz

	Besonderer Artenschutz	Natura 2000 Gebiete	Biotopverb. gsch. Tile	NSG, u. -denkmal	Nationalpark	Biosphärenreservat	LSG	Gesch. Landsch.best.teil	§30-Biotop	Bedeutende Vogelgeb.	RO-Festlegungen	UFZR	Anmerkungen
Flächeninanspruchnahme	A	A	B	A	A	A	A	B	A	A	B	B	Konflikt mit Schutzzweck
Anlage Straßen /Rohrleitung	A	A	B	A	A	A	A	B	A	A	B	B	Konflikt mit Schutzzweck
Bau-/Bohr-/Frachbetrieb	A	A	B	A	A	A	A	B	A	A	B	B	Kumulative Beeinträchtigung
Liefer-/Entsorgungsverkehr	B	B	C	B	B	B	B	C	B	B	C	C	Kumulative Beeinträchtigung
Wasserbedarf	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	Ggf. Wasserdefizite
Stützmittel, Additive	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	Transport- u. lagerabhängig
Abraum, Abfälle	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	Transport- u. lagerabhängig
Wasserschadstoffemissionen	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	in USA sehr umstritten
Luftschadstoffemissionen	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	Ggf. aus Kumulation
Lärm / Erschütterungen	B	B	C	B	B	B	B	C	B	B	C	C	Hohes Störpotential
Licht/ visuelle Beeinträchtigung	B	B	C	B	B	B	B	C	B	B	C	C	Hohes Störpotential
Unfall/Störfallrisiko	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	v.a. bei Durchfahrt
Kumulative Wirkungen	B	A	B	A	B	B	B	B	B	B	B	B	Vielfältige Verstärkung

Legende

A = Hohe Wahrscheinlichkeit für nur durch Abstand lösbaren Nutzungskonflikt

B = Nutzungskonflikt wahrscheinlich

C = Erhebliche Auswirkungen möglich

 = Wissensunsicherheit hoch

Oecos GmbH, 2014

6 Zusammenfassende Bewertung

6.1 Umweltwirkungen und Nutzungskonkurrenzen

Im Rahmen der Gesamtstudie stehen hier Betrachtungen von Nutzungskonkurrenzen und Auswirkungen auf die Natur im Vordergrund. Aus den für diese Teilstudie verwendeten etwa 200 Literaturquellen wird ersichtlich, dass hinsichtlich der Erschließung und Gewinnung von Tightgas und Schiefergas mittels Fracking vielfältige und z.T. komplexe Auswirkungen auf Umweltgüter, andere Nutzungen und die Gesundheit des Menschen thematisiert werden. Im Vordergrund der Fachdiskussion stehen:

- 1 die Zusammensetzung der Frac-Fluide und der Gefahren beim unsachgemäßen Transport und Handling der in großen Mengen verwendeten wassergefährdenden Zusatzstoffe,
- 2 die Anforderungen an die Beschaffung großer Mengen Betriebswassers,
- 3 die Risiken für das nutzbare Grundwasser, insbes. durch schadhaften Bohrausbau oder über erzeugte Wegsamkeiten,
- 4 das Handling und die Entsorgung der großen Mengen an hochbelastetem Abwasser,
- 5 die gesteigerten Störfallrisiken, die den außerordentlich hohen industriellen Aufwand begleiten.

Daneben werden weitere Umweltrisiken aus dem Bohrbetrieb, aus dem Zuliefer- und Entsorgungsverkehr sowie aus dem Bau einer Straßen- und Rohrleitungsinfrastruktur erörtert. Die Diskussion um Art, Ausmaß und Bedeutung der einzelnen Umweltwirkungen unkonventioneller Erdgasförderung ist keineswegs abgeschlossen. Auch in den USA ist eine aufkeimende Fachdiskussion zu beobachten, die nach weitreichenden umweltrechtlichen Ausnahmeregelungen nun erst nachgezogen erfolgt (vgl. Centner 2014).

Viele der bei der unkonventionellen Erdgasförderung relevanten Umweltwirkfaktoren sind in geringerem Ausmaß auch aus der konventionellen Erdgasförderung oder aus der tiefen Geothermie bekannt. Die für unkonventionelle Erdgasförderung charakteristische netzartige und flächige Erschließung mit einer Vielzahl an Bohrungen und einem extremen Zuliefer- und Entsorgungsaufwand führt aber darüber hinaus zu Wirkungskumulationen und erhöhten Risiken, die mit denen der herkömmlichen punktuellen Fördertechnologien nicht mehr vergleichbar sind. Die Aufgabenstellung dieser Teilstudie zur Betrachtung räumlicher Wirkungen erfordert es, den Fokus auf diese kumulativen Aspekte zu richten.

Aufgrund der mit unkonventioneller Erdgasförderung verknüpften Wirkungskumulationen dürfen Umweltwirkungen und Nutzungskonkurrenzen keinesfalls allein auf Basis von Einzelbohrplätzen ermittelt werden, wie es in Zulassungsverfahren konventioneller Förderung üblich ist. Die Intensität der Umweltwirkungen hängt wesentlich vom räumlichen und zeitlichen Zusammenwirken der einzelnen Bohraktivitäten sowie von deren Gesamtzahl im jeweiligen Landschaftsraum ab. Die räumliche Verteilung und Dichte der Bohrplätze sowie der zeitliche Ablauf der Aktivitäten an den einzelnen Bohrplätzen müssen gerade in einem dicht besiedelten Land wie Deutschland als ein wesentliches Kriterium für die Bewertung flächenbezogener Umweltwirkungen beachtet werden. Diese Teilstudie hat mögliche kumulative Wirkungen berücksichtigt, indem drei unterschiedliche Dichteszenarien für die Erschließung eines angenommen 260 km² großen Erschließungsgebiets (jeweils für Tightgas sowie für Schiefergas) der Bewertung in

den Themenbereichen „Siedlungs- und Verkehrsstruktur“, „Land- und Forstwirtschaft“, „Wasserwirtschaft / Gewässerschutz“, „Sonstige untertägige Raumnutzungen“, „Erholungsnutzung und Landschaftsbild“ sowie „Arten- und Biotopschutz“ zugrunde gelegt wurden:

- 1 Für das dichteste Erschließungsszenario (1a/b) mit Bohrplatzabständen von etwa 500 m, wie sie in einigen US-amerikanischen Förderregionen durchaus üblich sind, ergaben sich extrem hohe Werte für Flächeninanspruchnahme, Ressourcenbeanspruchung und Emissionen. Hierzu gehört für den ca. 16 x 16 km großen Raum u.a. eine Flächeninanspruchnahme für Bohrplätze, die dem Großflughafen München entspricht, ein Bau- und Betriebsverkehr, der 70% der monatlichen LKW-Fahrten in ganz Deutschland gleichkommt, ein Stützmittelbedarf, der den Rauminhalt der Cheops-Pyramide korrespondiert und ein Flowback-Aufkommen, welches dem Jahresabwasseraufkommen einer Stadt wie Lüneburg gleicht. Es braucht wenig Phantasie, um festzustellen, dass eine Realisierung dieses Szenarios in einer deutschen Region kaum vorstellbar ist.
- 2 Das mittlere Erschließungsszenario (2a/b) mit Bohrplatzabständen von ca. 1.200 m, wie verschiedentlich für europäische Regionen angenommen, beinhaltet etwa 20% der Anzahl Bohrplätze und 26% der Anzahl Bohrungen des ersten Szenarios. Auch für das mittlere Szenario ergaben sich sehr hohe Werte für Flächeninanspruchnahme, Ressourcenbeanspruchung und Emissionen. Eine Realisierung unter deutschen Verhältnissen wäre voraussichtlich mit einer hohen Intensität an Nutzungsbeeinträchtigungen und mit erheblichen Umweltwirkungen verbunden.
- 3 Für das geringst-dichte Szenario (3a/b) mit Bohrplatzabständen von 3.000 m ergaben sich deutlich geringere Werte für Flächeninanspruchnahme, Ressourcenbeanspruchung und Emissionen als für die vorgenannten Szenarien. Dennoch ist damit zu rechnen, dass eine geringere Anzahl an Bohrplätzen durch einen erhöhten Bohr-, Frac- und Zulieferaufwand je Bohrplatz kompensiert wird. Die Ressourcenansprüche und Emissionen verringern sich daher deutlich weniger als die geringere Anzahl der Bohrplätze suggeriert. Auch diese Werte erfordern auf regionalem Maßstab eine vorgezogene Prüfung hinsichtlich möglicher Nutzungsbeeinträchtigungen und Umweltwirkungen.

Auf der Grundlage durchschnittlicher Ertragsdaten für Bohrungen der unkonventionellen Schiefergasförderung in den USA und Polen (Prognose) wurde die Anzahl von Bohrungen ermittelt, die zur Ausschöpfung des von der BGR (2012) für Deutschland als technisch förderbar eingeschätzten Schiefergaspotentials nötig wäre. Im Ergebnis sind es bis zu ca. 48.000 Bohrungen auf rund 9.300 km². Die dafür in Anspruch zu nehmende Fläche beträgt etwa das 36-fache der in den Szenarien exemplarisch angenommenen Erschließung auf 260 km². Auch eine nur teilweise Inanspruchnahme würde das Erscheinungsbild der jeweiligen Regionen prägend verändern.

Die in dieser Teilstudie angestellten Betrachtungen unterschiedlicher Flächennutzungen führen jeweils zu einer tabellarischen Übersicht möglicher Nutzungskonkurrenzen und Umweltwirkungen. Zusammenfassend wird daraus deutlich, dass durch unkonventionelle Erdgasförderung eine Vielzahl an erheblichen Umweltwirkungen und Nutzungskonkurrenzen möglich und z.T. wahrscheinlich sind, deren Relevanz sich aber allenfalls erst regions-, bzw. standortbezogen, d.h. in den zwingend erforderlichen Raumwiderstands- und Umweltprüfungen präzisieren lässt. In jedem Fall werden erforderliche Taburäume und Sicherheitsabstände das Potenzial der unkonventionellen Erdgasförderung in Deutschland erheblich begrenzen.

6.2 Wissensunsicherheiten und Unwägbarkeiten

Zahlreiche Aspekte der unkonventionellen Erdgasförderung sowie der daraus zu erwartenden Umweltwirkungen und Nutzungskonkurrenzen sind zum heutigen Zeitpunkt noch mit großen Wissensunsicherheiten behaftet. Aufgrund der durchgreifenden umweltrechtlichen Ausnahmeregelungen gibt es in den USA auch bei Verdachtsfällen vielfach keine Veranlassung zur Nachuntersuchung (Centner 2014 S. 359 ff.). Die bedeutendsten Wissensunsicherheiten betreffen die zu erwartenden Störfallrisiken und die möglichen Beeinträchtigungen von Oberflächengewässern, Grundwasser, Biotopen und Böden. Bedeutender Einzelaspekt dabei ist die Behandlung des in großen Mengen anfallenden Flowbacks, für den es derzeit kein europäischen Normen entsprechendes Entsorgungskonzept gibt.

Unter dem Blickwinkel der Raumentwicklung stehen in dieser Teilstudie die in zeitlicher wie in räumlicher Hinsicht bestehenden Wissensunsicherheiten bezüglich der Regionalentwicklung oberhalb einer Erdgaslagerstätte im Vordergrund. Aus der Entwicklung der Lagerstätten in den USA ist bekannt, dass sich die Förderaktivitäten in vier besonders höffigen der 31 Schiefergasregionen innerhalb von nur drei bis fünf Jahren (2007-2011) derartig rasant entwickelten, dass bestehende Nutzungen, Infrastrukturen und Umweltgüter faktisch „übertannt“ wurden. Von geordneter Raumentwicklung konnte keine Rede sein, Infrastrukturen waren zeitweilig überfordert und in vielen Fällen wurden hochtoxische Flowbacks ungefiltert in Oberflächengewässer eingeleitet. Zeitzeugen berichten, dass diese Entwicklungen auch unmittelbar vorher in keiner Weise erkennbar waren (vgl. Wilber 2012), denn die Schiefergasvorkommen waren seit Jahrzehnten bekannt und galten bis dahin als geringwertig.

Bei der Diskussion in Deutschland werden Hinweise auf diese Zustände vielfach als überzogen abgetan, wisse doch niemand, wie eine Förderung in Deutschland aussähe. Genau diese Wissensunsicherheit macht jedoch eine sorgfältige Umweltvorsorge erforderlich, denn ebenso wenig weiß heute jemand, ob die Höffigkeit des Untergrunds oder neuerliche Technikentwicklungen vergleichbar chaotische Boomzustände nicht auch in Deutschland hervorbringen könnten. Die Folgen wären dann noch spürbarer als in den USA, denn die deutschen Potenzialgebiete sind deutlich dichter besiedelt als die vier ertragreichsten Fördergebiete der USA.

6.3 Raumbedeutsamkeit, Raumbeeinflussung und Überörtlichkeit

Als raumbedeutsame Planungen definiert § 3 ROG Planungen, Vorhaben und sonstige Maßnahmen, welche Raum in Anspruch nehmen oder die räumliche Entwicklung oder Funktionen eines Gebietes beeinflussen. Bei der Beurteilung einer Raumbedeutsamkeit der unkonventionellen Erdgasförderung sind sowohl übertägige als auch untertägige Gesichtspunkte zu beachten.

Übertägig ist die unkonventionelle Erdgasförderung in jedem Fall dann raumbedeutsam, wenn sie auf dem Wege einer großen Anzahl an Bohrungen und Bohrplätzen erfolgt und mit einer hohen Flächeninanspruchnahme für die Bohrplätze und die erforderliche Infrastruktur verknüpft ist. Bei einer systematischen, unkonventionellen Erschließung von Lagerstätten ist dies stets der Fall, gleich wie schrittweise die Genehmigungsanträge gestellt werden (vgl. MKULNV 2012, S. 4-9). In den in dieser Studie betrachteten Szenarien 1a/b 2a/b und 3 a/b wurden entsprechend 728, 144 und 29 Förderstandorte in einem Bezugsraum von 260 km² angenommen.

Raumbeeinflussend ist die unkonventionelle Erdgasförderung u.a. durch einen mit der Feldentwicklung und den Frac-Prozessen verknüpften, lang andauernden Schwerlastverkehr, der nicht nur in einem ggf. eng bemessenen Bauzeitraum erfolgt. Der zu erwartende Schwerlast-

verkehr wird in allen für die unkonventionelle Erdgasförderung in Anspruch genommenen Regionen als deutlicher Einflussfaktor erkennbar sein. Dies gilt auch für eine Erschließung mit nur wenigen Bohrstandorten, da eine Reduzierung an Bohrstandorten mit einer Erhöhung der Anzahl und Länge von Bohrungen am Einzelstandort (einschließlich der erforderlichen Zulieferungen) kompensiert werden muss.

Die Errichtung einer Rohrleitungsinfrastruktur schätzen wir ab einer Gesamtlänge von 2 km bei einem Durchmesser von mind. 15 mm als sowohl raumbeanspruchend wie raumbeeinflussend ein. Ab dieser Größenordnung greift zugleich die Anlage 1 des UVPG.

Die dauerhafte Veränderung des Untergrunds z.B. durch Schaffung von neuen oder Aktivierung von alten Störungen/Klüften bzw. Wegsamkeiten ist dann als raumbeeinflussende und zugleich raumbeanspruchende Nutzung anzusehen, wenn sie systematisch zur flächenhaften Erschließung einer Lagerstätte erfolgt. Bei systematischer Lagerstättenerschließung mittels Fracking ist dies der Regelfall. Als nicht raumbeeinflussend und raumbeanspruchend sehen wir dagegen eine in konventionellen Lagerstätten praktizierte, punktuelle Stimulation an.

Zur Beurteilung der Überörtlichkeit kann in vergleichbarer Weise wie bei der Raumbedeutsamkeit die Betrachtung zugrunde gelegt werden, ob es sich um eine flächenhafte Erschließung einer Lagerstätte oder um eine punktuelle Stimulation konventioneller Lagerstätten handelt. Bei der unkonventionellen Erdgasförderung ist im Regelfall eine flächenhafte Erschließung und damit auch eine Überörtlichkeit anzunehmen.

Aufgrund ihres raumbeeinflussenden, raumbedeutsamen und überörtlichen Charakters sowie aufgrund eines kumulativ erfolgenden Zusammenwirkens vieler Einzelaktivitäten stellt sich unkonventionelle Gasförderung als ein klassischer Anwendungsfall der Raumordnung dar. Die Raumordnungsinstrumente sollten daher ertüchtigt werden, um die zu erwartenden räumlichen Veränderungen in einer für ein dicht besiedeltes Land wie Deutschland angemessenen Weise zu steuern. Räumliche Steuerung ist grundsätzlich über raumordnerische Ziele und Grundsätze möglich, wenn dafür die rechtlichen Voraussetzungen geschaffen sind (vgl. Abschn. 6.4). Insbesondere in der Nähe von Siedlungs- und ausgewiesenen Schutzgebieten, in denen erhöhte Anforderungen an die Prognosesicherheit gestellt werden müssen, sollten angesichts großer Wissensunsicherheiten Zulassungen für die Aufsuchung und Gewinnung von unkonventionellem Erdgas ausgeschlossen werden. Für eine weitere Reihe von Nutzungstypen sollten spezifisch begründete Abstandsnormen festgelegt werden. Die Liste der in dieser Studie aufgezählten Raumnutzungs- und Schutzkategorien, die für die Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten aus tatsächlichen oder rechtlichen Gründen auszuschließen ist, wären jeweils in strategischen Umweltprüfungen und standortbezogenen Umweltverträglichkeitsprüfungen zu präzisieren. MKULNV (2012, S. 4-18) kommen für Nordrhein-Westfalen zu dem Ergebnis, dass für rund 66% der Fläche von erheblichen Umweltauswirkungen und hohen rechtlichen sowie umweltfachlichen Restriktionen auszugehen ist.

6.4 Planungs- und Zulassungsaspekte

Sowohl die Betriebsplanzulassung nach § 55 BBergG als auch die Verleihung der Bergbauberechtigung gem. §§ 11-13 BBergG stellen gebundene Entscheidungen dar, innerhalb derer ein Antragsteller grundsätzlich ein Anrecht auf eine Vorhabens-Zulassung hat. Dem Antragsteller, welchem im ersten Schritt eine Aufsuchungserlaubnis erteilt wurde, steht gem. § 12 (2) BBergG prinzipiell auch eine Förderbewilligung zu. § 11 Nr. 10 i.V.m. § 15 BBergG eröffnet zwar u.a.

unter dem Gesichtspunkt überwiegender öffentlicher Interessen eine Möglichkeit der Versagung einer Aufsuchungserlaubnis, allerdings nur in dem Fall, dass öffentliche Interessen die Aufsuchung im gesamten zuzuteilenden Feld ausschließen. Der BBU (2014 S. 50) beklagt, Bergbehörden kämen der entsprechend erforderlichen Prüfung vielfach nicht ausreichend nach. Eine Prüfung auf überwiegende öffentliche Interessen mag bei einem Aufsuchungsantrag deswegen leicht zu kurz kommen, weil eine Kollision von bergbaulichen Belangen mit anderen öffentlichen Interessen bei einer Aufsuchung zumeist noch nicht vordringlich erscheint, kollidieren öffentliche Interessen doch i. Allg. erst mit einer Förderung. Das BVerwG (AZ 4 B 94/98) hat demgegenüber aber klargestellt, dass schon frühzeitig eine Prüfung öffentlicher Belange erforderlich ist. Aufgrund von § 11 Nr. 10 i.V.m. § 15 BBergG müssen somit Erfordernisse der Raumordnung, des Naturschutzes, der Landschaftspflege, des Gewässerschutzes, des Verkehrs etc. in bergrechtliche Zulassungen einfließen.

Bei Zulassung von Betriebsplänen eröffnet darüber hinaus § 48 Abs. 2 BBergG die Möglichkeit zur Einbeziehung von außerhalb der Bergbauinteressen liegenden Belangen einschließlich den Erfordernissen der Raumordnung. Die Ausnahmeregelung nach BBergG § 48 (2) zur Prüfung auf „überwiegende öffentliche Belange“ ist im Betriebsplanverfahren quasi obligatorisch und schließt insbesondere auch die Beachtung raumordnerischer Ziele sowie eine Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung ein. Piens et al. (2013, S. 197) bekräftigen, dass der als „Kann-Regelung“ formulierte § 48 (2) BBergG den Bergbehörden dennoch kein Ermessen erlaubt, ob auf „überwiegende öffentliche Interessen“ zu prüfen ist. Vielmehr ist dies verpflichtend als eine Erweiterung der Betriebsplan-Zulassungsvoraussetzungen nach § 55 BergG anzusehen.

Unbestreitbar wägen die Bergbehörden wie oben dargestellt bei ihren Zulassungsentscheidungen auch widerstreitende öffentliche Belange ab (u.a. Grigo 2014). Gleichwohl zieht das Bergrecht die Grenzen dessen, was als öffentlicher Belang einfließen darf und was als „überwiegend“ beachtet werden muss, sehr eng. Eine „umfassende fachplanerische Abwägung“ wird vom Betriebsplanungsverfahren weder gefordert noch ermöglicht (Piens et al. 2013, S. 198). Als „überwiegende öffentliche Interessen“ kommen nur solche in Betracht, die in konkreten öffentlich rechtlichen Vorschriften bergbauliche Tätigkeiten verbieten oder beschränken (spez. Ausnahmen, z.B. Ziele der Raumordnung, ggf. Selbstverwaltungsrecht der Kommunen; Piens et al. 2013, S. 198-202). Die bergrechtliche Zulassungspraxis bleibt im Grundsatz gebunden, der Rohstoffgewinnung wird Piens et al. (2013, S. 193) zufolge im Zweifel immer ein Vorrang eingeräumt. Obwohl eine Berücksichtigung öffentlicher Interessen in der oben skizzierten Weise auch dem Bergrecht nicht fremd ist, so erfolgt dies dennoch in dem strukturell engen Rahmen einer gebundenen Genehmigung, welche sich von Ermessens- oder Abwägungsentscheidungen, anderer Fachplanungen deutlich unterscheidet. ARL (2012 S. 10) hebt darüber hinaus hervor, dass das BBergG den zuständigen Behörden keinen eigenständigen raumordnerischen Handlungsauftrag erteilt. Es existiert somit keine räumlich übergeordnete Fachplanung der Bergbehörden. Die Bergbehörden können ausschließlich reaktiv nach Beantragung von Zulassungen auf der Vorhabensebene tätig werden. Auch das Planfeststellungsverfahren für einen Rahmenbetriebsplan nach § 52 (2a) BBergG beschränkt sich letztlich allein auf die Koordination von Teilvorhaben.

Vor dem Hintergrund der oben skizzierten Rechtslage stellt sich mit Blick auf den chaotischen, durch geringe Steuerung gekennzeichneten Verlauf der US-amerikanischen Schiefergasförderung in der Boomphase 2007 bis 2011 die Frage, ob das ansonsten gut ausgebaute, deutsche System der räumlichen Planung und Zulassung vor vergleichbaren Unwägbarkeiten chaoti-

scher Raumentwicklung schützen könnte. Das von ARL (2012 S. 10) hervorgehobene Fehlen einer überörtlichen bergbaulichen Fachplanung muss vor diesem Hintergrund beunruhigend wirken. Ein sich aus den gebundenen bergrechtlichen Genehmigungen ergebender „Zulassungsautomatismus“ ohne gesamträumliche Koordination könnte sich im Falle eines deutschen Fracking-Booms fatal auswirken. Wie auch sollten Bergbehörden in der Lage sein, kumulierende Fördervorhaben bei zweifelhafter Raumentwicklung zu versagen, wenn es ihnen selbst an einem räumlichen Überblick ermangelt?

Die Anbindung der bergrechtlichen Zulassung an die Raumordnung gestaltet sich zusammenfassend deutlich eingeschränkter als im Recht anderer Fachplanungen geregelt. Das Bundesberggesetz (BBergG) beinhaltet insbesondere auch keine „qualifizierte Raumordnungsklausel“, welche - wie z.B. § 35 BauGB - unzweideutig vorschreibt, dass den Zielen der Raumordnung nicht widersprochen werden darf. Da das Bergrecht allein die Zulassungsebene auf Veranlassung von Einzelanträgen regelt und zu keiner regionalen und räumlich übergreifenden behördlichen Planung ermächtigt, bleibt fraglich, wie der in § 1 Nr. 1 BBergG geforderte *„sparsame und schonende Umgang mit Grund und Boden“* beim Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von Bodenschätzen auch im Rahmen einer so raumrelevanten Förderpraxis wie der unkonventionellen Erdgasförderung großräumig sichergestellt werden kann.

Die Lücke einer bergbaulichen Gesamtplanung wird durch die Raumordnung bislang nur dürftig kompensiert. Das Raumordnungsgesetz (ROG) betont in den Grundsätzen der Raumordnung nach §2 in Abs. 4 die Rohstoffsicherungsaspekte, indem durch die Raumordnung u.a. *„die räumlichen Voraussetzungen für die vorsorgende Sicherung sowie für die geordnete Aufsuchung und Gewinnung von standortgebundenen Rohstoffen“* zu schaffen sind. Da die Bergbehörden keine raumübergreifende Fachplanung zuarbeiten, ermangelt es der Raumordnung i. Allg. an fachlichen Grundlagen. Erste Entwürfe einzelner Bundesländer weisen jedoch darauf hin, dass diese Lücke zunehmend erkannt wird (vgl. ML S-H 2014; MEIL M-V 2014).

Ein allein dem Explorationsglück und dem Markt überlassener Förderboom unkonventioneller Erdgasförderung würde in einem so dicht besiedelten Land wie Deutschland sehr zügig einen „Rattenschwanz“ unerwünschter und unumkehrbarer, sozioökonomischer und umweltbezogener Folgeentwicklungen nach sich ziehen. Räumliche Verdichtungen, zeitliche Engpässe und ein Mangel an Fachpersonal und Prüfqualität gäben sich bei der Verursachung von bedrohlichen Umweltschäden die Hand. Vor dem skizzierten Hintergrund muss der Einrichtung einer wirksamen raumordnenden Koordination und einer deutlich engeren Verknüpfung der bergrechtlichen Zulassungen an eine vorgreifende Raumordnung oberste Priorität zukommen, falls unkonventionelle Gasförderung mittels Hochvolumen-Hydrofracking in Deutschland ermöglicht werden soll. Die jüngst von der EU-Kommission veröffentlichten Mindestempfehlungen (Europäische Kommission 2014) sehen an erster Stelle die Einführung einer Strategischen Umweltprüfung zur Vorbereitung unkonventioneller Erdgasförderung vor. Darüber hinaus wird das Erfordernis eindeutiger Beschränkungsregeln und Mindestabstände genannt. Raumordnung wäre am ehesten geeignet, einer Strategischen Umweltprüfung, wie sie die Europäische Kommission für unkonventionelle Erdgasförderung empfiehlt, ein rahmengebendes, behördliches Trägerverfahren gem. § 14b UVPG zu stellen. Eine stringente Verknüpfung der Raumordnung mit der bergrechtlichen Zulassung wäre allerdings notwendige Voraussetzung.

7 Handlungsempfehlungen

7.1 Koordination der Raumnutzungen und Strategische Umweltprüfung

Unkonventionelle Erdgasexploration und -förderung ist in dem dicht besiedelten Deutschland nicht vermittelbar, wenn nicht die Instrumente der Raumordnung zur Übernahme von Koordinierungsfunktionen ertüchtigt werden.

Aufgrund ihres raumbeeinflussenden, raumbedeutsamen und überörtlichen Charakters und aufgrund des dabei erfolgenden kumulativen Zusammenwirkens vieler Einzelaktivitäten stellt sich unkonventionelle Gasförderung als ein klassischer Anwendungsfall der Raumordnung dar. Auch die Ergebnisse anderer Studien (ARL 2012, Schulze 2013) bekräftigen die Notwendigkeit einer stringenteren räumlichen Steuerung bergbaulicher Vorhaben. Die Steuerung sollte auch die Bestimmung eindeutiger Beschränkungsregeln und Mindestabstände entsprechend den Empfehlungen der Europäischen Kommission (2014) beinhalten. In vergleichbarer Weise wie bei der Windenergienutzung wären planerische Vorsorgeabstände zu bestimmten Nutzungstypen und Umweltschutzgütern sinnvoll.

Die Zulassungspraxis der unkonventionellen Erdgasexploration und -förderung sollte ebenso wie die Zulassungspraxis in anderen Flächennutzungen stringent mit Zielen und Grundsätzen der Raumordnung verzahnt werden.

Die heutigen Berücksichtigungspflichten nach § 4 (2) ROG sowie § 11 Nr. 10 i.V.m. § 15 BBergG und die Ausnahmeregelung nach § 48 (2) BBergG reichen nicht aus, um im Falle zweifelhafter Raumentwicklung eine Versagung von Betriebszulassungen zu gewährleisten. Das Bundesberggesetz sollte dazu u.a. durch eine qualifizierte Raumordnungsklausel ergänzt werden.

Die Strategische Umweltprüfung (SUP) als wichtiges Instrument zur großräumigen Bewertung kumulativer Umweltwirkungen sollte entsprechend den Mindestempfehlungen der EU-Kommission (2014) für unkonventionelle Erdgasexploration und -förderung verbindlich sein.

Angesichts der bei der Unkonventionellen Gasförderung erforderlichen Vielzahl und Dichte von Bohrungen und Bohrplätzen greift eine alleinige Umweltprüfung einzelner Bohrvorhaben zu kurz. Nur eine übergeordnete und großräumige Strategische Umweltprüfung kann die vielfachen Kumulationswirkungen angemessen berücksichtigen und die Schwerpunkte der Umweltprüfung zentral vorbereiten. Zur Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung ermangelt es jedoch eines geeigneten Trägerverfahrens gem. § 14b UVPG. Es empfiehlt sich, diesbezüglich die notwendigen Rechtsgrundlagen zu schaffen. Eine Anknüpfungsmöglichkeit für die SUP könnten Raumordnungspläne bieten, die regelmäßig Teilbeiträge zur Rohstoffsicherung beinhalten. Allerdings wäre es erforderlich, diese Teilbeiträge durch flächendeckende, gesamträumliche Aussagen über Such- und Restriktionsräume zu ergänzen.

7.2 Vorhabenzulassung nur unter Berücksichtigung der kumulativen Umweltwirkungen

Aus Gründen der Umweltvorsorge sollten kommerzielle Vorhaben der unkonventionellen Erdgasförderung erst dann zugelassen werden, wenn alle technischen Wissensunsicherheiten, insbesondere auch die der Entsorgung ausgeräumt sind.

Wenn Unkonventionelle Erdgasförderung ermöglicht werden soll, sollten Lehren aus anderen Energiebereichen berücksichtigt werden. Eine oft verschobene Entsorgungsproblematik wie bei radioaktiven Atomenergie -Abfällen darf sich im Falle der Unkonventionellen Erdgasförderung nicht wiederholen.

Kumulativen Auswirkungen ist bei der Vorhabens-Zulassung von Vorhaben der unkonventionellen Erdgasexploration und -förderung eine erhöhte Beachtung zuzumessen.

Eine Lagerstättenerschließung mittels Fracking ist unabhängig des jeweiligen Antrags nur über eine Vielzahl an Bohrungen möglich. Es empfiehlt sich eine stückweise, den umfänglichen Charakter der Umweltauswirkungen verdeckenden Zulassung durch Straffung der Rechtsvorschriften zu verunmöglichen, insbesondere durch Begriffsdefinition von Vorhaben und Vorhabenerweiterung. Vergleichbar hat z.B. das Bundesverwaltungsgericht 2004 festgelegt, dass Windanlagen unabhängig der Identität ihrer Betreiber einem gemeinsamen Windpark zuzurechnen sind, wenn sich die Umweltauswirkungen überschneiden. Darüber hinaus sollten Prüfungen der Umweltverträglichkeit die diversen Neben- und Folgewirkungen, insbes. hinsichtlich der Entsorgungsmodalitäten mit abdecken (im Falle eines vorgesehenen Verpressens z.B. inkl. Bewertung seismischer Risiken).

Unerlässlicher Bestandteil der Umweltverträglichkeitsprüfung von Frackingvorhaben müssten quantifizierte Risikoanalysen sein. Die Durchführung von Umweltprüfungen sollte durch ex-post Analysen ergänzt werden.

Bestehende Wissensunsicherheiten sollten über zunehmende Erfahrung geschlossen werden. Daraus wären standardisierte Verfahren und Zielvorgaben zu entwickeln.

7.3 Beachtung des Untergrundes in den Fachplanungen

Der Planung von Fracking-Vorhaben sollten flächendeckende wasserwirtschaftliche Planungen vorausgehen.

Das Europäische Parlament (2012, S. 11) betont die Erforderlichkeit von Wasserversorgungsplänen, die auf der lokalen Hydrologie beruhen und die Wasserressourcen vor Ort, den Wasserbedarf anderer lokaler Wassernutzer und die Kapazitäten zur Wasseraufbereitung berücksichtigen. Damit könnten vorhersehbare Auswirkungen auf Gewässer und Grundwasser reduziert werden. Eine räumliche und zeitliche Modellierung des kumulativen Wasserverbrauchs im Förderfeld kann ggf. frühzeitig entstehende Mangelsituationen erkennen.

Die Landschaftsplanung als Fachplanung des Naturschutzes sollte stärker als bisher Ziele für unterirdische Naturgüter entwickeln.

In den Kompetenzbereich der Landschaftsplanung fällt gem. BNatSchG §1 auch der planerische Schutz der Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushalts einschließlich der Regenerationsfähigkeit und nachhaltigen Nutzungsfähigkeit der Naturgüter. Der Naturhaushalt beinhaltet in hohem Maße auch die Schutzgüter und Funktionen unterhalb der Erdoberfläche.

Schutzgebietsverordnungen sollten hinsichtlich begründeter Restriktionen gegenüber möglichen Ansprüchen durch unkonventionelle Erdgasförderung explizit präzisiert werden.

Schutzgebiete genießen gegenüber der Rohstoffförderung nach BBergG keinen Pauschal-schutz. BBergG legt in §48 (1) fest, dass die Aufsuchung und Gewinnung von Bodenschätzen so wenig wie möglich durch andere Vorschriften beeinträchtigt werden darf.

8 Quellenverzeichnis

- AEA Technology plc (2012): Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving Fracking in Europe, report for the European Commission DG Environment, Ref: ED57281- Issue Number 17c, 10.August 2012.
- AGL-Abwasser, Grün & Lüneburger Service GmbH (2013): Die Kläranlage Lüneburg in Zahlen, Jahreswerte 2012.
- Aitken, G., Burley, H., Urbaniak, D., Simon, A., Wykes, S., v. Fliet, L. (2012): Shale Gas, Unconventional and Unwanted: The Case against Shale Gas.
- AEA Technology plc (2012b): Climate impact of potential shale gas production in the EU- Final Report, Report for European Commission DG CLIMA, 30/07/2012.
- ALL Consulting (2008): Evaluating the Environmental Implications of Fracking in Shale Gas Reservoirs, November 2008.
- ALL Consulting (2010): NYDEC Information Requests. Project No. 1284. Prepared for the Independent Oil & Gas Association of New York, September 2010
- Andrews, A, Folger, P, Humphries, M., Copeland, C. (2009): Unconventional Gas Shales: Development, Technology and Policy Issues. CRS report for Congress. Congressional research Service 7-5700.
- Archer (2011): Better Well Integrity. Präsentation. www.naturalgaswatch.org/wp-content/uploads/2011/09/well_integrity_failure_presentation.pdf.
- ARL-Akademie für Raumforschung und Landesplanung (Hrsg.) (2012): Nutzungen im Untergrund vorsorgend steuern – für eine Raumordnung des Untergrundes. Positionspapier aus der ARL Nr. 91, URN: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0156-00919>.
- Armendariz, Al (2009): Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements, Al. Armendariz, Department of Environmental and Civil Engineering, Southern Methodist University, Dallas, Texas, ordered by R. Alvarez, Environmental Defense Fund, Austin, Texas., Version 1.1., January 26, 2009.
- Bamberger, M. u. Oswald, R.E. (2012): Impacts on Gas Drilling on Human and Animal Health. In: New Solutions: A Journal of Environmental and Occupational Health Policy. Volume 22 No. 1/2012 S. 51 – 77
- Battermann, H.W., Theuvsen, L. (2013): Feldeberegnung in Nordost-Niedersachsen: Regionale Bedeutung und Auswirkungen. Endbericht, Studie im Auftrag des Fachverbandes Feldeberegnung. Georg-August-Universität Göttingen, Department für Agrarökonomie und Rurale Entwicklung.
- Bawden, T. (2011): Exclusive: Fracking company - we caused 50 tremors in Blackpool – but we're not going to stop. The Independent 3.11.2011, GB.
- BC-Oil & Gas Commission (2010): Safety Advisory 2010-03, May 20, 2010.
- BDEW (2011): Kein Fracking in Wasserschutzgebieten – Generelle UVP-Pflicht. Positionspapier des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Beckereit, M (2013): Stellungnahme. In Balasko, S.: Wasserschef fürchtet um Trinkwasser. Hamburger Abendblatt vom 24.5.2013.

- BGR–Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2011): Fact-Sheet Fracking, Stand: 24.11.2011.
- BGR–Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland, Hannover, Mai 2012.
- BGR–Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2013): Wissenswertes über Schiefergas. - http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Projekte/laufend/NIKO/FAQ/faq_inhalt.html Internetzugriff 5.6.2013.
- Bishop, R.E. (2011): Chemical and Biological Risk Assessment for Natural Gas Extraction in New York. [www.sustainableotrego.org/Risk Assessment Natural Gas](http://www.sustainableotrego.org/Risk%20Assessment%20Natural%20Gas).
- Brufatto, C., Cochran, J., Power, D., Said Zaki, Fraboulet, B., Griffin, T. Munk. S. (2003): From Mud to Cement – Building Gas Wells. Oilfield Review Autumn 2003, S. 62-76. Schlumberger Limited.
- BMU (2011): Tiefe Geothermie - Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland, September 2011.
- BMU (2013): Entwurf zur Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes. 7.3.2013.
- BMVBS (2010): Arbeitshilfe Vögel und Straßenverkehr.
- Bobbink R.; Hettelingh J.-P. Hrsg. (2011): "Review and revision of empirical critical loads and dose-response relationships"; Proceedings of an expert workshop, Noordwijkerhout, 23-25 June 2010; ISBN: 978-90-6960-251-6; RIVM report 680359002.
- Bönsel, A., Hönig, D. (2007): Erhöhung der Darlegungslast für FFH-Verträglichkeitsprüfung und Abweichungsentscheidung durch das BVerwG. In: Natur und Recht (29): 796-800.
- BRGM-Bureau de Recherche Géologiques et Minières (2011), "Maîtrise des impacts et risques liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère: enjeux, verrous et pistes de recherche", Final report ref. BRGM/RP-60312FR, September 2011.
- Breuer, W. (2001): Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen für Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes. Vorschläge für Maßnahmen bei Errichtung von Windkraftanlagen. Naturschutz und Landschaftsplanung 33, (8), S. 237 – 245.
- Brinkmann, R., Biedermann, M., Bontadina, F., Dietz, M., Hintemann, G., Karst, I., Schmidt, C., Schorcht, W. (2008): Planung und Gestaltung von Querungshilfen für Fledermäuse. – Ein Leitfaden für Straßenvorhaben im Freistaat Sachsen. Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit, 134 Seiten.
- Brittingham, M. C. (2013): The Pennsylvania State University, School of Forest Resources, Wildlife and Fisheries Science, Gespräch im September 2013.
- Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz e.V (2014): Stellungnahme zum Gutachten „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Teil 2“ Unveröffentlichtes Dokument vom 3.3.2014.
- Centner, T.J., O’Connel, L.K. 2014: Unfinished business in the regulation of shale gas production in the United States. Science of the Total Environment 476-477 (2014) 359-367.
- Colborn, T., Schultz, K., Herrick, L., Kwiatkowski, C (2012): An Exploratory Study of Air Quality near Natural Gas Operations, TEDX, The Endocrine Disruption Exchange, Paonia, CO, USA, Nov. 2012.

- Colorado Oil and Gas Conservation Commission (2012): Fact Sheet: Water Sources and Demand for the Fracking of Oil and Gas Wells in Colorado from 2010 through 2015.
- Chesapeake Energy (2010): "Fracking fact sheet".
- Chesapeake Energy (2011): Water use in deep shale gas exploration I and II, May 2011
- Cook, C., Charpentier, R. 2010: Assembling Probabilistic Performance Parameters of Shale-Gas Wells. US Department of the Interior. OpenFile report 2010-1138.
- CRS-Report for Congress (2013): Fracking and Safe Drinking Water Act Regulatory Issues, Tiemann, M. & Vann, A, January 10, 2013.
- CSSD-Center for sustainable shale development (2013): Performance Standards (March 2013).
- Dahm, T. (2013): Redebeitrag für das Deutsche Geoforschungszentrum im Magazin "Panorama" des ARD vom 16.04.2013.
- Davies, R.J., Simon, M., Moss, J., Hustoft, S., Newport, L. (2012): Hydraulic fractures: How far can they go?, Marine and Petroleum Geology doi:10.1016/j.marpetgeo.2012.04.001.
- DEP-Department of Environmental Protection Pennsylvania (2009): Stray Gas Migration Associated with Oil and Gas Wells.
- DEP-Department of Environmental Protection Pennsylvania (2012): Long-Term Ambient Air Monitoring Project near Permanent Marcellus Shale Gas Facilities, Protocol, July 23, 2012.
- DEP-Department of Environmental Protection Pennsylvania (2013): DEP Office of Oil and Gas Management Compliance Report. www.dereportingservices.state.pa.us/ReportServer/pages/ReportViewer.aspx?/Oil_Gas/OG_Compliance; Datenabruf 8.07.2013.
- DEQ-UTAH Department of Environmental Quality (2012): Uintah Basin Winter Ozone & Air Quality Study, final report, Feb. 2013.
- Die Bundesregierung (2012): Nationale Nachhaltigkeitsstrategie - Fortschrittsbericht 2012, Nachhaltigkeitsstrategie für Deutschland, 31. Oktober 2011.
- Deutscher Bundestag (2010): Radioaktive Rückstände bei der Öl- und Gasförderung - Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Sylvia Kotting-Uhl, Oliver Krischer, Cornelia Behm, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, 24. 02. 2010, Drucksache 17/844.
- DNV-Det Norske Veritas AS (2013): Risk Management of Shale Gas - Developments and Operations, Recommended Practice DNV-RP-U301, January 2013.
- DOE-US Department of Energy (2009): "Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer." Produced with the Ground Water Protection Council. Prepared by ALL Consulting for US DOE Office of Fossil Energy and NETL (April 2009).
- Doeleke, K. (2013): Quecksilber im Boden. In Hannoversche Allgemeine vom 26.3.2013.
- Drohan, P.J., Finley, J.C., Roth, P., Schuler, T.M., Stout, S., Brittingham, M.C., Johnson, N.C. (2012): Perspectives from the Field-Oil and Gas Impacts on Forest Ecosystems: Findings Gleaned from the 2012 Goddard Forum at Penn State University.
- Dunlop, I.T. 2013: Auf Kosten der Umwelt: Mit Fracking die letzten Reserven erschließen. In Ugo Bardi: Der geplünderte Planet. Bericht an den Club of Rome. oekom Verlag.

- Dusseault, M.B., Gray, M.N., Nawrocki, P.A. (2000): Why Oilwells leak: Cement Behaviour and Long term Consequences. Society of Petroleum Engineers, SPE 64733.
- E&C United States House Of Representatives Committee On Energy And Commerce Minority Staff (2011): Chemicals Used In Hydraulic Fracturing Prepared By Committee Staff For: Henry A. Waxman, Edward J. Markey, Diana Degette, April 2011.
- EIA-U.S. Energy Information Administration (2012): Annual Energy Outlook 2012. S. 58.
[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf)
- EIA-U.S. Energy Information Administration (2013): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.
<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- Entrekin, S., Evans-White, M., Johnson, B., Hagenbuch, E. (2011): Rapid expansion of natural gas development poses a threat to surface waters.
- ENVI Committee on the Environment, Public Health and Food Safety (2011): Auswirkungen der Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit – Studie (DE), Juni 2011
- EPA–US Environmental Protection Agency Office of Research and Development (2011): Plan to Study the Potential Impacts of Fracking on Drinking Water Resources, November 2011.
- EPA–US Environmental Protection Agency Office of Research and Development (2011b): Investigation of Ground Water Contamination near Pavillion, Wyoming; draft report, Dezember 2011.
- EPA–US Environmental Protection Agency Office of Research and Development (2012): Study of the Potential Impacts of Fracking on Drinking Water Resources - Progress Report, DC December 2012, EPA/601/R-12/011.
- EPA–US Environmental Protection Agency Office of Research and Development (2012b): 2012 Guide to Natural Gas Fracking from Shale Formations - Improving the Safety and Performance of Fracking and Fracking.
- EPA- US Environmental Protection Agency (2012c): Fact Sheet: Overview of final amendments to air regulations for the Oil and natural Gas Industry
- Ernst, Zinkahn, Bielenberg, Krautzberger : Baugesetzbuch, Loseblatt-Kommentar
- Europäische Kommission (2010): Nichtenergetische mineralgewinnende Industrie und Natura 2000, Leitfaden der Europäischen Kommission zur Rohstoffgewinnung durch die NEEI unter Berücksichtigung der Anforderungen an Natura-2000-Gebiete, Juli 2010.
- Europäische Kommission (2011): Guidance Note on the application of Directive 85/337/EEC to projects related to the exploration and exploitation of unconventional hydrocarbon, 12.12.2011, Nr. 3.
- Europäische Kommission (2014): Empfehlung der Kommission vom 28.01.2014 mit Mindestgrundsätzen für die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen (z. B. Schiefergas) durch Hochvolumen-Hydrofracking.
- Europäisches Parlament (2012): Entschließung des Europäischen Parlaments vom 21. November 2012 zu den Umweltauswirkungen von Tätigkeiten zur Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl (2011/2308(INI)), Drucksache 827/12 -2.

- Ewen, C., Borchardt, D., Richter, R., Hammerbacher, R. (2012): Risikostudie Fracking - Übersichtsfassung der Studie Neutraler Expertenkreis „Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen“, April 2012.
- Ewen, C. u. Team (2013). Homepage des Info und Dialogprozesses. Im Auftrag der ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Abteilung POAP. <http://dialog-erdgasundfrac.de/fracking> Zugriff 20.6.2013.
- ExxonMobil (2012): Die Zukunft der Erdgasförderung in Deutschland, Fakten, Informationen für Journalisten, Verlagsbeilage im Journalist, Dezember 2012.
- ExxonMobil (2014): ExxonMobil im Dialog – Dritter Statusbericht zur Umsetzung der Risikostudie Fracking, 1. April 2014, Osnabrück. Hammerbacher gmbh beratung & projekte.
- Fehrensens, S. (2009): Zur Anwendung zwingenden Gemeinschaftsrechts in der aktuellen Rechtsprechung des BVerwG zum Artenschutz nach der „Kleinen Novelle“ des Bundesnaturschutzgesetzes. Natur und Recht, Vol. 31 (1): 13–19.
- Fink, J. (2012): Petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids, Chapter 17: Fracturing Fluids. Elsevier, Waltham & Oxford.
- Fisher, K. and Warpinski, N. 2012. Hydraulic-Fracture-Height Growth: Real Data. SPE Prod & Oper 27 (1): 8-1.
- Fracktracker (2013): US-map of suspected wellwater impact. <http://www.fracktracker.org/projects/usmap/>; Zugriff 20.6.2013.
- Garniel, A., Daunicht, W.D., Mierwald, U. & U. Ojowski (2007): Vögel und Verkehrslärm. Quantifizierung und Bewältigung entscheidungserheblicher Auswirkungen von Verkehrslärm auf die Avifauna. Schlussbericht November 2007 / Kurzfassung. – FuEVorhaben 02.237/2003/LR des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung. 273 S.. – Bonn, Kiel.
- Garniel, Annick & Mierwald, Ulrich (2010): Arbeitshilfe Vögel und Straßenverkehr Ausgabe 2010 im Auftrag des Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Ergebnis des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens FE 02.286/2007/LRB „Entwicklung eines Handlungsleitfadens für Vermeidung und Kompensation verkehrsbedingter Wirkungen auf die Avifauna“, 115 S.
- Gassner, E. (1995): Das Recht der Landschaft. Gesamtdarstellung für Bund und Länder. Neumann Verlag.
- Gassner, E., Bendoric-Kahlo, G., Schmidt-Räntsch, A., Schmidt-Räntsch, J. (2003): Bundesnaturschutzgesetz Kommentar 2. Auflage. Verlag C.H. Beck, München.
- Gassner, E., Winkelbrand, A., Bernotat, D. (2010) : UVP und strategische Umweltprüfung, Rechtliche und fachliche Anleitung für die Umweltprüfung, 5. Auflage, C.F. Müller Verlag, Heidelberg.
- Gellermann, M. (2009): Europäischer Gebiets- und Artenschutz in der Rechtsprechung. In: Natur und Recht Jg. 31, Heft 8: 8–13.
- Gény, F. (2010): Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?, The Oxford Institute for Energy Studies, December 2010.
- Globe Net 2013: Graphik. <http://www.globe-net.com/articles/2011/july/15/shale-gas-extraction-linked-to-water-contamination/> Zugriff 29.5.2013.
- Graves, J. H. (2012): Fracking America's Alternative Energy Revolution.

- Grigo, W. (2014): Stellungnahme bei der Vorstellung der vorläufigen Ergebnisse "Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten– Teil 2" am 22.1.2014 in Berlin.
- Grieser B., Shelley B. Johnson B.J., Fielder E.O., Heinze J.R., and Werline J.R. (2006): Data Analysis of Barnett Shale Completions: SPE Paper 100674.
- Groat, C.G., Grimshaw, T. (2012): Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development. University of Texas, Energy Institute, Austin.
- Hamilton, J.M., Maller, A.V., Prins, M.D. 1992: Subsidence induced shear failures above oil and gas reservoirs. In Tillerson & Waersiek: Rock mechanics, Balkema, Rotterdam.
- Hayden, J. Pursell, D. (2005): The Barnett Shale – Visitors Guide to the hottest Gas Play in the US. Pickering Energy Partners Inc.
- Heeg, J. (2013): Bergamt will Fracking überprüfen. Weserkurier 27.6.2013.
- Held, M., Hölker, F. & Jessel, B. (2013) Schutz der Nacht - Lichtverschmutzung, Biodiversität und Nachtslandschaft. - BfN-Skripten 336.
- Hötter, H., H. Jeromin & J. Melter (2007): Entwicklung der Brutbestände der Wiesen-Limikolen in Deutschland – Ergebnisse eines neuen Ansatzes im Monitoring mittelhäufiger Brutvogelarten, VOGELWELT 128: 49 – 65 (2007).
- Holländer et al. (2008): Wassergewinnung nach Wasserarten. Gutachten im Auftrag des Verbandes kommunaler Unternehmen, VKU.
- Hopey, D. (2012): DEP reviewing permit for hauler charged with illegal dumping. Pittsburgh Post Gazette 29.3.2012.
- Howarth, R.W., Santoro, R., Ingraffea, A. (2011): Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations- A letter; DOI 10.1007/s10584-011-0061-5.
- Hughes, J. D. (2013): Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance ?, Post Carbon Institute, 2013.
- IPIECA International Petroleum Industry Environmental Conservation Association / OGP International Association of Oil & Gas Producers (2009): Drilling fluids and health risk management A guide for drilling personnel, managers and health professionals in the oil and gas industry.
- IEA-International Energy Agency (2012): Golden Rules for a Golden Age of Gas-World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas.
- Ineson, R. (INGAA Foundation) (2008): Changing Geography of North American Natural Gas, April 2008, Page 6.
- Ingraffea, A. R. (2010): Facts about Unconventional Gas Drilling. Vortrag auf einer Tagung der "The Gas Drilling Awareness Coalition" am 16.12.10, Pittsburgh, USA.
- Ingraffea, A. R. (2012): Fluid Migration Mechanisms due to faulty well design and/or construction: An overview and recent experiences in the Pennsylvania Marcellus Play, October, 2012.
- Jackson, R.B., Vengosh, A., Darrah, T.H., Warner, N.R., Down, A., Poreda, R.J., Osborn, S.G., Kaiguang, Z., Karr, J.D. (2013): Increased Stray Gas Abundance in a Subset of Drinking Water Wells near Marcellus

- Shale gas extraction. In Proceedings of the National Academy of Science, June 2013, USA
www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1221635110.
- Johnson, N. (2010): Pennsylvania Energy Impacts Assessment, Report 1: Marcellus Shale Natural Gas and Wind, November 15, 2010.
- JRC-European Commission Joint Research Centre (2012): Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union.
- Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (Hrsg) (2006): Erneuerbare Energien, 4. Auflage, Berlin, 2006.
- Kraftfahrt-Bundesamt (2013): Kraftverkehrsstatistik 2012. Internetzugriff 30.7.2013.
- Kreiszeitung.de (2013): Tanklaster verliert mehr als 50 l Gefahrstoff. Kurzmeldung aus dem Landkreis Rotenburg 6.6.2013.
- Krupnick, A., Gordon, H., Olmsted, S. (2013): Pathways to Dialogue – What experts say about the environmental risks of shale gas development. Resources for the Future.
- Krupp, R. (2007): Gutachten zur Versalzung der Gerstunger Trinkwasser-Brunnen infolge der Versenkung von Kaliabwässern. Im Auftrag der Gemeinde Gerstungen / Werra (Thüringen), Burgdorf, 08.11.2007
- Kühn, M. (2013): Interaktion tiefer und flacher Untergrund. Vortrag aus dem Kongress „Umweltverträgliches Fracking?“ BGR Hannover, 26.6.2013.
- LANA-Länderarbeitsgemeinschaft Naturschutz (2010): Hinweise zu unbestimmten Rechtsbegriffen des Bundesnaturschutzgesetz.
- LBEG-Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2008): Schutzwürdige Böden Niedersachsen. In: GeoBerichte 8/2008. Hannover.
- LBEG-Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2012): Mindestanforderungen an Betriebspläne, Prüfkriterien und Genehmigungsablauf für hydraulische Bohrlochbehandlungen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Niedersachsen, 31.10.2012.
- LBEG-Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2013): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012, Hannover 2013.
- LBV-Landesbetrieb Straßenbau und Verkehr Schleswig-Holstein/ Amt für Planfeststellung Energie (2013): Beachtung des Artenschutzrechtes bei der Planfeststellung, Neufassung nach der Novellierung des Bundesnaturschutzgesetzes vom 29. Juli 2009 mit Erläuterungen und Beispielen.
- Louis, H.W. (2000): Bundesnaturschutzgesetz – Kommentar der §§ 1 bis 19f, 1. Teil. 2. Auflage. Schapen Edition, Braunschweig.
- Mattox, P.A. (2012): Statement. In: United State Senate, Committee on Commerce, Science, and Transportation. Shale Gas Development: Meeting Transportation, Pipeline and Rail needs to renew American manufacturing. Fields Hearing April 11 2012.
- Maxwell, S. C. (2011): Hydraulic Fracture Height Growth, CSEG Recorder, S.18-22, November 2011.
- McFarland, G. (2010): Oil and Gas Evaluation Report. Obsidian,
www.oilandgasevaluationreport.com/2010/03/articles.
- Michanowicz, D. 2011: Potential Ecological Effects of Marcellus Shale Activities. University of Pittsburgh, Center for healthy Environment and Communities.

- Michaels, C., Simpson, J. L., Wegner, W. (2010): Fractured Communities: Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling. September 2010.
- Milieudefensie (2011): Verbod Schaliegasboring in Boxtel.
<http://milieudefensie.nl/nieuws/pers/berichten/milieudefensie-positief-over-verbod-schaliegasboring-in-boxtel>
- MEIL-MV (2014): Fortschreibung Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern – 1. Stufe der Beteiligung. Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern, 80 S., Schwerin.
- MP S-H (2014): Fortschreibung Landesentwicklungsplan Schleswig-Holstein – Ausschluss von Fracking. Runderlass des Ministerpräsidenten des Landes Schleswig-Holstein, Staatskanzlei vom 26.2.2014.
- MKULNV (2012): Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW- „Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen (NRW) und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung. Meiners, M. et al. im Auftrag des MKULNV-Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen.
- Nafeez, M.A. (2013): Die nächste Blase – Fracking löst das Energieproblem nicht. Le Monde diplomatique. April 2013 S. 12-13
- Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. (2012): Startnotiz zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) Erdgasgewinnung Roswinkel. April 2012.
- NLT - Niedersächsischer Landkreistag Naturschutz und Windenergie (2011): Hinweise zur Berücksichtigung des Naturschutzes und der Landschaftspflege sowie zur Durchführung der Umweltprüfung und Umweltverträglichkeitsprüfung bei Standortplanung und Zulassung von Windenergieanlagen, Stand: Januar 2011.
- Nohl, W. (1993): Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch mastenartige Eingriffe – Materialien für die naturschutzfachliche Bewertung und Kompensationsermittlung. Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Raumordnung und Landwirtschaft des Landes Nordrhein-Westfalen.
- NTC Consultants (2011): Impacts on Community Character of Horizontal Drilling and High Volume Fracking in Marcellus Shale and Other Low- Permeability Gas Reservoirs- Final report, Prepared for NYSERDA, Albany, NY.
- Nygard (2010): Well Design and Well Integrity – WABAMUN AREA CO2 SEQUESTRATION PROJECT (WASP), Institute for Sustainable Energy, Environment and Economy (ISEEE), University of Calgary, Calgary, Kanada, 2010.
- NYSDEC-New York State Department of Environmental Conservation (2011): Revised Draft of the Supplemental Generic Environmental Impact Statement On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program - Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Fracking to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs.
- NYTimes 2011: Lax Rules for the Natural Gas Industry. Artikel vom 3.3.2011. NYTimes.com, Zugriff 1.6.2013
- Olmstead, S., Muehlenbachs, L.A., Shih, J-S., Chu, Z., Krupnick, A. (2013): Shale gas development impacts on surface water quality in Pennsylvania, Jan. 2013.

- Osborn, S. G., Vengosh, A., Warner, N. R., Jackson, R. B. (2011): Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and Fracking, PNAS 2011.
- Paleontological Research Institute (PRI) (2011), "Understanding Naturally Occurring Radioactive Material in the Marcellus Shale," Marcellus Shale issue No.4, June 2011.
- PGI-Polish Geological Institute/ National Research Institute (PGI/NRI) (2011): Environmental Aspects of Fracking Treatment Performed on the ~~Erdgas~~ ^{Edelweiss} Well- final report, Warsaw, November 2011.
- Philippe & Partners (2011): Final Report on unconventional Gas in Europe, Study for the Directorate-General for Energy in the European Commission, Brussels, 8 November 2011.
- Piens, R., Schulte, H.W., Vitzthum, S. 2013: Bundesberggesetz, Kommentar. 2. Ausgabe, Verlag W. Kohlhammer, Stuttgart.
- Queensland Government, Dep. of Employment, Economic Development and Innovation (2010): Investigation Report – Leakage testing of coal seam gas wells in the Tara "rural residents estates" vicinity.
- RCT Railroad Commission of Texas (2011): Water Use in the Barnett Shale, http://www.rrc.state.tx.us/barnettshale/wateruse_barnettshale.php, Abfrage am 26.02.2013
- Rahm, B. G., Bates, J. T., Bertoia, L. R., Galford, A.E., Yoxtheimer, D.A., Riha, S.J.: Wastewater Management and Marcellus Shale Gas Development: Trends, Drivers, and Planning Implications, Journal of Environment Management, May 2013, p.105-113, Elsevier Ltd.
- Richenderfer, J. (2010): Water Use Profile of Natural Gas Industry in Susquehanna River Basin. in Clear Waters Winter 2010, vol. 40, no. 4. New York Water Environment Association, Inc.
- Riecken, U., Finck, P., Rath, U., Schröder, E., Ssymank, A. (2006): Rote Liste der gefährdeten Biotoptypen Deutschlands. Zweite fortgeschriebene Fassung 2006. - Natursch. Biol. Vielf. 34, 318 S., BfN 2006.
- Rish, W.R. (2005): A probabilistic risk assessment of Class I Hazardous Waste Injection Wells, In: Tsang et al.: Underground Injection Science and Technology, Elsevier B.V., Amsterdam, 2005.
- Roberts, C. and Norment, C.J. 1999. Effects of plot size and habitat characteristics on breeding success of scarlet tanagers. The Auk 116 (1):73-82.
- Robinson, S.K., Thompson III, F.R., Donovan, T.M., Whitehead, D.R., and Faaborg, J. 1995. Regional forest fragmentation and nesting success of migratory birds. Science. 267(5206): 1987-1990.
- Robbins, C.R. 1979. Effects of Forest Fragmentation on Bird Populations. Pgs. 198-212 in Northcentral and Northeastern forests for nongame birds. USDA Forest Service Techpub. NC- 51.
- Rosenberg, K.V., Rohrbaugh Jr., R.W., Barker, S.E., Lowe, J.D., Hames, R.S., and Dhondt, A.A. (1999): A Land Managers Guide to Improving Habitat for Scarlet Tanagers and Other Forest- Interior Birds. The Cornell Lab of Ornithology.
- Rosenwinkel, K.-H.; Weichgrebe, D.; Olsson, O. (2012): Gutachten Stand der Technik und fortschrittliche Ansätze in der Entsorgung des Flowback des Institutes für Siedlungswasserwirtschaft und Abfall (ISAH) der Leibniz Universität Hannover zum InfoDialog über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking Technologie für die Erdgasgewinnung.
- Roßnagel, A., Hentschel, A., Polzer, A. (2012): Rechtliche Rahmenbedingungen der unkonventionellen Erdgasförderung mittels Fracking, Interdisciplinary Research on Climate Change Mitigation and Adaption 2, Kassel university press.

- Rozell, D.J., Reaven, S.J. (2011): WaterPollution Risk Associated with Natural Gas Extraction from the Marcellus Shale. Department of Technology and Society, State University of New York at Stony Brook. Internetpublikation.
- Rumbach, A. (2011): Natural Gas Drilling in the Marcellus Shale: Potential Impacts on the Tourism Economy of the Southern Tier. Prepared for the Southern Tier Central (STC) Regional Planning and Development Board, Corning, New York; approved by the STC on June 23, 2011.
- Sauter, M., Helmig, R., Schetelig, K. (2012): Abschätzung der Auswirkungen von Fracking-Maßnahmen auf das oberflächennahe Grundwasser - Generische Charakterisierung und Modellierung -Gutachten im Rahmen des InfoDialog der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2013): Fracking zur Schiefergasgewinnung – Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung. Stellungnahme Nr. 18, Berlin, 56 S.
- Osborn St. G., Vengosh A., Warner N. R., Jackson R. B. (2011): Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and Fracking. April 2011.
- Patin, S. (1999): Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry. 425 S. Eco Monitor Publishing, East Northport NY, USA.
- Pennlive.com (2013): Pennsylvania allows gas-well Wastewater to flow into Rivers. http://blog.pennlive.com/midstate_impact/print.html.
- PennState (2011): Dirt and Gravel Gazette. Center for Dirt and Gravel Road Studies. PennState University, Spring 2011.
- Peterwitz, U. (2012): Frackingprobleme aus Sicht der Wasserwirtschaft. Vortrag auf den Niedersächsischen Energietagen, Goslar, Okt. 2012
- Scheffer F., Schachtschabel P. (2010): Lehrbuch der Bodenkunde. 16. Auflage, Spektrum Akademischer Verlag, Heidelberg.
- Schein G.W., Carr P.D., Canan P.A., Richey R. (2004): Ultra Lightweight Proppants: Their Use and Application in the Barnett Shale Area: SPE Paper 90838 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September, Houston, Texas.
- Schilling, F.R. (2012): Bohrung, Verrohrung und Zementierung. Kurzgutachten.
- Schneble, H., Weinem, K., Niethammer, I. (2012): InfoDialog zum Aufsuchen und Fördern von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten (InfoDialogFracking) - Fachbeitrag zum Themenkreis Landschaft; Flächeninanspruchnahme, (oberirdische) Infrastruktur, Betrieb; Umweltplanung Bullermann Schneble GmbH April 2012
- Schulze, F., Keimeyer, F., Jansen, G., Bartel, S. (2012a): Unterirdische Raumplanung – Vorschläge des Umweltschutzes zur Verbesserung der über- und untertägigen Informationsgrundlagen, zur Ausgestaltung des Planungsinstrumentariums und zur nachhaltigen Lösung von Nutzungskonflikten. Öko-Institut für angewandte Ökologie / IÖR Leibniz Institut für ökologische Raumentwicklung im Auftrag des Umweltbundesamtes. FKZ 3711 16 103 2, 2. Zwischenbericht.
- Schulze, F., Keimeyer, F., jansen, G., Bartel, S. (2012b): Unterirdische Raumplanung – Vorschläge des Umweltschutzes zur Verbesserung der über- und untertägigen Informationsgrundlagen, zur Ausgestaltung des Planungsinstrumentariums und zur nachhaltigen Lösung von Nutzungskonflikten. Öko-

Institut für angewandte Ökologie / IÖR Leibniz Institut für ökologische Raumentwicklung im Auftrag des Umweltbundesamtes. FKZ 3711 16 103 2, Vorläufiger Abschlussbericht.

Sedlacek, R. (2009): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, in Erdöl Erdgas Kohle 125. Jg. 2009, Heft 11.

Seuser, A. A. (2012): Unkonventionelles Erdgas – Begehrte Ressource mit Unwägbarkeiten, Natur und Recht (2012) 34: S. 8–18.

Simmon, R. NASA-Satellitenbild-Nachtaufnahme der USA. In „neue energie“ Nr. 06/Juni 2013.

Slonecker, E.T., Milheim, L.E., Roig-Silva, C.M., Malizia, A.R., Marr, D.A., Fisher, G.B., (2012): Landscape consequences of natural gas extraction in Bradford and Washington Counties, Pennsylvania, 2004–2010: U.S. Geological Survey Open-File Report 2012–1154, 36 p.

Spellman, F. R. (2012): Environmental Impacts of Fracking, CRC Press, Okt. 2012.

Suchi, E.; Dittmann, J.; Knopf, S.; Müller, C.; Schulz, R. (2011): Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie. Tagungsband „Der Geothermiekongress 2011“, 15.-17. November 2011. Bochum.

Sumi L. (2007): Grounwater contamination from different types of oil and gas pits. Graph for the Oil & Gas Accountability Project/ Earthworks.

Sumi L. (2008): Shale gas: focus on Marcellus shale. Report for the Oil & Gas Accountability Project/ Earthworks. May 2008.

Tetra Tech NUS, Inc (2009): Evaluation of High TDS Concentrations in the Monongahela River. Prepared for: marcellus Shale Committee, jan. 2009.

Thyne, G. (2008): Evaluation of Phase II Hydrogeologic Study for Garfield County.

Tyndall Centre for Climate Change Research (2011): Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts, A research report by The Tyndall Centre University of Manchester, January 2011 (Final).

UBA Umweltbundesamt (2009): CCS- Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik, Broschüre, Mai 2009.

UBA Umweltbundesamt (2011): Stellungnahme, Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland, Stand Dez. 2011.

UBA Umweltbundesamt (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten - Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen, von Meiners, M., Denneborg, M., Müller, F., Bergmann, A., Weber, F.-A., Dopp, E., Hansen, C., Schüth, C, et. al, Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, August 2012.

UFZ - Helmholtz Zentrum für Umweltforschung (2012): Gutachten Ökotoxikologische Beurteilung von beim hydraulischen Fracking eingesetzten Chemikalien, Leipzig Halle.

UMK – Umweltministerkonferenz (2012): Ergebnisprotokoll der 79. Umweltministerkonferenz am 15. U. 16. November 2012 in Kiel. Kile, UMK.

- USGS- United States Geological Survey (2012): Variability of Distributions of Well-Scale Estimated Ultimate Recovery for Continuous (Unconventional) Oil and Gas Resources in the United States. S. 3.
<http://pubs.usgs.gov/of/2012/1118/OF12-1118.pdf>.
- Uth, H-J. (2012): Gutachten Technische Sicherheit von Anlagen und Verfahren zur Erkundung und Förderung von Erdgas aus nichtkonventionellen Lagerstätten für Expertenkreis Fracking, AG Risiko, 15. Mai 2012.
- Volz, C.D. (2011): Testimony. Joint Hearing “Natural Gas Drilling, Public Health and Environmental Impacts”. Senate Committee on Environment and Public Works audits Subcommittee on Water and Wildlife.
- Watson, T.L., Bachu, S. (2009): Evaluation of the Potential for Gas and CO2 Leakage Along Wellbores. SPE Drilling & Completion 3/2012 115-126.
- WEG Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V (2006): Leitfaden-Gestaltung des Bohrplatzes, Stand: 08/06.
- WEO (2012): World Energy Outlook. <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/>; vgl.: http://www.foeeurope.org/sites/default/files/news/zittel_brussels_may_14_2013.pdf.
- West Virginia DEP (2009): Buckeye Creek Discharge Final report.
- Wieters, J. (2013): Betriebsunfall auf der RWEDea-Verpresstation bei Grapenmühlen.
www.kreiszeitung.de, Rotenburg 25.5.2013.
- Wilber, T. (2012): Under the Surface – Fracking, Fortunes and the fate of the Marcellus Shale. Cornell University Press, Ithaca, USA.
- Witter R., Stinson K., Sackett H., Putter S. Kinney G. Teitelbaum D., Newman L. (2008): Potential Exposure-Related Human Health Effects of Oil and Gas Development: A White Paper, University of Colorado Denver, Colorado School of Public Health, Denver, Colorado, and Colorado State University, Department of Psychology, Fort Collins, Colorado, September 15, 2008.
- Wintershall (2012): Factsheet: Tight Gas Förderung in Niedersachsen.
- Wolf (2009): Town of Dish, Texas, Ambient Air Monitoring Analysis, Final Report, prepared by Wolf Eagle Environmental, September 15, 2009.
- Weston Solutions (2012): Evaluation of Geology and Water Well Data Associated with the EPA Fracking Retrospective Case Study Bradford County, Pennsylvania, April 2012.
- Yoxthimer, D. A. (2013): The Pennsylvanian State University, Marcellus Center for Outreach and Research, Gespräch im September 2013.
- Zahoransky, R., Allelein, H.-J., Bollin, E., Oehler, H., Schelling, U. (2010): Geothermie, in: Allelein, H.-J., Bollin, E., Oehler, H., Helmut u. a. (Hrsg.), Energietechnik, Wiesbaden 2010, S. 350–367.
- Zoback, M., Kitasei, S., & Copithorne, B. (2010): “Addressing the environmental risks from shale gas development,” Briefing paper 1. Washington, DC: Worldwatch Institute.

Anhang I

Rechtsgrundlagen und Gesetze

Richtlinien

Richtlinie 94/22/EG	Richtlinie 94/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 1994 über die Erteilung und Nutzung von Genehmigungen zur Prospektion, Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen
EG-WRRL	EG- Wasserrahmenrichtlinie vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik (ABl. L 327 vom 22.12.2000, S. 1)
EU-VSRL	Richtlinie über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten vom 30. November 2009, 2009/147/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates
FFH- Richtlinie	Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen, zuletzt geändert durch Richtlinie 2006/105/EG des Rates vom 20. November 2006
Industrieemissionen	Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 zu Industrieemissionen(integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung)
Trinkwasserrichtlinie	Richtlinie 98/83/EG des Rates vom 3. November 1998 über die Qualität von Wasser für den menschlichen Gebrauch (Trinkwasserrichtlinie)

Gesetze

BBergG	Bundesberggesetz vom 13. August 1980 (BGBl. IS. 1310), zuletzt geändert durch Artikel 15a des Gesetzes vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585)
BBodSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Bodenveränderungen und zur Sanierung von Altlasten vom 17. März 1998 (BGBl. I S. 502), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 9. Dezember 2004 (BGBl. I S. 3214) geändert worden ist
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. September 2002 (BGBl. I S. 3830), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 8. November 2011 (BGBl. I S. 2178) geändert worden ist
BNatSchG	Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege in der Fassung der Bekanntmachung vom 01.03.2010, zuletzt geändert durch Artikel 3 G. vom 28.07.2011
KrW-/AbfG	Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz vom 27. September 1994 (BGBl. I S. 2705), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 6. Oktober 2011 (BGBl. I S. 1986)
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I S. 94), das durch Ar-

tikel 2 des Gesetzes vom 21. Januar 2013 (BGBl. I S. 95) geändert worden ist

WHG Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz) in der Fassung der Bekanntmachung vom 31. Juli 2009, zuletzt geändert durch Artikel 12 G. vom 11.08.2010

Verordnungen

AVV Baulärm Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Schutz gegen Baulärm – Geräuschimmissionen – vom 19. August 1970 (Beil. zum BAnz. Nr. 160)

BBodSchV Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung vom 12. Juli 1999 (BGBl. I S. 1554), zuletzt durch Artikel 16 des Gesetzes vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585) geändert

16. BImSchV Verkehrslärmschutzverordnung vom 12. Juni 1990 (BGBl. I S. 1036), die durch Artikel 3 des Gesetzes vom 19. September 2006 (BGBl. I S. 2146) geändert worden ist

32. BImSchV Geräte- und Maschinenlärmschutzverordnung vom 29. August 2002 (BGBl. I S. 3478), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 8. November 2011 (BGBl. I S. 2178) geändert worden ist

39. BImSchV Neununddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes Verordnung über Luftqualitätsstandards und Emissionshöchstmengen vom 2. August 2010 (BGBl. IS. 1065)

TA Lärm Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm - TA Lärm) vom 26. August 1998 (GMBI Nr. 26/1998 S. 503)

TA Luft Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft vom 24. Juli 2002, nach § 48 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. Mai 1990 (BGBl. I S. 880), der durch Artikel 2 des Gesetzes vom 27. Juli 2001 (BGBl. I S. 1950) geändert worden ist

TrinkwV Verordnung über die Qualität von Wasser für den menschlichen Gebrauch, Artikel 1 V. v. 21.05.2001 BGBl. I S. 959; zuletzt geändert durch Artikel 1 V. v. 03.05.2011 BGBl. I S. 748,

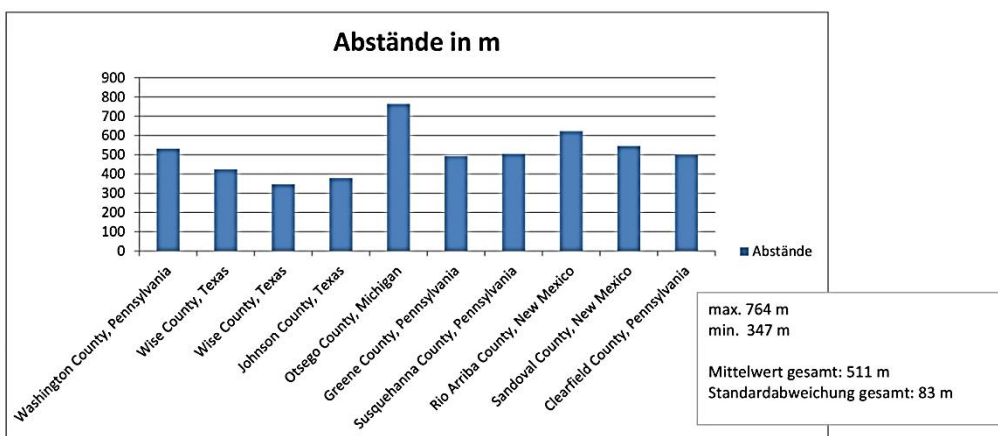
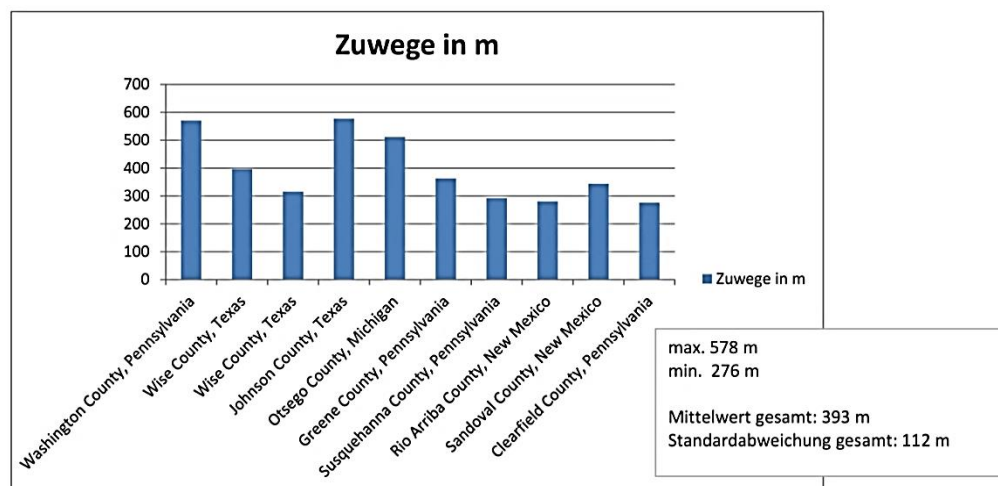
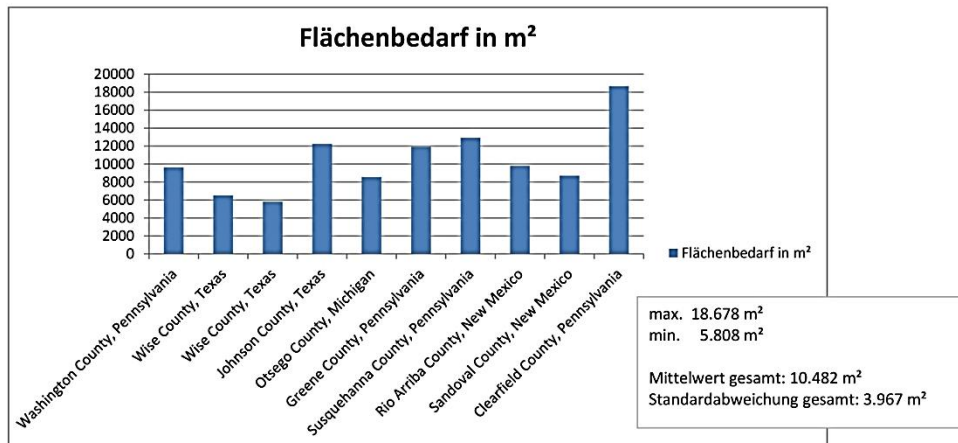
UVPVwV Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Ausführung des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung vom 18. September 1995

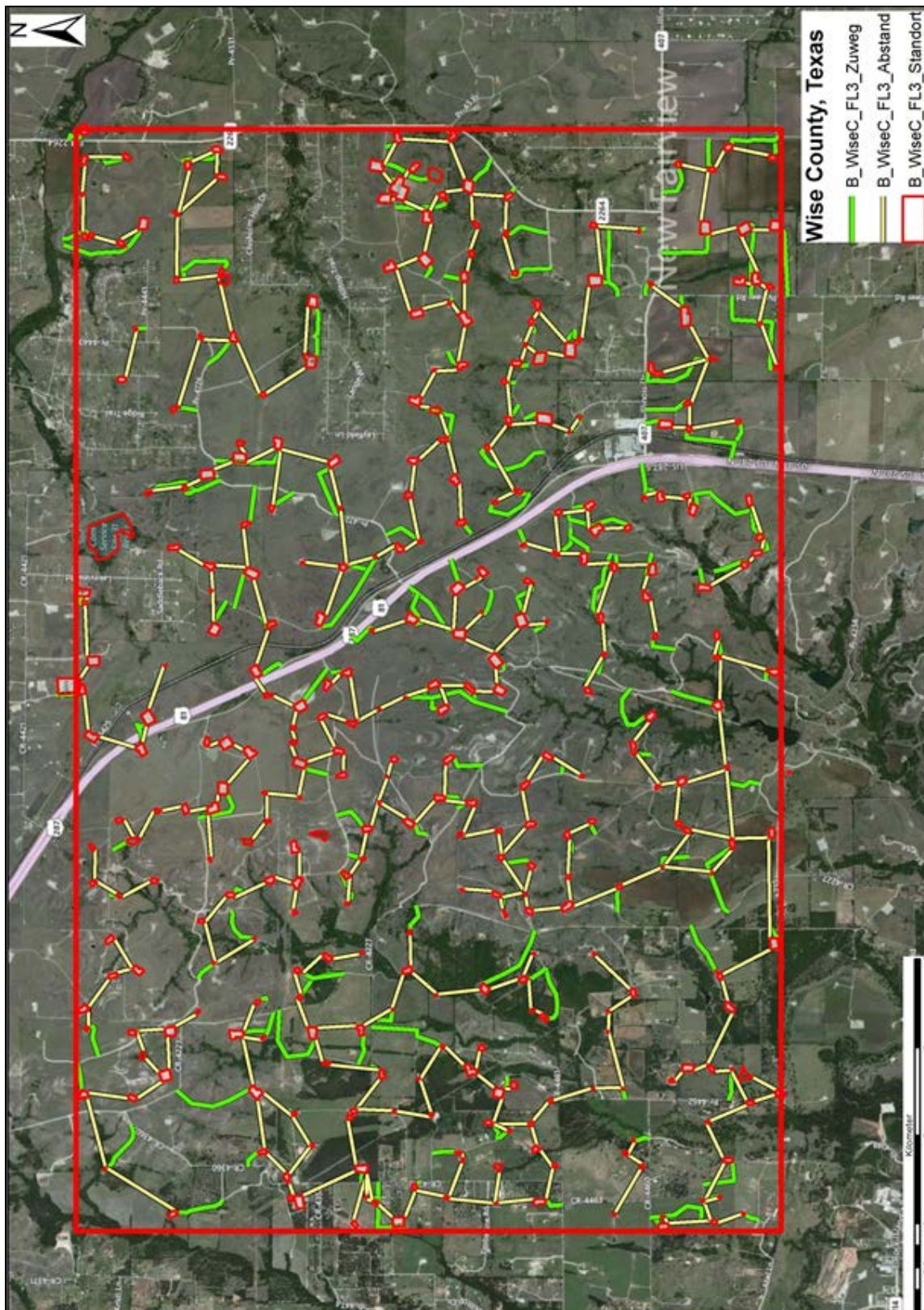
UVP-V Bergbau Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben vom 13. Juli 1990 (BGBl. I S. 1420), zuletzt durch Artikel 8 der Verordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261) geändert

Anhang II

Räumliche Analyse ausgewählter Standorte in den USA und Deutschland auf Basis GIS-gestützter Satellitenbilddauswertung

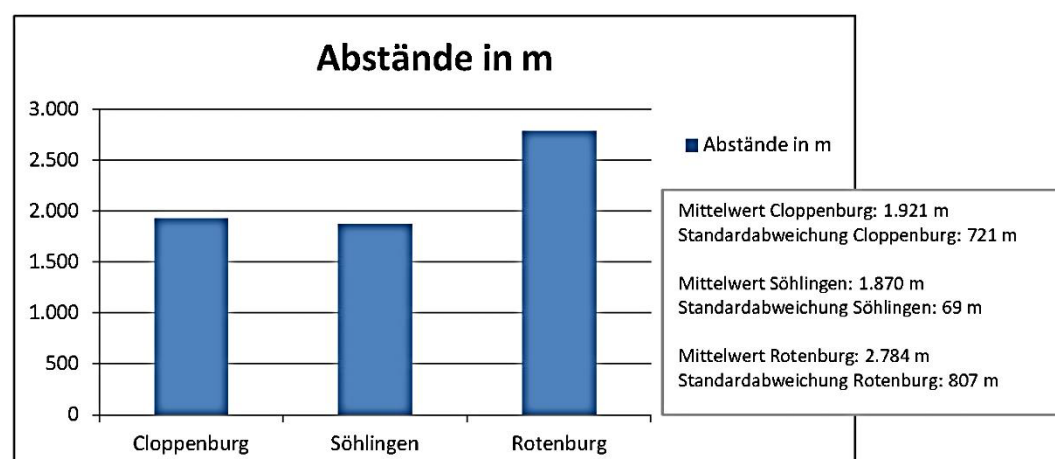
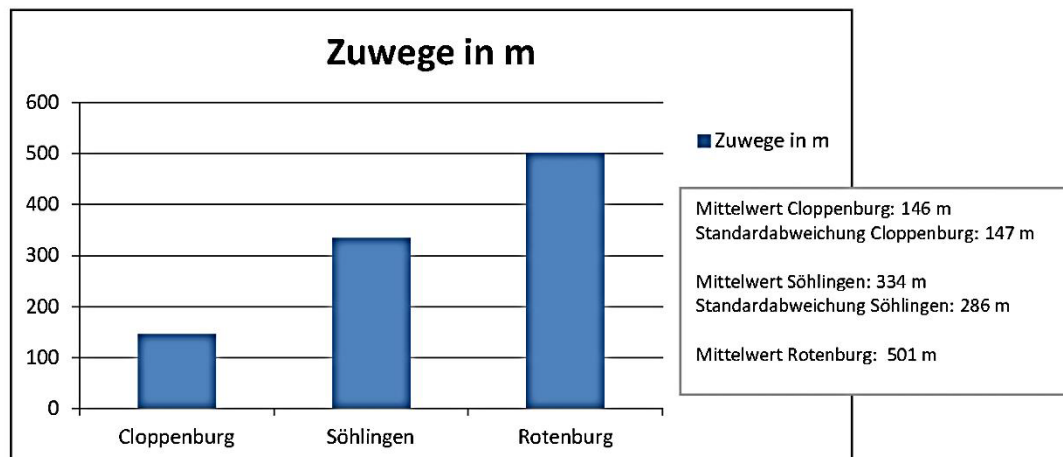
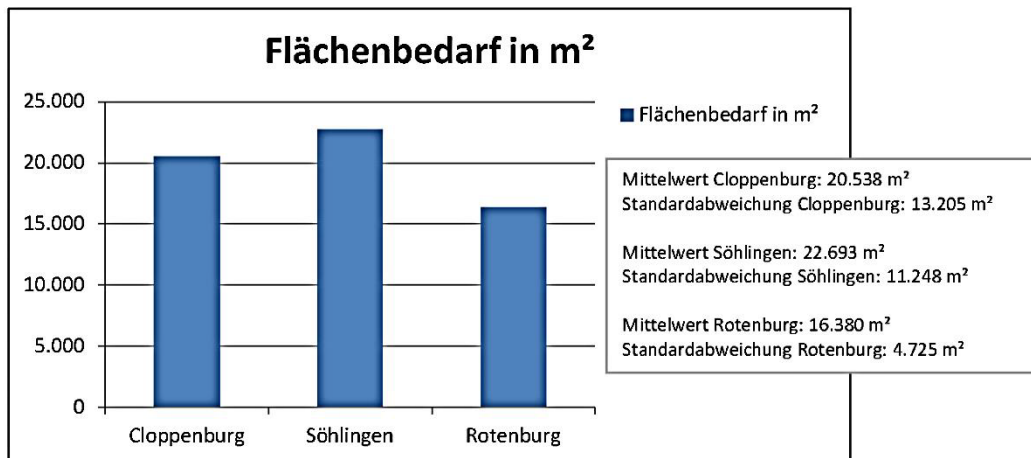
Unten: Ergebnisse aus 10 GIS-Analysen in unkonventionellen Gasförderregionen der USA (je 100 km²)

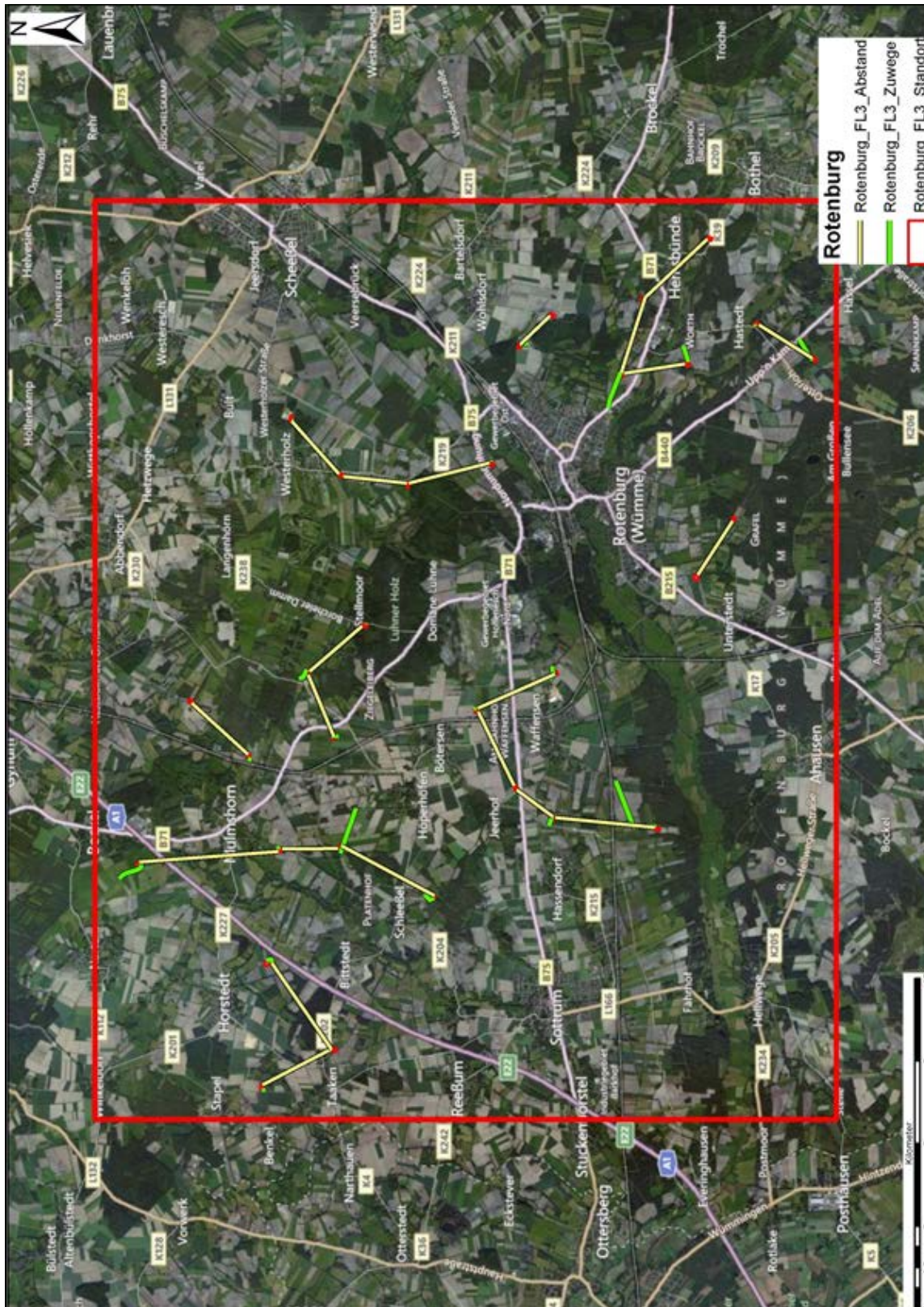




Oben: Darstellung aus den GIS-Analysen am Beispiel Wise County, Texas

Unten: Ergebnisse aus 3 GIS-Analysen in konventionellen Gasförderregionen in Deutschland (je 100 km²)





Oben: Darstellung aus den GIS-Analysen, Beispiel Rotenburg, Niedersachsen.

Arbeitspaket 8 - Handlungsempfehlungen

von

Uwe Dannwolf

Anke Heckelsmüller

RiskCom GmbH

IM AUFTRAG

DES UMWELTBUNDESAMTES

Juni 2014

1 Handlungsempfehlungen

Im Folgenden sind die übergeordneten Handlungsempfehlungen, die sich aus dem Gesamtkontext der Studie ergeben dargestellt. Die themenspezifischen Handlungsempfehlungen sind im Detail bereits in den Hauptkapiteln jeweils am Ende der einzelnen Arbeitspakete erläutert und hier nochmals in Tab. 1 zusammengefasst.

1.1 Übergeordnete Handlungsempfehlungen

- Die Erschließung einer Schiefergaslagerstätte wie auch jede einzelne Frac-Maßnahme sollte grundsätzlich, neben der Überwachung der für das Trinkwasser relevanten Aquifere, durch ein umfassendes bohrplatz- und regionalspezifisches und behördlich überprüfbares Monitoring-Programm (Charakterisierung Ausgangszustand, Analysenplan, Probenahme, elektronisches Betriebstagebuch, etc.) begleitet werden. Dabei ist eine belastbare Bilanzierung und langfristige Dokumentation der Wasser- und Stoffströme sicher zu stellen und auch in die behördliche Überwachung zu integrieren.
- Die beschriebenen kumulativen Umweltauswirkungen müssen im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), die bereits in der Vorgängerstudie (UFOPLAN 2011) empfohlen wurde, bewertet werden. Darüber hinaus wird aber auch die Durchführung einer strategischen Umweltprüfung (SUP) empfohlen.
- Im Hinblick auf die Energiewende und die Erreichung der von der Bundesregierung gesetzten Klimaziele muss die Klimawirkung der Schiefergasgewinnung in Deutschland bestimmt werden. Daher müssen entsprechende Daten für aussagefähige THG-Bilanzen erhoben werden. Auch wird empfohlen für ein künftiges Monitoring räumlich aufgelöste Daten zu CH₄-Hintergrundemissionen zu erfassen.
- Es wird die rechtlich verbindliche Errichtung und das Führen eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters empfohlen. Dies soll durch eine Bundesbehörde verwaltet werden und auf der Grundlage eines eigenen Bundesgesetzes jeder Person über das Internet freien Zugang zu den Informationen gewähren.
- Es wird empfohlen wissenschaftlich begleitete Erprobungsmaßnahmen durchzuführen, da ohne solche Erprobungsmaßnahmen weitere wissenschaftliche Erkenntnisse zu den Chancen und Risiken der Frackingtechnologie begrenzt sind. Dabei soll überprüft werden:
 - o ob und wie die Rissausbreitung in den Schiefergaslagerstätten beherrscht werden kann;
 - o ob und wie die Grundwassersituation beherrscht werden kann. Dazu bedarf es des umfassenden Monitorings;
 - o wie eine systematische Verfahrensauswahl und –spezifizierung zur Aufbereitung und Verwertung des Flowback und Produktionswassers mit dem realen Abwasser und Abfall wissenschaftlich abgesichert werden kann. Damit sollten gesicherte wissenschaftliche Erkenntnisse gewonnen und ein „Stand der Technik“ entwickelt werden.
- Für alle Projekte der Schiefergasgewinnung ist ein seismologisches Basisgutachten vorzusehen. Dies muss als Bestandteil der UVP erfolgen und ist von einem externen unab-

hängigen Seismologen zu erstellen. Insbesondere bei der Versenkung von Flowback und Produktionswässern muss die seismische Gefährdung überwacht werden. Bei der Standortauswahl sind seismologische, tektonische und petrologische Gesichtspunkte zu berücksichtigen.

Risikobewertung

- Wir empfehlen die Durchführung einer ex-ante Risikobewertung für sämtliche Frac-Vorhaben (auch für Erprobungsmaßnahmen) als unerlässlichen Bestandteil der UVP bzw. der SUP.
- Wie im Rahmen dieses Gutachtens mehrfach belegt, stellt die Bohrung den eigentlichen Schwachpunkt bei der Schiefergasexploration und –gewinnung dar. Mit Hilfe der empfohlenen Risikobewertung ist die Integrität der Bohrung in folgenden Schritten zu beurteilen:
 - Vergleich und Bewertung der Risiken von vollzementierten Gasbohrungen und teilzementierten Gasbohrungen mit Ringraumdrucküberwachung in den unzementierten Teilstrecken;
 - Überprüfung der derzeitigen Praxis, druckschwache Bohrungen (<5 bar Kopfdruck) nicht zu überwachen, insbesondere im Hinblick auf die Gefährdung für die Gasmigration;
 - Definition von Mindestanforderungen an zulässige Gas- oder Fluidleckageraten sowie die hierzu erforderlichen messtechnischen Anforderungen.
- Zur Bewertung des Risikos sind standardisierte Verfahren, Zielvorgaben und Verifizierungsmethoden zu entwickeln und in einem Risikokataster festzuhalten. Nur dadurch kann das Risikoprofil der Öl- und Gasgewinnung nachhaltig gesenkt werden. Zur kontinuierlichen Verbesserung von Explorations- und Produktionsaktivitäten raten wir, auch ex-post Analysen der identifizierten Risiken und deren Gegenmaßnahmen durchzuführen, sowie Beinaheunfälle und tatsächlich aufgetretene Ereignisse zu registrieren und den zuständigen Bergbehörden als Ergänzung zum Risikokataster zu übermitteln. Durch die Aufbereitung solcher Daten kann der ebenfalls noch zu definierende zukünftige Sicherheitsstandard deutlich erhöht werden.
- Es wird vorgeschlagen, die Risikobewertung quantitativ durchzuführen, indem die Risiken, deren Eintrittswahrscheinlichkeit und deren Auswirkungen sowie die risikominimierende Maßnahmen ex-ante dezidiert für jedes Bohrfeld dargestellt werden. Geeignete quantitative Bewertungsmaßstäbe bzgl. Arbeitssicherheit, Individualrisiken, gesellschaftlicher Risiken, finanziell tolerable Schadenshöhen sowie die zulässigen Restrisikoschwellen („As Low As Reasonably Practicable, ALARP“) müssen insbesondere für das zulässige Restrisiko noch dezidiert ausgearbeitet werden.

- Die hier vorgeschlagenen Empfehlungen zur Risikobewertung stehen in Übereinstimmung mit einer Festlegung von neuen Standards durch die EU¹⁶⁶ zur sicheren Durchführung von off-shore Öl und Gasbohrungen aus dem Jahr 2011.
- Bei großen Feldentwicklungen müssen die Kumulationswirkungen im Rahmen einer SUP angemessen berücksichtigt werden.
- Eine quantitative Risikobewertung (QRA) erlaubt die Durchführung einer von der EU-Kommission empfohlenen Kosten-Nutzen Analyse.¹⁶⁷ Durch eine QRA können Kosten und Nutzen eines spezifischen Projektes erhoben, bewertet und durch eine entsprechende Kommunikationsstrategie veranschaulicht werden.
- Bei der Berechnung der Risiken kann als Nebenprodukt auch eine Berechnung der Sicherheitsleistungen durch die Explorations- und Produktionsgesellschaften initiiert werden, um etwaige nachteilige Veränderungen sanieren oder beschränken zu können. In Deutschland kann die zuständige Bergbehörde gemäß § 56 Abs. 2 BBergG die Zulassung eines Betriebsplanes von der Leistung einer Sicherheitsleistung, beispielsweise in Form einer beim LBEG zu hinterlegenden Bankbürgschaft oder Versicherung mit einer im Einzelfall festzulegender Deckungssumme abhängig machen. Für Details wird auf LBEG (2013) verwiesen.
- Die im Rahmen der Risikobewertung gewonnenen Erkenntnisse sind Adressaten gerecht zu kommunizieren.

¹⁶⁶ Aus: Richtlinie 2013/30/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 12. Juni 2013 über die Sicherheit von Offshore-Erdöl- und -Erdgasaktivitäten und zur Änderung der Richtlinie 2004/35/EG

¹⁶⁷ See E.G. "Guide To Cost-Benefit Analysis Of Investment Projects", July 2008:

http://Ec.Europa.Eu/Regional_Policy/Sources/Docgener/Guides/Cost/Guide2008_En.Pdf

Aus: Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions. Energy Infrastructure Priorities For 2020 And Beyond - A Blueprint For An Integrated European Energy Network

1.2 Themenspezifische Handlungsempfehlungen im Einzelnen

Im Folgenden sind die themenspezifischen Handlungsempfehlungen zusammenfassend dargestellt. Nähere Erläuterungen dazu sind in den einzelnen Hauptkapiteln zu den Themenbereichen ausgeführt.

Tab. 33: Themenspezifische Handlungsempfehlungen

Grundwassermonitoringkonzept
Durchführung eines Baselinemonitoringprogramms mit den Zielen: • Erlangung eines fundierten Kenntnisstands über vorhandene Stoffe im Grundwasser vor dem Beginn des Frac-Prozesses (physikochemische Verhältnisse, geogene Hintergrundwerte); • Erbringung des Nachweises, dass festgestellte Grundwasserverunreinigungen nicht durch Aufsuchung und Gewinnung von Schiefergas verursacht werden bzw. wurden.
Durchführung eines Überwachungsmonitorings insbesondere während des gesamten Frac-Vorgangs, aber auch während der Gewinnungsphase, des Rückbaus und darüber hinaus mit den Zielen: • Nachweis, dass keine nachteilige Grundwasserveränderung in den besonders schutzbedürftigen Grundwasserleitern zur möglichen Trinkwassernutzung stattfindet; • Einleitung von Schutz-, Beschränkungs- oder auch anderen risikominimierenden Maßnahmen, wie z.B. nachträgliche Rohrtourabdichtungen oder die Ertüchtigung der bestehenden Zementierung, zur Ermöglichung einer Weiterführung der Gasförderung.
Ausbau von qualifizierten Grundwassermessstellen für die Gewinnungsphase in folgenden Horizonten: • Oberster Grundwasserleiter (keine Trinkwassernutzung) zur Erfassung von oberirdischen Risiken und oberflächennahen unterirdischen technischen Risiken wie z.B. Integritätsversagen der Bohrung; • Zur Trinkwassergewinnung relevanter Grundwasserleiter („Trinkwasseraquifer“) zur Abdeckung von unterirdischen Risiken überwiegend technischer Natur, wie z.B. Integritätsversagen der Bohrung und untergeordnet andere unterirdische Risiken; • Erster Grundwasserleiter unterhalb des tiefsten Trinkwasseraquifers zur Abdeckung unterirdischer Risiken überwiegend geologischer Natur, wie z.B. die Reaktivierung von Störungen, bei denen Scherspannungen entlang der Störungszonen weitergegeben werden und so eine Schädigung der Zementation der Verrohrung aktiver Bohrungen und Altbohrungen ausgelöst werden kann; • Geeigneter durchlässiger Horizont ca. 200 m bis ca. 300 m oberhalb des Frac-Horizonts zur Erfassung unterirdischer überwiegend geologischer und seismischer Risiken wie z.B. über Frac-Horizont ausbrechende Fracs bzw. Aktivierung von Störungen/Klüften.
Bohrungen • Bei Bohrungen zur Gewinnung von (Schiefer-)Gas müssen Überdruckzonen genauestens charakterisiert und dokumentiert werden; • Um einen Austritt von Fluiden und Gasen auch unterhalb der Ankerrohrtour zu vermeiden, wird empfohlen eine Vollzementierung der gesamten Verrohrung dann vorzuschreiben, wenn die Wahrscheinlichkeit, dass dadurch ein möglicher Umweltschaden verhindert werden kann, hinreichend groß ist (>50%) und die Gefahr, dass durch eine Nichtzementierung ein Umweltschaden eintreten kann, wissenschaftlich belastbar ausgeschlossen werden kann; • Es wird empfohlen, Forschung und Entwicklung zum Monitoring in zementierten Ringräumen mit Hilfe von Druck-/Temperatursensoren, die im Ringraum auf Höhe der zu überwachenden wasserführenden Stockwerke angebracht sind, zu betreiben; • Es wird empfohlen, einen Plan zu erstellen, wie mit noch offenen und verfüllten Altbohrungen zu verfahren ist; • Es wird empfohlen, ein öffentlich zugängliches landesspezifisches Kataster oder eine Karte, aus der die geologischen Schichten bzw. Zonen hervorgehen, bei denen bevorzugt mit Spülungsverlusten zu rechnen ist, anzulegen;

Grundwassermonitoringkonzept
Gase im Untergrund • Unabhängig von der Entstehung des Methans sollten hinreichend viele Methangasmessungen des Grundwassers insbesondere vor Beginn der Stimulationsphase für die Aufsuchung und Gasförderung (Baselinemonitoring) durchgeführt werden, um eine mögliche Gasmigration wissenschaftlich belastbar erkennen zu können. • Um Zonen mit einem Potential für die Ausbildung von Gaskicks frühzeitig zu erkennen, ist es von entscheidender Bedeutung kritische Gesteinsformationen mit erhöhten Gasanzeichen vorab zu bestimmen. • Um Streugasvorkommen insbesondere aus wenig tiefen Zwischenschichten zu erkennen, sind beim Erstellen der Bohrung die Gasgehalte der Gesteinsformationen festzustellen. Eine erste Charakterisierung der erbohrten Formation (Gasgehalt der Spülung, Bohrklein, Logs) ist durchzuführen.
Barrieregesteine • Generell ist es bei Schiefergasaufsuchungen notwendig, die einzelnen Horizonte der Barrieregesteine je nach Vorhaben hinreichend genau zu untersuchen und zu dokumentieren. • Zusätzlich zu den vom LBEG geforderten Mindestanforderungen an Barrieregesteine (siehe Kap. 4.2.2, AP1) sollten weitere Mindestanforderungen vor dem speziellen Hintergrund von Frac-Maßnahmen definiert werden. Hierzu sollten qualitative und quantitative Prüfkriterien wie z.B.: ○ Geologische Ausbildung und Schichtung; ○ Plastizität; ○ Thermochemische Kompaktion; ○ Zeiträume der Beständigkeit sowie ○ die Festlegung, ab welchen hydrostatischen Drücken Fracking-Maßnahmen nicht mehr durchgeführt werden sollten erarbeitet werden.
Frac-Ausbreitung • Es wird, zumindest für die Demonstrationsprojekte, die Durchführung von passiven mikroseismischen Messungen als akustisches Live-Monitoring in geeigneten Bohrungen, wie z.B. in der vorgeschlagenen Grundwassermonitoringbohrung bis 300 m oberhalb des Frac-Horizonts vorgeschlagen, um die Frac-Ausbreitung sowie die Frac-Fluid Ausbreitung beobachten zu können und ggfs. die Frac-Technik entsprechend der Ergebnisse nach einem vorher festgelegten Schema (Ampelsystem) anpassen zu können (vgl. AP6).
Störungszonen • Bei den Vorerkundungen zu Frac-Maßnahmen sind detaillierte und hinreichend genaue Kenntnisse über vorhandene geologische Störungen und deren Abstand zu den zu erzeugenden Rissen zu erlangen; • Aktive Störungen sollten bei geplanten Frac-Maßnahmen auf jeden Fall gemieden werden; • Generell ist zu beachten, dass Frac-Maßnahmen nicht durchgeführt werden sollten, wenn die Gewinnungsbohrung eine Störung im Frac-Horizont durchteuft hat.
Geophoneinbau • Der Ausbau der flachen Geophonbohrungen muss zum Schutz des Grundwassers dem Ausbau der hier vorgeschlagenen Grundwassermessstellen angepasst sein.

Frackingchemikalienkataster

Vor dem Hintergrund der Rechtslage in Deutschland empfehlen wir die Errichtung und das Führen eines bundesweiten rechtlich verbindlichen Frackingchemikalienkatasters durch eine Bundesbehörde auf der Grundlage eines eigenen Bundesgesetzes mit freiem Zugang für jede Person über das Internet. Alternativ kommt auch ein freiwilliges Kataster auf Probe in Betracht.

Folgende Informationen müssen in die Datenbank aufgenommen werden:

- Name des Gasförderunternehmens und des Frac-Fluidherstellers;
- Informationen zur Trägerflüssigkeit und zu den eingesetzten Stützmitteln;
- genaue Bezeichnung der eingesetzten Chemikalien nach Stoffname und CAS-Nummer;
- Menge und Anteil der Chemikalien am Frac-Fluid;
- Gefährlichkeitsmerkmale der Chemikalien nach der CLP-Verordnung der EU;
- Angabe der Wassergefährdungsklasse der jeweiligen Chemikalie;
- Stoffzustand im Zeitpunkt der Einbringung;
- Darstellung der verschiedenen Fracking-Phasen;
- Ort der Frac-Maßnahme sowie
- Angaben zum Flowback.

Wegen des in Art. 20 Abs. 3 verankerten Rechtsstaatsprinzips ist zur Verankerung eines solchen Katasters eine gesetzliche Ermächtigungsgrundlage erforderlich. Dem Bund steht sowohl die Gesetzgebungsbefugnis zu gemäß Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 (Recht der Wirtschaft) und Nr. 32 (Recht des Wasserhaushaltes) GG i.V.m. Art. 72 Abs. 2 GG, als auch die Verwaltungskompetenz gemäß Art. 87 Abs. 3 Satz 1 GG zur Einrichtung und Führung eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters zu. Einer nationalen Regelung eines Frackingchemikalienkatasters steht EU-Recht nicht entgegen.

Flowback - Stand der Technik bei der Entsorgung / Stoffstrombilanzen

Um für die öl- und gasfördernde Industrie und die Aufsichtsbehörden entsprechende Rechtssicherheit herzustellen, wird Folgendes empfohlen:

- Nach aktuellem Kenntnisstand sollte die Aufbereitung entsprechend des Aufbereitungsziels (Wiedereinsatz, Einleitung oder Entsorgung, z.B. durch Verpressung) differenziert erfolgen. Es ist herauszustellen, dass der zu betreibende Aufwand für eine Aufbereitungsanlage in Abhängigkeit der geforderten Aufbereitungsqualität erheblich variieren kann. Die adäquate Aufbereitung kann nur durch eine sinnvolle Kombination verschiedener Verfahrenstechniken erfolgen. Die Aufbereitungsstufen müssen anhand von geclusterten Flowback- und Produktionswasserinhaltsstoffen sowie der Entsorgungs- und Verwertungsziele- und -möglichkeiten (Recycling, Einleitung, Entsorgung) auch der bei der Behandlung anfallenden Reststoffe und Konzentrate einvernehmlich mit den Behörden festgelegt werden;
- Der „Stand der Technik“ für die Behandlung von Flowback sollte über die Entwicklung einer branchenspezifischen Lösung in Form eines Anhangs für die Abwasserverordnung oder auf der europäischen Ebene eines Best-Available-Techniques-Reference-(BREF)-Dokuments definiert werden; für die Entwicklung eines Anhangs für die Abwasserverordnung oder eines BREF Dokuments ist zunächst eine umfassende Datengrundlage zu schaffen; in einem ersten Schritt müssen die Anhänge für Abwässer betrachtet werden, die zwar aus anderen Herkunftsbereichen stammen, aber ähnliche Schadstofffrachten/Belastungsmuster aufweisen;
- Eine systematische Verfahrensauswahl und –spezifizierung zur Aufbereitung und Verwertung des Flowback und Produktionswassers ist im Pilot- oder Feldversuch mit dem realen Abwasser und Abfall wissenschaftlich abzusichern. Damit sollen Erkenntnisse gewonnen und ein „Stand der Technik“ entwickelt werden.
- Ein begleitendes Monitoring zur Aufbereitung und Entsorgung von Flowback und Produktionswasser wird empfohlen. Dieses soll ebenfalls im Rahmen eines Demonstrationsvorhabens systematisch untersucht werden. Entsprechend der dabei gewonnenen Erkenntnisse kann dies auf die Belange der Aufsichtsbehörden abgestimmt werden.

Aufbereitung des Forschungsstands zur Emissions-/ Klimabilanz

- Eine umfassende Analyse, die indirekte Verdrängungseffekte und Investitionsmittelkonkurrenz durch die Entwicklung von Schiefergas untersucht, steht für Deutschland noch aus, sollte aber zur Ergänzung der im Rahmen dieser Studie vorgelegten vereinfachten Treibhausgas (THG)-Bilanzen durchgeführt werden.
- Weiterhin fehlen räumlich aufgelöste Daten zu Methan-Hintergrundemissionen, d.h. der Referenzsituation ohne Schiefergasförderung. Für ein künftiges Monitoring und dessen Verifikation ist die Erhebung von räumlich aufgelösten CH₄-Referenzniveaus unerlässlich.
- Folgende Daten müssten für aussagefähige THG-Bilanzen von Schiefergas in Deutschland erhoben werden:
 - Daten zum Energieeinsatz für vertikale und horizontale Bohrungen zur Schiefergasförderung sowie zur Erfolgsrate von Explorationsbohrungen und jeweils erschließbare Fördervolumen.
 - Inventarisierung von Technologien zur Methan-Emissions-Reduktion bei der Schiefergasförderung auf Ebene der Einzelunternehmen und Bohrstandorte und die Zurechnung von räumlich differenziert gemessenen atmosphärischen CH₄-Konzentrationen zu einzelnen Schiefergasproduktionsstätten durch entsprechende Messkampagnen und Rückrechnung mit Hilfe von Ausbreitungsmodellen.
 - Räumlich aufgelöste Daten zu CH₄-Hintergrundemissionen, um die Verifikation von Technologieinventaren und ein künftiges Monitoring potenzieller Post-Produktions-Emissionen standortbezogen zu erlauben.

Empfehlungen zur Erweiterung der bestehenden Methoden des IPCC für die Berichterstattung über THG-Emissionen aus der Schiefergasförderung:

- Fördertechnologische Erweiterung der bisher nach Energieträgern differenzierten Berichterstattung.
- Entwicklung entsprechend differenzierter Tier-1-Emissionsfaktoren für die Schiefergasförderung sowie Vorlage methodischer Hinweise für Tier-2- und -3-Daten, die auch die je nach geologischer Situierung unterschiedlichen Gaszusammensetzungen reflektieren und Differenzierung der vorliegenden Daten zu Fackelemissionen.

Mit Zunahme der energiewirtschaftlichen Bedeutung von unkonventionellem Erdöl in Kanada und Schiefergas in den USA und Ausbauplänen für Schiefergas in Ländern wie China ist eine Differenzierung der internationalen Berichtspflichten unter der UNFCCC im Hinblick auf eine Fördertechnologiedifferenzierung erforderlich.

Induzierte Seismizität
Seismologisches Basisgutachten als Bestandteil der UVP Für alle Projekte der Gasgewinnung aus Schiefergaslagerstätten ist ein seismologisches Basisgutachten als Bestandteil der UVP zu empfehlen. Dieses ist von einem externen unabhängigen Seismologen zu erstellen. Das Gutachten ist im Rahmen einer gutachterlichen Projektbegleitung während der gesamten Projektlaufzeit fortzuschreiben und der Daten- und Faktenlage anzupassen.
Standortwahl der Verpressbohrungen Bei der Standortauswahl von Verpressbohrungen sind seismologische, tektonische und petrologische Gesichtspunkte zu berücksichtigen insbesondere ausreichende Injektivität, aber auch Exploration des Störungsinventars und des Spannungsfeldes und Betrachtungen zur natürlichen Seismizität,
Kontrollierter Betrieb Maßnahmen, die in der Geothermie erprobt und unter dem Begriff ‚kontrollierter Betrieb‘ zusammengefasst wurden, sind an die geänderten Bedingungen angepasst für alle Betriebsphasen der Schiefergasgewinnung im Zuge des Betriebsplans vorzuschreiben. Diese Herangehensweise besteht im Kern aus: • Überwachung (Monitoring); • Reaktionsschema; • Geplantes Hochfahren der Anlage (auch zur Versenkung des Flowbacks) über einen angemessenen Zeitraum; • Gutachterliche Begleitung.

Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz
Raumordnung • Schiefergasexploration und -förderung ist in dem dicht besiedelten Deutschland nicht vermittelbar, wenn nicht die Instrumente der Raumordnung zur Übernahme von Koordinierungsfunktionen ertüchtigt werden: ○ Die Zulassungspraxis der Schiefergasaufsuchung und -förderung sollte, ebenso wie die Zulassungspraxis in anderen Flächennutzungen, stringent mit Zielen und Grundsätzen der Raumordnung verzahnt werden; ○ Die Landschaftsplanung als Fachplanung des Naturschutzes sollte stärker als bisher Ziele für unterirdische Naturgüter zu entwickeln; ○ Eine planerische Steuerung der Schiefergasgewinnung ist sowohl auf der regional- als auch der landesplanerischen Ebene sinnvoll, sobald sich ein hinreichendes Potenzial abzeichnet. Dabei wäre zu prüfen, ob in ähnlicher Weise wie für die Windenergienutzung, planerische Vorsorgeabstände zu Nutzungstypen oder Umweltschutzgütern definiert und in bestehenden Gesetzen wie dem BBergG verankert werden können. Dies sollte vor der Durchführung von Demonstrationsvorhaben auf den Weg gebracht werden.
Strategische Umweltprüfung (SUP) • Die Strategische Umweltprüfung (SUP) als wichtiges Instrument zur großräumigen Bewertung kumulativer Umweltwirkungen sollte entsprechend den Mindestempfehlungen der EU-Kommission (2014) für Erdgasaufsuchung und -gewinnung verbindlich sein, wobei die Raumordnung das am ehesten geeignete Trägerverfahren stellt.
Kumulative Auswirkungen • Kumulativen Auswirkungen ist bei der Zulassung von Vorhaben der unkonventionellen Erdgasexploration und -förderung eine erhöhte Beachtung zuzumessen. Eine Lagerstättenerschließung mittels Fracking ist unabhängig vom jeweiligen Antrag nur über eine Vielzahl an Bohrungen möglich. Es wird eine Präzisierung der Rechtsvorschriften (z.B. Klarstellung oder Erweiterung des Vorhabensbegriffs, Anwendbarkeit der Kumulationsvorschriften des UVPG) empfohlen, um eine stückweise, den umfänglichen Charakter der Umweltauswirkungen verdeckende Zulassung von Einzelvorhaben zu vermeiden.
Potentielle Beeinträchtigungen im Bereich Naturschutz • Die potentiellen Beeinträchtigungen der Natur durch das Fracking sind in den entsprechenden Prüfverfahren zu berücksichtigen. Da die im Rahmen der FFH-Verträglichkeitsprüfung geforderte Prognosesicherheit angesichts der Wissensunsicherheiten und Unwägbarkeiten kaum erreichbar ist, sollte ein grundsätzlicher Ausschluss bei Schutzgebieten erfolgen.
Beachtung des Untergrundes in den Fachplanungen • Der Planung von Fracking-Vorhaben sollten flächendeckende wasserwirtschaftliche Planungen vorausgehen. • Die Landschaftsplanung als Fachplanung des Naturschutzes sollte stärker als bisher Ziele für unterirdische Naturgüter entwickeln. • Schutzgebietsverordnungen sollten hinsichtlich begründeter Restriktionen gegenüber möglichen Ansprüchen durch unkonventionelle Erdgasförderung explizit präzisiert werden.

Anhang

Tagungsbericht 22. Januar 2014

1 Tagungsbericht

Am 22.1.2014 wurde in der Landesvertretung von Sachsen-Anhalt, Luisenstraße 18, Berlin ca. 100 geladenen Vertretern aus den Bergbehörden, Umweltministerien, Erdöl-/Erdgas-, Wasser- und Umweltverbänden, wissenschaftlichen Instituten, Bürgerinitiativen sowie Vertretern der Erdöl- und Erdgasindustrie die vorläufigen Ergebnisse des Gutachtens zum FuE-Vorhaben „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergaslagerstätten – Teil 2“ vorgestellt.

1.1 Thematik und Einführung

Im Rahmen der Vorgängerstudie (UFOPLAN 2011) wurden mögliche wasserbezogene Umweltauswirkungen von Fracking sowie die damit verbundenen Risiken für Mensch und Umwelt diskutiert sowie Kenntnislücken benannt. Im vorliegenden neuen Gutachten wurden in der Vorgängerstudie (UFOPLAN 2011) benannte offene Fragen sowie weitere Gesichtspunkte, die die momentanen umweltrelevanten Themen bei der Schiefergasgewinnung betreffen, in sieben Arbeitspaketen betrachtet. Zielsetzung des vorliegenden Gutachtens war die technische und wissenschaftliche Bewertung der Themen unter Berücksichtigung der damit einhergehenden Risiken.

Das Grußwort zur Tagung sprach MinDirig Dr. Holzwarth, BMU, in dem er einleitend erwähnte, dass im Zuge des Entstehungsprozesses dieses Gutachtens vorab die Bergbehörden um eine kritische Durchsicht des Gutachtenentwurfs, insbesondere hinsichtlich der praktischen Anwendbarkeit der Forschungsergebnisse, gebeten worden waren. Er betonte, dass bei dieser Veranstaltung ausschließlich vorläufige Ergebnisse präsentiert würden, so dass Anmerkungen aus dem Publikum in das finale Gutachten miteinfließen könnten. Generell liege jedoch die Verantwortung der Forschungsergebnisse im Gutachten bei den Auftragnehmern. Er fuhr fort, dass die im Gutachten bearbeiteten Themen diejenigen Bereiche markierten, die nicht im ersten UBA-Gutachten betrachtet werden konnten und in denen noch Wissenslücken über die Umweltauswirkungen von Fracking bei der Schiefergasförderung herrschten.

1.2 Vorstellung der vorläufigen Ergebnisse durch die Auftragnehmer

1.2.1 Vortrag I Grundwassermonitoringkonzept

Im Rahmen des ersten Arbeitspaketes wurde ein Grundwassermonitoringkonzept entwickelt, das zur Überwachung der Tätigkeiten dient, die bei der Erkundung und Gewinnung von Schiefergasvorkommen Auswirkungen auf die trinkwasserrelevanten Grundwasserleiter haben können. Herr Dannwolf, RiskCom GmbH, stellte im ersten Vortrag die Ergebnisse zum Thema Grundwassermonitoringkonzept vor, indem er zunächst thematisch in die allgemeinen hydrogeologischen Verhältnisse des flachen und tieferen Untergrundes und in die Rolle und die Eigenschaften von Barrieregesteinen einführte. Daraus sich ergebende Erkenntnisse trügen dazu bei, die oberirdischen und unterirdischen Risiken (Versagensszenarien) zu ermitteln. Die hauptsächlichen Versagensszenarien würden daher im Gutachten mit einem Monitoringkonzept hinterlegt, um sinnhafte, aber auch einer gewissen Verhältnismäßigkeit geschuldete Ergebnisse aus den Messstellen zu erhalten. Im Anschluss stellte Herr Dannwolf die vier Grundwasserhorizonte vor, in die Kontrollmessstellen abgeteuft werden sollen. Weiterhin legte er deren räumliche Verteilung am Beispiel eines Bohrfeldes dar. Anschließend erläuterte er den

Probenahmezyklus sowie die Anforderungen an die zu analysierenden Parameter. Herr Dannwolf betonte, dass das erarbeitete Monitoringkonzept eine praxisnahe Empfehlung sei und zunächst bei einem Demonstrationsvorhaben angewendet werden solle.

Als weitere Handlungsempfehlungen schlug Herr Dannwolf u.a. die notwendige Charakterisierung und Dokumentation von Überdruckzonen, die Erstellung einer Studie zum sicheren Bohrausbau sowie die Erstellung eines Plans, wie bei Altbohrungen die Funktion der Zementation aufrechterhalten bzw. ggfs. wieder instandgesetzt werden kann, vor. Zur Senkung des Risikoprofils von Gasbohrungen empfahl er darüber hinaus die Erstellung eines E&P Risikokatasters (ex-ante) für jedes Bohrfeld durch die Betreiberfirmen und die Nachverfolgung (ex-post) der Risiken sowie die Entwicklung von Gegenmaßnahmen und die Registrierung von Beinaheunfällen und tatsächlich aufgetretenen Ereignissen durch die Behörden.

1.2.2 Diskussion I Grundwassermonitoringkonzept

Im Diskussionsblock wurde zunächst mehrfach angemerkt, dass eine eindeutige bundesweite Definition der Begriffe „konventionelle“ und „nichtkonventionelle“ Erdgasförderung not tut, insbesondere auch was die Zuordnung von Tichtgas angeht. Herr Dannwolf wies darauf hin, dass im Gutachten im Wesentlichen die Umweltauswirkungen durch die Förderung von Schiefergas betrachtet würden. Schiefergasförderung werde hier als unkonventionelle Gasförderung behandelt. Tichtgasförderung würde zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens von den deutschen Bergbehörden zu den konventionellen Gasförderungen gezählt. Nach der Empfehlung der EU-Kommission vom Januar 2014 werde Hochvolumen-Hydrofracking über die Menge des eingepressten Wassers definiert. Eine Unterscheidung von unkonventionell und konventionell werde dadurch vermieden.

In der Abhandlung des Gutachtens zum Thema Grundwassermonitoringkonzept wird darauf hingewiesen, dass in Deutschland die Verfüllung der Altbohrungen z.T. auf eine Zeit zurückgehe, als der zur Verfüllung genutzte Zement noch nicht dem heutigen Stand der Technik gleichkam und auch die Vorschriften zur Verfüllung noch nicht denen der heutigen Zeit entsprachen. Weiterhin wurde angemerkt, dass von den 16030 Bohrungen in Niedersachsen, die in der Datenbank „Fachinformationssystem-Kohlenwasserstoffe (FIS-KW)“ registriert seien, für 1263 Bohrungen keine aktuellen Informationen zum Verfüllungsstatus vorliegen. Aufgrund dieser Tatsachen könnten nicht ordnungsgemäß verfüllte Altbohrungen einen potentiellen Aufstiegsweg für Frac-Fluide u.U. darstellen. Bei der Diskussion zu diesem Thema wurde vom Auditorium darauf hingewiesen, dass i.d.R. Altbohrungen nicht so tief abgeteuft sind, dass ein potenzieller Frackhorizont berührt werden könne.

Aus dem Publikum wurde weiterhin kritisch angemerkt, dass geologische Risiken im Gutachteileil zum Monitoringkonzept als untergeordnet eingestuft würden. Herr Dannwolf merkte dazu an, dass generell geologische Risiken, die sich nachteilig auf das Grundwasser auswirken könnten, nur dann ein Problem darstellten, wenn vor der eigentlichen Schiefergasexploration eine im Detail unzureichende Vorabuntersuchung des geologischen Untergrundes stattfindet. Bei nicht auszuräumenden Unsicherheiten hinsichtlich der Kenntnisse des Untergrundes müsse dies definitiv Eingang in die Planung finden.

Bei der Diskussion zur rechtlichen Grundlage für das Fracking wurde vom Auditorium angemerkt, dass nicht vorrangig das Bergrecht, sondern bindende europäische und deutsche Regelungen zum Stoffrecht (wie z.B. REACH, Biozid-VO, ChemG), das Bodenschutzrecht, das Wasser-

recht, das Naturschutzrecht, das Abfallrecht, ggf. auch das Störfallrecht die Basis bilden würden. Erst wenn diese Rechtsvorgaben eingehalten würden, könne die Abstimmung geplanter Fracking-Vorhaben mit dem Bergrecht erfolgen.

Zur Frage, wie die Grundwasserprobenahme bei den im Konzept vorgeschlagenen tiefen Messstellen (ca. 200 m oberhalb des Frackhorizonts) erfolgen sollte, wies Herr Dannwolf auf internationale Erfahrungen bei der Grundwasserprobenahme aus tiefen Horizonten bei CCS-Projekten hin.

1.2.3 Vortrag II Frackingchemikalienkataster

Im zweiten Arbeitspaket wurde die Möglichkeit der Schaffung eines bundesweiten Katasters zur Erfassung und Offenlegung der verwendeten chemischen Additive untersucht. Im Rahmen dessen wurde unter anderem die rechtliche Ausgangssituation dargestellt, Inhalt und Handhabung eines Frackingchemikalienkatasters diskutiert sowie dessen rechtliche Verankerung geprüft.

Herr Steiner, Anwaltskanzlei Steiner, listete zunächst die bestehenden momentanen öffentlich zugänglichen Frackingchemikalienkataster und Umweltkataster auf und erläuterte dabei den Sinn und Zweck derartiger Kataster:

- Information der Öffentlichkeit / Transparenz beim Fracking;
- Versachlichung der Diskussion;
- evtl. Verwaltungsvereinfachung.

Um dem oben Genannten gerecht zu werden, ging Herr Steiner zunächst im Detail auf die inhaltlichen Anforderungen des Katasters ein. Teil der Arbeit innerhalb des Gutachtens war zudem die Herausarbeitung von Vor- und Nachteilen eines freiwilligen bzw. rechtlich verbindlichen Katasters sowie die Evaluierung der Möglichkeit eines freiwilligen Katasters auf Probe. Weiterhin wies Herr Steiner auf die rechtlichen geschützten Belange hin, die durch die Einführung eines Katasters und seines spezifischen Inhalts eventuell tangiert sein könnten. Als Ergebnis der Arbeit bzw. als Handlungsempfehlung führte Herr Steiner folgende Punkte auf:

- rechtlich verpflichtendes Frackingchemikalienkataster des Bundes mit freiem internetgestütztem Zugang / freiwilliges Kataster auf Probe;
- Katasterführung durch Behörden (UBA oder BGR) oder WEG;
- Mitteilungspflichten der Unternehmen, Sanktionsmöglichkeiten bei Zuwiderhandlungen;
- Regelungen zum Anwendungsbereich und zum Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen;
- Datenumfang: Namen der Unternehmen, Zusammensetzung des Frackfluids, eingesetzte Stoffe, Flowback.

1.2.4 Diskussion II Frackingchemikalienkataster

Im Diskussionsblock wurde zunächst angemerkt, dass durch die Schaffung eines Frackingchemikalienkatasters die Gefahr einer „Lex Fracking“ bestehe, indem ein Präzedenzfall geschaffen werde, da bei keinen anderen Industrieverfahren eine Verpflichtung zur Bekanntgabe von

Chemikalien bestehe. Weiterhin wurde darauf hingewiesen, dass die Angabe der CAS-Nummer für eine Chemikalie an sich ausreichend sei, da auf deren Basis alle weiteren Informationen zu den Eigenschaften über die ECHA-Datenbanken recherchiert werden könnten. Die Forderung eines Gesetzes zur Regelung eines verpflichtenden Frackingchemikalienkatasters sei zudem nicht nötig, da entsprechende rechtliche Grundlagen schon vorhanden seien (§ 21 ChemG). Außerdem wurde angemerkt, dass die Informationen zu den Stoffen den Behörden schon über das Betriebsplanverfahren vorlägen. Dennoch wäre die Schaffung von Transparenz für die Öffentlichkeit ein Grund für ein solches Kataster.

Andere Stimmen aus dem Auditorium befürworteten die Einführung eines verpflichtenden Katasters, da u.a. befürchtet wurde, dass bei der Implementierung eines freiwilligen Katasters zu viel Zeit verloren gehe. Hinsichtlich der inhaltlichen Anforderungen wurde neben dem von Herrn Steiner bereits Gesagten, folgendes darüber hinaus gefordert:

- Angaben zu human- und ökotoxikologischen Eigenschaften der Stoffe;
- Gefährlichkeitsmerkmale jenseits der CLP-Verordnung;
- vollständige Angabe der Stoffe (Verzicht auf eine Mengenschwelle);
- Verweis auf die, auf der Basis der REACH-Verordnung vorliegenden Daten bei der ECHA.

1.2.5 Vortrag III Flowback - Stand der Technik bei der Entsorgung, Stoffstrombilanzen

Aufgabe des dritten Arbeitspakets war die Prüfung, inwieweit die Entsorgung des aus wasserwirtschaftlicher Sicht problematischen Flowbacks umweltverträglich und unter Berücksichtigung einschlägiger strahlenschutzrechtlicher Regelungen erfolgen kann. Außerdem wurden alternative verfahrenstechnische Lösungen zur Behandlung des Flowbacks auf Anwendbarkeit und Wirtschaftlichkeit untersucht und Vorschläge zur Behandlung und Entsorgung des Flowbacks erarbeitet. Dies beinhaltete auch die Erstellung von Stoffstrombilanzen der eingesetzten Wassermengen, des erzeugten Abwassers und des weiteren Verbleibs in der Umwelt.

Zur Entwicklung eines umfassenden Flowbackbehandlungskonzeptes wies Herr Prof. Dr. Rosenwinkel, Universität Hannover, darauf hin, dass eine Aufteilung des bei der Rückförderung anfallenden Wassers in die Phasen „Flowback“ (Phase I), eine Übergangsphase (Phase II) und „Produktionswasser“ (Phase III) erfolgen sollte. Nach aktuellem Kenntnisstand sollte die Aufbereitung entsprechend des Aufbereitungsziels (Wiedereinsatz, Einleitung oder Entsorgung (z.B. durch Verpressung)) differenziert erfolgen. Herr Prof. Dr. Rosenwinkel stellte heraus, dass der zu betreibende Aufwand für eine Aufbereitungsanlage in Abhängigkeit der geforderten Aufbereitungsqualität erheblich variieren könne. Die adäquate Aufbereitung könne nur durch eine sinnvolle Kombination verschiedener Verfahrenstechniken erfolgen. Es könne derzeit keine Verfahrenskette als Stand der Technik zur Behandlung und Entsorgung von Flowback oder Produktionswasser bei der Gasgewinnung definiert werden.

Herr Prof. Dr. Rosenwinkel empfahl den Stand der Technik anhand der Definition von Anforderungen an einzuhaltende Parameter z.B. über die Erarbeitung eines Anhangs der Abwasserverordnung zu definieren. Der Wiedereinsatz bzw. die Substitution von Frischwasser solle Vorrang vor der Entsorgung haben. Die Behandlung und Entsorgung von Flowback und Produktionswasser könne nur im Kontext eines umfassenden insbesondere regionalen Wassermanagementkonzeptes erfolgen.

Weiterhin wies Herr Prof. Dr. Rosenwinkel darauf hin, dass um gesicherte wissenschaftliche Erkenntnisse für die Aufbereitung und die Verwertung des Flowback und Produktionswasser zu erhalten und einen Stand der Technik zu entwickeln, im Rahmen eines Demonstrationsvorhabens Pilotversuche zur Aufbereitung durchgeführt werden sollten. Gleiches gelte für das begleitende Monitoring zur Aufbereitung und Entsorgung von Flowback und Produktionswasser.

1.2.6 Diskussionsblock III Flowback - Stand der Technik bei der Entsorgung, Stoffstrombilanzen

Zum Thema Lagerstättenwasser wurde angemerkt, dass größere Mengen an Lagerstättenwasser nur bei Sandstein zu erwarten seien. Herr Prof. Dr. Rosenwinkel wies darauf hin, dass die momentan verfügbaren Daten bisher keine Aussage zulassen, ob dies nicht auch bei Schiefergas der Fall sein könnte. Ein weiterer Punkt, der aus dem Auditorium angesprochen wurde, ist die Frage nach der Abgrenzung von Lagerstättenwasser zu Flowback. Prof. Dr. Rosenwinkel erläuterte dazu, dass zukünftig Lagerstättenwasser von Flowback durch Isotopenuntersuchungen unterschieden werden könne.

Eine Frage nach den Lagerungsmöglichkeiten wie, z.B. in Aufbereitungsbecken vor Ort, beantwortete Herr Prof. Dr. Rosenwinkel mit dem Hinweis, dass die Lagerungsmöglichkeiten gemäß eines Regionalkonzepts erfolgten. Für die erwarteten Mengen könnten Tanks/Abdeckungen realisiert werden. Weiterhin wurde gefragt, ob bereits Vorstellungen bzgl. der Entsorgung des Flowback-Konzentrats nach Membran-Behandlung bestehen würden. Herr Prof. Dr. Rosenwinkel erwähnte, dass die Notwendigkeit, Maßnahmen und Möglichkeiten noch geprüft werden müssten.

Weiterhin wurde angemerkt, dass ein Vergleich zum Thema Flowback mit den USA Gefahren berge. Herr Prof. Dr. Rosenwinkel ist sich dieser Gefahr sehr bewusst, da bekannt sei, dass in Deutschland deutlich ressourcenschonender gehandelt werde als in den USA, wo andere Standards bestehen würden. Diese Tatsache hätte selbstverständlich Eingang in die Ergebnisse der Arbeit gefunden.

1.2.7 Vortrag IV Induzierte Seismizität

Vor dem Hintergrund der potentiellen Gefährdung durch das Induzieren oder Triggern von seismischen Ereignissen wurde im sechsten Arbeitspaket ein Überblick erstellt, wie das Risiko hinsichtlich induzierter Seismizität einzuschätzen sei und untersucht, ob mit dem gegenwärtigen Wissensstand Handlungsempfehlungen zu Vorbereitung, Durchführung und Beobachtung möglich seien. Darüber hinaus wurden verschiedene Aspekte wie z.B. Voruntersuchungen für Standorte, Monitoringmethoden, Vermeidungsstrategien und Spätfolgen diskutiert.

Herr Prof. Dr. Rüter, HarbourDom, sah verglichen mit anderen Bergbauzweigen zur Gewinnung von Energierohstoffen, die seismologische Gefährdung bei der Gewinnung von Schiefergas eher als gering an. Dies gelte insbesondere für die Betriebsphasen „Bohren“, „Fracken“, „Produktion“ und „Rückbau“. Bei der Betriebsphase „Reinjektion“ von Flowback/Produktionswasser, also beim Versenken bzw. beim Verpressen sei jedoch eine seismologische Gefährdung grundsätzlich nicht auszuschließen. Eine Analyse der bei in Deutschland und im Ausland gemachten Erfahrungen zeige laut Prof. Dr. Rüter, dass die Betriebsphasen Bohren, Fracken, Produktion und Versenken von Produktionswasser getrennt zu betrachten seien. Beim Bohren und bei der Produktion sei weltweit noch nie über spürbare seismische Er-

eignisse berichtet worden, auch beim Fracken seien sie die absolute Ausnahme. Für die Betriebsphase “Versenken von Produktionswässern“ lägen Erfahrungen sowohl vom Schiefergasbergbau (im Ausland) als auch von technologisch vergleichbaren Bereichen, wie Verpressen von Abwässern oder Reinjektion von Thermalwässern in der Geothermie vor. Für diese Betriebsphase sei nach Prof. Dr. Rüter die Möglichkeit des Auftretens spürbarer induzierter Ereignisse grundsätzlich möglich. Herr Prof. Dr. Rüter schlug Maßnahmen vor, die letztlich zu einer Beherrschbarkeit der Technologie der unkonventionellen Gasgewinnung aus seismologischer Sicht führen würden und unter dem Begriff ‘Kontrollierter Betrieb’ zusammengefasst werden könnten. Dieser bestehe im Wesentlichen aus:

- Geeigneter Standortwahl (für Verpressbohrungen);
- Monitoring durch Messnetze;
- Reaktionsschemata (Ampelsteuerung);
- Gutachterlicher Begleitung.

Weitere Handlungsempfehlungen seien u.a., dass für alle Projekte der Gasgewinnung aus Schiefergaslagerstätten unabhängig von einer vorgeschrieben oder freiwilligen UVP ein seismologisches Basisgutachten zu fordern sei.

1.2.8 Diskussionsblock IV Induzierte Seismizität

Zum Thema „Kontrollierter Betrieb“ wurde aus dem Publikum nach dem Ziel dieser Vorgehensweise gefragt: sollen Beben verhindert werden oder nur die Auswirkungen eingedämmt werden können? Herr Prof. Dr. Rüter erläuterte, dass hier „Kontrollierter Betrieb“ heiße, dass die spürbaren Ereignisse eingedämmt würden, indem ein Reaktionsschema zur Überwachung und Vermeidung entwickelt werde.

Auf die Frage, auf welche Phase sich die Aussagen zu den „nicht spürbaren Erschütterungen“ beziehen würden, antwortete Herr Prof. Dr. Rüter, dass sich die Aussage ausschließlich auf die Frackphase beziehe, da von der konventionellen Gasförderung bekannt sei, dass die Risiken bei der Förderphase aufgrund der größeren Volumina höher seien.

Aus dem Publikum wurde angemerkt, dass durch Kohlenwasserstoffexploration und -gewinnung verursachte Erdbeben insbesondere durch Einpressen von Flüssigkeit entstanden seien (Verpressen), wie z.B. in Blackpool, England. Herr Prof. Dr. Rüter wies darauf hin, dass auch bei Blackpool nur schwache Beben aufgezeichnet worden seien. Auch dort werde jetzt der kontrollierte Betrieb angewendet.

Es wurde gefragt, ob bisherige Ereignisse untersucht worden seien. Herr Prof. Dr. Rüter bejahte dies und erwähnte, dass sowohl die Ereignisse in Oklahoma als auch in Blackpool detailliert untersucht worden seien. Aus Deutschland seien laut Prof. Dr. Rüter keine Beben beim Fracken bekannt.

Weiterhin wurde sich aus dem Publikum nach dem Zusammenhang zwischen der Gefahr eines Bebens und der Verpresstiefe erkundigt. Herr Prof. Dr. Rüter merkte dazu an, dass die Seismizität von der Tiefe, aber auch vom Gesteinstyp abhängt. Auf die Frage nach der Wechselwirkung zwischen Seismizität und Integrität der Bohrung erwähnte Herr Prof. Dr. Rüter, dass bis dato noch keine Untersuchungen dazu stattgefunden hätten.

1.2.9 Vortrag V Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz

Im Rahmen des siebten Arbeitspakets wurden anhand ausgewählter Vorkommensgebiete das Ausmaß der möglichen Flächeninanspruchnahme und vorhandene Konkurrenzen/Konflikte mit anderen raumrelevanten Nutzungen an der Erdoberfläche und im Untergrund aufgezeigt und bewertet. Zudem wurde angesichts des hohen Flächenbedarfs bei der Schiefergasgewinnung und der möglichen Reichweite direkter oder indirekter Auswirkungen auf den Naturhaushalt, das Landschaftsbild und die biologische Vielfalt einschlägige Wirkfaktoren und-Beeinträchtigungs-Ketten ermittelt und hinsichtlich ihrer Natur- und Landschaftsschutzrelevanz basierend auf drei beispielhaften Szenarien (=vorab für alle Arbeitspakete festgelegte Settings) der Schiefergasförderung bewertet.

Als Einstieg in seinen Vortrag erläuterte Herr Prof. Dr. Runge, Oecos GmbH, dass die Erschließung und Förderung von Schiefergas mittels Fracking (High-Volume Hydrofracturing) und multiplen Horizontalbohrungen, sich von einer punktuellen und deutlich in Zeitphasen gegliederten konventionellen Gasförderung nicht nur durch einen erheblich gesteigerten Ressourcenverbrauch unterscheide, sondern insbesondere durch multiple, zeitlich überlagerte Aktivitäten in Verbindung mit wachsender Zahl an räumlich verteilten Bohrplätzen und Einzelbohrungen. Im Anschluss beschrieb Herr Prof. Dr. Runge zunächst die Herangehensweise zur Erstellung seines Teils des Gutachtens:

Eingangsgrößen für Konfliktbetrachtungen sind drei Entwicklungsszenarien unterschiedlicher Bohrplatzdichte in einem Fördergebiet mit einer angenommenen Fläche von 260 km² (ca. 16 km x 16 km). Die einzelnen bearbeiteten Themenbereiche sind:

- Siedlungs- und Verkehrsstruktur;
- Land- und Forstwirtschaft;
- Wasserwirtschaft / Gewässerschutz;
- Weitere untertägige Raumnutzungen;
- Erholungsnutzung, Landschafts- und Ortsbild;
- Arten- und Biotopschutz.

Als zusammenfassendes Ergebnis seiner Arbeit betonte Herr Prof. Dr. Runge, dass in allen betrachteten Szenarien mit erheblichen Umwelt- und Nutzungskonflikten zu rechnen sei. Erforderliche Taburäume und Sicherheitsabstände würden die Potenzialräume eng begrenzen. Zu den vorrangigen Konfliktthemen - erläuterte Herr Prof. Dr. Runge - gehörten die Frackfluide und die Risiken eines unsachgemäßen Transports und Handlings umweltgefährdender Zusatzstoffe, die großen Mengen Betriebswasser, die Risiken durch mögliche Mängel im Bohrausbau (siehe Kapitel Grundwasser) sowie Handling und Entsorgung großer Mengen an hochbelastetem Abwasser.

Weiterhin erwähnte Herr Prof. Dr. Runge, dass sich die gebundene bergrechtliche Zulassungspraxis von Ermessens- oder Abwägungsentscheidungen anderer raumrelevanter Fachplanungen deutlich unterscheide und dass sie daher in der heutigen Form eine sehr unbefriedigende Lösung für die Regulierung unkonventioneller Erdgasförderung darstelle.

Aufgrund ihres raumbeeinflussenden, raumbedeutsamen und überörtlichen Charakters sowie aufgrund eines kumulativ erfolgenden Zusammenwirkens vieler Einzelaktivitäten sah Herr

Prof. Dr. Runge die Schiefergasförderung als einen klassischen Anwendungsfall der Raumordnung. Die Raumordnung sei am ehesten geeignet, einer Strategischen Umweltprüfung, wie sie die Europäische Kommission für unkonventionelle Erdgasförderung empfehle, ein rahmengebendes, behördliches Trägerverfahren gem. § 14b UVPG zu stellen. Eine stringente Verknüpfung der Raumordnung mit der bergrechtlichen Zulassung sei allerdings dazu notwendige Voraussetzung.

1.2.10 Diskussionsblock V Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz

Die Darstellung des Verhältnisses der einzelnen Rechtsgebiete zueinander wurde im Diskussionsblock intensiv besprochen. Dabei wurde angemerkt, dass die UVP bereits jetzt raumordnerisch eingeordnet werde und den bergbaulichen Verfahren immer ein Raumordnungsverfahren vorgeschaltet sei. Herr Prof. Dr. Runge gibt zu bedenken, dass eine dringend nötige übergeordnete Planung im Bergrecht jedoch nicht vorgesehen sei.

Weiterhin wurde aus dem Publikum auf den hohen Stellenwert der Raumordnung hingewiesen und erläutert, dass durch das Planungsverfahren (Betriebsplan) Frac-Maßnahmen ausschließlich durchführbar seien, wenn sie raumverträglich seien. Das Fachverfahren folge dem Raumverfahren, wobei Ausschlusskriterien naturschutzrechtliche Vorgaben, Trinkwasserschutzgebiete und Siedlungsflächen seien. Entsprechend gäbe es keine Möglichkeit, dass das Bergrecht der Raumordnung vorgehe. Herr Prof. Dr. Runge betonte, dass ihm eine Kritik an dem Vorgehen der Bergbehörden fern liege, jedoch trotz allem die Tatsache bestehen bleibe, dass § 48 Abs. 2 Raumordnungsgesetz (ROG) eine Kann-Regel sei.

Herr MinDirig Dr. Holzwarth, BMU wies zum Abschluss des Diskussionsblocks darauf hin, dass die Darstellung des Verhältnisses der einzelnen Rechtsgebiete zueinander im Gutachten noch einmal im Lichte der oben genannten Anmerkungen überprüft werde.

Kritisch wurde aus dem Publikum weiterhin angemerkt, dass die von Herrn Prof. Dr. Runge gerechneten Szenarien nicht den Zeithorizont, in dem das Gas gefördert werden solle, offen legten. Es wirke so, als ob parallel 80.000 Bohrungen abgeteuft würden, um alles vorhandene Gas auf einmal zu fördern, was ökonomisch unrealistisch sei. Prof. Dr. Runge erläuterte dazu, dass der Zeitfaktor unbekannt sei und Erfahrungen aus den USA eine sehr dynamische Entwicklung zeigten. Prof. Dr. Runge ging davon aus, dass - wenn eine Genehmigung vorläge, die Förderung unmittelbar starten würde.

1.2.11 Vortrag VI Aufbereitung des Forschungsstandes zur Emissions-/Klimabilanz

Ziel des vierten Arbeitspakets war es, die Energie- und Klimabilanz von Erdgas aus Schiefergaslagerstätten im Vergleich zu anderen Energiequellen darzustellen. Dabei wurden insbesondere Kohlendioxid- und Methanemissionen über den gesamten Prozess der Schiefergasgewinnung betrachtet. Um die Auswirkungen von Kohlendioxid- und Methanemissionen auf die Klimabilanz zu zeigen, wurden künstliche und natürliche Wegsamkeiten sowie Undichtigkeiten beim Transport von Erdgas durch Leckagen als Freisetzungspfade bilanziert.

Im fünften Arbeitspaket erfolgte eine Darstellung, in welchem Rahmen eine wissenschaftlich fundierte Datenerhebung zur Einschätzung der Klimabilanz von Schiefergas unter deutschen Förderbedingungen erfolgen muss. Zudem wurde analysiert, ob die bestehenden Methoden des IPCC, für die Berichterstattung über die Emissionen aus der Förderung von Schiefergas ausreichen oder, ob diese ggfs. weiterentwickelt werden müssen.

Zur Beantwortung der Fragestellung, wie Erdgas aus Schiefergaslagerstätten im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern zur Stromerzeugung abschneide, gab Herr Fritsche, IINAS, zunächst einen Überblick über die Vergleichsgrößen:

- Strom aus konventionellem Erdgas (Mix DE), Erdöl (Mix DE und Ölsande), Importkohle, Strommix;
- Klima-Bilanzen (CO₂-Äquivalente);
- Zeitbezug 2010 und 2020.

Im Anschluss erläuterte Herr Fritsche die Methodik der Analyse, wobei er Daten zu typischen Fracking-Fördersituationen, die vorab festgelegten Settings (Szenarien) darlegte und die Analyse der Energie- und Umwelteffekte dieser Prozesse (inkl. Aufbereitung und Gastransport) mit Hilfe des Computermodell GEMIS 4.8 vorstellte.

Ergebnis der Klimabilanz sei, dass die Schiefergasbereitstellung gegenüber dem deutschen Erdgasmix im Jahr 2010 für das „low“-setting leicht geringere THG-Emissionen aufweise, während das „med“-setting ca. 24% höhere und das „high“-setting 3,5-fache THG-Emissionen und das „hi2“-setting sogar 4,4-fach höhere THG-Emissionen aufweise. Das Ergebnis der Klimabilanz für die Stromerzeugung sei, dass Strom aus Schiefergas für die „low“- und „med“-settings gegenüber Strom aus dem deutschen Erdgasmix im Jahr 2010 etwa gleiche Treibhausgasemissionen aufweise, während das „high“-setting ca. 30% und das „hi2“-setting sogar 40% höhere Treibhausgasemissionen bedingten. Ferner wies er auf die niedrigeren Emissionen von Schiefergas verglichen mit der Stromerzeugung aus Importkohle hin. Diese Relationen würden auch für das Jahr 2020 gelten, wenngleich dann alle Stromerzeugungsoptionen leicht geringere THG-Emissionen zeigten.

Als Ausblick gab Herr Fritsche einen vereinfachten Vergleich von hypothetischen Ausbau-Szenarien an, wobei die stärker Treibhausgas-relevanten Standorte nach den settings „med“ und „high“ jedoch mit ansteigender Schiefergasförderung zunehmend größere Beiträge bringen würden und diese könnten - je nach Ausbaupfad - die über den gesamten Szenariozeitraum integrierte absoluten Emissionen dominieren.

Weiterhin erläuterte Herr Fritsche, dass ein Ausbau von Schiefergas nicht notwendigerweise zu einem Rückgang bei z.B. der Verwendung von Kohle führen würde. Das Beispiel der USA belege, dass dort zwar in der nationalen Bilanz Kohle durch Schiefergas ersetzt würde, jedoch in Folge preisgünstige Kohle nach Europa exportiert werde und entsprechend in der Verstromung dort die Treibhausgasemissionen steigen würden.

Hinzu käme, dass mit der Schiefergasgewinnung eine Konkurrenz um Investitionsmittel für treibhausgas-arme Energien bestehe, so dass diese Mittel dann nicht mehr allein für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz zur Verfügung stehen würden.

1.2.10 Diskussionsblock VI Aufbereitung des Forschungsstandes zur Emissions-/Klimabilanz

Fragen aus dem Auditorium zu dem Thema Klimabilanz betrafen die Länge der Gaspipeline, die den Berechnungen zugrunde läge. Herr Fritsche gab als Berechnungsgrundlage eine Länge von ca. 6.000 km für die Gaspipeline an.

Weiterhin wurde erfragt, wie die Reduzierung des Stromverbrauchs mit in die Berechnung eingeflossen sei. Herr Fritsche erläuterte, dass durch den höheren Aufwand bei Schiefergasge-

winnung der Stromverbrauch relativ hoch sei. Die relativen Unterschiede zwischen den einzelnen Varianten der Gasgewinnung seien im Gutachten dargestellt.

1.3 Abschluss und Fazit der Veranstaltung

Abschließend zog Herr MinDirig Dr. Holzwarth ein Fazit der Veranstaltung:

Der vorliegende Gutachtenentwurf dürfe nicht isoliert vom ersten UBA-Fracking-Gutachten gesehen werden. Die Aufgabenstellung des vorliegenden zweiten Gutachtens sei die wissenschaftliche Behandlung eines Teils der offenen Fragen, die im ersten Gutachten als ungeklärt identifiziert worden seien. Generell enthalte das Gutachten Empfehlungen, die ins Fachrecht umgesetzt werden könnten.

Ziel der Veranstaltung am 22.01.2014 sei gewesen, die vorläufigen Ergebnisse der Gutachter frühzeitig in die fachliche Diskussion einzuspeisen, um für das endgültige Gutachten möglichst viele Aspekte betroffener Akteure, Verbände und Interessensgruppen berücksichtigen zu können. Es werde daher den Verbänden im Anschluss an die Veranstaltung die Möglichkeit gegeben, das Gutachten in einem Zeitraum von vier Wochen bis zum 21.2.2014 zu kommentieren. Den Teilnehmern würden die Präsentationen der Veranstaltung zur Verfügung gestellt.

In der letzten Legislaturperiode sei ein von BMU und BMWi abgestimmter Gesetzesentwurf vorgelegt worden, in dem die darin vorgesehene Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes den Besorgnisgrundsatz umfassend berücksichtigt hätte. Auch das Mengenkriterium von 500.000 m³ Erdgas/Tag in der geltenden UVP-V Bergbau bedürfe der Überprüfung. Die aktuellen Fragen, die sich auf eine Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes und die UVP-V Bergbau beziehen würden, müssten zeitnah gelöst werden. Erst wenn die verbesserten rechtlichen Grundlagen geschaffen worden seien, könne über die weiteren Schritte gemeinsam mit den Ländern entschieden werden. Erarbeitete Standards müssten bereits für mögliche Demonstrationsprojekte gelten.

Arbeiten zur Berücksichtigung unterirdischer Nutzungen im Hinblick auf eine Raumordnung würden erst am Anfang stehen.