

Umweltforschungsplan
des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

FG II 2.1

FKZ 3711 23 299

**Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung
und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten
– Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung
bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen**

von

Dr. H. Georg Meiners / Dr. Michael Denneborg / Frank Müller
ahu AG Wasser · Boden · Geomatik, Kirberichshofer Weg 6, 52066 Aachen

Dr. Axel Bergmann / Dr. Frank-Andreas Weber /
Prof. Dr. Elke Dopp / Dr. Carsten Hansen / Prof. Dr. Christoph Schüth
IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasser –
Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH,
Moritzstr. 26, 45476 Mülheim a.d. Ruhr

in Kooperation mit:

Hartmut Gaßner / Dr. Georg Buchholz
[Gaßner, Groth, Siederer & Coll.] Rechtsanwälte Partnerschaftsgesellschaft,
Energieforum Berlin, Stralauer Platz 34, 10243 Berlin

Prof. Dr. Ingo Sass / Dipl.-Ing. & MSc. Sebastian Homuth / Dipl.-Ing. Robert Priebes
Technische Universität Darmstadt, Institut für Angewandte Geowissenschaften,
Fachgebiet Angewandte Geothermie, Mornewegstr. 32, 64293 Darmstadt

IM AUFTRAG
DES UMWELTBUNDESAMTES

August 2012

Berichts-Kennblatt

Berichtsnummer UBA-FB	2.	3. FG II 2.1
4. Titel des Berichts Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen		
5. Autor(en), Name(n), Vorname(n) Dr. Hans Georg Meiners (ahu AG) Dr. Michael Denneborg (ahu AG) Dipl.-Geol. Frank Müller (ahu AG) Dr. Axel Bergmann (IWW GmbH) Dr. Frank-Andreas Weber (IWW GmbH) Prof. Dr. Elke Dopp (IWW GmbH) Dr. Carsten Hansen (IWW GmbH) Prof. Dr. Christoph Schüth (IWW GmbH) RA Dr. Georg Buchholz (Gaßner, Groth, Siederer & Coll.) RA Hartmut Gaßner (Gaßner, Groth, Siederer & Coll.) Prof. Dr. Ingo Sass (TU Darmstadt) Dipl.-Ing. & MSc. Sebastian Homuth (TU Darmstadt) Dipl.-Ing. Robert Priebes (TU Darmstadt)	8. Abschlussdatum August 2012	
6. Durchführende Institution (Name, Anschrift) ahu AG Wasser · Boden · Geomatik, Kirberichshofer Weg 6, 52066 Aachen IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasser – Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH, Moritzstr. 26, 45476 Mülheim a.d. Ruhr in Kooperation mit: Hartmut Gaßner / Dr. Georg Buchholz [Gaßner, Groth, Siederer & Coll.], Rechtsanwälte Partnergesellschaft, Stralauer Platz 34, 10243 Berlin DEUTSCHLAND Technische Universität Darmstadt, Institut für Angewandte Geowissenschaften, Fachgebiet Angewandte Geothermie, Mornewegstr. 32, 64293 Darmstadt	9. Veröffentlichungsdatum	
7. Fördernde Institution (Name, Anschrift) Umweltbundesamt, Postfach 14 06, 06813 Dessau-Roßlau	10. UFOPLAN-Nr. 3711 23 299	
	11. Seitenzahl 351	
	12. Literaturangaben 162	
	13. Tabellen und Diagramme 37	
	14. Abbildungen 42	
15. Zusätzliche Angaben		
16. Kurzfassung Die vorliegende Studie untersucht die wasserbezogenen Umweltauswirkungen und Risiken für Mensch und Umwelt, die mit dem Einsatz der Fracking-Technologie (hydraulische Stimulation) im Rahmen der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten verbunden sein können. Die Studie befasst sich mit den naturwissenschaftlich-technischen Sachverhalten und den bestehenden berg- und umweltrechtlichen Bestimmungen. Alle Aspekte wurden im Hinblick auf die gemeinsamen Schnittmengen, Differenzen sowie Wissens- und Informationsdefizite analysiert. Die Studie gliedert sich nach einer allgemeinen Einführung in vier Teile: Beschreibung der naturräumlichen, technischen und stofflichen Randbedingungen des Frackings (Teil A), geltende rechtliche Rahmenbedingungen und Verwaltungsstrukturen (Teil B), Risiko- und Defizitanalyse (Teil C) sowie Ableitung von Handlungs- und Verfahrensempfehlungen (Teil D). Grundlage für eine fundierte Risikoanalyse sind Beschreibungen des Ist-Systems, der vorhabenbedingten Auswirkungen und der relevanten Wirkungszusammenhänge. Hierzu werden die in Deutschland bekannten bzw. vermuteten unkonventionellen Erdgas-Vorkommen benannt und exemplarisch die qualitativen Systemzusammenhänge für ausgewählte Geosysteme anhand öffentlich verfügbarer Unterlagen aufgezeigt. Potenzielle technische und geologische Wirkungspfade werden beschrieben.		

Im Hinblick auf die technischen Aspekte werden zunächst die gebirgsmechanischen Grundlagen des Frackings sowie der Frack-Vorgang erläutert. Aus Sicht des Grundwasserschutzes liegt der Schwerpunkt der Betrachtungen auf der Bohrungskomplettierung, der Modellierung der Rissausbreitung und der Langzeitsicherheit der Bohrung (inkl. Zementation).

Den beim Fracking eingesetzten Frack-Fluiden wird neben Stützmitteln zum Offenhalten der Risse eine Reihe weiterer Additive zugesetzt. Die Auswertung in Deutschland eingesetzter Frack-Fluide zeigt, dass auch in neueren Fluiden Additive zum Einsatz kamen, die bedenkliche Eigenschaften aufwiesen und/oder deren Verhalten und Wirkungen in der Umwelt aufgrund einer lückenhaften Datenlage nicht oder nur eingeschränkt bewertet werden können. Es wird eine Bewertungsmethode vorgestellt, um die Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide, der Formationswässer und des Flowback anhand wasserrechtlicher Beurteilungswerte sowie human- und ökotoxikologisch begründeter Wirkschwellen abzuschätzen. Die Bewertung einer Auswahl bereits eingesetzter sowie geplanter/weiterentwickelter Frack-Fluide kommt zu dem Ergebnis, dass diese Fluide ein hohes bzw. ein mittleres bis hohes Gefährdungspotenzial aufweisen.

Der nach der Druckbeaufschlagung zu Tage geförderte Flowback setzt sich aus Frack-Fluid und Formationswässern sowie möglichen Reaktionsprodukten zusammen. Da auch die Formationswässer erhebliche Gefährdungspotenziale aufweisen können, stellt die umweltgerechte Entsorgung des Flowback eine vordringliche Aufgabe dar.

Rechtliche Anforderungen an Fracking-Vorhaben in Bezug auf den Grundwasserschutz ergeben sich aus dem Berg- und Wasserrecht. Das Wasserrecht verlangt die Prüfung, ob beim Fracking-Vorgang sowie beim Verpressen des Flowback die Besorgnis nachteiliger Grundwasserveränderungen ausgeschlossen werden kann. Dazu ist ein wasserrechtliches Erlaubnisverfahren durchzuführen. Wegen des Anwendungsvorrangs der UVP-Richtlinie vor der UVP V-Bergbau muss bei allen Fracking-Vorhaben schon jetzt eine Vorprüfung des Einzelfalls, ob eine UVP erforderlich ist, durchgeführt werden. Die bisherige Praxis weist hier Vollzugsdefizite auf.

Regulatorische Defizite bestehen im Hinblick auf die Umsetzung der Anforderungen der UVP-Richtlinie und im Hinblick auf Unsicherheiten bei der Anwendung des Wasserrechts (Grundwasserbegriff, Erlaubnisbedürftigkeit, Erlaubnisfähigkeit). Für die UVP-Pflicht empfehlen wir eine grundsätzliche bundesrechtliche UVP-Pflicht für Fracking-Vorhaben mit einer Öffnungsklausel für die Länder. Die durch UVP-Recht gebotene Öffentlichkeitsbeteiligung sollte im Hinblick auf Erkenntnisse über potenzielle Umweltauswirkungen, die erst während der Durchführung des Vorhabens gewonnen werden können, um eine vorhabenbegleitende Komponente erweitert werden. Die sorgfältige Prüfung der wasserrechtlichen Anforderungen sollte durch Klarstellung der Anforderungen und Neuregelung einer integrieren Vorhabengenehmigung unter Federführung einer dem Umweltministerium unterstehenden Umweltbehörde bzw. Integration der Bergbehörden in die Umweltverwaltung sichergestellt werden.

Eine Risikoanalyse ist immer standortspezifisch durchzuführen, wobei in Bezug auf das Geosystem auch die großräumigen Grundwasserfließverhältnisse zu berücksichtigen sind. Dies erfordert i.d.R. numerische Modellierungen. Es erfolgen Hinweise zur Durchführung standortspezifischer Risikoanalysen, in deren Rahmen das Gefährdungspotenzial der Fluide mit der Relevanz der Geopfade in dem jeweiligen Geosystem verknüpft wird.

Wir stellen zusammenfassend fest, dass zu einer fundierten Beurteilung dieser Risiken und zu deren technischer Beherrschbarkeit bislang viele und grundlegende Informationen fehlen (z.B. der Aufbau und die Eigenschaften der tiefen Geosysteme, Verhalten und Wirkung der eingesetzten Frack-Additive etc.). Angesichts dieser Ausgangssituation werden grundsätzliche Handlungsempfehlungen ausgesprochen und für die Themenkomplexe Geosysteme, Technik und Stoffe konkretisiert.

17. Schlagwörter: Fracking, unkonventionelle Erdgas-Vorkommen, Risikoanalyse, Wasserrecht, Bergrecht, Wirkungspfade, Gefährdungspotenziale, Flowback		
18. Preis	19.	20.

Report Cover Sheet

1. Report No. UBA-FB	2.	3. FG II 2.1
4. Report Title		
5. Autor(s), Family Name(s), First Name(s) Dr. Hans Georg Meiners (ahu AG) Dr. Michael Denneborg (ahu AG) Dipl.-Geol. Frank Müller (ahu AG) Dr. Axel Bergmann (IWW GmbH) Dr. Frank-Andreas Weber (IWW GmbH) Prof. Dr. Elke Dopp (IWW GmbH) Dr. Carsten Hansen (IWW GmbH) Prof. Dr. Christoph Schüth (IWW GmbH) RA Dr. Georg Buchholz (Gaßner, Groth, Siederer & Coll.) RA Hartmut Gaßner (Gaßner, Groth, Siederer & Coll.) Prof. Dr. Ingo Sass (TU Darmstadt) Dipl.-Ing. & MSc. Sebastian Homuth (TU Darmstadt) Dipl.-Ing. Robert Priebes (TU Darmstadt)		8. Report Date August 2012
		9. Publication Date
6. Performing Organisation (Name, Address) ahu AG Wasser · Boden · Geomatik, Kirberichshofer Weg 6, 52066 Aachen DEUTSCHLAND IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasser – Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH, Moritzstr. 26, 45476 Mülheim a.d. Ruhr DEUTSCHLAND in cooperation with: Hartmut Gaßner / Dr. Georg Buchholz [Gaßner, Groth, Siederer & Coll.], Rechtsanwälte Partnergesellschaft, Stralauer Platz 34, 10243 Berlin DEUTSCHLAND Technische Universität Darmstadt, Institut für Angewandte Geowissen- schaften, Fachgebiet Angewandte Geothermie, Mornewegstr. 32, 64293 Darmstadt DEUTSCHLAND		10. UFOPLAN-Ref. No. 3711 23 299
7. Sponsoring Agency (Name, Address) Umweltbundesamt, Postfach 14 06, 06813 Dessau-Roßlau		11. No. of Pages 351
		12. No. of Reference 162
		13. No. of Tables, Diagrams 37
		14. No. of Figures 42
15. Supplementary Notes		
16. Abstract We examine the water-related environmental impacts and the risks for human health and the environment that could potentially be caused by hydraulic fracturing (fracking) during exploration and exploitation of unconventional natural gas reservoirs in Germany. This study covers both scientific-technical aspects and the existing mining and environmental regulations. Both were analyzed with respect to consistency, differences and current gaps of knowledge and lack of relevant information. After a general introduction, this study is divided into four sections: We first focus on the description of geospatial conditions, technical aspects and the chemical additives employed by hydraulic fracturing (Part A) and the existing regulatory and administrative framework (Part B), before we conduct a risk and deficit analysis (Part C) and derive recommendations for further actions and proceedings (Part D).		

The foundation of a sound risk analysis is a description of the current system, the relevant effect pathways and their interactions. We describe known and assumed unconventional natural gas reservoirs in Germany based on publicly available information. We present qualitatively the relevant system interactions for selected geosystems and assess potential technical and geological effect pathways. With regard to the technical aspects, we describe the principles of rock mechanics and provide an overview of the technical fracturing process. In terms of groundwater protection, the key focus is on borehole completion, modelling of fracture propagation and the long-term stability of the borehole (incl. cementation).

The injected fracturing fluids contain proppants and several additional chemical additives. The evaluation of fracturing fluids used to date in Germany shows that even in newer fluids several additives were used which exhibit critical properties and/or for which an assessment of their behaviour and effects in the environment is not possible or limited due to lack of the underlying database. We propose an assessment method which allows for the estimation of the hazard potential of specific fracturing fluids, formation water and the flowback based on legal thresholds and guidance values as well as on human- and ecotoxicologically derived no-effect concentrations. The assessment of five previously used or prospectively planned fracturing fluids shows that these selected fluids exhibit a high or a medium to high hazard potential.

The flowback redrawn after the pressure release contains fracturing fluids, formation water, and possibly reaction products. Since the formation water can also exhibit serious hazard potentials, environmentally responsible techniques for the treatment and disposal of the flowback is of primary importance.

With respect to groundwater protection, regulatory requirements result from both the mining and the water law. The water law requires the examination, whether concerns can be excluded that hydraulic fracturing and the disposal of flowback may cause adverse groundwater effects. This requires a separate authorization according to the water law. Due to the primacy of the environmental impact assessment directive (EIA Directive, "UVP-Richtlinie") over the national EIA mining regulation ("UVP V-Bergbau") it has already to be assessed in a case-by-case examination, whether an environmental impact assessment is required. The previous administrative practices thus exhibit certain lack of enforcement.

Regulatory deficits exist concerning the application of the requirements of the EIA Directive and concerning some uncertainties in applying specific terms of the water law (groundwater, requirement of and conditions for authorization). We recommend constituting a mandatory environmental impact assessment for all fracking projects in federal law, with a derogation clause for the federal states. The public participation required in the EIA Directive should be extended by a project-accompanying component to improve public access to the assessment of knowledge that is generated after the initial authorization of the project. The examination of the legal requirements should be ensured by clarification and revision of an integrated authorization procedure under the auspices of an environmental authority subordinated to the Ministry of the Environment or by an integration of the mining authority in the environmental administration.

A risk analysis is always site-specific, but must also consider large-scale groundwater flow conditions, which generally requires numerical models. We provide considerations for application of a site-specific generic risk analysis, which integrate both the hazard potential of the fluids and the specific relevance of each effect pathways in the geosystem.

In summary we conclude that basic knowledge and data are currently missing preventing a profound assessment of the risks and their technical controllability (e.g., the properties of the deep geosystem, the behaviour and effects of the deployed chemical additives, etc.). In this setting we propose several recommendations for further action, which we specify for each of the aspects geosystem, technical guidelines and chemical additives.

17. Keywords

Fracking, unconventional natural gas, risk analysis, water law, mining law, effect pathways, hazard potential, flowback

18. Price

19.

20.

Kurzbeschreibung

Die vorliegende Studie untersucht die wasserbezogenen Umweltauswirkungen und Risiken für Mensch und Umwelt, die mit dem Einsatz der Fracking-Technologie (hydraulische Stimulation) im Rahmen der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten verbunden sein können. Die Studie befasst sich mit den naturwissenschaftlich-technischen Sachverhalten und den bestehenden berg- und umweltrechtlichen Bestimmungen. Alle Aspekte wurden im Hinblick auf die gemeinsamen Schnittmengen, Differenzen sowie Wissens- und Informationsdefizite analysiert.

Die Studie gliedert sich nach einer allgemeinen Einführung in vier Teile: Beschreibung der naturräumlichen, technischen und stofflichen Randbedingungen des Frackings (Teil A), geltende rechtliche Rahmenbedingungen und Verwaltungsstrukturen (Teil B), Risiko- und Defizitanalyse (Teil C) sowie Ableitung von Handlungs- und Verfahrensempfehlungen (Teil D).

Grundlage für eine fundierte Risikoanalyse sind Beschreibungen des Ist-Systems, der vorhabenbedingten Auswirkungen und der relevanten Wirkungszusammenhänge. Hierzu werden die in Deutschland bekannten bzw. vermuteten unkonventionellen Erdgas-Vorkommen benannt und exemplarisch die qualitativen Systemzusammenhänge für ausgewählte Geosysteme anhand öffentlich verfügbarer Unterlagen aufgezeigt. Potenzielle technische und geologische Wirkungspfade werden beschrieben.

Im Hinblick auf die technischen Aspekte werden zunächst die gebirgsmechanischen Grundlagen des Frackings sowie der Frack-Vorgang erläutert. Aus Sicht des Grundwasserschutzes liegt der Schwerpunkt der Betrachtungen auf der Bohrungskomplettierung, der Modellierung der Rissausbreitung und der Langzeitsicherheit der Bohrung (inkl. Zementation).

Den beim Fracking eingesetzten Frack-Fluiden wird neben Stützmitteln zum Offenhalten der Risse eine Reihe weiterer Additive zugesetzt. Die Auswertung in Deutschland eingesetzter Frack-Fluide zeigt, dass auch in neueren Fluiden Additive zum Einsatz kamen, die bedenkliche Eigenschaften aufwiesen und/oder deren Verhalten und Wirkungen in der Umwelt aufgrund einer lückenhaften Datenlage nicht oder nur eingeschränkt bewertet werden können. Es wird eine Bewertungsmethode vorgestellt, um die Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide, der Formationswässer und des Flowback anhand wasserrechtlicher Beurteilungswerte sowie human- und ökotoxikologisch begründeter Wirkschwellen abzuschätzen. Die Bewertung einer Auswahl bereits eingesetzter sowie geplanter/weiterentwickelter Frack-Fluide kommt zu dem Ergebnis, dass diese Fluide ein hohes bzw. ein mittleres bis hohes Gefährdungspotenzial aufweisen.

Der nach der Druckbeaufschlagung zu Tage geförderte Flowback setzt sich aus Frack-Fluid und Formationswässern sowie möglichen Reaktionsprodukten zusammen. Da auch die Formationswässer erhebliche Gefährdungspotenziale aufweisen können, stellt die umweltgerechte Entsorgung des Flowback eine vordringliche Aufgabe dar.

Rechtliche Anforderungen an Fracking-Vorhaben in Bezug auf den Grundwasserschutz ergeben sich aus dem Berg- und Wasserrecht. Das Wasserrecht verlangt die Prüfung, ob beim Fracking-Vorgang sowie beim Verpressen des Flowback die Besorgnis nachteiliger Grundwasserveränderungen ausgeschlossen werden kann. Dazu ist ein wasserrechtliches Erlaubnisverfahren durchzuführen. Wegen des Anwendungsvorrangs der UVP-Richtlinie vor der UVP V-Bergbau muss bei allen Fracking-Vorhaben schon jetzt eine Vorprüfung des Einzelfalls, ob eine UVP erforderlich ist, durchgeführt werden. Die bisherige Praxis weist hier Vollzugsdefizite auf.

Regulatorische Defizite bestehen im Hinblick auf die Umsetzung der Anforderungen der UVP-Richtlinie und im Hinblick auf Unsicherheiten bei der Anwendung des Wasserrechts (Grundwasserbegriff, Erlaubnisbedürftigkeit, Erlaubnisfähigkeit). Für die UVP-Pflicht empfehlen wir eine grundsätzliche bundesrechtliche UVP-Pflicht für Fracking-Vorhaben mit einer Öffnungsklausel für die Länder. Die durch UVP-Recht gebotene Öffentlichkeitsbeteiligung sollte im Hinblick auf Erkenntnisse über potenzielle Umweltauswirkungen, die erst während der Durchführung des Vorhabens gewonnen werden können, um eine vorhabenbegleitende Komponente erweitert werden. Die sorgfältige Prüfung der wasserrechtlichen Anforderungen sollte durch Klarstellung der Anforderungen und Neuregelung einer integrierten Vorhabengenehmigung unter Federführung einer dem Umweltministerium unterstehenden Umweltbehörde bzw. Integration der Bergbehörden in die Umweltverwaltung sichergestellt werden.

Eine Risikoanalyse ist immer standortspezifisch durchzuführen, wobei in Bezug auf das Geosystem auch die großräumigen Grundwasserfließverhältnisse zu berücksichtigen sind. Dies erfordert i.d.R. numerische Modellierungen. Es erfolgen Hinweise zur Durchführung standortspezifischer Risikoanalysen, in deren Rahmen das Gefährdungspotenzial der Fluide mit der Relevanz der Geopfade in dem jeweiligen Geosystem verknüpft wird.

Wir stellen zusammenfassend fest, dass zu einer fundierten Beurteilung dieser Risiken **und** zu deren technischer Beherrschbarkeit bislang viele und grundlegende Informationen fehlen (z.B. der Aufbau und die Eigenschaften der tiefen Geosysteme, Verhalten und Wirkung der eingesetzten Frack-Additive etc.). Angesichts dieser Ausgangssituation werden grundsätzliche Handlungsempfehlungen ausgesprochen und für die Themenkomplexe Geosysteme, Technik und Stoffe konkretisiert.

Abstract

We examine the water-related environmental impacts and the risks for human health and the environment that could potentially be caused by hydraulic fracturing (fracking) during exploration and exploitation of unconventional natural gas reservoirs in Germany. This study covers both scientific-technical aspects and the existing mining and environmental regulations. Both were analyzed with respect to consistency, differences and current gaps of knowledge and lack of relevant information.

After a general introduction, this study is divided into four sections: We first focus on the description of geospatial conditions, technical aspects and the chemical additives employed by hydraulic fracturing (Part A) and the existing regulatory and administrative framework (Part B), before we conduct a risk and deficit analysis (Part C) and derive recommendations for further actions and proceedings (Part D).

The foundation of a sound risk analysis is a description of the current system, the relevant effect pathways and their interactions. We describe known and assumed unconventional natural gas reservoirs in Germany based on publicly available information. We present qualitatively the relevant system interactions for selected geosystems and assess potential technical and geological effect pathways.

With regard to the technical aspects, we describe the principles of rock mechanics and provide an overview of the technical fracturing process. In terms of groundwater protection, the key focus is on borehole completion, modelling of fracture propagation and the long-term stability of the borehole (incl. cementation).

The injected fracturing fluids contain proppants and several additional chemical additives. The evaluation of fracturing fluids used to date in Germany shows that even in newer fluids several additives were used which exhibit critical properties and/or for which an assessment of their behaviour and effects in the environment is not possible or limited due to lack of the underlying database. We propose an assessment method which allows for the estimation of the hazard potential of specific fracturing fluids, formation water and the flowback based on legal thresholds and guidance values as well as on human- and ecotoxicologically derived no-effect concentrations. The assessment of five previously used or prospectively planned fracturing fluids shows that these selected fluids exhibit a high or a medium to high hazard potential.

The flowback redrawn after the pressure release contains fracturing fluids, formation water, and possibly reaction products. Since the formation water can also exhibit serious hazard potentials, environmentally responsible techniques for the treatment and disposal of the flowback is of primary importance.

With respect to groundwater protection, regulatory requirements result from both the mining and the water law. The water law requires the examination, whether concerns can be excluded that hydraulic fracturing and the disposal of flowback may cause adverse groundwater effects. This requires a separate authorization according to the water law. Due to the primacy of the environmental impact assessment directive (EIA Directive, "UVP-Richtlinie") over the national EIA mining regulation ("UVP V-Bergbau") it has already to be assessed in a case-by-case examination, whether an environmental impact assessment is required. The previous administrative practices thus exhibit certain lack of enforcement.

Regulatory deficits exist concerning the application of the requirements of the EIA Directive and concerning some uncertainties in applying specific terms of the water law (groundwater, requirement of and conditions for authorization). We recommend constituting a mandatory environmental impact assessment for all fracking projects in federal law, with a derogation clause for the federal states. The public participation required in the EIA Directive should be extended by a project-accompanying component to improve public access to the assessment of knowledge that is generated after the initial authorization of the project. The examination of the legal requirements should be ensured by clarification and revision of an integrated authorization procedure under the auspices of an environmental authority subordinated to the Ministry of the Environment or by an integration of the mining authority in the environmental administration.

A risk analysis is always site-specific, but must also consider large-scale groundwater flow conditions, which generally requires numerical models. We provide considerations for application of a site-specific generic risk analysis, which integrate both the hazard potential of the fluids and the specific relevance of each effect pathways in the geosystem.

In summary we conclude that basic knowledge and data are currently missing preventing a profound assessment of the risks and their technical controllability (e.g., the properties of the deep geosystem, the behaviour and effects of the deployed chemical additives, etc.). In this setting we propose several recommendations for further action, which we specify for each of the aspects geosystem, technical guidelines and chemical additives.

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	01
TEIL A: VORKOMMEN, TECHNIK UND STOFFE	
A1 Unkonventionelle Gas-Vorkommen in Deutschland	A1
A1.1 Informations- und Datengrundlage.....	A1
A1.2 Einführung.....	A1
A1.3 Vorkommen und Aufsuchungsfelder in Deutschland.....	A5
A1.4 Fracking in Deutschland	A10
A2 Systemanalyse und Wirkungspfade.....	A12
A2.1 Systemanalyse.....	A12
A2.2 Wirkungspfade.....	A13
A2.3 (Potenzielle) konkurrierende unterirdische Nutzungen	A16
A2.4 Systemanalysen für ausgewählte Geosysteme/Typlokalitäten.....	A18
A2.4.1 Tight Gas-Vorkommen	A18
A2.4.2 Kohleflözgas-Vorkommen.....	A23
A2.4.3 Schiefergas-Vorkommen	A28
A2.5 Fazit und Zusammenfassung der Standortspezifika mit Relevanz für die Risikoanalyse.....	A40
A3 Erkundungs-, Stimulierungs- und Gewinnungstechniken	A42
A3.1 Informationsgrundlagen und Vorgehensweise	A42
A3.2 Darstellung der generellen Gewinnungsstrategien für unkonventionelle Erdgas-Vorkommen	A42
A3.3 Fracking – Stand der Technik.....	A43
A3.3.1 Komplettierung der Bohrung (well completion).....	A48
A3.3.2 Ablauf einer Frack-Maßnahme.....	A51
A3.3.3 Ausbreitung hydraulisch erzeugter Risse	A54
A3.4 Unsicherheiten/Wissensdefizite	A59
A4 Frack-Fluide.....	A60
A4.1 Überblick und Einsatzzwecke	A61
A4.2 Kriterien zur Auswahl der Frack-Additive.....	A64
A4.2.1 Technische Anforderungen	A65

A4.2.2	Chemikalienrechtliche Anforderungen	A67
A4.3	In Deutschland eingesetzte Frack-Fluide.....	A67
A4.3.1	Informations- und Datengrundlage.....	A67
A4.3.2	Einsatzmengen.....	A69
A4.3.3	Eingesetzte Frack-Zubereitungen.....	A72
A4.3.4	Eingesetzte Frack-Additive	A73
A4.3.5	Gegenwärtige Weiterentwicklungen der Frack-Fluide	A74
A4.4	Unsicherheiten/Wissensdefizite	A75
A5	Flowback	A76
A5.1	Mengen	A77
A5.2	Chemische Beschaffenheit	A78
A5.2.1	Tight Gas-Lagerstätten.....	A78
A5.2.2	Schiefergas-Lagerstätten.....	A81
A5.2.3	Kohleflözgas-Lagerstätten	A83
A5.3	Entsorgungswege	A85
A5.4	Unsicherheiten/Wissensdefizite	A86
A6	Quellennachweis.....	A87

TEIL B: EVALUIERUNG RECHTLICHER REGELUNGEN UND VERWALTUNGSSTRUKTUREN

B1	Grundlagen.....	B1
B1.1	Bergrecht.....	B1
B1.1.1	Ordnung der Aufsuchung und Gewinnung	B2
B1.1.2	Gefahrenvorsorge: Betriebsplanpflicht	B5
B1.1.3	Voraussetzungen der Betriebsplanzulassung.....	B7
B1.1.4	Inhalt von Betriebsplänen und Betriebsplanzulassungen	B9
B1.1.5	Rechtsverordnungen, insbesondere ABergV und Tiefbohr- verordnungen (BVOT).....	B10
B1.1.6	Zuständigkeit.....	B12
B1.2	Wasserrecht	B13
B1.2.1	Allgemeine Sorgfaltspflichten.....	B13
B1.2.2	Benutzungen	B14
B1.2.3	Lagern und Ablagern von Stoffen, Erdaufschlüsse	B15

B1.2.4	Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen.....	B16
B1.2.5	Abwasserbeseitigung.....	B17
B1.2.6	Wasser- und Heilquellenschutzgebiete	B18
B1.2.7	Zuständigkeiten	B19
B1.3	Verhältnis zwischen Berg- und Wasserrecht	B23
B1.3.1	Überschneidung von Anforderungen	B24
B1.3.2	Abgrenzung der Verfahren und Zuständigkeiten.....	B25
B1.3.3	Verfahrensrechtliches Verhältnis und Ablauf paralleler Verfahren.....	B26
B1.3.4	Rohstoffsicherungsklausel.....	B27
B1.4	Umweltverträglichkeitsprüfung und Strategische Umweltprüfung.....	B28
B1.4.1	Umweltverträglichkeitsprüfung.....	B28
B1.4.2	Strategische Umweltprüfung.....	B31
B1.5	Andere umweltrechtliche Anforderungen	B32
B1.6	Integrierte untergesetzliche Regelungen	B33
B2	Beschaffung, Lagerung und Beförderung.....	B35
B2.1	Beschaffung von Wasser	B35
B2.2	Additive	B37
B2.2.1	Allgemeine chemikalienrechtliche Verbote, Beschränkungen und Zulassungserfordernisse.....	B38
B2.2.2	Biozide.....	B38
B2.2.3	Allgemeine Anforderungen der REACH-Verordnung.....	B41
B2.2.4	Gefahrstoffverordnung und bergrechtliche Sonderregelungen.....	B41
B2.3	Innerbetriebliche Lagerung und Beförderung von Additiven und Fracking- Fluiden.....	B42
B2.3.1	Bergrecht	B42
B2.3.2	Wasserrecht.....	B43
B2.4	Außerbetriebliche Beförderung	B46
B3	Bohrung und Einbringen von Stoffen beim Fracking.....	B47
B3.1	Bergrechtliche Anforderungen	B47
B3.1.1	Bohrbetrieb.....	B47
B3.1.2	Förderbetrieb.....	B48
B3.1.3	Allgemein anerkannte Regeln der Sicherheitstechnik	B50

B3.2	Wasserrechtliche Tatbestände.....	B50
B3.3	Andere Schadstoffeinträge in Tiefengrundwasser.....	B52
B3.4	Grundwasser	B55
B3.4.1	Tiefe und Verbindung mit anderem Grundwasser	B56
B3.4.2	Wasser und Sole.....	B58
B3.4.3	Sättigungszone	B59
B3.4.4	Fazit	B61
B3.5	Nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit.....	B62
B3.5.1	Unterfall einer schädlichen Gewässerveränderung.....	B62
B3.5.2	Bewirtschaftungsziele (§ 47 WHG)	B63
B3.5.3	Maßnahmenprogramme (§ 82 WHG)	B65
B3.5.4	Wohl der Allgemeinheit	B66
B3.5.5	Konkretisierung durch Grenz- und Schwellenwerte	B68
B3.5.6	Differenzierung des Schutzniveaus?.....	B70
B3.5.7	Wasserrechtliche Erlaubnis für das Endlager Konrad	B70
B3.5.8	Zulässigkeit der Differenzierung	B71
B3.5.9	Differenzierungskriterien	B72
B3.5.10	Fazit	B74
B3.6	Erlaubnisbedürftigkeit.....	B74
B3.6.1	Dauerhaftigkeit und Ausmaß der nachteiligen Veränderung	B75
B3.6.2	Eignung zur erheblichen nachteiligen Veränderung	B75
B3.6.3	Fracking als unechte Benutzung.....	B77
B3.6.4	Bohrungen.....	B78
B3.6.5	Verhältnis von Berg- und Wasserrecht bei unechten Benutzungen und Bohrungen.....	B81
B3.6.6	Zweckgerichtetes Verhalten und echte Benutzung	B83
B3.6.7	Einbringen von Stoffen als echte Benutzung	B84
B3.6.8	Erlaubnisbedürftige Maßnahmen.....	B85
B3.6.9	Fazit	B87
B3.7	Erlaubnisfähigkeit, Besorgnisgrundsatz.....	B87
B3.7.1	Anwendungsbereich.....	B88
B3.7.2	Besorgnisgrundsatz.....	B89

B3.7.3	Störfallsicherheit und unwahrscheinliche Entwicklungen.....	B91
B3.7.4	Zeiträume und Langzeitsicherheit.....	B94
B3.7.5	Prüfungsraum und Summenwirkung	B95
B3.7.6	Vermeidbarkeit durch Nebenbestimmungen	B96
B3.7.7	Bedeutung des § 82 Abs. 6 WHG i. V. m. Art. 11 Abs. 3 Buchst. j WRRL.....	B97
B3.7.8	Kein Technikstandard für Erlaubnisse im Wasserrecht.....	B100
B3.7.9	Fazit	B101
B3.8	Bewirtschaftungsermessen.....	B101
B3.9	Dokumentation und Verzeichnisse.....	B104
B4	Entsorgung des Flowback	B107
B4.1	Einstufung des Flowback.....	B107
B4.1.1	Flowback als Abfall	B108
B4.1.2	Flowback als Abwasser	B109
B4.1.3	Verhältnis zwischen (bergrechtlichem) Abfall- und Abwasserrecht...	B110
B4.1.4	Radioaktive Rückstände	B110
B4.2	Grundlegende Anforderungen an den Umgang mit dem Flowback.....	B111
B4.2.1	Abwasserrechtliche Anforderungen.....	B111
B4.2.2	Überlassungs- und Beseitigungspflicht für Abwasser.....	B112
B4.2.3	Anforderungen an Direkteinleitungen in Gewässer	B113
B4.2.4	Anforderungen an Indirekteinleitungen in Abwasseranlagen.....	B114
B4.2.5	Abwasseranlagen und wassergefährdende Stoffe	B114
B4.2.6	Rohrfernleitungen zur Entsorgung des Flowback.....	B115
B4.2.7	Bergrechtliche Anforderungen	B119
B4.2.8	Fazit	B121
B4.3	Verpressung des Flowback.....	B121
B4.3.1	Geltung der Ausnahmeregelung des § 22a Abs. 6 ABergV	B122
B4.3.2	Voraussetzungen nach §§ 47 und 48 WHG	B122
B4.3.3	Wasserrechtliche Anforderungen.....	B123
B4.3.4	Erforderlichkeit einer wasserrechtlichen Erlaubnis	B123
B4.3.5	Abwasserrechtliche Anforderungen.....	B124
B4.3.6	Fazit	B125

B4.4	Entsorgung radioaktiver Rückstände	B125
B5	Wasserschutzgebiete	B128
B5.1	Bohrungen	B129
B5.2	Umgang mit wassergefährdenden Stoffen	B129
B5.3	Fracks und Einleiten wassergefährdender Stoffe	B130
B5.4	Umgang mit dem Flowback	B131
B5.5	Genehmigungen und Befreiungen.....	B132
B5.6	Maßnahmen bei geplanten und in der Umgebung von Wasserschutzgebieten	B134
B6	Umweltverträglichkeitsprüfung.....	B135
B6.1	UVP-pflichtiges Vorhaben	B136
B6.2	UVP-Pflicht unterhalb des Schwellenwertes	B138
B6.3	UVP-Pflicht wasserrechtlicher Teilvorhaben.....	B141
B7	Quellennachweis.....	B142

TEIL C: RISIKOBEWERTUNG UND DEFIZITANALYSE

C1	Wasserbezogene Wirkungspfade	C1
C1.1	Wasserbezogene Risiken des Fracking über die Wirkungspfade	C2
C1.2	Bedeutung der wasserbezogenen Wirkungspfade und rechtliche Vorgaben	C3
C2	Steuerung und Überwachung der Rissbildung beim Fracking	C7
C3	Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide	C9
C3.1	Einsatz von Frack-Additiven.....	C9
C3.2	Bewertung der Gefährdungspotenziale ausgewählter Frack-Fluide.....	C11
C3.2.1	Bewertungsmethode.....	C11
C3.2.2	Zu bewertende Stoffkonzentrationen.....	C13
C3.2.3	Wasserrechtliche Beurteilungswerte.....	C14
C3.2.4	Ableitung humantoxikologischer Beurteilungswerte	C15
C3.2.5	Ableitung ökotoxikologischer Beurteilungswerte	C17
C3.2.6	Einstufung nach Anlagenrecht	C20
C3.2.7	Einstufung nach Gefahrstoffrecht.....	C21
C3.2.8	Auswahl exemplarisch zu bewertender Frack-Fluide.....	C21

C3.2.9	Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids „Söhlingen Z16“ (Tight Gas)	C22
C3.2.10	Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids „Damme 3“ (Schiefergas)	C32
C3.2.11	Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids „Natarp“ (Kohleflözgas)	C38
C3.2.12	Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids „Weiterentwicklung Slickwater und Gel-Fluid“	C43
C3.2.13	Zusammenfassende Bewertung und Wissensdefizite	C48
C4	Bewertung des Verbleibs der Frack-Additive im Untergrund	C50
C4.1	Anteil der Frack-Additive im Flowback	C50
C4.2	Hydrochemische und hydraulische Veränderungen durch verbleibende Frack-Additive im Untergrund	C51
C5	Bewertung der Entsorgung/Wiederverwendung des Flowback	C53
C5.1	Bewertung der hydrochemischen Beschaffenheit des Flowback hinsichtlich der Entsorgung	C53
C5.2	Praktizierte und grundsätzliche Wege der Entsorgung und Wiederverwertung und deren Bewertung im Hinblick auf ihre Umweltverträglichkeit	C53
C6	Ermittlung und Bewertung möglicher Verfahren ohne Einsatz chemischer Additive beim Fracking	C56
C6.1	Verfahren zum Fracking ohne chemische Additive	C56
C6.2	Bewertung der Alternativen	C60
C7	Methodische Hinweise zur Durchführung standortspezifischer Risikoanalysen	C61
C7.1	Aufbau/Methode der Risikoanalyse	C61
C7.2	Wirkungspfade (Eingriffsintensität)	C63
C7.3	Gefährdungspotenzial	C64
C7.4	Risikomatrix	C66
C8	Fazit und Defizitanalyse	C67
C8.1	Fazit und Defizitanalyse aus naturwissenschaftlich-technischer Sicht	C67
C8.1.1	Defizite Geosystem	C68
C8.1.2	Defizite Technik	C70
C8.1.3	Defizite Stoffe	C71
C8.1.4	Defizite beim Umgang mit Flowback	C73
C8.2	Fazit und Defizitanalyse aus rechtlicher Sicht	C74
C8.2.1	Umweltverträglichkeitsprüfung und Öffentlichkeitsbeteiligung	C74

C8.2.2	Klarstellungen und Ergänzungen im Wasserrecht	C82
C8.2.3	Entwicklung genereller Standards.....	C86
C8.2.4	Koordinierung der Zulassungsverfahren.....	C88
C8.2.5	Zuständigkeiten	C90
C8.2.6	Regelungsebene.....	C93
C9	Quellennachweis.....	C95

TEIL D: HANDLUNGS- UND VERFAHRENSEMPFEHLUNGEN

D1	Vorbemerkung	D1
D2	Übergreifende Empfehlungen.....	D3
D3	Spezielle Empfehlungen zum Bereich Umwelt/Geosystem	D 6
D4	Spezielle Empfehlungen zum Bereich Technik.....	D10
D5	Spezielle Empfehlungen zum Bereich Stoffe.....	D11
D6	Spezielle Empfehlungen zum Bereich Recht/Verwaltung.....	D13
D7	Quellennachweis.....	D17

ANHANGTEIL

ANHANG 1:	In unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Deutschland eingesetzte Frack-Zubereitungen	1
ANHANG 2:	In unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Deutschland eingesetzte Frack-Additive	9
ANHANG 3:	Bewertung ausgewählter Additive	19

Abbildungsverzeichnis

Abb. 0 1: Zusammenhang zwischen Risikostudie und (späterem) Sicherheitsmanagement ..	04
Abb. 0 2: Aufbau des Gutachtens.....	06
Abb. A 1: Bandbreite der Permeabilitäten und Erfordernis einer hydraulischen Stimulation bei der Erdgasgewinnung	A2
Abb. A 2: Genehmigte Aufsuchungsfelder für konventionelle und unkonventionelle Öl- und Gas-Vorkommen	A7
Abb. A 3: Bergbauberechtigungen in Deutschland (Stand: 31.12.2011) zur Aufsuchung unkonventioneller Kohlenwasserstoff-Vorkommen.....	A8
Abb. A 4: Anzahl der jährlichen Fracks, die in Erdgas-Lagerstätten in Deutschland seit 1961 durchgeführt wurden	A10
Abb. A 5: Schematische Darstellung potenzieller Wirkungspfade.....	A12
Abb. A 6: Nutzung durch tiefe geothermische Anlagen	A16
Abb. A 7: Schematische Darstellung der geologischen Verhältnisse im Gasfeld Leer.....	A18
Abb. A 8: Schiefergas und Flözgas Erschließungen im Nordwestdeutsches Becken	A19
Abb. A 9: Thüringer Becken mit Lage der Aufsuchungsfelder (Übersicht)	A21
Abb. A 10: SW-NE Schnitt durch das Thüringer Becken.....	A22
Abb. A 11: Hydrogeologischer Schemaschnitt NE – SW durch das Münsterland mit den hydrogeologischen Einheiten I bis III	A24
Abb. A 12: Bergbauzone, Verbreitung der Haltern Sande und Lage der Trinkwasserschutzzonen.....	A26
Abb. A 13: Ablagerungssystem der unteren Meeres- und Süßwassermolasse und Süßwassermolasse	A29
Abb. A 14: Schemaprofil der unteren Meeres- und Süßwassermolasse	A30
Abb. A 15: Hydrogeologischer NW – SE Schnitt durch das Molassebecken an der Grenze westliches – östliches Molassebecken mit potenziellen Kohlenwasserstoffvorkommen und geothermischen Potenzialen	A32
Abb. A 16: Geothermische Nutzungen im östlichen Molassebecken.....	A35
Abb. A 17: Geologische Übersichtskarte des Harzes	A38
Abb. A 18: Schematische Darstellung der Anlage zur hydraulischen Stimulation	A46
Abb. A 19: Beispielhaftes Verrohrungsschema	48
Abb. A 20: Schematische Darstellung eines Hohlladungsperforators.....	A50
Abb. A 21: Schema einer Perforation erzeugt mit einem Hohlladungsperforator	A51

Abb. A 22: Perforierung durch Sandstrahlen im offenen Bohrloch	A51
Abb. A 23: Schema des extreme overbalance perforating	A52
Abb. A 24: Ablauf einer Frack-Maßnahme	A53
Abb. A 25: Nicht-planare Rissgeometrie	A54
Abb. A 26: Rissausbreitung in Abhängigkeit der Orientierung des Bohrlochs.....	A55
Abb. A 27: Links: PKN; rechts: KGD	A56
Abb. A 28: Flussdiagramm zur Auswahl von Frack-Fluidtypen.....	63
Abb. A 29: Flussdiagramm zur Auswahl von Stützmitteln	A63
Abb. A 30: Auswahl von Frack-Fluidsystemen für Schiefergas-Lagerstätten in Abhängigkeit der Gesteinsprödigkeit (nach Rickman et al. 2008).....	A64
Abb. A 31: Schematische Darstellung der Bildung des Flowback als Mischung aus Frack- Fluid und Formationswasser in Verbindung mit beschaffenheitsverändernden hydrogeochemischen Prozessen	A75
Abb. A 32: Zurückgeführte Flowback-Volumina nach erfolgtem Fracking	A76
Abb. A 33: Schematische Übersicht zur derzeitigen Behandlung des Flowback.....	A84
Abb. C 1: Schemaskizze zur Beurteilung einer Gefährdung oberflächennaher, wasserwirtschaftlich nutzbarer Grundwasserleiter analog zur Vorgehensweise bei der Bewertung nach Bundes-Bodenschutzgesetz und Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung	C12
Abb. C 2: Bilanzierung des Flowback der Bohrung Damme 3 anhand der gemessenen Chlorid-Konzentration	C46
Abb. C 3: Prinzip des Cavitation Hydrovibration Verfahrens (2009)	C54
Abb. C 4: Aufbau der Risikoanalyse bei der Beurteilung der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten.....	58
Abb. C 5: Bewertung der Gefährdungspotenziale des Flowback und der potenziell über die Pfadgruppen 1, 2 oder 3 freigesetzten Fluide als Mischung aus Frack-Fluid und Formationswasser	C60
Abb. C 6: Beispielhafte Risikomatrix bei der Beurteilung der unkonventionellen Erdgasgewinnung.....	C62
Abb. D 1: Monitoringkreis	D8

Tabellenverzeichnis

Tab. 0 1:	Einsatz der Horizontalbohrtechnik und des hydraulischen Frackings bei der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten.....	03
Tab. A 1:	Potenzielle Vorkommen von unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Deutschland.....	A6
Tab. A 2:	Gas-in-Place und technisch gewinnbare Mengen an Schiefergas in Deutschland bei Annahme eines technischen Gewinnungsfaktors von 10 %.....	A6
Tab. A 3:	Den Gutachtern bekannte Anzahl in Deutschland durchgeführter Frack-Maßnahmen in Erdgas-Lagerstätten.	A9
Tab. A 4:	Besondere Fragestellungen bei der Risikoanalyse für ausgewählte Geosysteme...	A41
Tab. A 5:	Einsatzzwecke der in Frack-Fluiden eingesetzten Additive.....	A59
Tab. A 6:	Bewertung verschiedener Fluidsysteme zur Stimulation von Kohleflözgas-Lagerstätten.....	A62
Tab. A 7:	Den Gutachtern vorliegende Informationen zu in Deutschland in unkonventionellen Gaslagerstätten eingesetzten Frack-Fluiden	A67
Tab. A 8:	Einsatzmengen von Wasser, Gas, Stützmittel und Additiven pro Frack für die Fluidsysteme Gel, Hybrid und Slickwater, die zwischen 1982 und 2000 bzw. 2000 und 2011 in Deutschland injiziert wurden	A69
Tab. A 9:	Analysierte anorganische Spurenstoffe im Flowback verschiedener Erdgasbohrungen im Buntsandstein (Söhlingen, Söhlingen Ost, Borchel, Mulsmhorn, Takken, Bötersen, Goldenstedt)	A77
Tab. A 10:	Analysierte Kohlenwasserstoffe im Flowback verschiedener Erdgasbohrungen im Buntsandstein (Söhlingen, Söhlingen Ost, Borchel, Mulsmhorn, Takken, Bötersen, Goldenstedt)	A78
Tab. A 11:	Vergleich der Beschaffenheit des Formationswassers in der Schiefergas-Lagerstätte „Damme 3“ mit Beurteilungswerten	A80
Tab. A 12:	Vergleich der geschätzten Beschaffenheit des Formationswassers im flözführenden Oberkarbon mit Beurteilungswerten	A82
Tab. B 1:	Zuständigkeit der Bergbehörden für wasserrechtliche Aufgaben für ausgewählte Bundesländer	B19
Tab. B 2:	Zuständigkeit höherer Wasserbehörden in ausgewählten Bundesländern.....	B21
Tab. B 3:	Liste UVP-pflichtiger Vorhaben (Auszug aus der Anlage 1 UVP-G).....	B29
Tab. B 4:	Liste UVP-pflichtiger bergbaulicher Vorhaben (Auszug aus § 1 UVP-V Bergbau)..	B30
Tab. B 5:	Liste UVP-pflichtiger Vorhaben (Auszug aus der Anlage 1 UVP-G).....	B108
Tab. C 1:	Betrachtete Betriebsphasen.....	C3

Tab. C 2:	Bewertung der berechneten Risikoquotienten im Rahmen dieses Gutachtens	C18
Tab. C 3:	Verwendete Sicherheitsfaktoren zur Ableitung der PNEC-Konzentrationen.....	C19
Tab. C 4:	In unkonventionellen Lagerstätten eingesetzte bzw. einsetzbare Frack-Fluide, die für die Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale ausgewählt wurden	C21
Tab. C 5:	Zusammensetzung des 2008 in einer Tight Gas-Lagerstätte in Niedersachsen eingesetztes Frack-Fluid „Söhlingen Z16“	C22
Tab. C 6:	Bewertung der im Frack-Fluid Söhlingen Z16 eingesetzten Additivkonzentrationen anhand der Grenzwerte der TrinkwV bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen.....	C27
Tab. C 7:	Mittlere Konzentration der Frack-Additive im eingesetzten Frack-Fluid Damme 3.	C29
Tab. C 8:	Bewertung der im Frack-Fluid Damme 3 eingesetzten Additivkonzentrationen anhand der Grenzwerte der TrinkwV bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen.....	C34
Tab. C 9:	Konzentration der Frack-Additive im eingesetzten Frack-Fluid Natarp	C35
Tab. C 10:	Bewertung der im Frack-Fluid Natarp eingesetzten Additivkonzentrationen anhand der Grenzwerte der TrinkwV bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen.....	C39
Tab. C 11:	Konzentration der Additive im Frack-Fluid „Weiterentwicklung Slickwater“.....	C40
Tab. C 12:	Konzentration der Additive im Frack-Fluid „Weiterentwicklung Gel“	C41
Tab. C 13:	Bewertung der in den Frack-Fluiden „Weiterentwicklung Slickwater“ und „Weiterentwicklung Gel“ geplanten Additivkonzentrationen anhand der Grenzwerte der TrinkwV bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen.....	C44

ANHANGTEIL:

Anhang 1:

Tab. 1:	Frack-Fluide, die in Deutschland zum Einsatz kamen	1

Anhang 2:

Tab. 1:	Stützmittel und Frack-Additive, die beim Fracking konventioneller und unkonventioneller Erdgaslagerstätten in Deutschland eingesetzt wurden	10

Anhang 3:

Tab. 1:	Zusammenstellung verfügbarer NOAEL- und TDI-Werten und daraus berechnete gesundheitliche Leitwerte (LW) für ausgewählte Frack-Additive.....	41
Tab. 2 :	Gesundheitliche Orientierungswerte (GOW) für ausgewählte Frack-Additive.	42

Tab. 3:	Publizierte ökotoxikologischer Wirkkonzentrationen ausgewählter Frack-Additive nach Auswertung der ETOX-Datenbank (UBA 2012) und der ECOTOX-Datenbank (US EPA 2012) sowie verfügbarer Sicherheitsdatenblätter der Frack-Zubereitungen (SDB) und ausgewählter Primärliteratur.....	45
Tab. 4:	Ableitung von Predicted No Effect Konzentrationen (PNEC) für ausgewählte Frack-Additive in Anlehnung an EC TGD (2003)	49
Tab. 5:	Auswahl relevanter physikalisch-chemischer Parameter bewerteter Additive nach Auswertung der IUCLID-Datenbank (IUCLID 2000) und dem Software EPI-Suite der US EPA (EPI-Suite 2011).....	50

Einleitung

In der Öffentlichkeit wird die Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten und das dabei zum Einsatz kommende Verfahren des „Hydraulic Fracturing“ intensiv diskutiert. Im Mittelpunkt stehen dabei die Auswirkungen der Vorhaben, insbesondere der zum Einsatz kommenden Techniken und Stoffe auf die Umwelt und den Menschen. Das Umweltbundesamt hat sich hierzu in einer Stellungnahme zur Schiefergasförderung in Deutschland positioniert¹. Einige der Punkte, die in der angesprochenen Stellungnahme des Umweltbundesamtes nur andiskutiert werden, wurden mit der vorliegenden Studie konkretisiert und wissenschaftlich analysiert.

Bei der Zulassung und Durchführung von Maßnahmen im Zusammenhang mit der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten sind durch Betreiber und Genehmigungsbehörden zahlreiche berg- und umweltrechtliche Regelungen zu beachten. Dabei sind die materiellrechtlichen und verfahrensrechtlichen Anforderungen an der Schnittstelle zwischen Berg- und Wasserrecht nicht immer klar.

Die vorliegende Studie soll die mit dem Fracking möglicherweise verbundenen Umweltauswirkungen und Risiken für Umwelt und Mensch aufzeigen bzw. Kenntnislücken und Wissensdefizite benennen, um diese Risiken bewerten zu können. Darüber hinaus werden die bestehenden berg- und umweltrechtlichen, vor allem wasserrechtlichen Bestimmungen beschrieben und im Hinblick auf Schnittmengen, Differenzen und Lücken analysiert.

Explizit nicht Gegenstand der vorliegenden Studie sind Auswertungen und Analysen zu folgenden Sachverhalten:

- Aspekte der oberirdischen und unterirdischen Raumplanung, insbesondere in Bezug auf potenzielle Ausschlussgebiete, Nutzungskonkurrenzen etc.,
- Gefährdungspotenzial beim Umgang mit den eingesetzten Chemikalien an der Oberfläche (An- und Abtransport, Lagerung etc.),
- (rechtliche) Rolle des Urheberrechts bei der (geforderten) Veröffentlichung der eingesetzten Chemikalien,
- Fragen zur Energie- und Klimabilanz,
- direkte Umweltauswirkungen in Verbindung mit dem Einrichten und dem Betrieb der Bohrstelle (Flächenverbrauch, Lärm etc.),
- potenzielle seismische Auswirkungen, resultierend aus Fracking und/oder Versenkung des Flowback (Disposal),
- konkrete standortspezifische Betrachtungen (z.B. im Hinblick auf geologische Wirkungspfade etc.).

¹ http://www.umweltbundesamt.de/chemikalien/publikationen/stellungnahme_fracking.pdf

Zielsetzung und Vorgehensweise

Ziele des Gesamtvorhabens sind:

1. naturwissenschaftliche, technische und rechtliche Bewertung der mit der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten verbundenen Risiken mit Schwerpunkt auf Fracking
2. Aufzeigen von technischen Alternativen
3. Erarbeitung von Handlungs- und Verfahrensempfehlungen, die von Rechtssetzungsorganen und Vollzugsbehörden als Grundlage für die Bewältigung der mit der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten verbundenen Risiken verwendet werden können. Dazu gehört auch die Erarbeitung geeigneter Kriterien für die Durchführung einer Öffentlichkeitsbeteiligung im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP).

Der Fokus der Untersuchungen liegt auf den beim Fracking eingesetzten Stoffen, deren Toxizität für den Menschen und die Organismen der aquatischen Umwelt, den potenziellen Gefährdungspfaden sowie den juristischen Rahmenbedingungen.

Basis einer fundierten Risikoanalyse ist eine möglichst genaue Beschreibung des Ist-Systems (Empfindlichkeit bzw. Sensitivität), der vorhabensbedingten Auswirkungen (Eingriff) und der relevanten Wirkungszusammenhänge. Das Ist-System und dessen Empfindlichkeit sind standortspezifisch zu bewerten. Hierzu gehören im Fall der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten:

- Gas-Vorkommen unter Tage,
- geologische, hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Standortsituation,
- Oberfläche und oberflächennaher Untergrund mit den jeweiligen Nutzungen, den Kompartimenten des Naturhaushalts, den Menschen und den zugehörigen Wirkungspfaden.

Die vorhabensbedingten Auswirkungen im Rahmen der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen (Eingriff) sind in erster Linie bestimmt durch die zum Einsatz kommenden Techniken, die standortspezifisch variieren können. Wesentliche Gesichtspunkte sind hier:

- Bohrtechnik und Bohrlochausbau,
- Stimulationstechniken der Lagerstätte (Fracking) inkl. zum Einsatz kommender Stoffe,
- Entsorgung (Flowback), Gasförderung und Wasserhaltung.

Die wesentlichen Charakteristika der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten liegt im Einsatz der folgenden beiden Technologien (s. Tab. 1):

- Horizontalbohrtechnik
- Hydraulisches Fracking

Tab. 0 1: Einsatz der Horizontalbohrtechnik und des hydraulischen Frackings bei der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten (Quelle: EXXON 2011)

Arten von unkonventionellem Erdgas	Einsatz Horizontalbohrtechnik	Einsatz hydraulisches Fracking	Förderung in Deutschland (aktuell)
Tight Gas	Ja	Ja	Ja
Schiefergas	Ja / Nein	Ja	Nein
Kohleflözgas	Ja / Nein	Ja / Nein	Nein

Art, Tiefe und Dauer der Einwirkungen des Vorhabens auf die Umwelt (Eingriffsintensität) können abhängig von den möglichen Kombinationen von Vorkommen und eingesetzter Technologie unterschiedlich sein. Insofern ist die Betrachtung der zwei Subsysteme Umwelt und Technik notwendige Voraussetzung, um eine systematische und möglichst umfassende Analyse der möglichen Wirkungszusammenhänge durch sinnvolle Kombinationen dieser beiden zu ermöglichen.

Risiken in Zusammenhang mit der Nutzung von unkonventionellem Erdgas sind räumlich an die jeweiligen Erdgas-Vorkommen gebunden. Sie entstehen bei der Suche nach Erdgas, der Stimulation geeigneter Vorkommen (u.a. durch Fracking), der Ausbeutung eines förderwürdigen Vorkommens (= Erdgas-Lagerstätte) und in der Nachabschlussphase. Zu betrachten sind dabei jeweils der Einzelfall (einzelne Bohrung), die Summenwirkung vieler Bohrungen/Fracks in einem Gewinnungsgebiet, die Langzeitsicherheit sowie Normalbetrieb und Störfall.

Der Schwerpunkt der Betrachtungen des vorliegenden Gutachtens liegt – der Aufgabenstellung entsprechend – auf den Umweltauswirkungen und Risiken, die vom Fracking ausgehen. Dies wird bereits bei der Erkundung der potenziellen Lagerstätte eingesetzt. Multiple Fracks in einem Bohrloch kommen i.d.R. jedoch erst bei der Gewinnung zum Einsatz.

Den Systemzusammenhang zwischen einer Risikostudie und einem späteren Sicherheitsmanagement bei der Umsetzung zeigt die Abbildung 1. Gegenstand der Risikostudie sind eine Systemanalyse (Hydrogeologie, Wirkungszusammenhänge etc.) sowie eine Systembewertung (Ist-Zustand und Eingriff). Es erfolgt eine zusammenfassende Bewertung des Risikos (insbesondere in Bezug auf das Fracking) für Mensch, Umwelt und Natur unter Berücksichtigung der Standortsituationen, der eingesetzten Techniken und Stoffe (Einbringen, Verbleib, Toxizität, Veränderung, Flowback) und der bestehenden rechtlichen Regelungen. Hierbei werden die wichtigsten Wirkungszusammenhänge, die zu einer Gefährdung für Mensch, Umwelt und Natur führen können, aufgezeigt, beschrieben und bewertet.

Aus den Wirkungszusammenhängen und Risiken begründen sich Maßnahmenkonzepte (z.B. Bewertungs- und Genehmigungskataloge) für die Umsetzung (Exploration und Gewinnung). Die begleitende Überwachung und das allgemeine Monitoring bilden die Grundlage für die Steuerung des Sicherheitsmanagements. Sich ergebende weitere Erkenntnisse hinsichtlich Systembewertung und Risikoanalyse können dann für eine Anpassung der Genehmigungsanforderungen genutzt werden.

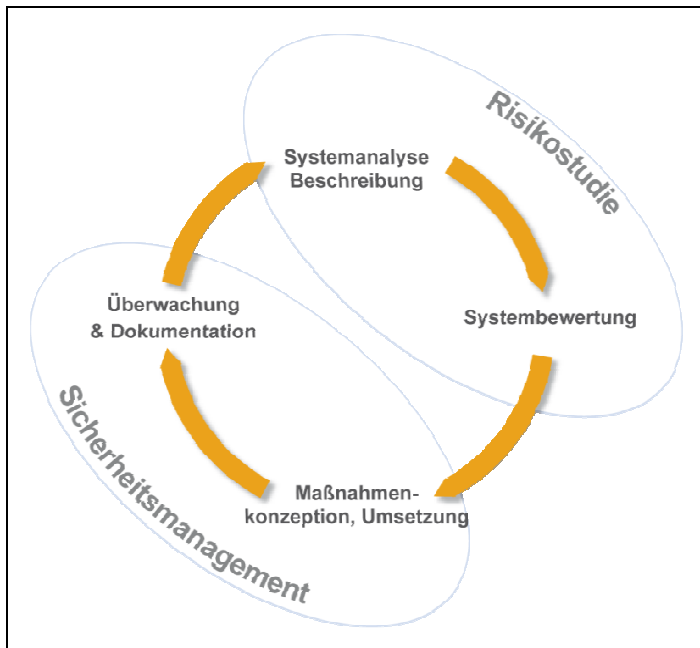


Abb. 0 1: Zusammenhang zwischen Risikostudie und (späterem) Sicherheitsmanagement

Die Ermittlung und Bewertung der Risiken für Mensch und Umwelt erfolgt in der Praxis vor allem durch die Berg- und Wasserbehörden nach den materiell- und verfahrensrechtlichen Vorgaben des Berg- und Wasserrechts. Obwohl die Vorhaben mit erheblichen spezifischen Umweltauswirkungen verbunden sein können und ein erhebliches öffentliches Interesse an den Vorhaben besteht, sind eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und eine damit verbundene Öffentlichkeitsbeteiligung nach Maßgabe der einschlägigen UVP-Verordnung Bergbau bisher in aller Regel weder für das Gesamtvorhaben der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten noch für spezifische Maßnahmen wie das Fracking erforderlich, da eine UVP danach allein an die Gasfördermengen von 500.000 m³/Tag gebunden ist.

In der öffentlichen und politischen Diskussion steht der Ruf nach der Einführung einer UVP deshalb derzeit im Vordergrund. Die UVP ist aber in erster Linie ein verfahrensrechtliches Instrument. Die Bewertungsmaßstäbe und die für die richtige Bewertung erforderliche Ermittlungstiefe ergeben sich aus dem materiellen Berg- und Wasserrecht. Auch das für ein angemessenes Risikomanagement erforderliche und angemessene Instrumentarium ergibt sich nicht aus dem UVP-Recht, sondern aus dem Fachrecht und dem allgemeinen Verwaltungsverfahrenrecht. In der Praxis spielen außerdem die Behördenorganisation und die Zuständigkeiten eine wichtige Rolle für die praktische Anwendung dieser Maßstäbe.

Datenverfügbarkeit

Im Rahmen des Gutachtens wurden ausschließlich frei zugängliche Informationen und Daten verwendet, die in den entsprechenden Quellennachweisen am Ende der einzelnen Kapitel benannt werden.

Die Beschreibung der geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse potenzieller Aufsuchungs- und Gewinnungsgebiete in Teil A erfolgt auf einer relativ groben, übergeordneten Ebene und ersetzt keine Detailuntersuchungen und -analysen für konkrete potenzielle Standorte. Für die detaillierten Betrachtungen in Bezug auf die Geologie und Hydrogeologie des Münsterlandes wurde auf die Arbeiten und Ergebnisse des Gutachtens für Nordrhein-Westfalen (Auftraggeber MKULNV) zurückgegriffen, um exemplarisch den Aufbau und die Inhalte einer hydrogeologischen Systemanalyse zu verdeutlichen.

Für die Bewertung der in Deutschland eingesetzten Frack-Fluide und -zubereitungen wurden Daten aus meist öffentlich zugänglichen Quellen verwendet, die nur in Einzelfällen durch gezielte Anfragen um nicht öffentlich zugängliche Informationen ergänzt werden konnten. Aufgrund der mangelhaften Datenverfügbarkeit konnten nur für 28 im Zeitraum zwischen 1983 und 2011 in Deutschland eingesetzte Frack-Fluide die verwendeten Additive recherchiert werden; dies entspricht einer Datengrundlage von ca. 25 % der ca. 300 bisher in Deutschland durchgeführten Frack-Maßnahmen. Alle den Gutachtern vorliegenden Informationen zur Zusammensetzung der Frack-Fluide beruhen auf der Auswertung der Sicherheitsdatenblätter der verwendeten Zubereitungen. In diesen fehlen jedoch häufig Informationen zur (eindeutigen) Identität und Menge der eingesetzten Additive, zu den physikalisch-chemischen und toxikologischen Eigenschaften sowie ihrem Kurz- und Langzeitverhalten in der aquatischen Umwelt. Eine Entscheidung über die Aufnahme oder Nicht-Aufnahme der in Frack-Fluiden in Deutschland eingesetzten Biozid-Wirkstoffe als Schleimbekämpfungsmittel in Anhang I oder IA der Biozid-Richtlinie steht derzeit noch aus, so dass auch aus dem laufenden Prüfverfahren keine Daten zur Verfügung stehen. Eine Verpflichtung der Servicefirmen zur Veröffentlichung bzw. eine zentrale Erfassung der Stoffinformationen in Datenbanken besteht derzeit in Deutschland nicht.²

Auf die Probleme bei der Aus- und Bewertung der recherchierten Daten wird in den entsprechenden Fachkapiteln in den Teilen A und C der vorliegenden Studie eingegangen.

Aufbau des Gutachtens

Der Aufbau des vorliegenden Gutachtens ist schematisch in Abbildung 2 dargestellt.

Der **Teil A** beinhaltet eine Beschreibung der naturräumlichen und technischen Randbedingungen des Frackings:

- Typisierung und Charakterisierung der unkonventionellen Erdgasvorkommen in Deutschland und exemplarische systemanalytische Betrachtung ausgewählter geologisch-hydrogeologischer Großräume,

² Hinweis: Zur Risikobewertung von bioziden Wirkstoffen bzw. Produkten sind die Antragsteller laut Biozidverordnung (EU 528/2012) verpflichtet, einen gewissen Kerndatensatz der zu bewertenden Stoffe (u.a. physikochemische Eigenschaften) an die zuständigen Behörden zu übermitteln.

- Beschreibung des Standes der Technik in Bezug auf Fracking-Maßnahmen,
- Beschreibung und Bewertung der beim Fracking zum Einsatz kommenden Stoffe / Stoffgemische,
- Beschreibung und Bewertung des Flowback und des Standes der Technik für die Entsorgung des Flowback.

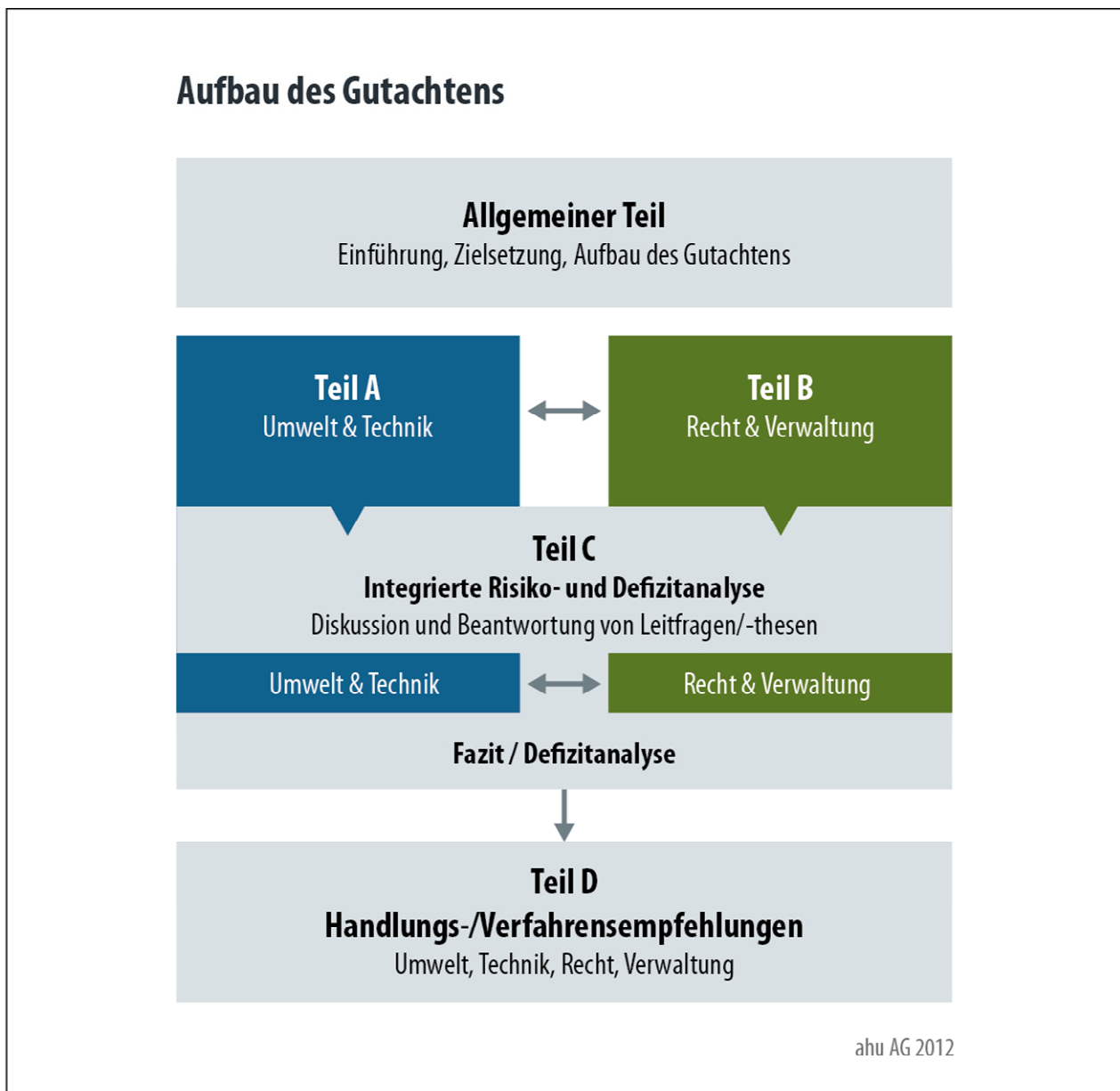


Abb. 0 2: Aufbau des Gutachtens

Im **Teil B** werden die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen erläutert:

- generelle berg- und umwelt-, insbesondere wasserrechtliche Anforderungen, Zuständigkeiten,
- Überblick über die Regelungen zur Beherrschung übertägiger Risiken (Anforderungen an Beschaffung, Lagerung und Umgang mit den eingesetzten Stoffen),
- vertiefte Darstellung der formellen und materiellen berg- und wasserrechtlichen Anforderungen an das Niederbringen und den Ausbau der Bohrungen und die Durchführung von Fracks,
- berg- und wasserrechtliche Anforderungen an den Umgang mit dem Flowback,
- Erforderlichkeit einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bzw. UVP-Vorprüfung.

Im **Teil C** erfolgt eine Analyse der spezifischen Risiken, die mit dem Fracking verbunden sind bzw. verbunden sein können. Hierbei werden die folgenden Punkte einer näheren Betrachtung unterzogen:

- Benennung und Bewertung der wichtigsten Wirkungspfade auf die Natur durch die untersuchten wasserbezogenen Aspekte des Frackings,
- Steuerung und Überwachung der Rissbildung beim Fracking,
- Bewertung ausgewählter Frack-Fluide, der Formationswässer sowie des zu Tage tretenden Flowback,
- Bewertung des Verbleibs der Frack-Additive im Untergrund,
- Bewertung der Entsorgung/Wiederverwertung des Flowback,
- methodische Hinweise zur Durchführung standortspezifischer Risikoanalysen.

Grundlegende Aspekte zu den einzelnen genannten Punkten werden unter Berücksichtigung der Fakten aus den Teilen A und B analysiert und bewertet.

Der Teil C schließt mit einem Fazit und einer Defizitanalyse, in der die wichtigsten wissenschaftlichen, technischen und rechtlichen Handlungsfelder benannt und konkretisiert werden.

Im **Teil D** werden die Ergebnisse des Fazits und der Defizitanalyse des Teils C aufgegriffen und es werden konkrete Handlungs- und Verfahrensempfehlungen für die weitere Vorgehensweise allgemein und in Bezug auf die betrachteten Aspekte abgeleitet.

Kurzbeschreibung

Die vorliegende Studie untersucht die wasserbezogenen Umweltauswirkungen und Risiken für Mensch und Umwelt, die mit dem Einsatz der Fracking-Technologie (hydraulische Stimulation) im Rahmen der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten verbunden sein können. Die Studie befasst sich mit den naturwissenschaftlich-technischen Sachverhalten und den bestehenden berg- und umweltrechtlichen Bestimmungen. Alle Aspekte wurden im Hinblick auf die gemeinsamen Schnittmengen, Differenzen sowie Wissens- und Informationsdefizite analysiert.

Die Studie gliedert sich nach einer allgemeinen Einführung in vier Teile: Beschreibung der naturräumlichen, technischen und stofflichen Randbedingungen des Frackings (Teil A), geltende rechtliche Rahmenbedingungen und Verwaltungsstrukturen (Teil B), Risiko- und Defizitanalyse (Teil C) sowie Ableitung von Handlungs- und Verfahrensempfehlungen (Teil D).

Grundlage für eine fundierte Risikoanalyse sind Beschreibungen des Ist-Systems, der vorhabenbedingten Auswirkungen und der relevanten Wirkungszusammenhänge. Hierzu werden die in Deutschland bekannten bzw. vermuteten unkonventionellen Erdgas-Vorkommen benannt und exemplarisch die qualitativen Systemzusammenhänge für ausgewählte Geosysteme anhand öffentlich verfügbarer Unterlagen aufgezeigt. Potenzielle technische und geologische Wirkungspfade werden beschrieben.

Im Hinblick auf die technischen Aspekte werden zunächst die gebirgsmechanischen Grundlagen des Frackings sowie der Frack-Vorgang erläutert. Aus Sicht des Grundwasserschutzes liegt der Schwerpunkt der Betrachtungen auf der Bohrungskomplettierung, der Modellierung der Rissausbreitung und der Langzeitsicherheit der Bohrung (inkl. Zementation).

Den beim Fracking eingesetzten Frack-Fluiden wird neben Stützmitteln zum Offenhalten der Risse eine Reihe weiterer Additive zugesetzt. Die Auswertung in Deutschland eingesetzter Frack-Fluide zeigt, dass auch in neueren Fluiden Additive zum Einsatz kamen, die bedenkliche Eigenschaften aufwiesen und/oder deren Verhalten und Wirkungen in der Umwelt aufgrund einer lückenhaften Datenlage nicht oder nur eingeschränkt bewertet werden können. Es wird eine Bewertungsmethode vorgestellt, um die Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide, der Formationswässer und des Flowback anhand wasserrechtlicher Beurteilungswerte sowie human- und ökotoxikologisch begründeter Wirkschwellen abzuschätzen. Die Bewertung einer Auswahl bereits eingesetzter sowie geplanter/weiterentwickelter Frack-Fluide kommt zu dem Ergebnis, dass diese Fluide ein hohes bzw. ein mittleres bis hohes Gefährdungspotenzial aufweisen.

Der nach der Druckbeaufschlagung zu Tage geförderte Flowback setzt sich aus Frack-Fluid und Formationswässern sowie möglichen Reaktionsprodukten zusammen. Da auch die Formationswässer erhebliche Gefährdungspotenziale aufweisen können, stellt die umweltgerechte Entsorgung des Flowback eine vordringliche Aufgabe dar.

Rechtliche Anforderungen an Fracking-Vorhaben in Bezug auf den Grundwasserschutz ergeben sich aus dem Berg- und Wasserrecht. Das Wasserrecht verlangt die Prüfung, ob beim Fracking-Vorgang sowie beim Verpressen des Flowback die Besorgnis nachteiliger Grundwasserveränderungen ausgeschlossen werden kann. Dazu ist ein wasserrechtliches Erlaubnisverfahren durchzuführen. Wegen des Anwendungsvorrangs der UVP-Richtlinie vor der UVP V-Bergbau muss bei allen Fracking-Vorhaben schon jetzt eine Vorprüfung des Einzelfalls, ob eine UVP erforderlich ist, durchgeführt werden. Die bisherige Praxis weist hier Vollzugsdefizite auf.

Regulatorische Defizite bestehen im Hinblick auf die Umsetzung der Anforderungen der UVP-Richtlinie und im Hinblick auf Unsicherheiten bei der Anwendung des Wasserrechts (Grundwasserbegriff, Erlaubnisbedürftigkeit, Erlaubnisfähigkeit). Für die UVP-Pflicht empfehlen wir eine grundsätzliche bundesrechtliche UVP-Pflicht für Fracking-Vorhaben mit einer Öffnungsklausel für die Länder. Die durch UVP-Recht gebotene Öffentlichkeitsbeteiligung sollte im Hinblick auf Erkenntnisse über potenzielle Umweltauswirkungen, die erst während der Durchführung des Vorhabens gewonnen werden können, um eine vorhabenbegleitende Komponente erweitert werden. Die sorgfältige Prüfung der wasserrechtlichen Anforderungen sollte durch Klarstellung der Anforderungen und Neuregelung einer integrierten Vorhabengenehmigung unter Federführung einer dem Umweltministerium unterstehenden Umweltbehörde bzw. Integration der Bergbehörden in die Umweltverwaltung sichergestellt werden.

Eine Risikoanalyse ist immer standortspezifisch durchzuführen, wobei in Bezug auf das Geosystem auch die großräumigen Grundwasserfließverhältnisse zu berücksichtigen sind. Dies erfordert i.d.R. numerische Modellierungen. Es erfolgen Hinweise zur Durchführung standortspezifischer Risikoanalysen, in deren Rahmen das Gefährdungspotenzial der Fluide mit der Relevanz der Geopfade in dem jeweiligen Geosystem verknüpft wird.

Wir stellen zusammenfassend fest, dass zu einer fundierten Beurteilung dieser Risiken **und** zu deren technischer Beherrschbarkeit bislang viele und grundlegende Informationen fehlen (z.B. der Aufbau und die Eigenschaften der tiefen Geosysteme, Verhalten und Wirkung der eingesetzten Frack-Additive etc.). Angesichts dieser Ausgangssituation werden grundsätzliche Handlungsempfehlungen ausgesprochen und für die Themenkomplexe Geosysteme, Technik und Stoffe konkretisiert.

Abstract

We examine the water-related environmental impacts and the risks for human health and the environment that could potentially be caused by hydraulic fracturing (fracking) during exploration and exploitation of unconventional natural gas reservoirs in Germany. This study covers both scientific-technical aspects and the existing mining and environmental regulations. Both were analyzed with respect to consistency, differences and current gaps of knowledge and lack of relevant information.

After a general introduction, this study is divided into four sections: We first focus on the description of geospatial conditions, technical aspects and the chemical additives employed by hydraulic fracturing (Part A) and the existing regulatory and administrative framework (Part B), before we conduct a risk and deficit analysis (Part C) and derive recommendations for further actions and proceedings (Part D).

The foundation of a sound risk analysis is a description of the current system, the relevant effect pathways and their interactions. We describe known and assumed unconventional natural gas reservoirs in Germany based on publicly available information. We present qualitatively the relevant system interactions for selected geosystems and assess potential technical and geological effect pathways.

With regard to the technical aspects, we describe the principles of rock mechanics and provide an overview of the technical fracturing process. In terms of groundwater protection, the key focus is on borehole completion, modelling of fracture propagation and the long-term stability of the borehole (incl. cementation).

The injected fracturing fluids contain proppants and several additional chemical additives. The evaluation of fracturing fluids used to date in Germany shows that even in newer fluids several additives were used which exhibit critical properties and/or for which an assessment of their behaviour and effects in the environment is not possible or limited due to lack of the underlying database. We propose an assessment method which allows for the estimation of the hazard potential of specific fracturing fluids, formation water and the flowback based on legal thresholds and guidance values as well as on human- and ecotoxicologically derived no-effect concentrations. The assessment of five previously used or prospectively planned fracturing fluids shows that these selected fluids exhibit a high or a medium to high hazard potential.

The flowback redrawn after the pressure release contains fracturing fluids, formation water, and possibly reaction products. Since the formation water can also exhibit serious hazard potentials, environmentally responsible techniques for the treatment and disposal of the flowback is of primary importance.

With respect to groundwater protection, regulatory requirements result from both the mining and the water law. The water law requires the examination, whether concerns can be excluded that hydraulic fracturing and the disposal of flowback may cause adverse groundwater effects. This requires a separate authorization according to the water law. Due to the primacy of the environmental impact assessment directive (EIA Directive, "UVP-Richtlinie") over the national EIA mining regulation ("UVP V-Bergbau") it has already to be assessed in a case-by-case examination, whether an environmental impact assessment is required. The previous administrative practices thus exhibit certain lack of enforcement.

Regulatory deficits exist concerning the application of the requirements of the EIA Directive and concerning some uncertainties in applying specific terms of the water law (groundwater, requirement of and conditions for authorization). We recommend constituting a mandatory environmental impact assessment for all fracking projects in federal law, with a derogation clause for the federal states. The public participation required in the EIA Directive should be extended by a project-accompanying component to improve public access to the assessment of knowledge that is generated after the initial authorization of the project. The examination of the legal requirements should be ensured by clarification and revision of an integrated authorization procedure under the auspices of an environmental authority subordinated to the Ministry of the Environment or by an integration of the mining authority in the environmental administration.

A risk analysis is always site-specific, but must also consider large-scale groundwater flow conditions, which generally requires numerical models. We provide considerations for application of a site-specific generic risk analysis, which integrate both the hazard potential of the fluids and the specific relevance of each effect pathways in the geosystem.

In summary we conclude that basic knowledge and data are currently missing preventing a profound assessment of the risks and their technical controllability (e.g., the properties of the deep geosystem, the behaviour and effects of the deployed chemical additives, etc.). In this setting we propose several recommendations for further action, which we specify for each of the aspects geosystem, technical guidelines and chemical additives.

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	01

TEIL A: VORKOMMEN, TECHNIK UND STOFFE

A1	Unkonventionelle Gas-Vorkommen in Deutschland	A1
A1.1	Informations- und Datengrundlage.....	A1
A1.2	Einführung.....	A1
A1.3	Vorkommen und Aufsuchungsfelder in Deutschland.....	A5
A1.4	Fracking in Deutschland	A10
A2	Systemanalyse und Wirkungspfade	A12
A2.1	Systemanalyse.....	A12
A2.2	Wirkungspfade.....	A13
A2.3	(Potenzielle) konkurrierende unterirdische Nutzungen	A16
A2.4	Systemanalysen für ausgewählte Geosysteme/Typlokalitäten.....	A18
A2.4.1	Tight Gas-Vorkommen	A18
A2.4.2	Kohleflözgas-Vorkommen.....	A23
A2.4.3	Schiefergas-Vorkommen	A28
A2.5	Fazit und Zusammenfassung der Standortspezifika mit Relevanz für die Risikoanalyse.....	A40
A3	Erkundungs-, Stimulierungs- und Gewinnungstechniken	A42
A3.1	Informationsgrundlagen und Vorgehensweise	A42
A3.2	Darstellung der generellen Gewinnungsstrategien für unkonventionelle Erdgas-Vorkommen	A42
A3.3	Fracking – Stand der Technik.....	A43
A3.3.1	Komplettierung der Bohrung (well completion).....	A48
A3.3.2	Ablauf einer Frack-Maßnahme.....	A51
A3.3.3	Ausbreitung hydraulisch erzeugter Risse	A54
A3.4	Unsicherheiten/Wissensdefizite	A59
A4	Frack-Fluide	A60
A4.1	Überblick und Einsatzzwecke	A61
A4.2	Kriterien zur Auswahl der Frack-Additive.....	A64
A4.2.1	Technische Anforderungen	A65

A4.2.2	Chemikalienrechtliche Anforderungen	A67
A4.3	In Deutschland eingesetzte Frack-Fluide.....	A67
A4.3.1	Informations- und Datengrundlage.....	A67
A4.3.2	Einsatzmengen.....	A69
A4.3.3	Eingesetzte Frack-Zubereitungen.....	A72
A4.3.4	Eingesetzte Frack-Additive	A73
A4.3.5	Gegenwärtige Weiterentwicklungen der Frack-Fluide	A74
A4.4	Unsicherheiten/Wissensdefizite	A75
A5	Flowback	A76
A5.1	Mengen	A77
A5.2	Chemische Beschaffenheit	A78
A5.2.1	Tight Gas-Lagerstätten.....	A78
A5.2.2	Schiefergas-Lagerstätten.....	A81
A5.2.3	Kohleflözgas-Lagerstätten	A83
A5.3	Entsorgungswege	A85
A5.4	Unsicherheiten/Wissensdefizite	A86
A6	Quellennachweis.....	A87

TEIL B: EVALUIERUNG RECHTLICHER REGELUNGEN UND VERWALTUNGSSTRUKTUREN

B1	Grundlagen.....	B1
B1.1	Bergrecht.....	B1
B1.1.1	Ordnung der Aufsuchung und Gewinnung	B2
B1.1.2	Gefahrenvorsorge: Betriebsplanpflicht	B5
B1.1.3	Voraussetzungen der Betriebsplanzulassung.....	B7
B1.1.4	Inhalt von Betriebsplänen und Betriebsplanzulassungen	B9
B1.1.5	Rechtsverordnungen, insbesondere ABergV und Tiefbohr- verordnungen (BVOT).....	B10
B1.1.6	Zuständigkeit.....	B12
B1.2	Wasserrecht	B13
B1.2.1	Allgemeine Sorgfaltspflichten.....	B13
B1.2.2	Benutzungen	B14
B1.2.3	Lagern und Ablagern von Stoffen, Erdaufschlüsse	B15

B1.2.4	Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen.....	B16
B1.2.5	Abwasserbeseitigung.....	B17
B1.2.6	Wasser- und Heilquellenschutzgebiete	B18
B1.2.7	Zuständigkeiten	B19
B1.3	Verhältnis zwischen Berg- und Wasserrecht	B23
B1.3.1	Überschneidung von Anforderungen	B24
B1.3.2	Abgrenzung der Verfahren und Zuständigkeiten.....	B25
B1.3.3	Verfahrensrechtliches Verhältnis und Ablauf paralleler Verfahren.....	B26
B1.3.4	Rohstoffsicherungsklausel.....	B27
B1.4	Umweltverträglichkeitsprüfung und Strategische Umweltprüfung.....	B28
B1.4.1	Umweltverträglichkeitsprüfung.....	B28
B1.4.2	Strategische Umweltprüfung.....	B31
B1.5	Andere umweltrechtliche Anforderungen	B32
B1.6	Integrierte untergesetzliche Regelungen	B33
B2	Beschaffung, Lagerung und Beförderung.....	B35
B2.1	Beschaffung von Wasser	B35
B2.2	Additive	B37
B2.2.1	Allgemeine chemikalienrechtliche Verbote, Beschränkungen und Zulassungserfordernisse.....	B38
B2.2.2	Biozide.....	B38
B2.2.3	Allgemeine Anforderungen der REACH-Verordnung.....	B41
B2.2.4	Gefahrstoffverordnung und bergrechtliche Sonderregelungen.....	B41
B2.3	Innerbetriebliche Lagerung und Beförderung von Additiven und Fracking- Fluiden.....	B42
B2.3.1	Bergrecht	B42
B2.3.2	Wasserrecht.....	B43
B2.4	Außerbetriebliche Beförderung	B46
B3	Bohrung und Einbringen von Stoffen beim Fracking.....	B47
B3.1	Bergrechtliche Anforderungen	B47
B3.1.1	Bohrbetrieb.....	B47
B3.1.2	Förderbetrieb.....	B48
B3.1.3	Allgemein anerkannte Regeln der Sicherheitstechnik	B50

B3.2	Wasserrechtliche Tatbestände.....	B50
B3.3	Andere Schadstoffeinträge in Tiefengrundwasser.....	B52
B3.4	Grundwasser	B55
B3.4.1	Tiefe und Verbindung mit anderem Grundwasser	B56
B3.4.2	Wasser und Sole.....	B58
B3.4.3	Sättigungszone	B59
B3.4.4	Fazit	B61
B3.5	Nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit.....	B62
B3.5.1	Unterfall einer schädlichen Gewässerveränderung.....	B62
B3.5.2	Bewirtschaftungsziele (§ 47 WHG)	B63
B3.5.3	Maßnahmenprogramme (§ 82 WHG)	B65
B3.5.4	Wohl der Allgemeinheit	B66
B3.5.5	Konkretisierung durch Grenz- und Schwellenwerte	B68
B3.5.6	Differenzierung des Schutzniveaus?.....	B70
B3.5.7	Wasserrechtliche Erlaubnis für das Endlager Konrad	B70
B3.5.8	Zulässigkeit der Differenzierung	B71
B3.5.9	Differenzierungskriterien	B72
B3.5.10	Fazit	B74
B3.6	Erlaubnisbedürftigkeit.....	B74
B3.6.1	Dauerhaftigkeit und Ausmaß der nachteiligen Veränderung.....	B75
B3.6.2	Eignung zur erheblichen nachteiligen Veränderung.....	B75
B3.6.3	Fracking als unechte Benutzung.....	B77
B3.6.4	Bohrungen.....	B78
B3.6.5	Verhältnis von Berg- und Wasserrecht bei unechten Benutzungen und Bohrungen.....	B81
B3.6.6	Zweckgerichtetes Verhalten und echte Benutzung	B83
B3.6.7	Einbringen von Stoffen als echte Benutzung	B84
B3.6.8	Erlaubnisbedürftige Maßnahmen.....	B85
B3.6.9	Fazit	B87
B3.7	Erlaubnisfähigkeit, Besorgnisgrundsatz.....	B87
B3.7.1	Anwendungsbereich.....	B88
B3.7.2	Besorgnisgrundsatz.....	B89

B3.7.3	Störfallsicherheit und unwahrscheinliche Entwicklungen.....	B91
B3.7.4	Zeiträume und Langzeitsicherheit.....	B94
B3.7.5	Prüfungsraum und Summenwirkung	B95
B3.7.6	Vermeidbarkeit durch Nebenbestimmungen	B96
B3.7.7	Bedeutung des § 82 Abs. 6 WHG i. V. m. Art. 11 Abs. 3 Buchst. j WRRL.....	B97
B3.7.8	Kein Technikstandard für Erlaubnisse im Wasserrecht.....	B100
B3.7.9	Fazit	B101
B3.8	Bewirtschaftungsermessen.....	B101
B3.9	Dokumentation und Verzeichnisse.....	B104
B4	Entsorgung des Flowback	B107
B4.1	Einstufung des Flowback.....	B107
B4.1.1	Flowback als Abfall	B108
B4.1.2	Flowback als Abwasser	B109
B4.1.3	Verhältnis zwischen (bergrechtlichem) Abfall- und Abwasserrecht...	B110
B4.1.4	Radioaktive Rückstände	B110
B4.2	Grundlegende Anforderungen an den Umgang mit dem Flowback.....	B111
B4.2.1	Abwasserrechtliche Anforderungen.....	B111
B4.2.2	Überlassungs- und Beseitigungspflicht für Abwasser.....	B112
B4.2.3	Anforderungen an Direkteinleitungen in Gewässer	B113
B4.2.4	Anforderungen an Indirekteinleitungen in Abwasseranlagen.....	B114
B4.2.5	Abwasseranlagen und wassergefährdende Stoffe	B114
B4.2.6	Rohrfernleitungen zur Entsorgung des Flowback.....	B115
B4.2.7	Bergrechtliche Anforderungen	B119
B4.2.8	Fazit	B121
B4.3	Verpressung des Flowback.....	B121
B4.3.1	Geltung der Ausnahmeregelung des § 22a Abs. 6 ABergV	B122
B4.3.2	Voraussetzungen nach §§ 47 und 48 WHG	B122
B4.3.3	Wasserrechtliche Anforderungen.....	B123
B4.3.4	Erforderlichkeit einer wasserrechtlichen Erlaubnis	B123
B4.3.5	Abwasserrechtliche Anforderungen.....	B124
B4.3.6	Fazit	B125

B4.4	Entsorgung radioaktiver Rückstände	B125
B5	Wasserschutzgebiete	B128
B5.1	Bohrungen	B129
B5.2	Umgang mit wassergefährdenden Stoffen	B129
B5.3	Fracks und Einleiten wassergefährdender Stoffe	B130
B5.4	Umgang mit dem Flowback	B131
B5.5	Genehmigungen und Befreiungen.....	B132
B5.6	Maßnahmen bei geplanten und in der Umgebung von Wasserschutzgebieten	B134
B6	Umweltverträglichkeitsprüfung.....	B135
B6.1	UVP-pflichtiges Vorhaben	B136
B6.2	UVP-Pflicht unterhalb des Schwellenwertes	B138
B6.3	UVP-Pflicht wasserrechtlicher Teilvorhaben.....	B141
B7	Quellennachweis.....	B142

TEIL C: RISIKOBEWERTUNG UND DEFIZITANALYSE

C1	Wasserbezogene Wirkungspfade	C1
C1.1	Wasserbezogene Risiken des Fracking über die Wirkungspfade	C2
C1.2	Bedeutung der wasserbezogenen Wirkungspfade und rechtliche Vorgaben	C3
C2	Steuerung und Überwachung der Rissbildung beim Fracking	C7
C3	Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide	C9
C3.1	Einsatz von Frack-Additiven.....	C9
C3.2	Bewertung der Gefährdungspotenziale ausgewählter Frack-Fluide.....	C11
C3.2.1	Bewertungsmethode.....	C11
C3.2.2	Zu bewertende Stoffkonzentrationen.....	C13
C3.2.3	Wasserrechtliche Beurteilungswerte.....	C14
C3.2.4	Ableitung humantoxikologischer Beurteilungswerte	C15
C3.2.5	Ableitung ökotoxikologischer Beurteilungswerte	C17
C3.2.6	Einstufung nach Anlagenrecht	C20
C3.2.7	Einstufung nach Gefahrstoffrecht.....	C21
C3.2.8	Auswahl exemplarisch zu bewertender Frack-Fluide.....	C21

C3.2.9	Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids „Söhlingen Z16“ (Tight Gas)	C22
C3.2.10	Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids „Damme 3“ (Schiefergas)	C32
C3.2.11	Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids „Natarp“ (Kohleflözgas)	C38
C3.2.12	Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids „Weiterentwicklung Slickwater und Gel-Fluid“	C43
C3.2.13	Zusammenfassende Bewertung und Wissensdefizite	C48
C4	Bewertung des Verbleibs der Frack-Additive im Untergrund	C50
C4.1	Anteil der Frack-Additive im Flowback	C50
C4.2	Hydrochemische und hydraulische Veränderungen durch verbleibende Frack-Additive im Untergrund	C51
C5	Bewertung der Entsorgung/Wiederverwendung des Flowback	C53
C5.1	Bewertung der hydrochemischen Beschaffenheit des Flowback hinsichtlich der Entsorgung	C53
C5.2	Praktizierte und grundsätzliche Wege der Entsorgung und Wiederverwertung und deren Bewertung im Hinblick auf ihre Umweltverträglichkeit	C53
C6	Ermittlung und Bewertung möglicher Verfahren ohne Einsatz chemischer Additive beim Fracking	C56
C6.1	Verfahren zum Fracking ohne chemische Additive	C56
C6.2	Bewertung der Alternativen	C60
C7	Methodische Hinweise zur Durchführung standortspezifischer Risikoanalysen	C61
C7.1	Aufbau/Methode der Risikoanalyse	C61
C7.2	Wirkungspfade (Eingriffsintensität)	C63
C7.3	Gefährdungspotenzial	C64
C7.4	Risikomatrix	C66
C8	Fazit und Defizitanalyse	C67
C8.1	Fazit und Defizitanalyse aus naturwissenschaftlich-technischer Sicht	C67
C8.1.1	Defizite Geosystem	C68
C8.1.2	Defizite Technik	C70
C8.1.3	Defizite Stoffe	C71
C8.1.4	Defizite beim Umgang mit Flowback	C73
C8.2	Fazit und Defizitanalyse aus rechtlicher Sicht	C74
C8.2.1	Umweltverträglichkeitsprüfung und Öffentlichkeitsbeteiligung	C74

C8.2.2	Klarstellungen und Ergänzungen im Wasserrecht	C82
C8.2.3	Entwicklung genereller Standards.....	C86
C8.2.4	Koordinierung der Zulassungsverfahren.....	C88
C8.2.5	Zuständigkeiten	C90
C8.2.6	Regelungsebene.....	C93
C9	Quellennachweis.....	C95

TEIL D: HANDLUNGS- UND VERFAHRENSEMPFEHLUNGEN

D1	Vorbemerkung	D1
D2	Übergreifende Empfehlungen.....	D3
D3	Spezielle Empfehlungen zum Bereich Umwelt/Geosystem	D 6
D4	Spezielle Empfehlungen zum Bereich Technik.....	D10
D5	Spezielle Empfehlungen zum Bereich Stoffe.....	D11
D6	Spezielle Empfehlungen zum Bereich Recht/Verwaltung.....	D13
D7	Quellennachweis.....	D17

ANHANGTEIL

ANHANG 1:	In unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Deutschland eingesetzte Frack-Zubereitungen	1
ANHANG 2:	In unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Deutschland eingesetzte Frack-Additive	9
ANHANG 3:	Bewertung ausgewählter Additive	19

Abbildungsverzeichnis

Abb. 0 1: Zusammenhang zwischen Risikostudie und (späterem) Sicherheitsmanagement ..	04
Abb. 0 2: Aufbau des Gutachtens.....	06
Abb. A 1: Bandbreite der Permeabilitäten und Erfordernis einer hydraulischen Stimulation bei der Erdgasgewinnung	A2
Abb. A 2: Genehmigte Aufsuchungsfelder für konventionelle und unkonventionelle Öl- und Gas-Vorkommen	A7
Abb. A 3: Bergbauberechtigungen in Deutschland (Stand: 31.12.2011) zur Aufsuchung unkonventioneller Kohlenwasserstoff-Vorkommen.....	A8
Abb. A 4: Anzahl der jährlichen Fracks, die in Erdgas-Lagerstätten in Deutschland seit 1961 durchgeführt wurden	A10
Abb. A 5: Schematische Darstellung potenzieller Wirkungspfade.....	A12
Abb. A 6: Nutzung durch tiefe geothermische Anlagen	A16
Abb. A 7: Schematische Darstellung der geologischen Verhältnisse im Gasfeld Leer.....	A18
Abb. A 8: Schiefergas und Flözgas Erschließungen im Nordwestdeutsches Becken	A19
Abb. A 9: Thüringer Becken mit Lage der Aufsuchungsfelder (Übersicht)	A21
Abb. A 10: SW-NE Schnitt durch das Thüringer Becken.....	A22
Abb. A 11: Hydrogeologischer Schemaschnitt NE – SW durch das Münsterland mit den hydrogeologischen Einheiten I bis III	A24
Abb. A 12: Bergbauzone, Verbreitung der Haltern Sande und Lage der Trinkwasserschutzzonen.....	A26
Abb. A 13: Ablagerungssystem der unteren Meeres- und Süßwassermolasse und Süßwassermolasse	A29
Abb. A 14: Schemaprofil der unteren Meeres- und Süßwassermolasse	A30
Abb. A 15: Hydrogeologischer NW – SE Schnitt durch das Molassebecken an der Grenze westliches – östliches Molassebecken mit potenziellen Kohlenwasserstoffvorkommen und geothermischen Potenzialen	A32
Abb. A 16: Geothermische Nutzungen im östlichen Molassebecken.....	A35
Abb. A 17: Geologische Übersichtskarte des Harzes	A38
Abb. A 18: Schematische Darstellung der Anlage zur hydraulischen Stimulation	A46
Abb. A 19: Beispielhaftes Verrohrungsschema	48
Abb. A 20: Schematische Darstellung eines Hohlladungsperforators.....	A50
Abb. A 21: Schema einer Perforation erzeugt mit einem Hohlladungsperforator	A51

Abb. A 22: Perforierung durch Sandstrahlen im offenen Bohrloch	A51
Abb. A 23: Schema des extreme overbalance perforating	A52
Abb. A 24: Ablauf einer Frack-Maßnahme	A53
Abb. A 25: Nicht-planare Rissgeometrie	A54
Abb. A 26: Rissausbreitung in Abhängigkeit der Orientierung des Bohrlochs.....	A55
Abb. A 27: Links: PKN; rechts: KGD	A56
Abb. A 28: Flussdiagramm zur Auswahl von Frack-Fluidtypen.....	63
Abb. A 29: Flussdiagramm zur Auswahl von Stützmitteln	A63
Abb. A 30: Auswahl von Frack-Fluidsystemen für Schiefergas-Lagerstätten in Abhängigkeit der Gesteinsprödigkeit (nach Rickman et al. 2008).....	A64
Abb. A 31: Schematische Darstellung der Bildung des Flowback als Mischung aus Frack- Fluid und Formationswasser in Verbindung mit beschaffenheitsverändernden hydrogeochemischen Prozessen	A75
Abb. A 32: Zurückgeführte Flowback-Volumina nach erfolgtem Fracking	A76
Abb. A 33: Schematische Übersicht zur derzeitigen Behandlung des Flowback.....	A84
Abb. C 1: Schemaskizze zur Beurteilung einer Gefährdung oberflächennaher, wasserwirtschaftlich nutzbarer Grundwasserleiter analog zur Vorgehensweise bei der Bewertung nach Bundes-Bodenschutzgesetz und Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung	C12
Abb. C 2: Bilanzierung des Flowback der Bohrung Damme 3 anhand der gemessenen Chlorid-Konzentration	C46
Abb. C 3: Prinzip des Cavitation Hydrovibration Verfahrens (2009)	C54
Abb. C 4: Aufbau der Risikoanalyse bei der Beurteilung der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten.....	58
Abb. C 5: Bewertung der Gefährdungspotenziale des Flowback und der potenziell über die Pfadgruppen 1, 2 oder 3 freigesetzten Fluide als Mischung aus Frack-Fluid und Formationswasser	C60
Abb. C 6: Beispielhafte Risikomatrix bei der Beurteilung der unkonventionellen Erdgasgewinnung.....	C62
Abb. D 1: Monitoringkreis	D8

Tabellenverzeichnis

Tab. 0 1:	Einsatz der Horizontalbohrtechnik und des hydraulischen Frackings bei der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten.....	03
Tab. A 1:	Potenzielle Vorkommen von unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Deutschland.....	A6
Tab. A 2:	Gas-in-Place und technisch gewinnbare Mengen an Schiefergas in Deutschland bei Annahme eines technischen Gewinnungsfaktors von 10 %.....	A6
Tab. A 3:	Den Gutachtern bekannte Anzahl in Deutschland durchgeführter Frack-Maßnahmen in Erdgas-Lagerstätten.	A9
Tab. A 4:	Besondere Fragestellungen bei der Risikoanalyse für ausgewählte Geosysteme...	A41
Tab. A 5:	Einsatzzwecke der in Frack-Fluiden eingesetzten Additive.....	A59
Tab. A 6:	Bewertung verschiedener Fluidsysteme zur Stimulation von Kohleflözgas-Lagerstätten.....	A62
Tab. A 7:	Den Gutachtern vorliegende Informationen zu in Deutschland in unkonventionellen Gaslagerstätten eingesetzten Frack-Fluiden	A67
Tab. A 8:	Einsatzmengen von Wasser, Gas, Stützmittel und Additiven pro Frack für die Fluidsysteme Gel, Hybrid und Slickwater, die zwischen 1982 und 2000 bzw. 2000 und 2011 in Deutschland injiziert wurden	A69
Tab. A 9:	Analysierte anorganische Spurenstoffe im Flowback verschiedener Erdgasbohrungen im Buntsandstein (Söhlingen, Söhlingen Ost, Borchel, Mulsmhorn, Takken, Bötersen, Goldenstedt)	A77
Tab. A 10:	Analysierte Kohlenwasserstoffe im Flowback verschiedener Erdgasbohrungen im Buntsandstein (Söhlingen, Söhlingen Ost, Borchel, Mulsmhorn, Takken, Bötersen, Goldenstedt)	A78
Tab. A 11:	Vergleich der Beschaffenheit des Formationswassers in der Schiefergas-Lagerstätte „Damme 3“ mit Beurteilungswerten	A80
Tab. A 12:	Vergleich der geschätzten Beschaffenheit des Formationswassers im flözführenden Oberkarbon mit Beurteilungswerten	A82
Tab. B 1:	Zuständigkeit der Bergbehörden für wasserrechtliche Aufgaben für ausgewählte Bundesländer	B19
Tab. B 2:	Zuständigkeit höherer Wasserbehörden in ausgewählten Bundesländern.....	B21
Tab. B 3:	Liste UVP-pflichtiger Vorhaben (Auszug aus der Anlage 1 UVPG).....	B29
Tab. B 4:	Liste UVP-pflichtiger bergbaulicher Vorhaben (Auszug aus § 1 UVP-V Bergbau)..	B30
Tab. B 5:	Liste UVP-pflichtiger Vorhaben (Auszug aus der Anlage 1 UVPG).....	B108
Tab. C 1:	Betrachtete Betriebsphasen.....	C3

Tab. C 2:	Bewertung der berechneten Risikoquotienten im Rahmen dieses Gutachtens	C18
Tab. C 3:	Verwendete Sicherheitsfaktoren zur Ableitung der PNEC-Konzentrationen	C19
Tab. C 4:	In unkonventionellen Lagerstätten eingesetzte bzw. einsetzbare Frack-Fluide, die für die Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale ausgewählt wurden	C21
Tab. C 5:	Zusammensetzung des 2008 in einer Tight Gas-Lagerstätte in Niedersachsen eingesetztes Frack-Fluid „Söhlingen Z16“	C22
Tab. C 6:	Bewertung der im Frack-Fluid Söhlingen Z16 eingesetzten Additivkonzentrationen anhand der Grenzwerte der TrinkwV bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen	C27
Tab. C 7:	Mittlere Konzentration der Frack-Additive im eingesetzten Frack-Fluid Damme 3.	C29
Tab. C 8:	Bewertung der im Frack-Fluid Damme 3 eingesetzten Additivkonzentrationen anhand der Grenzwerte der TrinkwV bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen	C34
Tab. C 9:	Konzentration der Frack-Additive im eingesetzten Frack-Fluid Natarp	C35
Tab. C 10:	Bewertung der im Frack-Fluid Natarp eingesetzten Additivkonzentrationen anhand der Grenzwerte der TrinkwV bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen	C39
Tab. C 11:	Konzentration der Additive im Frack-Fluid „Weiterentwicklung Slickwater“	C40
Tab. C 12:	Konzentration der Additive im Frack-Fluid „Weiterentwicklung Gel“	C41
Tab. C 13:	Bewertung der in den Frack-Fluiden „Weiterentwicklung Slickwater“ und „Weiterentwicklung Gel“ geplanten Additivkonzentrationen anhand der Grenzwerte der TrinkwV bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen	C44

ANHANGTEIL:

Anhang 1:

Tab. 1:	Frack-Fluide, die in Deutschland zum Einsatz kamen	1

Anhang 2:

Tab. 1:	Stützmittel und Frack-Additive, die beim Fracking konventioneller und unkonventioneller Erdgaslagerstätten in Deutschland eingesetzt wurden	10

Anhang 3:

Tab. 1:	Zusammenstellung verfügbarer NOAEL- und TDI-Werten und daraus berechnete gesundheitliche Leitwerte (LW) für ausgewählte Frack-Additive.	41
Tab. 2 :	Gesundheitliche Orientierungswerte (GOW) für ausgewählte Frack-Additive.	42

Tab. 3:	Publizierte ökotoxikologischer Wirkkonzentrationen ausgewählter Frack-Additive nach Auswertung der ETOX-Datenbank (UBA 2012) und der ECOTOX-Datenbank (US EPA 2012) sowie verfügbarer Sicherheitsdatenblätter der Frack-Zubereitungen (SDB) und ausgewählter Primärliteratur.....	45
Tab. 4:	Ableitung von Predicted No Effect Konzentrationen (PNEC) für ausgewählte Frack-Additive in Anlehnung an EC TGD (2003)	49
Tab. 5:	Auswahl relevanter physikalisch-chemischer Parameter bewerteter Additive nach Auswertung der IUCLID-Datenbank (IUCLID 2000) und dem Software EPI-Suite der US EPA (EPI-Suite 2011).....	50

Einleitung

In der Öffentlichkeit wird die Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten und das dabei zum Einsatz kommende Verfahren des „Hydraulic Fracturing“ intensiv diskutiert. Im Mittelpunkt stehen dabei die Auswirkungen der Vorhaben, insbesondere der zum Einsatz kommenden Techniken und Stoffe auf die Umwelt und den Menschen. Das Umweltbundesamt hat sich hierzu in einer Stellungnahme zur Schiefergasförderung in Deutschland positioniert¹. Einige der Punkte, die in der angesprochenen Stellungnahme des Umweltbundesamtes nur andiskutiert werden, wurden mit der vorliegenden Studie konkretisiert und wissenschaftlich analysiert.

Bei der Zulassung und Durchführung von Maßnahmen im Zusammenhang mit der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten sind durch Betreiber und Genehmigungsbehörden zahlreiche berg- und umweltrechtliche Regelungen zu beachten. Dabei sind die materiellrechtlichen und verfahrensrechtlichen Anforderungen an der Schnittstelle zwischen Berg- und Wasserrecht nicht immer klar.

Die vorliegende Studie soll die mit dem Fracking möglicherweise verbundenen Umweltauswirkungen und Risiken für Umwelt und Mensch aufzeigen bzw. Kenntnislücken und Wissensdefizite benennen, um diese Risiken bewerten zu können. Darüber hinaus werden die bestehenden berg- und umweltrechtlichen, vor allem wasserrechtlichen Bestimmungen beschrieben und im Hinblick auf Schnittmengen, Differenzen und Lücken analysiert.

Explizit nicht Gegenstand der vorliegenden Studie sind Auswertungen und Analysen zu folgenden Sachverhalten:

- Aspekte der oberirdischen und unterirdischen Raumplanung, insbesondere in Bezug auf potenzielle Ausschlussgebiete, Nutzungskonkurrenzen etc.,
- Gefährdungspotenzial beim Umgang mit den eingesetzten Chemikalien an der Oberfläche (An- und Abtransport, Lagerung etc.),
- (rechtliche) Rolle des Urheberrechts bei der (geforderten) Veröffentlichung der eingesetzten Chemikalien,
- Fragen zur Energie- und Klimabilanz,
- direkte Umweltauswirkungen in Verbindung mit dem Einrichten und dem Betrieb der Bohrstelle (Flächenverbrauch, Lärm etc.),
- potenzielle seismische Auswirkungen, resultierend aus Fracking und/oder Versenkung des Flowback (Disposal),
- konkrete standortspezifische Betrachtungen (z.B. im Hinblick auf geologische Wirkungspfade etc.).

¹ http://www.umweltbundesamt.de/chemikalien/publikationen/stellungnahme_fracking.pdf

Zielsetzung und Vorgehensweise

Ziele des Gesamtvorhabens sind:

1. naturwissenschaftliche, technische und rechtliche Bewertung der mit der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten verbundenen Risiken mit Schwerpunkt auf Fracking
2. Aufzeigen von technischen Alternativen
3. Erarbeitung von Handlungs- und Verfahrensempfehlungen, die von Rechtssetzungsorganen und Vollzugsbehörden als Grundlage für die Bewältigung der mit der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten verbundenen Risiken verwendet werden können. Dazu gehört auch die Erarbeitung geeigneter Kriterien für die Durchführung einer Öffentlichkeitsbeteiligung im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP).

Der Fokus der Untersuchungen liegt auf den beim Fracking eingesetzten Stoffen, deren Toxizität für den Menschen und die Organismen der aquatischen Umwelt, den potenziellen Gefährdungspfaden sowie den juristischen Rahmenbedingungen.

Basis einer fundierten Risikoanalyse ist eine möglichst genaue Beschreibung des Ist-Systems (Empfindlichkeit bzw. Sensitivität), der vorhabensbedingten Auswirkungen (Eingriff) und der relevanten Wirkungszusammenhänge. Das Ist-System und dessen Empfindlichkeit sind standortspezifisch zu bewerten. Hierzu gehören im Fall der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten:

- Gas-Vorkommen unter Tage,
- geologische, hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Standortsituation,
- Oberfläche und oberflächennaher Untergrund mit den jeweiligen Nutzungen, den Kompartimenten des Naturhaushalts, den Menschen und den zugehörigen Wirkungspfaden.

Die vorhabensbedingten Auswirkungen im Rahmen der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen (Eingriff) sind in erster Linie bestimmt durch die zum Einsatz kommenden Techniken, die standortspezifisch variieren können. Wesentliche Gesichtspunkte sind hier:

- Bohrtechnik und Bohrlochausbau,
- Stimulationstechniken der Lagerstätte (Fracking) inkl. zum Einsatz kommender Stoffe,
- Entsorgung (Flowback), Gasförderung und Wasserhaltung.

Die wesentlichen Charakteristika der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten liegt im Einsatz der folgenden beiden Technologien (s. Tab. 1):

- Horizontalbohrtechnik
- Hydraulisches Fracking

Tab. 0 1: Einsatz der Horizontalbohrtechnik und des hydraulischen Frackings bei der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten (Quelle: EXXON 2011)

Arten von unkonventionellem Erdgas	Einsatz Horizontalbohrtechnik	Einsatz hydraulisches Fracking	Förderung in Deutschland (aktuell)
Tight Gas	Ja	Ja	Ja
Schiefergas	Ja / Nein	Ja	Nein
Kohleflözgas	Ja / Nein	Ja / Nein	Nein

Art, Tiefe und Dauer der Einwirkungen des Vorhabens auf die Umwelt (Eingriffsintensität) können abhängig von den möglichen Kombinationen von Vorkommen und eingesetzter Technologie unterschiedlich sein. Insofern ist die Betrachtung der zwei Subsysteme Umwelt und Technik notwendige Voraussetzung, um eine systematische und möglichst umfassende Analyse der möglichen Wirkungszusammenhänge durch sinnvolle Kombinationen dieser beiden zu ermöglichen.

Risiken in Zusammenhang mit der Nutzung von unkonventionellem Erdgas sind räumlich an die jeweiligen Erdgas-Vorkommen gebunden. Sie entstehen bei der Suche nach Erdgas, der Stimulation geeigneter Vorkommen (u.a. durch Fracking), der Ausbeutung eines förderwürdigen Vorkommens (= Erdgas-Lagerstätte) und in der Nachabschlussphase. Zu betrachten sind dabei jeweils der Einzelfall (einzelne Bohrung), die Summenwirkung vieler Bohrungen/Fracks in einem Gewinnungsgebiet, die Langzeitsicherheit sowie Normalbetrieb und Störfall.

Der Schwerpunkt der Betrachtungen des vorliegenden Gutachtens liegt – der Aufgabenstellung entsprechend – auf den Umweltauswirkungen und Risiken, die vom Fracking ausgehen. Dies wird bereits bei der Erkundung der potenziellen Lagerstätte eingesetzt. Multiple Fracks in einem Bohrloch kommen i.d.R. jedoch erst bei der Gewinnung zum Einsatz.

Den Systemzusammenhang zwischen einer Risikostudie und einem späteren Sicherheitsmanagement bei der Umsetzung zeigt die Abbildung 1. Gegenstand der Risikostudie sind eine Systemanalyse (Hydrogeologie, Wirkungszusammenhänge etc.) sowie eine Systembewertung (Ist-Zustand und Eingriff). Es erfolgt eine zusammenfassende Bewertung des Risikos (insbesondere in Bezug auf das Fracking) für Mensch, Umwelt und Natur unter Berücksichtigung der Standortsituationen, der eingesetzten Techniken und Stoffe (Einbringen, Verbleib, Toxizität, Veränderung, Flowback) und der bestehenden rechtlichen Regelungen. Hierbei werden die wichtigsten Wirkungszusammenhänge, die zu einer Gefährdung für Mensch, Umwelt und Natur führen können, aufgezeigt, beschrieben und bewertet.

Aus den Wirkungszusammenhängen und Risiken begründen sich Maßnahmenkonzepte (z.B. Bewertungs- und Genehmigungskataloge) für die Umsetzung (Exploration und Gewinnung). Die begleitende Überwachung und das allgemeine Monitoring bilden die Grundlage für die Steuerung des Sicherheitsmanagements. Sich ergebende weitere Erkenntnisse hinsichtlich Systembewertung und Risikoanalyse können dann für eine Anpassung der Genehmigungsanforderungen genutzt werden.

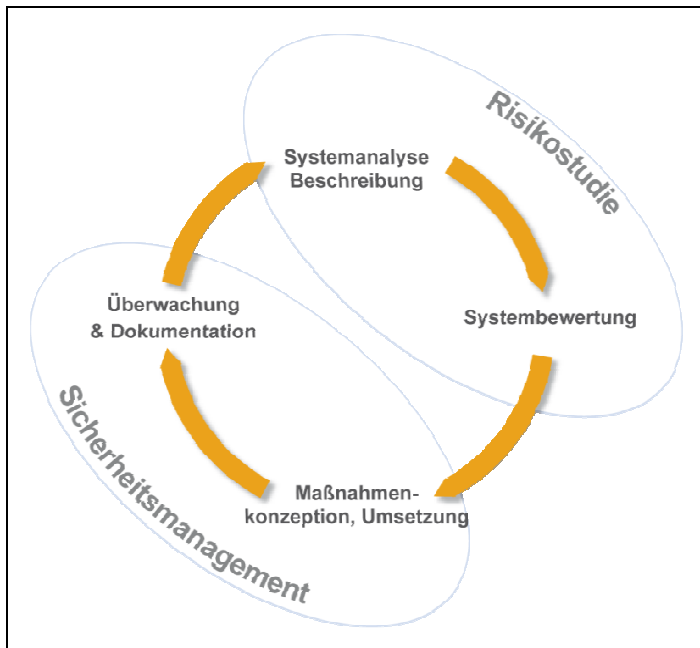


Abb. 0 1: Zusammenhang zwischen Risikostudie und (späterem) Sicherheitsmanagement

Die Ermittlung und Bewertung der Risiken für Mensch und Umwelt erfolgt in der Praxis vor allem durch die Berg- und Wasserbehörden nach den materiell- und verfahrensrechtlichen Vorgaben des Berg- und Wasserrechts. Obwohl die Vorhaben mit erheblichen spezifischen Umweltauswirkungen verbunden sein können und ein erhebliches öffentliches Interesse an den Vorhaben besteht, sind eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und eine damit verbundene Öffentlichkeitsbeteiligung nach Maßgabe der einschlägigen UVP-Verordnung Bergbau bisher in aller Regel weder für das Gesamtvorhaben der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten noch für spezifische Maßnahmen wie das Fracking erforderlich, da eine UVP danach allein an die Gasfördermengen von 500.000 m³/Tag gebunden ist.

In der öffentlichen und politischen Diskussion steht der Ruf nach der Einführung einer UVP deshalb derzeit im Vordergrund. Die UVP ist aber in erster Linie ein verfahrensrechtliches Instrument. Die Bewertungsmaßstäbe und die für die richtige Bewertung erforderliche Ermittlungstiefe ergeben sich aus dem materiellen Berg- und Wasserrecht. Auch das für ein angemessenes Risikomanagement erforderliche und angemessene Instrumentarium ergibt sich nicht aus dem UVP-Recht, sondern aus dem Fachrecht und dem allgemeinen Verwaltungsverfahrenrecht. In der Praxis spielen außerdem die Behördenorganisation und die Zuständigkeiten eine wichtige Rolle für die praktische Anwendung dieser Maßstäbe.

Datenverfügbarkeit

Im Rahmen des Gutachtens wurden ausschließlich frei zugängliche Informationen und Daten verwendet, die in den entsprechenden Quellennachweisen am Ende der einzelnen Kapitel benannt werden.

Die Beschreibung der geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse potenzieller Aufsuchungs- und Gewinnungsgebiete in Teil A erfolgt auf einer relativ groben, übergeordneten Ebene und ersetzt keine Detailuntersuchungen und -analysen für konkrete potenzielle Standorte. Für die detaillierten Betrachtungen in Bezug auf die Geologie und Hydrogeologie des Münsterlandes wurde auf die Arbeiten und Ergebnisse des Gutachtens für Nordrhein-Westfalen (Auftraggeber MKULNV) zurückgegriffen, um exemplarisch den Aufbau und die Inhalte einer hydrogeologischen Systemanalyse zu verdeutlichen.

Für die Bewertung der in Deutschland eingesetzten Frack-Fluide und -zubereitungen wurden Daten aus meist öffentlich zugänglichen Quellen verwendet, die nur in Einzelfällen durch gezielte Anfragen um nicht öffentlich zugängliche Informationen ergänzt werden konnten. Aufgrund der mangelhaften Datenverfügbarkeit konnten nur für 28 im Zeitraum zwischen 1983 und 2011 in Deutschland eingesetzte Frack-Fluide die verwendeten Additive recherchiert werden; dies entspricht einer Datengrundlage von ca. 25 % der ca. 300 bisher in Deutschland durchgeführten Frack-Maßnahmen. Alle den Gutachtern vorliegenden Informationen zur Zusammensetzung der Frack-Fluide beruhen auf der Auswertung der Sicherheitsdatenblätter der verwendeten Zubereitungen. In diesen fehlen jedoch häufig Informationen zur (eindeutigen) Identität und Menge der eingesetzten Additive, zu den physikalisch-chemischen und toxikologischen Eigenschaften sowie ihrem Kurz- und Langzeitverhalten in der aquatischen Umwelt. Eine Entscheidung über die Aufnahme oder Nicht-Aufnahme der in Frack-Fluiden in Deutschland eingesetzten Biozid-Wirkstoffe als Schleimbekämpfungsmittel in Anhang I oder IA der Biozid-Richtlinie steht derzeit noch aus, so dass auch aus dem laufenden Prüfverfahren keine Daten zur Verfügung stehen. Eine Verpflichtung der Servicefirmen zur Veröffentlichung bzw. eine zentrale Erfassung der Stoffinformationen in Datenbanken besteht derzeit in Deutschland nicht.²

Auf die Probleme bei der Aus- und Bewertung der recherchierten Daten wird in den entsprechenden Fachkapiteln in den Teilen A und C der vorliegenden Studie eingegangen.

Aufbau des Gutachtens

Der Aufbau des vorliegenden Gutachtens ist schematisch in Abbildung 2 dargestellt.

Der **Teil A** beinhaltet eine Beschreibung der naturräumlichen und technischen Randbedingungen des Frackings:

- Typisierung und Charakterisierung der unkonventionellen Erdgasvorkommen in Deutschland und exemplarische systemanalytische Betrachtung ausgewählter geologisch-hydrogeologischer Großräume,

² Hinweis: Zur Risikobewertung von bioziden Wirkstoffen bzw. Produkten sind die Antragsteller laut Biozidverordnung (EU 528/2012) verpflichtet, einen gewissen Kerndatensatz der zu bewertenden Stoffe (u.a. physikochemische Eigenschaften) an die zuständigen Behörden zu übermitteln.

- Beschreibung des Standes der Technik in Bezug auf Fracking-Maßnahmen,
- Beschreibung und Bewertung der beim Fracking zum Einsatz kommenden Stoffe / Stoffgemische,
- Beschreibung und Bewertung des Flowback und des Standes der Technik für die Entsorgung des Flowback.

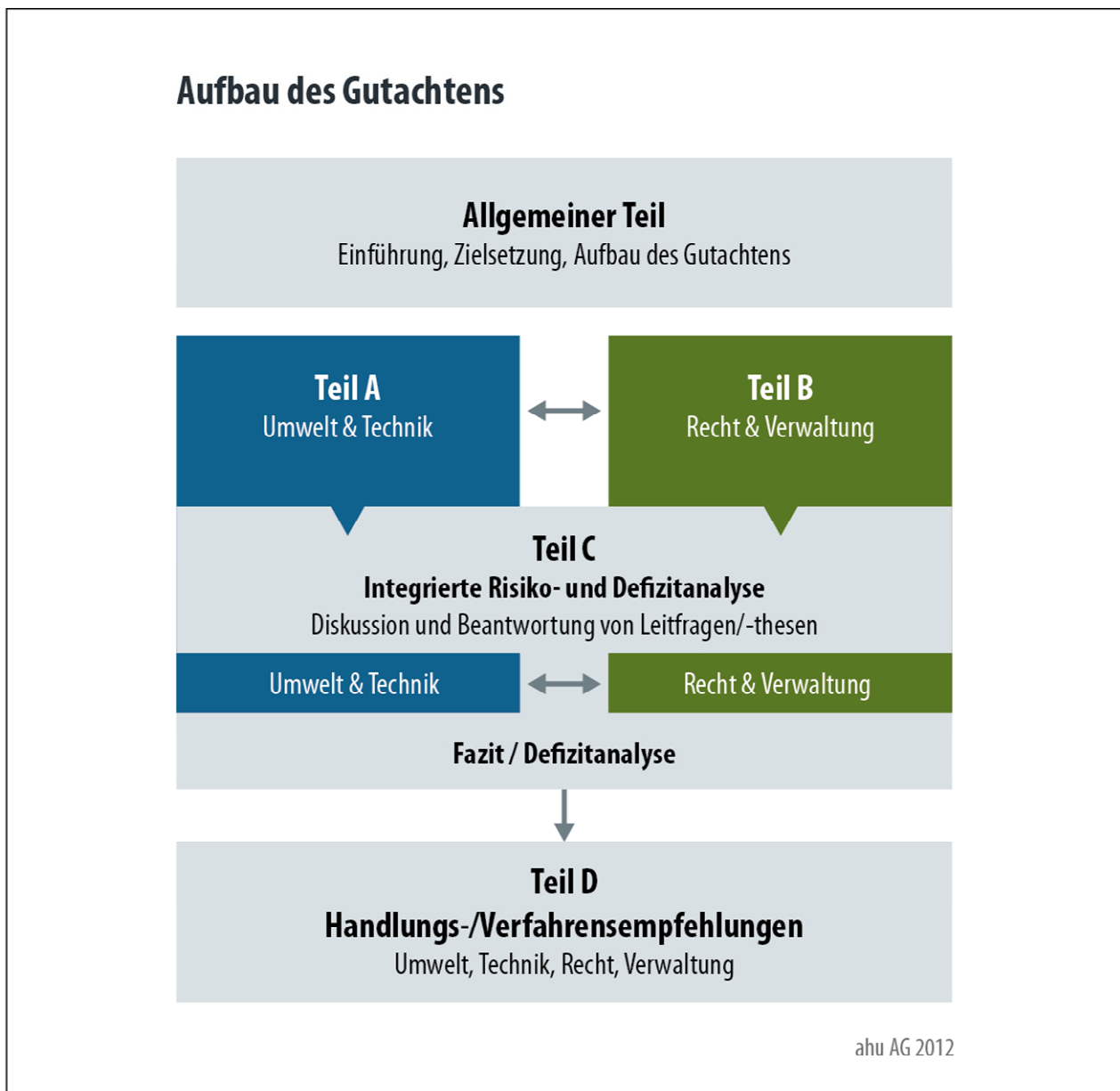


Abb. 0 2: Aufbau des Gutachtens

Im **Teil B** werden die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen erläutert:

- generelle berg- und umwelt-, insbesondere wasserrechtliche Anforderungen, Zuständigkeiten,
- Überblick über die Regelungen zur Beherrschung übertägiger Risiken (Anforderungen an Beschaffung, Lagerung und Umgang mit den eingesetzten Stoffen),
- vertiefte Darstellung der formellen und materiellen berg- und wasserrechtlichen Anforderungen an das Niederbringen und den Ausbau der Bohrungen und die Durchführung von Fracks,
- berg- und wasserrechtliche Anforderungen an den Umgang mit dem Flowback,
- Erforderlichkeit einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bzw. UVP-Vorprüfung.

Im **Teil C** erfolgt eine Analyse der spezifischen Risiken, die mit dem Fracking verbunden sind bzw. verbunden sein können. Hierbei werden die folgenden Punkte einer näheren Betrachtung unterzogen:

- Benennung und Bewertung der wichtigsten Wirkungspfade auf die Natur durch die untersuchten wasserbezogenen Aspekte des Frackings,
- Steuerung und Überwachung der Rissbildung beim Fracking,
- Bewertung ausgewählter Frack-Fluide, der Formationswässer sowie des zu Tage tretenden Flowback,
- Bewertung des Verbleibs der Frack-Additive im Untergrund,
- Bewertung der Entsorgung/Wiederverwertung des Flowback,
- methodische Hinweise zur Durchführung standortspezifischer Risikoanalysen.

Grundlegende Aspekte zu den einzelnen genannten Punkten werden unter Berücksichtigung der Fakten aus den Teilen A und B analysiert und bewertet.

Der Teil C schließt mit einem Fazit und einer Defizitanalyse, in der die wichtigsten wissenschaftlichen, technischen und rechtlichen Handlungsfelder benannt und konkretisiert werden.

Im **Teil D** werden die Ergebnisse des Fazits und der Defizitanalyse des Teils C aufgegriffen und es werden konkrete Handlungs- und Verfahrensempfehlungen für die weitere Vorgehensweise allgemein und in Bezug auf die betrachteten Aspekte abgeleitet.

TEIL A: VORKOMMEN, TECHNIK UND STOFFE

A1 Unkonventionelle Gas-Vorkommen in Deutschland

A1.1 Informations- und Datengrundlage

Die nachfolgenden Auswertungen zu unkonventionellen Gas-Vorkommen basieren auf frei zugänglichen Literaturstellen und Informationen, auf die im Text entsprechend Bezug genommen wird (s. Quellennachweis, Kap. A6). Am 29.02.2012 fand darüber hinaus ein Abstimmungsgespräch mit der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in Hannover statt. Von Seiten der BGR wird das Projekt „NiKo: Erdöl und Erdgas aus Tonsteinen – Potenziale für Deutschland“¹ (Laufzeit Februar 2011 bis Juni 2015) durchgeführt. Primäres Ziel des Projekts ist die Ermittlung des heimischen Nutzungspotenzials von Erdgas in Tonsteinen sowie – in einem zweiten Schritt – auch des Potenzials von Erdöl in Tonsteinen. Ein erster Zwischenbericht zum Projekt NiKo wurde im Juni 2012 vorgelegt (BGR 2012).

Auch zur Beschreibung der geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse der ausgewählten Typlokalitäten wurde auf frei zugängliche Informationen zurückgegriffen. Die Auswertungen für das Münsterland stützen sich in weiten Teilen auf die Auswertung im Rahmen des NRW-Gutachtens zur Gewinnung von unkonventionellen Erdgas-Vorkommen (ahu AG / IWW / Brenk Systemplanung 2012).

A1.2 Einführung

Bei Erdgas in unkonventionellen Lagerstätten ist das Gas – mit Ausnahme von Tight Gas – nicht in ein Speichergestein (z.B. poröser Sandstein) migriert, sondern noch an seinem Entstehungsort, dem Muttergestein (z.B. ein bituminöser Tonstein) gebunden. Die Zusammensetzung des Gases ist von der Art des Muttergesteins und den Entstehungsbedingungen (im Wesentlichen Druck und Temperatur) abhängig und unterscheidet sich in der Regel nicht von konventionellem Erdgas. Der Lagerstättendruck ist bei unkonventionellen Lagerstätten deutlich niedriger als bei konventionellen Lagerstätten. Deswegen strömt das Gas auch nicht frei aus, sondern es müssen durch entsprechende technische Methoden Wegsamkeiten zum Aufstieg des Gases geschaffen werden.

In der vorliegenden Risikostudie werden die unkonventionellen Gas-Vorkommen in Deutschland betrachtet, für deren Erschließung bzw. Ausbeutung in Abhängigkeit von den jeweiligen Lagerstättenparametern eine hydraulische Stimulation (hydraulic fracturing) zur Erhöhung der Permeabilität des Gesteins notwendig sein kann.

¹ <http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Projekte/laufend/NIKO.html>

Unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten können in Kohleflözgas- (Coalbed Methane, CBM), Schiefergas- (Shale Gas) und Tight Gas-Lagerstätten untergliedert werden. Die Abbildung A 1 zeigt eine mögliche Abgrenzung zwischen konventionellen und unkonventionellen Gas-Vorkommen anhand der Permeabilitäten im Speichergestein nach KING (2011). Dabei wird deutlich, dass es sich bei Tight Gas um eine „Zwischenform“ handelt, die je nach Autor einmal den konventionellen Gas-Vorkommen (da das Gas von einem Mutter- in ein Speichergestein migrierte) und einmal, auf Grundlage der Permeabilitäten, den unkonventionellen Gas-Vorkommen zugeordnet wird. Im vorliegenden Gutachten wird Tight Gas zu den unkonventionellen Gas-Vorkommen gezählt, da zur Gewinnung eine hydraulische Stimulation notwendig sein kann bzw. in Norddeutschland bereits seit längerem praktiziert wird.

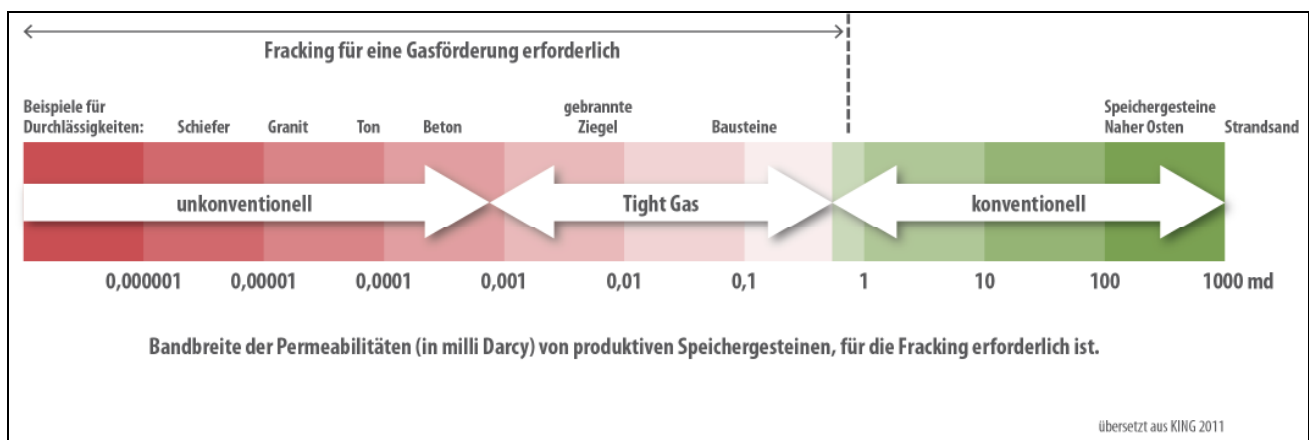


Abb. A 1: Bandbreite der Permeabilitäten und Erfordernis einer hydraulischen Stimulation bei der Erdgasgewinnung (nach King 2011)

Bei Erdgas aus unkonventionellen Gas-Vorkommen wird zwischen folgenden Arten unterschieden:

- **Tight Gas**

Tight Gas ist aus einem Muttergestein in Sand- oder Kalksteinformationen mit sehr geringen Durchlässigkeiten und Permeabilitäten eingewandert. Die Formationen finden sich in Deutschland i.d.R. unterhalb von 3.500 m. Die Produktivität der jeweiligen Tight Gas-Lagerstätten ist abhängig von ihrer Durchlässigkeit und Porosität sowie der Verteilung des Gases im Gestein.

- **Schiefergas** (shale gas) (s.a. Kasten Seite 3)

Bei Schiefergas handelt es sich um thermogenes Gas, das beim Abbau von organischem Material bei hohen Temperaturen und Drücken entstanden ist. Das Gas ist im Ausgangsgestein in verschiedenen Formen adsorbiert. Im Rahmen der Erschließung und Gewinnung gilt es, diese Bindungen zu lösen und entsprechende Wegsamkeiten für die Gasmigration zu schaffen. Die Schiefergas-Vorkommen in Deutschland werden z.T. schon in Tiefen ab ca. 500 m

vermutet (Hangenden Alaunschiefer im Rheinischen Schiefergebirge), sie liegen vielfach aber auch deutlich tiefer.

- **Kohleflözgas** (coal bed methane – CBM)

Das Kohleflözgas entsteht bei der Inkohlung von organischem Material in Kohlevorkommen. Die entsprechenden Vorkommen liegen i.d.R. in Deutschland in unterschiedlichen Tiefen. Das Gas ist durch den Druck des Lagerstättenwassers an die Oberfläche der Kohle gebunden. Dementsprechend muss die Lagerstätte zunächst entwässert werden, um das Gas (nach entsprechendem Druckabbau) gewinnen zu können. Ob zur Gewinnung eine hydraulische Stimulation (Fracking) immer notwendig ist, ist zu prüfen. Die wirtschaftliche Eignung einer Kohleflöz-Lagerstätte hängt auch vom jeweiligen Wassergehalt und dem damit zusammenhängenden zeitlichen Ablauf der Entwässerung ab².

Die natürlichen geologischen Verhältnisse in einer Schiefergas-Formation in 3.000 m Tiefe

Bei unkonventionellen Gas-Lagerstätten handelt es sich um komplexe Systeme, welche sich individuell unterscheiden; Verallgemeinerungen sind daher nur begrenzt möglich.

Genese und Mineralogie

Im Allgemeinen lassen sich Schiefergas-Lagerstätten als feinkörnige klastische Sedimente mit organischem Anteil beschreiben (Tonschiefer). Gemeinsam sind diesen Lagerstätten eine ähnliche Ablagerungsgeschichte und ein ähnlicher Ablagerungsraum, wodurch bereits einige Eigenschaften des Gesteins bedingt werden. Dazu gehören eine geringe Durchlässigkeit aufgrund eines hohen Tonanteils und das Vorhandensein von organischem Kohlenstoff. Tonmineralgehalt und die Konzentration an Kohlenstoff variieren über mehrere Größenordnungen innerhalb und zwischen den verschiedenen Schiefergas-Formationen. Die petrographische Zusammensetzung kann tonig, silikatisch oder karbonatisch dominiert sein und bestimmt die mechanischen und hydraulischen Eigenschaften. Der Anteil an organischem Kohlenstoff ist neben der thermischen Reife der entscheidende Faktor für die Art und Menge des entstandenen Gases (thermogen, biogen oder eine Mischung aus beidem).

Abgelagert wurde das Sediment in einem Meer mit geschichteter Wassersäule, d.h. es kam nur selten zu einer Durchmischung des Wassers durch Strömungen. In der Regel herrschten am Meeresboden anoxische, reduzierende Bedingungen. Die zum Meeresboden sinkenden Tier- und Pflanzenreste wurden aufgrund fehlenden Sauerstoffs nicht zersetzt und es bildete sich am Meeresboden Faulschlamm.

Stoffliche Bestandteile

Im Faulschlamm bildete sich Schwefelwasserstoff (H₂S), der die Ausfällung von im Meerwasser enthaltenen Schwermetallen und Metallen als Sulfide beförderte (z.B. Vanadium). In die-

² <http://www.europaunkonventionelleserdgas.de>

sen Ausfällungsprodukten sind auch radioaktive Elemente wie Uran und Thorium enthalten, welche als akzessorische Bestandteile ($< 1\%$) im daraus entstandenen Gestein vorhanden sind (Fesser 1968). Diese im Gestein vorkommenden radioaktiven Verbindungen sowie deren ebenfalls radioaktive Zerfallsprodukte Radium und Radon werden unter dem Begriff NORM zusammengefasst (Natural Occurring Radioactive Material).

Hoher Druck und hohe Temperatur

Durch zunehmende Überdeckung durch jüngere Sedimente und die damit einhergehende Versenkung stiegen Druck und Temperatur innerhalb der Formation. Dieser Vorgang vollzog sich in geologischen Zeiträumen, über Millionen von Jahren (Versenkungstiefen von 2 bis 3 km sind typisch). Der Druck kompaktierte den locker gelagerten Schlamm. Die aufgrund der Versenkung erhöhten Temperaturen führten in einem langsamen chemischen Prozess zu Umwandlung der in den organischen Bestandteilen enthaltenen Kerogene. Der Temperaturbereich in dem sich Gas bildet, das sogenannte Gasfenster, liegt zwischen 120 und 225 °C. Das Ölfenster liegt bei niedrigeren Temperaturen, zwischen 60 und 120 °C. Je nach Kerogen-Typ, dem Grad der Umwandlung, wiederum abhängig von der erreichten Temperatur, bildeten sich aus dem Kerogen Erdöl, Erdgas oder beides (Selley 1998).

Gaslagerstätte

Schiefergas-Lagerstätten sind besondere Kohlenwasserstoffsysteme, welche die Funktionen von Muttergestein und Speichergestein sowie der abdichtenden Formation, wie sie bei konventionellen Lagerstätten unterschieden werden, vereinen. Ein Teil des Gases kann jedoch nach seiner Bildung über viele Millionen Jahre, angetrieben durch den Auftrieb des Gases, durch das Gestein nach oben migrieren. Vor allem dient das natürliche Trennflächengefüge des Gesteins dem Gas als Migrationspfad. Das in der Schiefergas-Formation verbliebene Gas füllt zu unterschiedlichen Anteilen die Poren des Gesteins oder liegt adsorbiert an dessen organischen Bestandteilen und Tonmineralen vor. Die Mobilisierung dieses Gases ist das Ziel hydraulischer Stimulationsmaßnahmen (Fracking). Das adsorbierte Gas löst sich von der Formation durch abnehmenden Lagerstättendruck, wobei der Druck in der Lagerstätte durch die Förderung des Gases reduziert wird.

Durch Explorationstätigkeiten können die geologischen Parameter, welche für das Bemessen der Art und des Umfangs von Stimulationsmaßnahmen maßgeblich sind, bestimmt werden. Hierbei sind vor allem die Mächtigkeit, die Tiefenlage, die laterale Verbreitung sowie die Petrographie und das Spannungsgefüge der Formation wichtig. In Schiefergas-Formationen können je nach Genese unterschiedliche Temperaturen von ca. 60 bis 160 °C und Drücke von über hundert Bar herrschen (Hartwig et al. 2010; Curtis 2002).

Formationswasser

Typischerweise ist Formationswasser unter diesen Druck- und Temperaturbedingungen hoch mineralisiert (> 20 g/L Gesamtsalzgehalt). Im hydrochemischen Sinn ist dieses Wasser als Sole zu bezeichnen. Formationswässer können zudem eine Reihe von Neben- und Spurenstoffen enthalten, z.B. Schwermetalle, aromatische Kohlenwasserstoffe, gelöste Gase und natürlich auftretende radioaktive Stoffe (NORM). Die Formationswässer werden meist mit dem Erdgas als sog. Flowback zutage gefördert und müssen entsorgt werden.

Nachfolgend werden zunächst die potenziellen Vorkommen an „unkonventionellem“ Erdgas mit den entsprechenden geologischen Formationen in Deutschland beschrieben. Für ausgewählte potenzielle Vorkommen erfolgt dann eine ausführlichere Beschreibung der geologisch-hydrogeologischen Situation insbesondere unter Berücksichtigung der jeweiligen regionalen Besonderheiten.

In einem abschließenden Kapitel werden schließlich die Erkenntnisse der unterschiedlichen Systemanalysen zusammengefasst und ihre Bedeutung in Bezug auf die Risikoanalyse erläutert.

A1.3 Vorkommen und Aufsuchungsfelder in Deutschland

In Deutschland werden unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten in unterschiedlichen geologischen Formationen vermutet. Diese Vermutungen stützen sich auf die vorliegenden Erkenntnisse zur Beschaffenheit und Genese der Gesteine, bedürfen im Einzelnen aber jeweils einer Bestätigung und Konkretisierung im Rahmen der Lagerstättenerkundung. Die Tabelle A 1 enthält eine Übersicht potenzieller geologischer Zielformationen für die Erkundung unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten in Deutschland, differenziert nach den unterschiedlichen Typen unkonventioneller Gas-Vorkommen, und nennt die jeweiligen aussichtsreichsten Vorkommen nach derzeitigem Kenntnisstand. Der Großteil der potenziellen Vorkommen gemäß Tabelle A 1 lässt sich den großen Kohlenwasserstoffprovinzen in Deutschland zuordnen³. Weitere Schiefergas-Vorkommen werden im Rheinischen Schiefergebirge vermutet (Hangenden Alaunschiefer).

³ <http://www.aapg.org/europe/newsletters/index.cfm>

Tab. A 1: Potenzielle Vorkommen von unkonventionellem Erdgas-Lagerstätten in Deutschland

Lagerstättentyp	aussichtsreichste Vorkommen	Regionen
Flözgas (Muttergesteine)	Flözführendes Oberkarbon	Nördliches Ruhrgebiet / Münsterländer Becken (NRW)
		Ibbenbüren (NRW)
		Saarbecken (Saarland)
Schiefergas (Muttergesteine)	Tertiäre Tonsteine (z.B. Fischschiefer)	Molassebecken (BW)
	Posidonienschiefer (Schwarzer Jura)	Nordwestdeutsches Becken (z.B. Lüne) (NI)
		Molassebecken (BW)
		Oberreintalgraben
	Wealden Tonsteine (Unterkreide)	Weservorgebirgsmulde (NRW / NI)
	Permische Tonsteine (z.B. Stinkschiefer, Kupferschiefer)	Nordostdeutsches Becken (NI / SA)
	Karbonische und devonische Tonsteine z.B. Alaunschiefer (Unterkarbon)	Nordrand Rheinisches Schiefergebirge (NRW)
		Nordwestdeutsches Becken
		Harz (NI / SA)
Tight Gas (Speichergesteine)	Silurische Schiefer	Nordostdeutsches Becken
	Kambro-ordovizische Tonsteine („Alaunschiefer“)	(bislang nicht näher untersucht)
	Buntsandstein	Nordwestdeutsches Becken (NI)
	Permische Sandsteine (Rotliegend) und Karbonate (Zechstein)	Nordostdeutsches Becken (z.B. Leer) (NI)
	Permische Sandsteine (Rotliegend) und Dolomite (Staßfurtserie) Sandsteine (Trias)	Thüringer Becken (TH)
	Oberkarbonische Sandsteine	Nordwestdeutsches Becken (z.B. Vechta) (NI)

grün = relevantes Schiefergaspotenzial gemäß BGR (2012)

Eine aktuelle Abschätzung des Erdgaspotenzials aus Schiefergas-Vorkommen wurde in der ersten Phase des Projekts „NiKo: Erdöl und Erdgas aus Tonsteinen – Potenziale für Deutschland“ (Laufzeit Februar 2011 bis Juni 2015) durch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) vorgenommen und im Juni 2012 als Zwischenbericht veröffentlicht⁴ (BGR 2012). In der Tabelle A 2 sind Vorkommen an Gas in Place (GIP, entspricht der in einer betrachteten Formation möglichen Menge an Erdgas) sowie die dementsprechend voraussichtlich technisch gewinnbaren Mengen (Annahme ca. 10 % sind technisch gewinnbar) dargestellt. Für die Kohleflözgasvorkommen im flözführenden Oberkarbon von NRW gehen die Schätzungen von Werten > 2.000 km³ GIP aus (BGR 2012, GD NRW 2011). Für das Saarland wird das GIP auf ca. 1.000 km³ geschätzt (BGR 2012).

⁴ <http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Projekte/laufend/NIKO.htm>

Tab. A 2: Gas-in-Place (GIP) und technisch gewinnbare Mengen an Schiefergas in Deutschland bei Annahme eines technischen Gewinnungsfaktors von 10 % (aus BGR 2012) (Angaben in 1.000 km³)

Formation	Gas-in-Place			technisch gewinnbar		
	Minimum	Median	Maximum	Minimum	Median	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

Aufsuchungsfelder

Der Großteil der in Deutschland bekannten Kohlenwasserstoffprovinzen wird bereits über beantragte und bereits genehmigte Aufsuchungsfelder für konventionelle und unkonventionelle Öl- und Gas-Vorkommen abgedeckt. Die Abbildung A 2 zeigt den Stand vergebener Konzessionen zur Aufsuchung von konventionellen **und** unkonventionellen Öl- und Gas-Vorkommen zum 08.03.2011. In Abbildung A 3 sind die Gebiete mit (geplanten) Aktivitäten zur Aufsuchung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen in Deutschland dargestellt (BGR 2012).

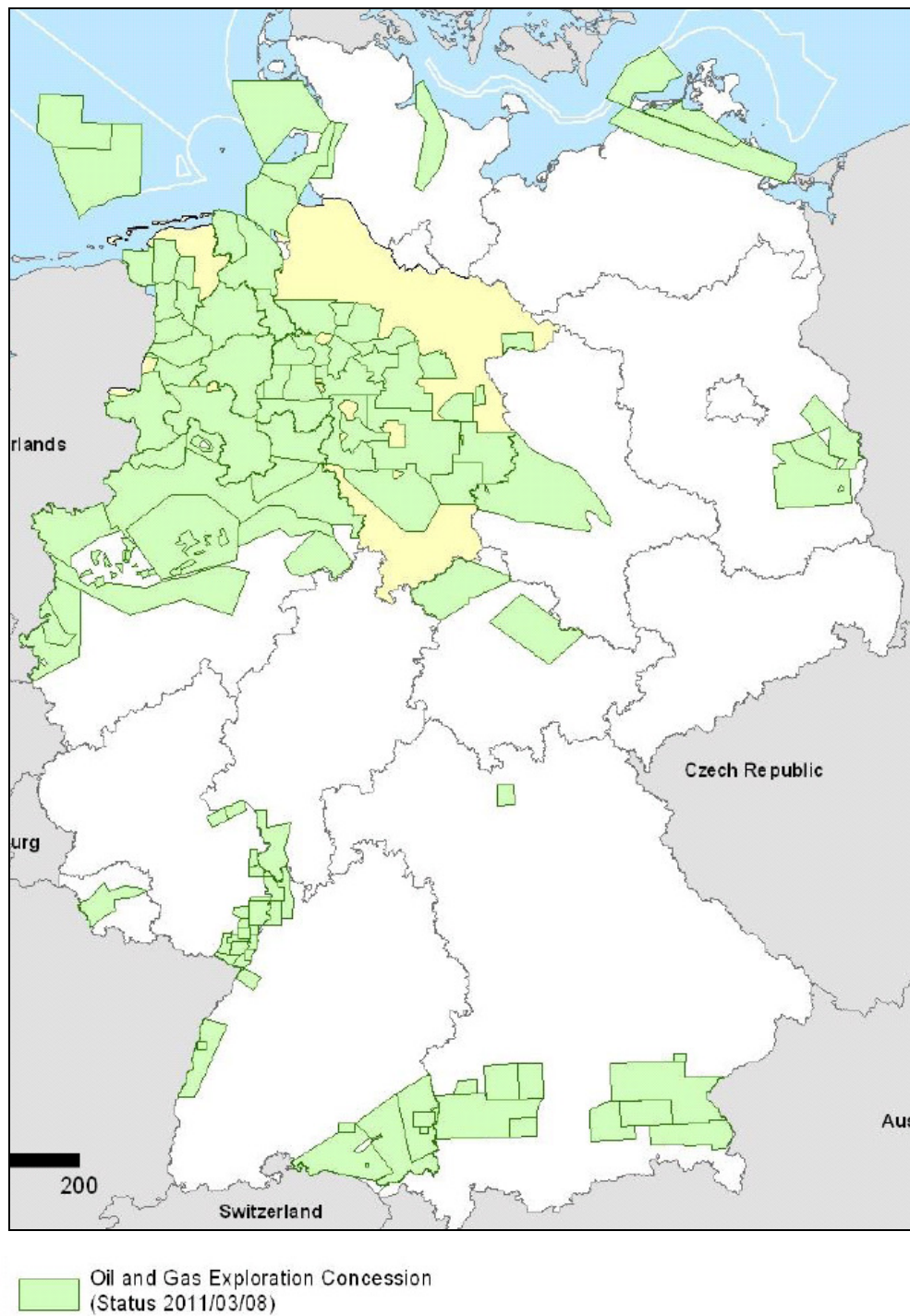


Abb. A 2: Genehmigte Aufsuchungsfelder für konventionelle und unkonventionelle Öl- und Gas-Vorkommen
(Quelle: Söntgerath 2011)

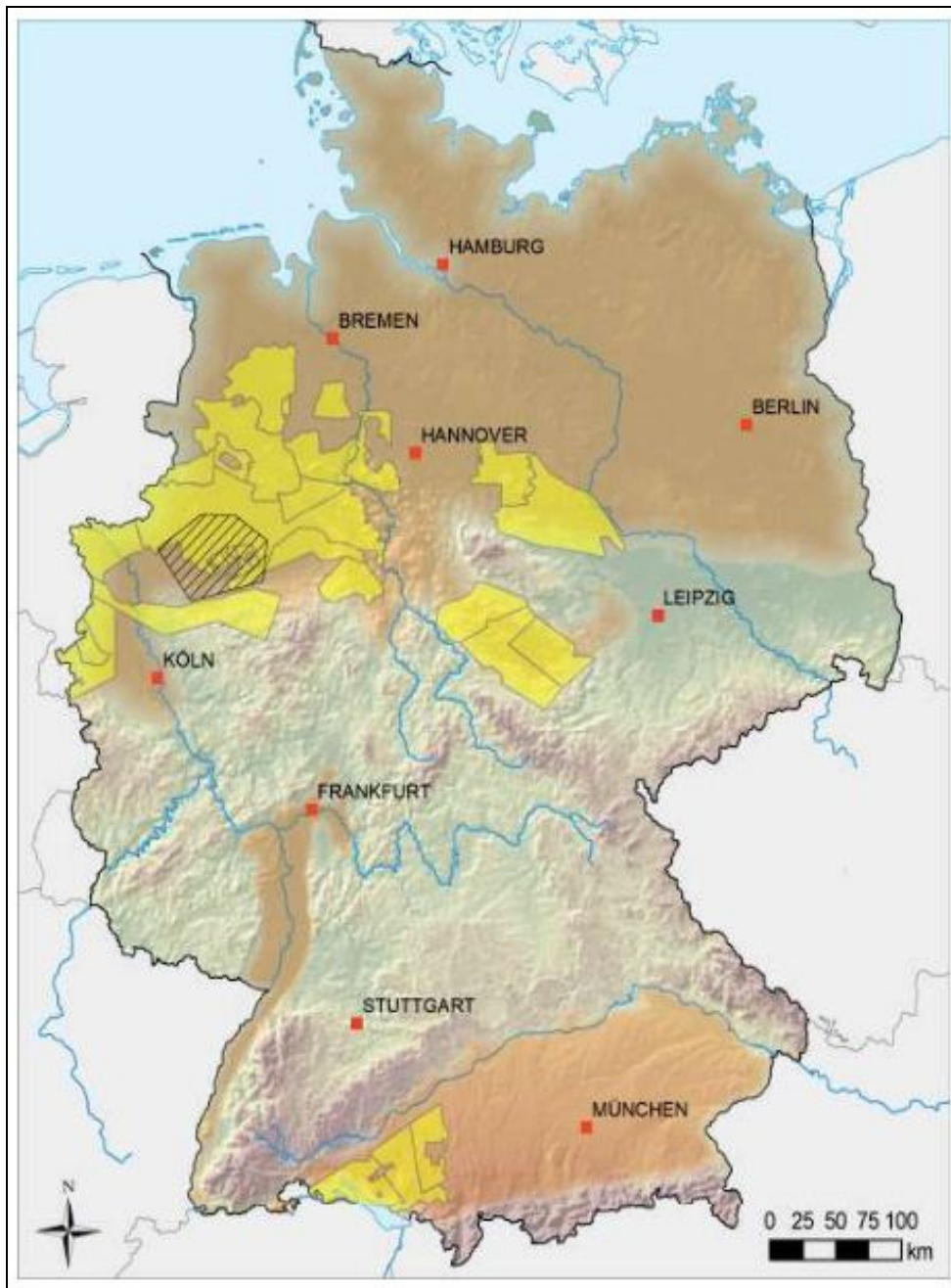


Abb. A 3: Bergbauberechtigungen in Deutschland (gelb, Stand: 31.12.2011) zur Aufsuchung unkonventioneller Kohlenwasserstoffvorkommen (Hintergrund: ockerfarben sind die Regionen mit grundsätzlichen geologischen Verhältnissen zur Bildung von Schiefergas dargestellt) (Quelle: BGR 2012)

A1.4 Fracking in Deutschland

Auf Basis der den Gutachtern vorliegenden Informationen wurden in Tight Gas- und konventionellen Lagerstätten in Niedersachsen bislang mindestens 275 Fracks in mehr als 130 Bohrungen durchgeführt. Diese Zahl bezieht sich überwiegend auf geackte Erdgasbohrungen, kann jedoch auch vereinzelt Fracks in Erdölbohrungen einbeziehen. Aus anderen Bundesländern sind den Gutachtern keine Fracks in Tight Gas- oder konventionellen Lagerstätten bekannt (Tab. A 3). In Schiefergas-Lagerstätten wurden in Deutschland bisher drei Fracks durchgeführt (Erkundungsbohrung Damme 3, Landkreis Vechta, Niedersachsen im November 2008). Der Einsatz von Frack-Fluiden in Kohleflözgas-Lagerstätten beschränkt sich in Deutschland bisher auf zwei Fracks (Bohrung Natarp 1, Landkreis Warendorf, Nordrhein-Westfalen im Jahr 1995).

Tab. A 3: Den Gutachtern bekannte Anzahl in Deutschland durchgeführter Frack-Maßnahmen in Erdgas-Lagerstätten

	Tight Gas- und konventionelle Lagerstätten	Schiefergas-Lagerstätten	Kohleflözgas-Lagerstätten
Niedersachsen	mind. 275 Fracks* (mind. 130 Bohrungen)	3 Fracks (Damme 3 - 2008)	0
NRW	0	0	2 Fracks (Natarp - 1995)
Andere Bundesländer	Gutachtern nicht bekannt	0	0

* Ggf. wurden auch einige Fracks in Erdöllagerstätten durchgeführt.

Nach einer detaillierten Auswertung der Aktenlage durch das Niedersächsische Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) und dem Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) wird in Niedersachsen gegenwärtig eine Datenbank der bislang in Gas-Lagerstätten durchgeführten Fracks mit Angabe der Zielformationen und eingesetzten Fluidmengen erarbeitet. Diese Datenbank befindet sich noch im Aufbau und konnte deswegen von den Gutachtern bis zur Fertigstellung des Gutachtens nicht eingesehen werden. Von der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH und ihren Beteiligungen wurden nach eigenen Angaben in Deutschland ca. 180 Fracks durchgeführt (Herr Dr. Kalkoffen zit. in Neue Osnabrücker Zeitung 2012). Insgesamt geht die Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH von ca. 300 Fracks in Deutschland in den vergangenen 50 Jahren aus⁵. Ein Großteil der Fracks wurde seit Mitte der 1990er Jahre durchgeführt (Abb. A 4).

⁵ http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic_fracturing/index.html

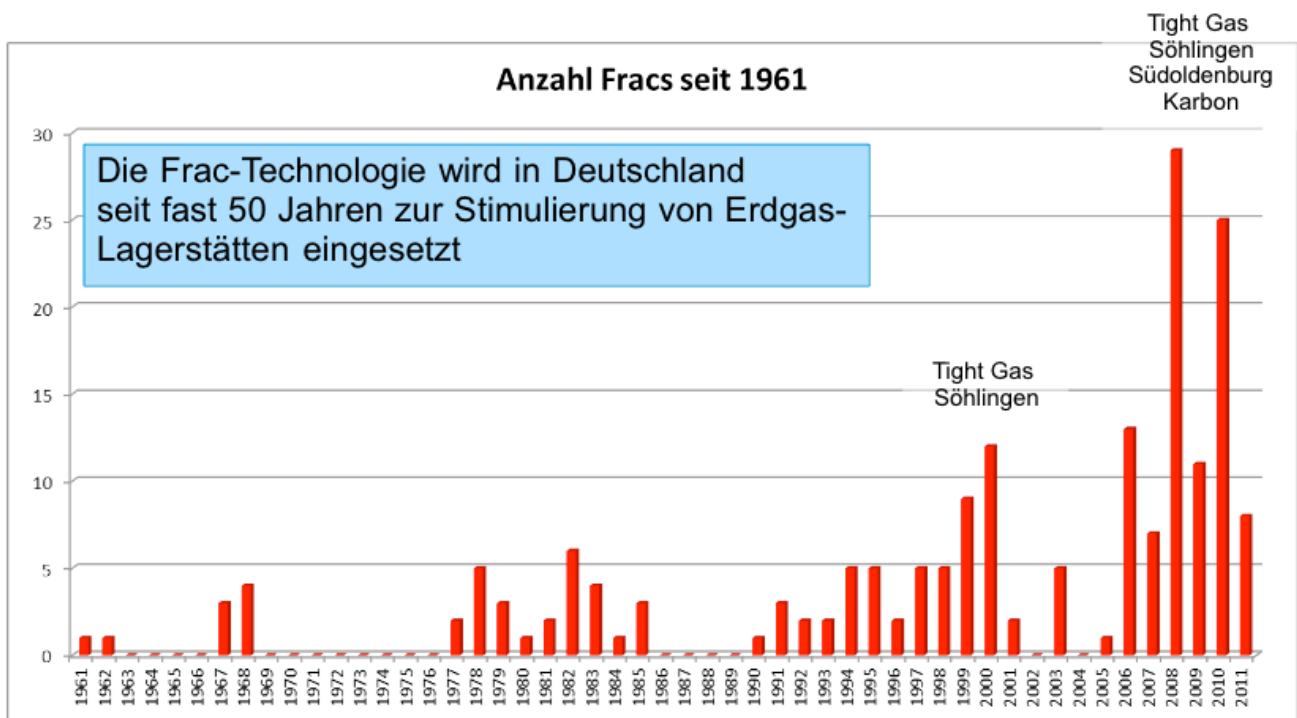


Abb. A 4: Anzahl der jährlichen Fracs, die in Erdgas-Lagerstätten in Deutschland seit 1961 durchgeführt wurden
(Quelle: <http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/>)

A2 Systemanalyse und Wirkungspfade

A2.1 Systemanalyse

Wie die Ausführungen in Kapitel A 1 gezeigt haben, werden unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten in unterschiedlichen geologischen Formationen in Deutschland vermutet. Geosysteme im Sinne der vorliegenden Studie beschreiben großräumige Einheiten, die ein geologisch-hydrogeologisches System bilden (z.B. Molassebecken, Thüringer Becken etc.). Von großer Bedeutung für die Systemanalyse ist die geologische Lage der potenziell gasführenden Formation – unabhängig vom Typ des unkonventionellen Erdgas-Vorkommens – in einem hydrogeologischen System. Um im Rahmen einer standortspezifischen Betrachtung die lokalen (z.T. stark variierenden) Fließsysteme innerhalb dieser Geosysteme verstehen zu können, ist die Kenntnis/Analyse des großräumigen Systems zwingend notwendig.

Unter Grundwasserfließsystemen wird ein großräumiges System aus Grundwasserleitern und Grundwasserstauern verstanden, die sich in ihrer Durchlässigkeit voneinander unterscheiden und in dem über hydraulisch wirksame Pfade, wie hydraulische Fenster (z.B. durch Fehlstellen in Grundwasserstauern) und hydraulische Pfade (z.B. an und über Störungen) Strömungsvorgänge stattfinden können. Diese sind bei regionalen Grundwasserfließsystemen naturgemäß i.d.R. langsam. Sie können aber durch die mit der unkonventionellen Erdgasgewinnung verbundenen technischen Maßnahmen wie Horizontalbohrungen und/oder hydraulischer Stimulation beschleunigt oder ausgelöst werden.

Die treibenden (Antriebs)kräfte in einem Grundwasserfließsystem sind – ohne Berücksichtigung von Diffusionsvorgängen – die Potenzialdifferenzen zwischen den einzelnen Grundwasserleitern, die in der Regel auf den Höhenunterschieden in der topografischen Lage der Grundwasserneubildungs- und Grundwasseraussickerungsgebiete beruhen.

Um für Standorte innerhalb dieser Geosysteme Risiken erfassen und bewerten zu können, die von der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten für das Grundwasser und damit assoziierte Schutzgüter ausgehen können, ist es erforderlich, das jeweilige hydrogeologische System am Vorhabensstandort zu beschreiben und zu analysieren.

Ergebnis der hydrogeologischen Systemanalyse sind Informationen zu

- den räumlichen Verteilungen verschiedener Parameter wie Mächtigkeit und Durchlässigkeit,
- den Druckpotenzialen und hydrochemischen Verhältnissen,
- den Volumenströmen (Zu- und Abflüsse) zwischen den Grundwasserstockwerken und den Flüssen (Zufluss- und Abflussgebiete),
- den relevanten Wirkungspfaden und den Hauptmerkmalen der Systemdynamik (z.B. Fließrichtung) im Ist-Zustand und bei Eingriffen/Veränderungen.

Die Systematik der potenziellen Wirkungspfade bei der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen wird nachfolgend beschrieben. Für die daran anschließende Analyse der Geosysteme/Typlokalitäten sind zunächst nur die Wirkungspfade von Bedeutung, die sich aus den regionalspezifischen geologisch-hydrogeologischen Gegebenheiten und deren Be-

sonderheiten ergeben. Eine Analyse der Relevanz der Wirkungspfade und der damit verbundenen Risiken erfolgt in Kapitel C1.

A2.2 Wirkungspfade

Potenzielle wasserbezogene Wirkungspfade, die aus der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten mittels Fracking resultieren, sind schematisch in der Abbildung A 5 dargestellt und werden nachfolgend erläutert. Damit ein Wirkungspfad relevant ist, müssen sowohl eine Durchlässigkeit/Permeabilität und eine Potenzialdifferenz (Druckunterschied), die erst ein gerichtetes Strömen ermöglichen, gegeben sein. Beides ist zum einen abhängig von den natürlichen Verhältnissen und zum anderen von Art und Umfang des Eingriffs.

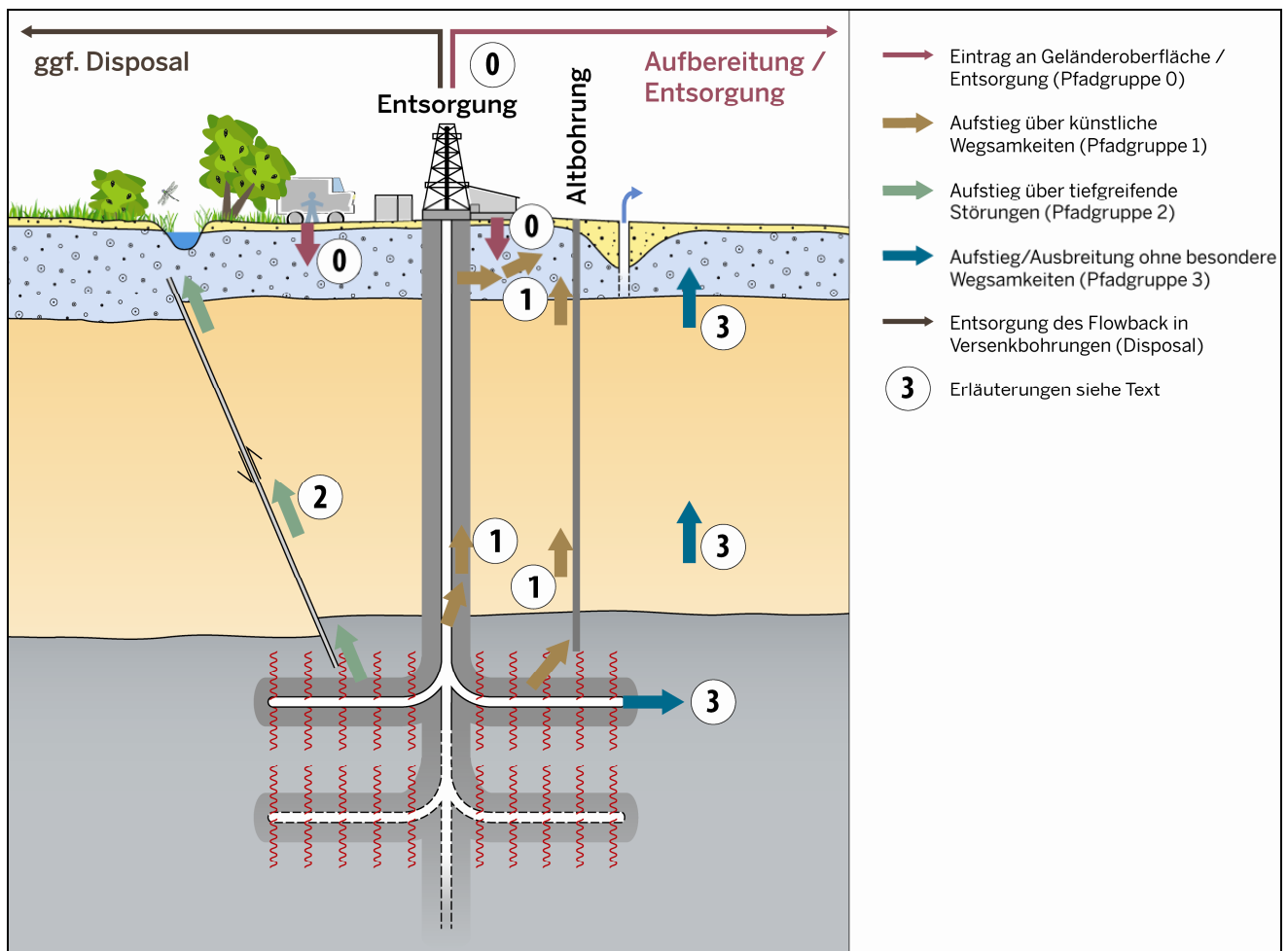


Abb. A 5: Schematische Darstellung potenzieller Wirkungspfade

Pfadgruppe 0

Die Pfadgruppe 0 beschreibt (Schad-)Stoffeinträge unmittelbar an der Erdoberfläche insbesondere beim Umgang mit den Frack-Fluiden (Transport, Lagerung etc.) und bei der Entsorgung des Flowback (ohne Disposal, s.u.). Im Hinblick auf die Risikoanalyse für das oberflächennahe Grundwasser ist hier insbesondere die Schutzfunktion der Deckschichten (Vulnerabilität) von Bedeutung, da der (Schad-)Stoffeintrag „von oben“ erfolgt. Vielfach ist zuvor auch erst ein Versagen der technischen Systeme erforderlich.

Im Hinblick auf das Risiko einer Grundwasserverschmutzung sind insbesondere bei der Pfadgruppe 0 grundsätzlich Normalfall und Störfall zu unterscheiden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Reihe technischer und rechtlicher Maßnahmen existieren (Unfallverhütungsvorschriften, Bohrplatzdesign etc.), um das Risiko einer Verschmutzung des Grundwassers zu minimieren (siehe Kap. C1).

Pfadgruppe 1

Die Pfadgruppe 1 beschreibt potenzielle (Schad-)Stoffaufstiege und -ausbreitungen entlang von Bohrungen, also künstlichen Wegsamkeiten im Untergrund. Zu unterscheiden ist hier zwischen:

- dem Aufstieg in/an der Erkundungs- oder Produktionsbohrung aufgrund von teilweisem/vollständigem Versagen der Zementierungen oder ungenügender Abdichtung gegenüber dem durchteuften Gesteinskörper,
- dem Versagen des Casings (und der Zementierung) während des Frackings und einem dadurch bedingten Direkteintrag sowie
- dem Aufstieg in/an Altbohrungen aufgrund ungenügender oder mittlerweile nicht mehr intakter Bohrlochabdichtung (Casing und Zementierung).

Insbesondere in Bezug auf die Langzeitsicherheit von Bohrungen spielen die jeweiligen hydrogeologischen und hydrochemischen Verhältnisse eine entscheidende Rolle. Aufgrund von hohen Temperaturen, Salz- und Kohlensäuregehalten im Untergrund etc. sind die Bohrlochverrohrungen und -zementierungen u.U. der Korrosion ausgesetzt, was langfristig zu einem Versagen führen kann. Je nach den vorherrschenden Potenzialdifferenzen können dann Fluide und/oder Gase auf- oder absteigen.

Pfadgruppe 2

Die Pfadgruppe 2 beinhaltet alle Wirkungspfade entlang von geologischen Störungen, die an der Erdoberfläche als – mehr oder weniger – linienhafte Belastungen wahrgenommen werden (ggf. auch punktuell, wenn der bevorzugte Aufstieg im Schnittbereich zweier Störungen/Störungssysteme erfolgt). Dabei kann die Durchlässigkeit an ein und derselben Störung abschnittsweise unterschiedlich sein. Hinsichtlich ihrer Risikopotenziale ist zu unterscheiden zwischen

- tiefgreifenden Störungen/Störungszonen, die durchgängig aus dem Bereich der Lagerstätte bis in die (oberflächennahen) nutzbaren Grundwasservorkommen reichen und eine entsprechende Durchlässigkeit aufweisen sowie

- Störungen/Störungszonen, die nur Teilstrecken zwischen der Lagerstätte und den (oberflächennahen) nutzbaren Grundwasservorkommen durchschlagen und eine entsprechende Durchlässigkeit aufweisen.

Während bei tiefgreifenden, durchgehenden Störungen eine Überwachung eher möglich ist, da der Ausbiss im Bereich der Geländeoberfläche bekannt ist, können Störungen, die nur Teilbereiche des Deckgebirges betreffen, nur schwer überwacht werden. Bei entsprechender hydraulischer Wirksamkeit (Durchlässigkeit und Potenzialdifferenzen) können sie – zumindest für Teilbereiche – als bevorzugte Aufstiegsbahnen für Fluide und Gase dienen, die sich danach weiter diffus ausbreiten können.

Pfadgruppe 3

Die Pfadgruppe 3 beinhaltet flächenhafte Aufstiege von Gasen und Fluiden bzw. deren laterale Ausbreitung durch die geologischen Schichten (z.B. über einen Grundwasserleiter) **ohne** bevorzugte Wegsamkeiten, wie sie für die Pfadgruppen 1 und 2 beschrieben wurden. Die Wirkungspfade der Pfadgruppe 3 hängen im Wesentlichen von den geologischen/hydrogeologischen Bedingungen ab. In der Pfadgruppe 3 werden folgende Wirkungspfade unterschieden:

- Direkteintrag von Frack-Fluiden in den Untergrund beim Frack,
- (diffuser) Aufstieg von Gasen und Frack-Fluiden durch die überlagernden Schichten und
- (diffuse) laterale Ausbreitung von Gasen und Frack-Fluiden (in unterschiedlichen Bereichen des hydrogeologischen Systems).

Noch weit mehr als in den anderen Pfadgruppen ist in der Pfadgruppe 3 eine Kombination der Wirkungspfade möglich. Grundvoraussetzung für die „Aktivierung“ der genannten Pfade sind auch hier entsprechende Durchlässigkeiten und Potenzialdifferenzen.

Entsorgung des Flowback über Disposalbohrungen

Von den Betreibern wird die Möglichkeit der Verpressung derzeit als wichtige Randbedingung für die (wirtschaftliche) Gewinnung unkonventioneller Gas-Vorkommen angesehen. Aus Sicht des Gutachterkonsortiums sind mit der Entsorgung des Flowback durch Verpressung in den Untergrund Risiken verbunden, wie z.B. die Verdrängung von Formationswasser (z.B. in Hessen beim Verpressen salinarer Produktionswässer in den Plattendolomit und Aufsteigen der salinen Wässer in den Buntsandstein). Möglicherweise gibt es auch Formationen mit gasgefülltem Porenvolumen, in denen durch die Verpressung keine Fluide verdrängt werden. Hierzu liegen den Gutachtern keine Informationen vor. In jedem Fall bedarf es für die Verpressung in den Untergrund aus unserer Sicht einer standortspezifischen Risikoanalyse und eines Monitorings. Auch eine systematische Aufarbeitung der Erfahrungen in Niedersachsen könnte helfen, die Risiken einzuschätzen.

Summation und Kombination unterschiedlicher Wirkungspfade sowie Langzeitwirkungen

Die potenziellen Wirkungspfade sind im Hinblick auf eine potenzielle Gefährdung des Grundwassers durch Fracking sowohl singulär als auch in Kombination bzw. in ihrer summarischen Wirkung zu betrachten. Da viele Fließvorgänge im tiefen Untergrund sehr langsam ablaufen, sind – auch im Zusammenhang mit den Summenwirkungen – die Langzeitwirkungen abzu-

schätzen. Hierbei muss das jeweilige hydrogeologische Gesamtsystem des Geosystems betrachtet werden. Denkbare Szenarien für summarische und großräumige Auswirkungen sind z.B.

- Anschluss an großräumige Grundwasserfließsysteme und ein damit verbundener Transport von Frack-Fluiden in andere Systeme,
 - z.B. im Molassebecken mit komplexen, sich mehrfach überlagernden Grundwasserfließsystemen mit diffusen Grundwasseraussickerungsgebieten,
 - z.B. Münsterländer Becken.
- Großräumiges Fracking kann zu einer deutlichen Erhöhung der Durchlässigkeit/Permeabilität in der vormals als Grundwassergeringleiter anzusprechenden Zielformation führen. Bei der Verbindung von Frackingzonen können durchgehende Zonen mit erhöhter Durchlässigkeit entstehen.
- Überlagerungen und Wechselwirkungen mit anderen Nutzungen des tiefen Untergrundes,
 - z.B. im Molassebecken mit der tiefen Geothermie und ausgebeuteten Kohlenwasserstofflagerstätten,
 - z.B. im südlichen Münsterländer Becken mit der Tiefenentwässerung durch den Steinkohlenbergbau.

Auswirkungen auf das hydrogeologische Gesamtsystem können in erster Linie langfristige Veränderungen sein, die voraussichtlich erst nach Jahren/Jahrzehnten zu signifikanten Auswirkungen führen können (wenn z.B. durch intensives großflächiges Fracking die entsprechenden Voraussetzungen geschaffen wurden, oder durch Wechselwirkungen mit bestehenden Nutzungen). Für eine solche Bewertung sind derzeit in keinem Geosystem eine ausreichende Datenbasis und entsprechende numerische Prognosemodelle vorhanden.

Für jeden Betrachtungsraum ist aus diesem Grund ein hydrogeologisches Systemverständnis unerlässlich, um im Hinblick auf die Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten mögliche großräumige und summarische Auswirkungen aufzuzeigen, zu modellieren und überwachen zu können.

A2.3 (Potenzielle) konkurrierende unterirdische Nutzungen

Unter (potenziell) konkurrierenden Nutzungen werden im vorliegenden Gutachten Nutzungen betrachtet, die potenziell die gleichen geologischen Formationen zum Ziel haben, in denen auch unkonventionelle Erdgas-Vorkommen vermutet werden, sowie in höheren, aber auch tieferen Schichten. Zu nennen wären hier insbesondere die Geothermie, Erdgasspeicherung (Kavernen) und CO₂-Speicherung (CCS). Die Trinkwassergewinnung aus nutzbaren Grundwasservorkommen wird in diesem Sinne als Schutzgut und nicht als konkurrierende Nutzung betrachtet.

Die Betrachtung der (potenziell) konkurrierenden Nutzungen in den ausgewählten Geosystemen beschränkt sich in der vorliegenden Studie im Wesentlichen auf die Geothermie, da diese Nutzung bereits heute stattfindet und größtenteils in den gleichen Regionen liegt, in denen auch unkonventionelle Gas-Vorkommen vermutet werden (s. Abb. A 6). Die Nutzungskonkur-

renz zu anderen potenziellen unterirdischen Nutzungen (wie beispielsweise CCS) wird nicht näher betrachtet. Hierzu hat das Umweltbundesamt ein eigenständiges Forschungsprojekt vergeben, dessen Ergebnisse den Gutachtern zum Redaktionsschluss (Juni 2012) nicht vorlagen.

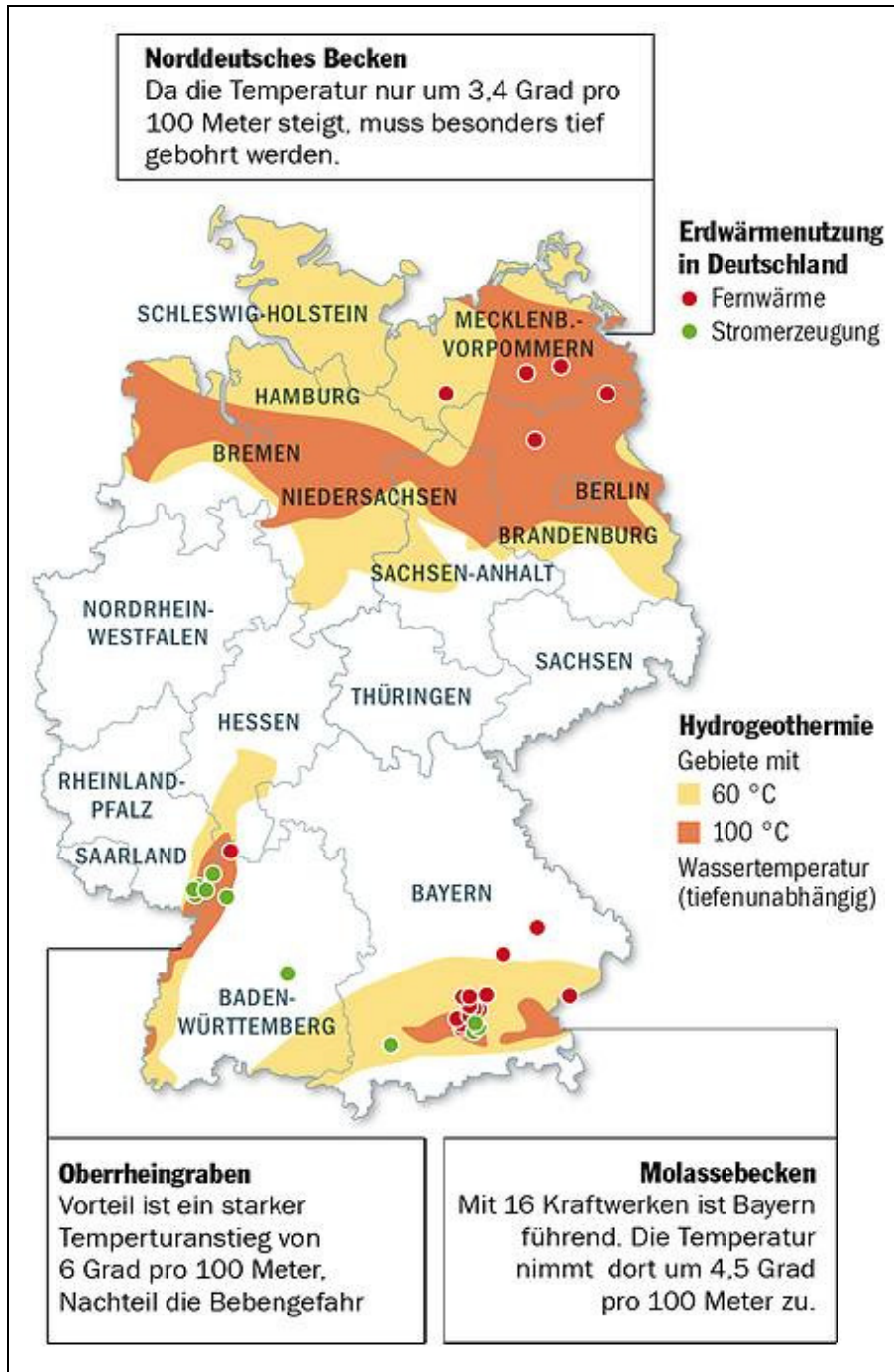


Abb. A 6: Nutzung durch tiefe geothermische Anlagen
(Quelle: <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/einstieg-in-die-geothermie.html#c237>)

A2.4 Systemanalysen für ausgewählte Geosysteme/Typlokalitäten

In den nachfolgenden Abschnitten werden für ausgewählte Geosysteme mit möglichen Vorkommen an unkonventionellem Erdgas (siehe Tab. A 2) die geologischen und hydrogeologischen Randbedingungen auf der Grundlage frei verfügbarer und öffentlich zugänglicher Informationen beschrieben und analysiert. Ziel der Beschreibungen ist es, die grundlegenden Unterschiede und Gemeinsamkeiten der verschiedenen Geosysteme aufzuzeigen und die Bedeutung der Systemanalyse für die Identifizierung und Bewertung der Risiken herauszustellen, wobei sie eine detaillierte, auf Basis aller vorliegenden und u.U. noch zu erfassenden Daten durchzuführende Systemanalyse, zu der auch numerische Modelle gehören, in keinsten Weise ersetzen können oder sollen.

Die Systembeschreibung erfolgt exemplarisch entweder für das großräumige Gesamtsystem oder für ausgewählte Typlokalitäten. Die jeweiligen Ausführungen gliedern sich dabei wie folgt:

- Lage und großräumige geologische/hydrogeologische Situation,
- potenzielle Vorkommen an unkonventionellem Erdgas,
- hydrogeologische Systemanalyse,
- potenzielle konkurrierende unterirdische Nutzungen,
- Besonderheiten und Bedeutung der Wirkungspfade in Bezug auf die Risikoanalyse.

A2.4.1 Tight Gas-Vorkommen

Tight Gas-Vorkommen zeichnen sich dadurch aus, dass das Gas zwar in gering permeablen Schichten vorliegt, jedoch schon aus dem Muttergestein migriert ist und sich in einer Fallenstruktur (geologische Barriere) gesammelt hat. Von daher werden Tight Gas-Vorkommen je nach Systematik den konventionellen oder unkonventionellen Lagerstätten zugeordnet (s. Ausführungen in Kap. A 1). Für die vorliegende Studie sind Tight Gas-Vorkommen insofern von besonderer Bedeutung, da im Norddeutschen Becken bereits eine jahrzehntelange Erfahrung bei der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus Tight Gas-Lagerstätten (inkl. Fracking) vorliegt.

Als Geosysteme/Typlokalitäten für Tight Gas-Vorkommen werden nachfolgend exemplarisch das Nordwestdeutsche Becken sowie das Thüringer Becken betrachtet.

Nordwestdeutsches Becken

Lage und großräumige geologische/hydrogeologische Situation

Kohlenwasserstoffvorkommen treten in Norddeutschland in einer fast 1.250 km langen, sich West – Ost erstreckenden Beckenstruktur auf, die sich in mehrere tektonische Untereinheiten aufgliedert. Das Becken erstreckt sich in östlicher Richtung weiter nach Polen. Der Unterschied zwischen dem Nordwestdeutschen und dem Nordostdeutschen Becken liegt in der Art der Speichergesteine für Gas. Das wichtigste Muttergestein für Erdgas ist in beiden Fällen das flözführende Oberkarbon. Auch die Speichergesteine – äolische Sandsteine des Unteren Perm (Rotliegendes) – treten in beiden Teilbecken auf. Im Nordostdeutschen Becken spielen darüber hinaus

noch Karbonate (Hauptdolomit in der Staßfurt Folge) des Oberen Perm (Zechstein) eine wichtige Rolle.

Die nachfolgenden Ausführungen beschränken sich im Wesentlichen auf das Nordwestdeutsche Becken im Bundesland Niedersachsen. Abbildung A 2 zeigt, dass für weite Teile des Nordwestdeutschen Beckens Konzessionen für die Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen vergeben wurden. Im Hinblick auf die Erkundung und Gewinnung von unkonventionellem Erdgas sind hier im nördlichen Bereich eher Tight Gas-Vorkommen und im südlichen Bereich (an der Landesgrenze zu Nordrhein-Westfalen) auch Schiefergas- und Flözgas-Vorkommen bei der Lagerstättensuche von Interesse (siehe Abb. A 3).

Im Norddeutschen Becken wird das Paläozoikum (Karbon) durch mächtige mesozoische, tertiäre und quartäre Ablagerungen überdeckt. Da aufgrund der Ablagerungsbedingungen und der Salztektonik die örtlichen geologischen Verhältnisse sehr stark variieren können, beschränken wir uns bei der Systemanalyse auf eine Typlokalität an einer konkreten Bohrung. Als Beispiel für ein aktuelles Tight Gas-Vorkommen im Norddeutschen Becken zeigt die Abbildung A 7 ein schematisches geologisches Profil im Bereich des Gasfeldes Leer (Niedersachsen).

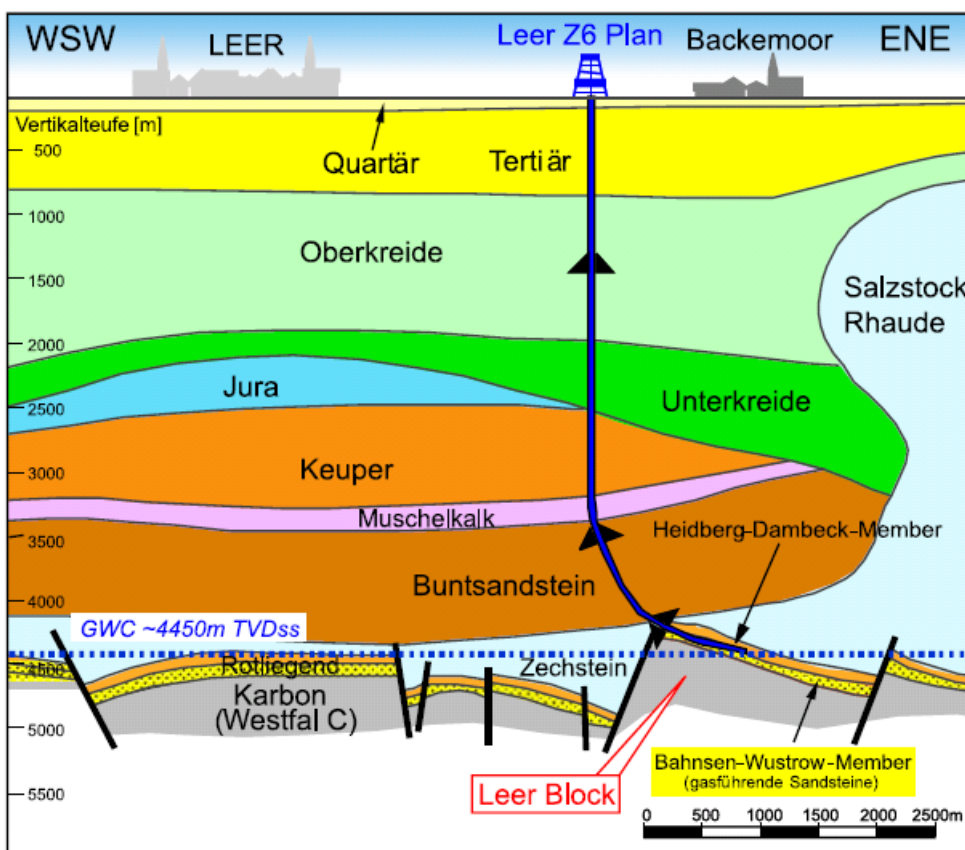


Abb. A 7: Schematische Darstellung der geologischen Verhältnisse im Gasfeld Leer
(Quelle: <http://www.gdfsuezep.de/cms/upload/PDF/FlyerLeerZ6.pdf>)

Zielhorizont der Erkundung der damaligen Gas de France (heute Wintershall Holding GmbH) seit den 1970er Jahren sind hier die oben erwähnten Sandsteine des Rotliegenden (Perm). Bei den überlagernden, potenziell grundwasserführenden Schichten handelt es sich vor allem um

- Sandsteine im Buntsandstein,
- Sandsteine und Kalke der Unterkreide sowie
- eiszeitliche Sedimente im Quartär mit hoher Durchlässigkeit (Sander, Schmelzwasserrinnen etc.).

Die Rotliegend-Sedimente im Nordwestdeutschen Becken bestehen aus Sand- und Tonsteinen sowie aus evaporitischen Gesteinen (Sulfate, Steinsalz), deren Mächtigkeiten stark variieren können.

Potenzielle Vorkommen an unkonventionellem Erdgas

Im Nordwestdeutschen Becken liegen über ca. 400 Öl-/Gasfelder, im Nordostdeutschen Becken ca. 60 Öl-/Gasfelder. Vor allem die Tight Gas-Vorkommen werden schon seit Jahrzehnten erschlossen und ausgebeutet, wobei der Übergang von der klassischen Lagerstätte zur Tight Gas-Lagerstätte fließend ist (s.o.).

Die Zielhorizonte sind vor allem die äolischen Sandsteine des Rotliegenden (Perm), die das flözführende Oberkarbon, das wichtigste Gas-Muttergestein, überlagern.

Die Besonderheiten fast aller dieser Gas-Vorkommen sind die große Tiefe (> 4.000 m) und die Überdeckung mit Zechstein-Salzen. Die Mächtigkeiten der Zechstein-Schichten betragen bis zu mehrere hundert Meter. Auch wenn die Salze sich vielfach in große, unterirdische Salzstrukturen (Salzstöcke, -dome, -kissen, -mauern) verlagert haben, so existieren dennoch auch noch horizontal gelagerte Salze, die im Zusammenhang mit anderen abgelagerten gering durchlässigen Schichten (z.B. Salztone) eine Barrierefunktion haben können. Diese Ablagerungen des Zechstein haben bereichsweise verhindert, dass das Erdgas weiter in Richtung Erdoberfläche ausgegast ist (Fallenstruktur) und sie stellen in ihrem Verbreitungsbereich auch eine – oftmals mehrfach gegliederte – Barriere gegenüber den überlagernden Grundwasserfließsystemen dar.

Die Salzgehalte in den Grundwasserleitern sind sehr hoch und liegen in größeren Tiefen weit über 200 g/l. Bei den tiefen salinaren Grundwasserleitern (Buntsandstein / Unterkreide) handelt es sich um quasi stationäre Systeme. Über Grundwasserfließbewegungen liegen den Gutachtern keine Informationen vor. Erst in den oberflächennahen quartären und den darunter liegenden tertiären Grundwasserleitern (Braunkohlensande) erlauben die geringeren Salzgehalte im Norddeutschen Becken eine Nutzung als Trinkwasser. Diese Schichten sind dann auch Teil der lokalen Grundwasserfließsysteme.

Auch im Norddeutschen Becken werden unkonventionelle Erdgas-Vorkommen im Posidonien-schiefer (Jura) und im Wealden (Unterkreide) vermutet (s.a. BGR 2012). Diese potenziellen Vorkommen liegen dann in geringeren Tiefen und **oberhalb** der Barriere durch die Zechstein Salze. In den letzten Jahren wurden in Südniedersachsen auch im Hinblick auf Schiefergas und Kohleflözgas Aufsuchungsaktivitäten gestartet. Die bisherigen vier Schiefergasbohrungen (Lüne, Damme, Schlahe und Niedernwöhren) und zwei Kohleflözgas-Bohrungen (Bad Laer, Osnabrück-Holte) zeigt Abbildung A 8.

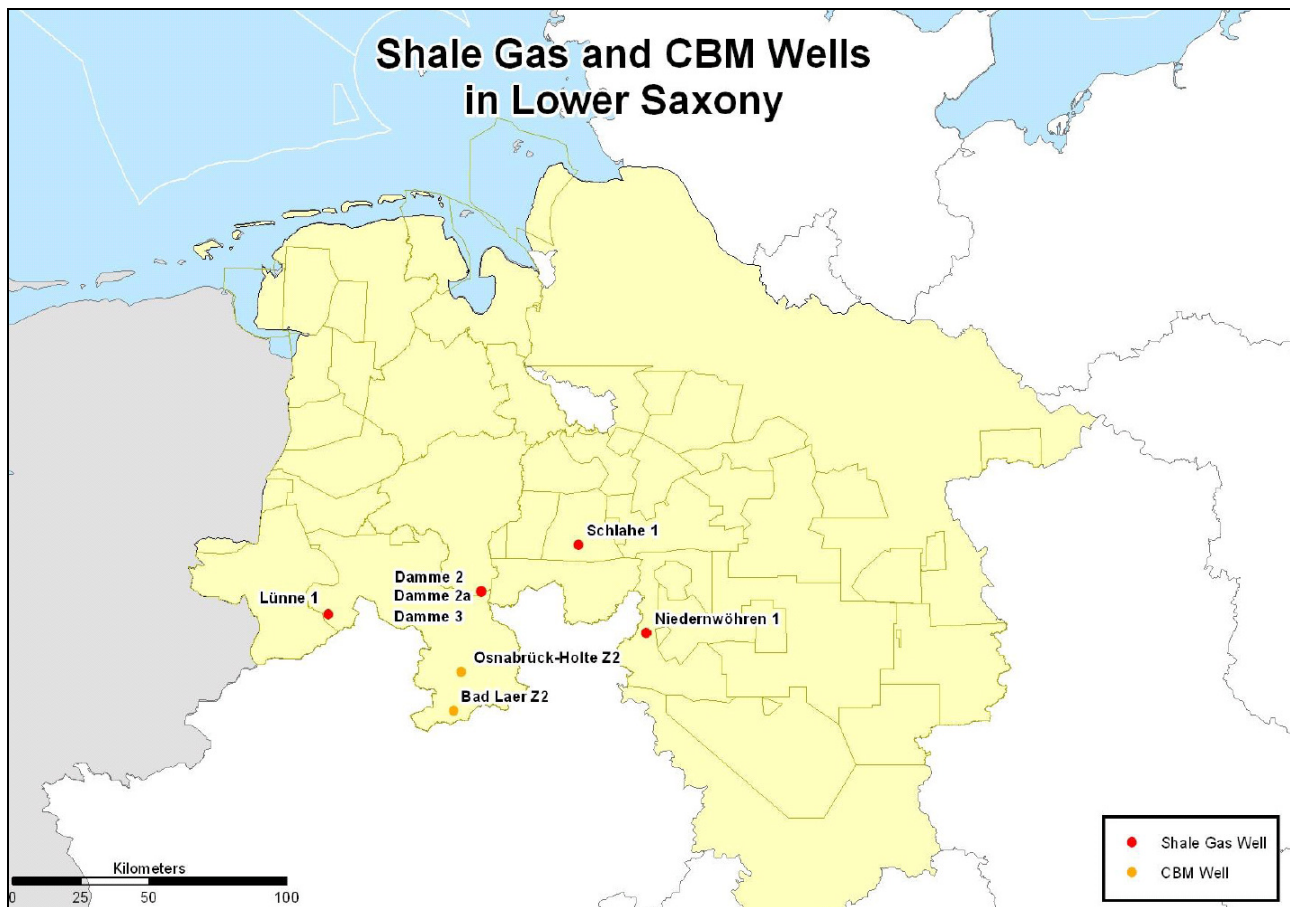


Abb. A 8: Schiefergas- und Flözgas-Erkundungen im niedersächsischen Teil des Nordwestdeutschen Beckens (Quelle: Söntgerath 2011)

Hydrogeologische Systemanalyse

Die Trinkwasserversorgung im Norddeutschen Becken erfolgt im Wesentlichen aus den quartären und tertiären Grundwasserleitern. Gemäß Abbildung A 7 liegen die Mächtigkeiten des Quartär im Norddeutschen Becken bei ca. 100 m; in besonderen Strukturen – wie den Urstromtälern – können die Mächtigkeiten auch mehrere hundert Meter erreichen. In Schleswig-Holstein werden die tertiären Braunkohlensande bis zu einer Tiefe von ca. 150 m zur Trinkwassergewinnung genutzt. Darunter weisen die Grundwasservorkommen für eine Trinkwassernutzung in der Regel einen zu hohen Salzgehalt auf. Dies hängt im Einzelnen aber von der Nähe zum nächsten Salzvorkommen und dem Förderungsverlauf der Trinkwassergewinnung ab, da durch die Förderung auch immer wieder Salzwasseraufstiege verursacht werden. In ca. 2.000 m Tiefe werden bereits Salzgehalte über 200 g/l erreicht.

Entscheidend für die hydrogeologische Systemanalyse in Bezug auf die potenziellen Auswirkungen der Erkundung und Gewinnung von unkonventionellem Erdgas ist die Lage und Verbreitung der Zechstein Ablagerungen, da diese bei entsprechender Ausprägung als hydraulische Barriere angesehen werden können. In den oberhalb folgenden mesozoischen Serien

wechseln i.d.R. Grundwasserleiter und Geringleiter ab. Informationen über Potenzialdifferenzen und die großräumigen Grundwasserströmungen liegen den Gutachtern nicht vor. Bei einer Erkundung und Erschließung von Schiefergas aus dem Jura (Posidonienschiefer) fehlen die Zechstein-Ablagerungen als hydraulische Barriere.

Potenzielle konkurrierende unterirdische Nutzungen

Für das norddeutsche Becken wird auch zunehmend eine tiefe geothermische Nutzung diskutiert und bereits in fünf Projekten in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg umgesetzt. Die geothermischen Zielhorizonte liegen je nach den angestrebten Projektzielen (Strom- und Wärmeerzeugung) in unterschiedlichen Tiefen wie einige Beispiele zeigen:

- Brandenburg: Cenoman/Turon Kalke (1.000 bis 1.200 m)
(<http://www.lbgr.brandenburg.de/sixcms/media.php/lbm1.a.3310.de/TiefenGeothermie.pdf>)
- Neustadt Glewe, Sandsteine (2.335 m)
- Waren, Râth-Keuper Sandsteine (Contorta Schichten)
(Tiefe den Gutachtern nicht bekannt)
- Neuruppin: Aalen Sandstein (1.700 m)
- Hamburg: Râth (Obertrias) (3.500 m)
- Groß Schönebeck: unterhalb des Zechsteins (Rotliegend-Sandsteine und Vulkanite an der Grenze Perm-Karbon) (4.400 m)

Die wichtigste Voraussetzung für eine hydrothermale geothermische Nutzung ist eine ausreichende Porosität des Zielhorizontes. Diese kann durch eine Bohrlochstimulierung (z.B. Fracking) erhöht werden. Im Allgemeinen wird aber davon ausgegangen, dass ab Tiefen von 2.000 bis 2.500 m die natürliche Porosität zu gering ist. Damit liegen die hydrothermal geothermischen Zielhorizonte in der Regel oberhalb der Zechstein-Ablagerungen und oberhalb der Tight Gas-Lagerstätten (Ausnahme: Groß Schönebeck).

Bei einer Erkundung und Erschließung von Schiefergas aus dem Jura (Posidonienschiefer) fehlen die abdeckenden Zechstein-Ablagerungen als Barriere und es kann zu Nutzungskonkurrenzen mit der tiefen Geothermie kommen.

Besonderheiten und Bedeutung der Wirkungspfade in Bezug auf die Risikoanalyse

Für den Bereich des nordwestdeutschen Beckens kann für die Betrachtung der potenziellen Wirkungspfade grundsätzlich zwischen Vorkommen von unkonventionellem Erdgas oberhalb und unterhalb der Zechstein Ablagerungen unterscheiden werden. Damit Wirkungspfade im Sinne der Definition des Gutachtens relevant sind, muss eine Durchlässigkeit und eine aufsteigende Potenzialdifferenz gegeben sein.

Großräumige Fließbewegungen sind in den tief liegenden, salinaren Grundwasserleitern nicht bekannt.

Für die unkonventionellen Erdgas-Vorkommen unterhalb der Zechstein-Ablagerungen (Tight Gas), die derzeit im Fokus der Erkundung stehen, können die Wirkungspfade über durchgehende Störungen oder unmittelbar durch die Deckschichten als wahrscheinlich nicht relevant angesehen werden. Bohrungen und Altbohrungen können aber im Einzelfall relevant sein, obwohl offene Bohrlöcher durch die plastischen Salze nach und nach abgedichtet werden können (sog. Salzfließen).

Für die unkonventionellen Erdgas-Vorkommen oberhalb der Zechstein-Ablagerungen (Schiefergas) wird zzt. noch keine Erkundung und Ausbeutung diskutiert. Im Unterschied zu den anderen Schiefergas-Vorkommen (z.B. Rheinisches Schiefergebirge, Wesergebirgsrandmulde) werden diese Vorkommen noch von mächtigen, allerdings hoch salinaren Grundwasserleitern überlagert. Zur Beurteilung der Risiken über Wirkungspfade sind hier zuvor konkrete Angaben über die Zielhorizonte erforderlich.

A2.4.2 Kohleflözgas-Vorkommen

Bei den Kohleflözgas-Vorkommen in Deutschland ist derzeit noch nicht geklärt, ob und in welchem Umfang eine hydraulische Stimulation der Zielformation zur Gewinnung von Erdgas notwendig ist. Entsprechende Erfahrungen liegen in Deutschland noch nicht vor. Gemäß US EPA (2004) ist bei 8 von 11 untersuchten Kohleflöz-Lagerstätten in den USA Fracken immer erforderlich; bei 3 Kohleflöz-Lagerstätten wird gelegentlich gefrackt. Der Wassergehalt der jeweiligen Lagerstätte ist von besonderer Bedeutung für deren wirtschaftliche Ausbeutung (s.o.).

Als Beispiel für ein Kohleflözgas-Vorkommen in Deutschland wird das Münsterländer Becken beschrieben, da es sich hierbei nach derzeitigem Kenntnisstand um das wichtigste Kohleflözgas-Vorkommen in Deutschland handelt.

Münsterländer Becken

Lage und großräumige geologische/hydrogeologische Situation

Das Kohleflözgas-Vorkommen Münsterländer Becken liegt im Norden von Nordrhein-Westfalen. Der zugehörige Betrachtungsraum wird im Süden begrenzt durch den Haarstrang und die Paderborner Hochfläche, im Osten durch das Eggegebirge und im Norden durch den Teutoburger Wald. Die Abbildung A 9 zeigt einen schematischen hydrogeologischen NE-SW-Schnitt durch das Münsterländer Becken, in dem die wichtigsten hydrogeologischen Einheiten dargestellt sind.

Im Quartär treten lokal bedeutsame Grundwasservorkommen (oberflächennahe Grundwasserfließsysteme) auf, die für die Trinkwassergewinnung genutzt werden (v.a. Münsterländer Kies-sandzug, Terrassensedimente von Ems und Lippe). Wo der Emscher Mergel oberflächennah ansteht, finden sich nur in der sog. Auflockerungszone nutzbare Grundwasservorkommen, die jedoch intensiv durch Einzelwasserversorgungen (insgesamt ca. 40.000) genutzt werden. Ab ca. 100 bis 150 m Tiefe ist das Grundwasser ohne Aufbereitung für die Wasserversorgung zu salzig.

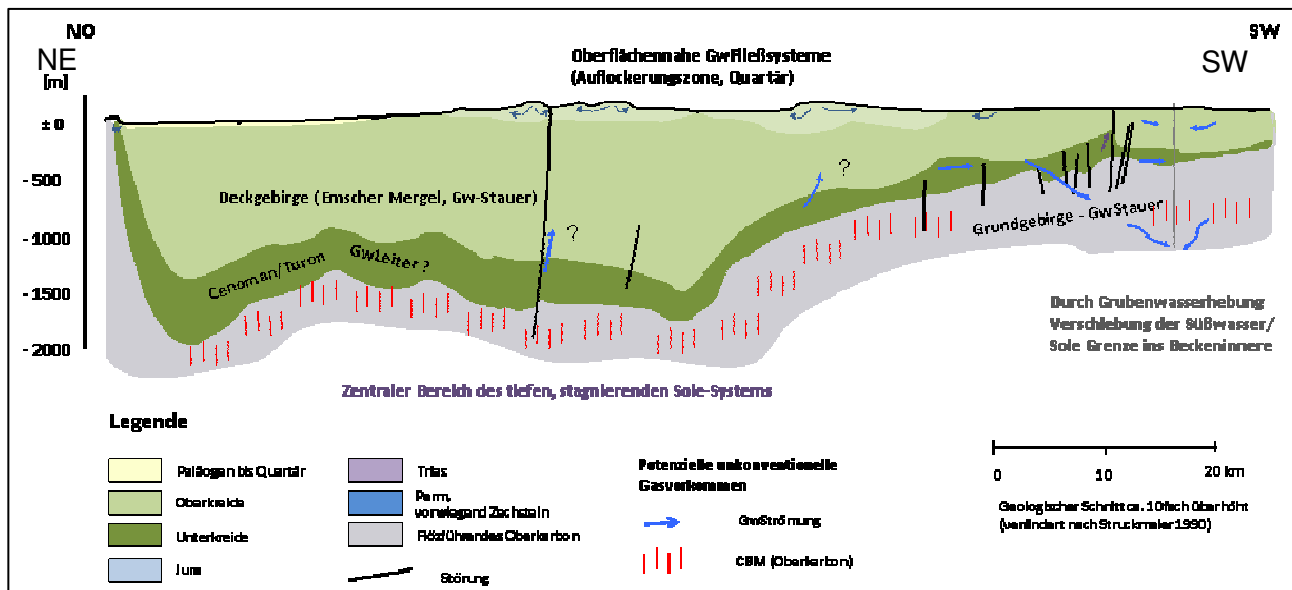


Abb. A 9: Hydrogeologischer NO-SW Schnitt durch das Münsterländer Becken mit den Geosystem Zentrales Münsterland und randliches Münsterland (verändert nach Struckmeier 1990)

Unter Emscher Mergel werden bis zu 1.000 m mächtige, gering durchlässige Tonmergelsteine der Oberkreide verstanden. Am südlichen Beckenrand treten auch bis zu 300 m mächtige Sandeinschaltungen (wie Recklinghausen Sandmergel, Haltern Sande) auf. Im Liegenden der Haltern Sande folgt wieder der Emscher Mergel. Vor allem die Haltern Sande sind für die Wasserversorgung ein überregional bedeutsamer Grundwasserleiter. Unterhalb der Haltern Sande wird noch aktiv Bergbau mit den entsprechenden Bergsenkungen und Grubenwasserhaltungen betrieben (s. Überlagerung Haltern Sande und Bergbauzone in Abb. A 10).

Dem Emscher Mergel unterlagernd folgen bis zu 500 m mächtige und weitgehend reine Kalke des Cenoman und Turon, die auch heute noch die Grundlage für die Kalk- und Zementindustrie sind. Diese harten und verwitterungsresistenten Kalke bilden auch die morphologische Beckenumrandung (Teutoburger Wald, Egge Gebirge, Haarstrang). Die Kalksteine sind in der Nähe der Geländeoberfläche gut gebankt, geklüftet und teilweise hoch verkarstet. Der Verkarstungsgrad im Beckeninneren wird unterschiedlich eingeschätzt, wobei es derzeit keine eindeutigen hydrogeologischen Hinweise für eine regionale Verkarstung und damit die Ausbildung eines regionalen tieferen Grundwasserleiters (wie z.B. im Molassebecken) gibt.

Unterlagernd folgt das mehrere 1.000 m mächtige Unterkarbon, das in den oberen 3.000 m aus einer regelmäßigen Abfolge von Flöz, Ton- und Schluffsteinen, Sandsteinen/Konglomeraten, Schluffstein, Tonstein und dem nächsten Flöz (sog. Cyclothemen) besteht. Die vertikalen Durchlässigkeiten werden vor allem durch die gering durchlässigen Tonsteine und die horizontalen Durchlässigkeiten von den bereichsweise gut gebankten Sandsteinen bestimmt.

Die Tektonik im Deckgebirge unterscheidet sich grundsätzlich von der im Grundgebirge. Allerdings können auch durchgehende Störungen aus dem Grundgebirge bis in die grundwasserführende Auflockerungszone nicht ausgeschlossen werden. Hinweise auf tiefe durchlässige Störungen (z.B. Thermalwasseraufstiege) im zentralen Münsterländer Becken gibt es bislang nicht.

Im randlichen Münsterland ist eine Vielzahl von Thermalwasseraufstiegen und Quellen dokumentiert (s.u.).

Potenzielle unkonventionelle Erdgas-Vorkommen

Der Zielhorizont im Münsterländer Becken für die Erkundung von Kohleflözgas-Vorkommen ist das flözführende Oberkarbon. Das flözführende Oberkarbon hat eine Gesamtmächtigkeit von ca. 3.000 m (Namur C bis Westfal D). Darin sind ca. 200 Flöze enthalten. Die Mächtigkeit der Flöze beträgt wenige Zentimeter bis 5 bis 6 m. Insgesamt wird der Kohleanteil auf 3 bis 5 % geschätzt. Es wird allgemein davon ausgegangen, dass im Nebengestein fein verteilt noch einmal dieselbe Menge an Kohlenstoff vorkommt, der auch zur Gasbildung beigetragen haben kann.

Hydrogeologische Systemanalyse

Aufgrund der regionalen Geologie, der Struktur des Münsterländer Beckens und des Steinkohlenbergbaus im südlichen Bereich wird der Betrachtungsraum für die hydrogeologische Systemanalyse in drei Geosysteme unterteilt, die die nachfolgenden Charakteristika aufweisen:

- a. Geosystem zentrales Münsterland:
tiefes Solesystem unter dem Emscher Mergel
- b. Geosystem Bergbauzone:
Beeinflussung der Grundwasserfließverhältnisse durch die bergbaubedingten Sumpfun-
gen des Steinkohlenbergbaus
- c. Geosystem randliches Münsterland mit zwei Teilbereichen Süd und Nord:
ohne Beeinflussung durch den tiefen Steinkohlenbergbau, Thermalwasseraufstiege,
Quellbereiche im Süden, Osten und Norden des Münsterländer Beckens bis zur Salz-
/Süßwassergrenze im Beckeninneren, gering mächtige bis keine Überdeckung durch
den Emscher Mergel.

Die Existenz eines großräumigen Grundwasserfließsystems im tiefen Münsterländer Becken (Geosystem zentrales Münsterland) wird vor allem durch die regionale Durchlässigkeit der Cenoman/Turon Kalke bestimmt. Die bisherigen hydrogeologischen Erkenntnisse deuten eher auf ein tiefes, hoch salinares und quasi stationäres System mit einem eher gering durchlässigen Cenoman/Turon Kalk hin. Potenzialkarten des Grundwassers im Oberkarbon und in den Cenoman/Turon Kalken, wie sie z.B. für das Molassebecken vorliegen, wurden bislang nicht erstellt. Die Gutachter können auch nicht beurteilen, ob solche Auswertungen anhand der Datenlage möglich sind, da die Daten aus den ca. 1.000 Steinkohlenerkundungsbohrungen nicht öffentlich zugänglich sind.

Randlich existieren dynamische Grundwasserfließsysteme in den verkarsteten Cenoman/Turon Kalken (Geosystem randliches Münsterland). Hier wird im Einzelnen aufgrund des unterschiedlichen geologisch/tektonischen Aufbaus noch unterschieden zwischen den Teilbereichen Süd (Paderborner Hochfläche / Haarstrang) mit sehr flach einfallenden Schichten und dem Teilbereich Nord (Teutoburger Wald), wo die Schichtenfolge sehr steil zum Becken hin einfällt und tektonisch stärker beansprucht ist. Zum nördlichen Teil gehört auch der nordwestliche Bereich

um Gronau und Ahaus, wo die Cenoman/Turon Kalke in einem schmalen, vielfach tektonisch gestörten Streifen zu Tage treten.

Die hydrogeologische Bedeutung der Randzone ist in beiden Teilbereichen vergleichbar. Das auf den umgebenden Höhen im Haarstrang und im Teutoburger Wald neu gebildete Grundwasser fließt dem zentralen Münsterland zu. Das Grundwasser tritt an den Rändern des Münsterländer Beckens wieder aus, wenn das Verbreitungsgebiet des überlagernden, gering durchlässigen Emscher Mergel und die schwere Sole (Salzwasser) erreicht ist. Hier waren früher auch viele Quellen (und Bohrungen) artesisch. Zum Beckeninneren ist das Grundwasser zunehmend höher mineralisiert, so dass das Grundwasser vielfach auch balneologisch genutzt und gezielt erbohrt wurde.

Im Rahmen großräumiger Betrachtungen ist zu untersuchen, inwieweit Aktivitäten im zentralen Münsterland diese randlichen und für die Trinkwasserversorgung bedeutsamen Grundwasserfließsysteme beeinträchtigen. Die lokalen hydrogeologischen/tektonischen Besonderheiten sind bei weiterführenden Systemanalysen zu berücksichtigen.

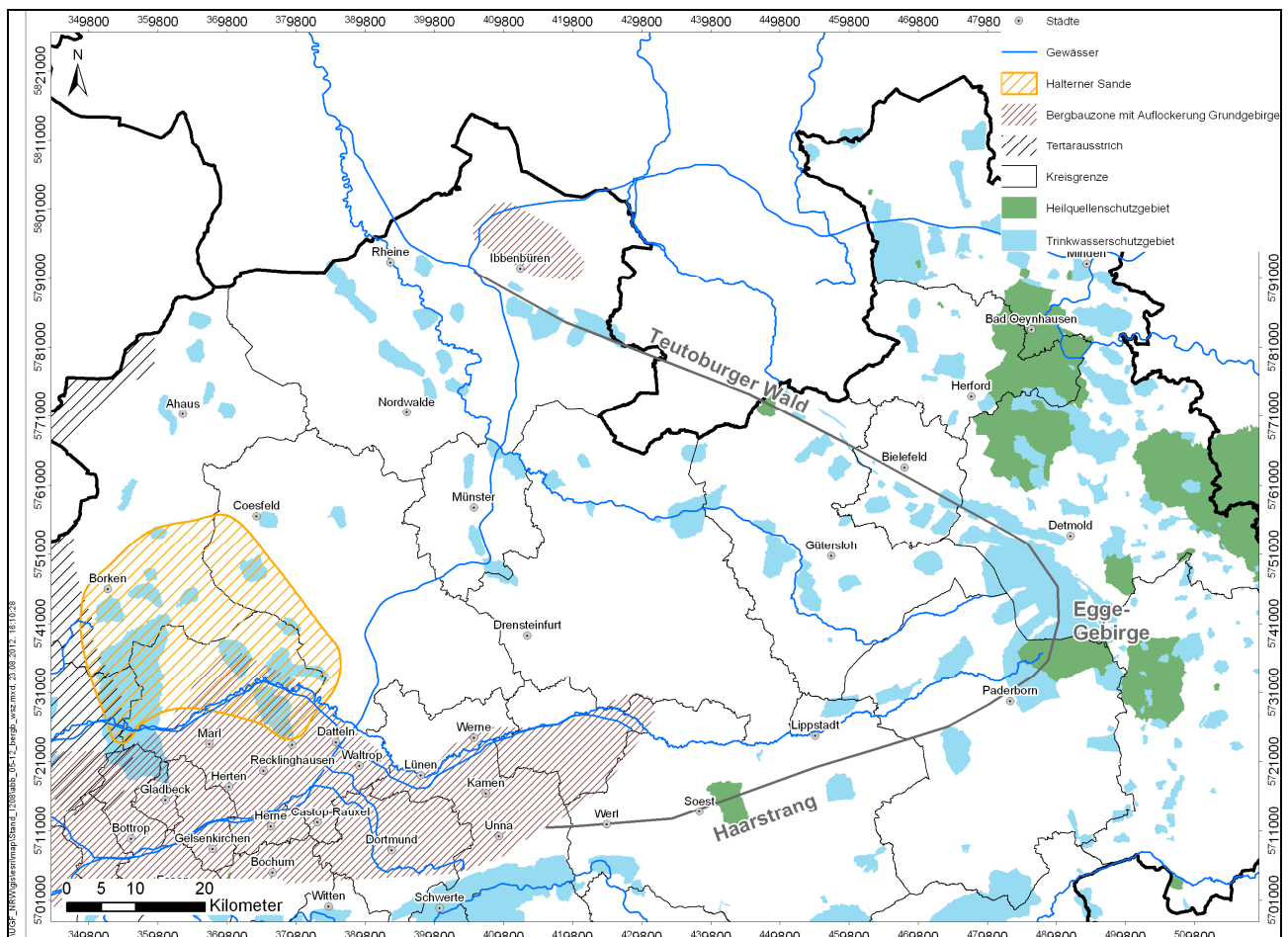


Abb. A 10: Bergbauzone, Verbreitung der Haltern Sande und Lage der Trinkwasserschutzzonen (Datengrundlage: LANUV und GD NRW)

Durch den am Südrand des Münsterländer Beckens jahrzehntelang betriebenen Steinkohlenbergbau (Geosystem Bergbauzone) wurden große Mengen Grundwasser (Grubenwasser) aus Tiefen bis zu ca. 1.500 m gehoben. Zu den Hochzeiten des Bergbaus waren dies bis zu 160 Mio. m³/a, im Jahr 2010 noch 75 Mio. m³ (RAG 2011). Dies war zum größten Teil (süßes) Grundwasser, aber auch zu einem erheblich Teil salinares Tiefengrundwasser. Hierdurch fielen viele artesischen Grundwasseraustritte im Bereich der Quellenlinie trocken und die Süßwasser-/Salzwassergrenze verschob sich in den Bergbaubereichen um 1,5 bis 2 km ins Beckeninnere.

Potenzielle konkurrierende unterirdische Nutzungen

Direkte Nutzungskonkurrenzen im Münsterländer Becken, z.B. mit der tiefen Geothermie, sind im Einzelfall möglich, den Gutachtern jedoch nicht bekannt. In der Bergbauzone bestehen durch die mindestens bis zum Jahr 2027 geplante Wasserhaltung des Bergbaus auf einem Niveau von ca. 700 m unter der Geländeoberfläche noch große Wassereinzugsgebiete, die auch Einfluss auf die Grundwasserfließverhältnisse benachbarter Aufsuchungsfelder der unkonventionellen Erdgas-Vorkommen haben können.

Besonderheiten und Bedeutung der Wirkungspfade in Bezug auf die Risikoanalyse

Eine Besonderheit ist das vielfache Auftreten von Methan im Emscher Mergel und auch in den Einzelwasserversorgungen. Auch wenn ein Aufsteigen von thermogenem Methan aus dem Oberkarbon nicht ausgeschlossen werden kann, deutet bislang vieles darauf hin, dass es sich um biogenes, im Emscher Mergel gebildetes Methan handelt (u.a. Melchers 2008). Ein systematisches Gasmonitoring fehlt bislang.

Weiterhin stellen die ca. 1.000 alten Bohrungen der Steinkohlenexploration, die z.T. schon Jahrzehnte alt sind, potenzielle Wegsamkeiten dar, wenn eine solche Bohrung durch einen Frack angeschlossen wird. Vor allem in den Bereichen mit einer hohen Bohrdichte, wie in den geplanten Nordwanderungsfeldern der Steinkohle, ist der Zustand der Bohrungen zunächst zu überprüfen und dann ein entsprechender Abstand einzuhalten.

Die Existenz von durchreichenden Störungen stellt einen weiteren potenziellen Wirkungspfad dar, der im Geosystem zentrales Münsterland – aufgrund der mächtigen Überdeckung durch den Emscher Mergel – weniger wahrscheinlich ist als in den randlich gelegenen beiden anderen Geosystemen. Die Existenz solcher Störungen sollte im Rahmen der Erkundung, z.B. durch eine 3D-Seismik, untersucht werden, so dass in Abhängigkeit von der Durchlässigkeit entsprechende Abstände eingehalten werden können.

Die Migration von Stoffen und Gas ohne besondere Wegsamkeiten, direkt durch den Emscher Mergel, ist im Geosystem zentrales Münsterland aufgrund der sehr großen Mächtigkeit und der geringen Durchlässigkeit des Emscher Mergel für eine Gefährdung oberflächennaher Grundwasservorkommen wahrscheinlich nicht von Bedeutung. Eine Ausnahme stellt der Cenoman/Turon Kalk da, dessen laterale Durchlässigkeit derzeit (noch) nicht bekannt ist. Falls sich hier bei der weiteren Erkundung eine regionale Durchlässigkeit und eine auf die Quellen gerichtete Potenzialdifferenz ergeben sollten, stellte dies einen möglicherweise bedeutsamen Wirkungspfad dar.

A2.4.3 Schiefergas-Vorkommen

Ausführliche Erläuterungen zur Genese und zum Vorkommen von Schiefergas in Deutschland finden sich in BGR (2012). Nachfolgend werden im Rahmen der Analyse von Typlokalitäten beispielhaft das süddeutsche Molassebecken und der Harz bzw. das Harzvorland betrachtet.

Süddeutsche Molassebecken

Lage und großräumige geologische/hydrogeologische Situation

Das Molassebecken erstreckt sich über 900 km Ost – West gerichtet von Frankreich bis nach Wien ungefähr parallel zum Alpenbogen. Es hat über ca. 35 Millionen Jahre im Wesentlichen die Abtragungssedimente der Alpen aufgenommen. Durch die zunehmende Auflast der Sedimente wurden die bestehenden Schichten (Grundgebirge bis Oberjura) in größere Tiefen versenkt. Die Abbildung A 13 zeigt einen SE-NW Schnitt durch das Molassebecken östlich des Bodensee. Weiter östlich bei München hat die Molasse am Alpenrand eine Mächtigkeit von bis zu 5.000 m (östliches Molassebecken). Für eine hydrogeologische Systemanalyse ist wichtig zu wissen, dass die Ablagerung unter mehrfach wechselnden Randbedingungen (randlich – Beckeninneres; marin – Übergangszone – fluvial) erfolgte, so dass lokal Sedimente mit deutlich unterschiedlichen Durchlässigkeiten abgelagert wurden, die lateral und vertikal komplex miteinander verzahnt sind.

Die folgenden Ausführungen erfolgen beispielhaft für das westliche Molassebecken in Baden-Württemberg, da hier auch bereits Aufsuchungsfelder für die Erkundung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen liegen (s. Abb. A 2 und A 3).

Da die wechselnden Ablagerungsbedingungen im Molassebecken für das Verständnis der regionalen Geologie und des hydrogeologischen Systems von besonderer Bedeutung sind, sind in den Abbildungen A 11 und A 12 das Ablagerungssystem und ein stratigraphisches Schemaprofil der unteren Meeres- und Süßwassermolasse (UMM, USM) dargestellt. Für die obere Meeres- und Süßwassermolasse (OMM, OSM) herrschten vergleichbare Bedingungen.

Die Molassesedimente waren zunächst marine Ablagerungen in einem tieferen Meeresbecken. Der Meeresvorstoß erfolgte ab dem mittleren Oligozän von Osten, so dass die UMM im Wesentlichen in Bayern verbreitet ist (östliches Molassebecken). In der UMM wurde auch der bitumenreiche Fischechiefer (Abb. A 9), ebenfalls ein potenzielles Schiefergas-Vorkommen, abgelagert. Vorherrschend waren feinkörnige und geringer durchlässige Sedimente.

Von Westen her erfolgte ab dem Oberen Oligozän, infolge der zunehmenden Auffüllung der Molassesenke, eine allmähliche Verlandung und Aussüßung der Molasse und es wurden fluviale Sedimente der Unteren Süßwassermolasse (USM) abgelagert (Abb. A 11). Diese sind naturgemäß in den Flussdeltas am Alpenrand und der Schwäbisch-Fränkischen Plattform gröber (Sande, Kiese) und wurden zum Beckeninneren immer feinkörniger und damit gering durchlässiger. In dem flachen Wasser kam es auch immer wieder zu Riffkalkbildungen und Mergelablagern.

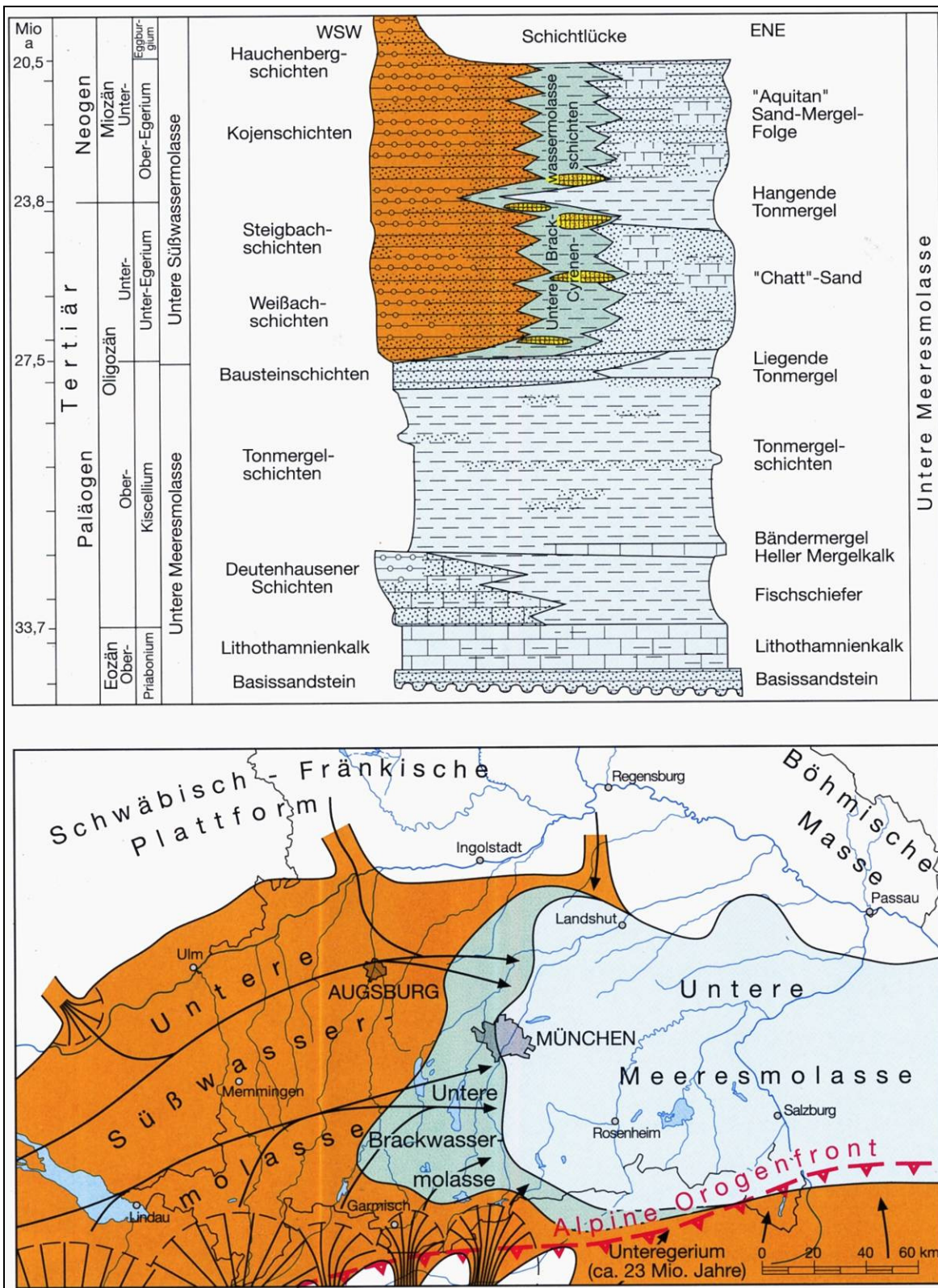


Abb. A 11: Ablagerungssystem der unteren Meeres- und Süßwassermolasse und Süßwassermolasse
(Quelle: http://www.lfu.bayern.de/geologie/geologie_bayerns/ueberblick/doc/22_umm_usm.pdf aus Glaser et al. 2004)

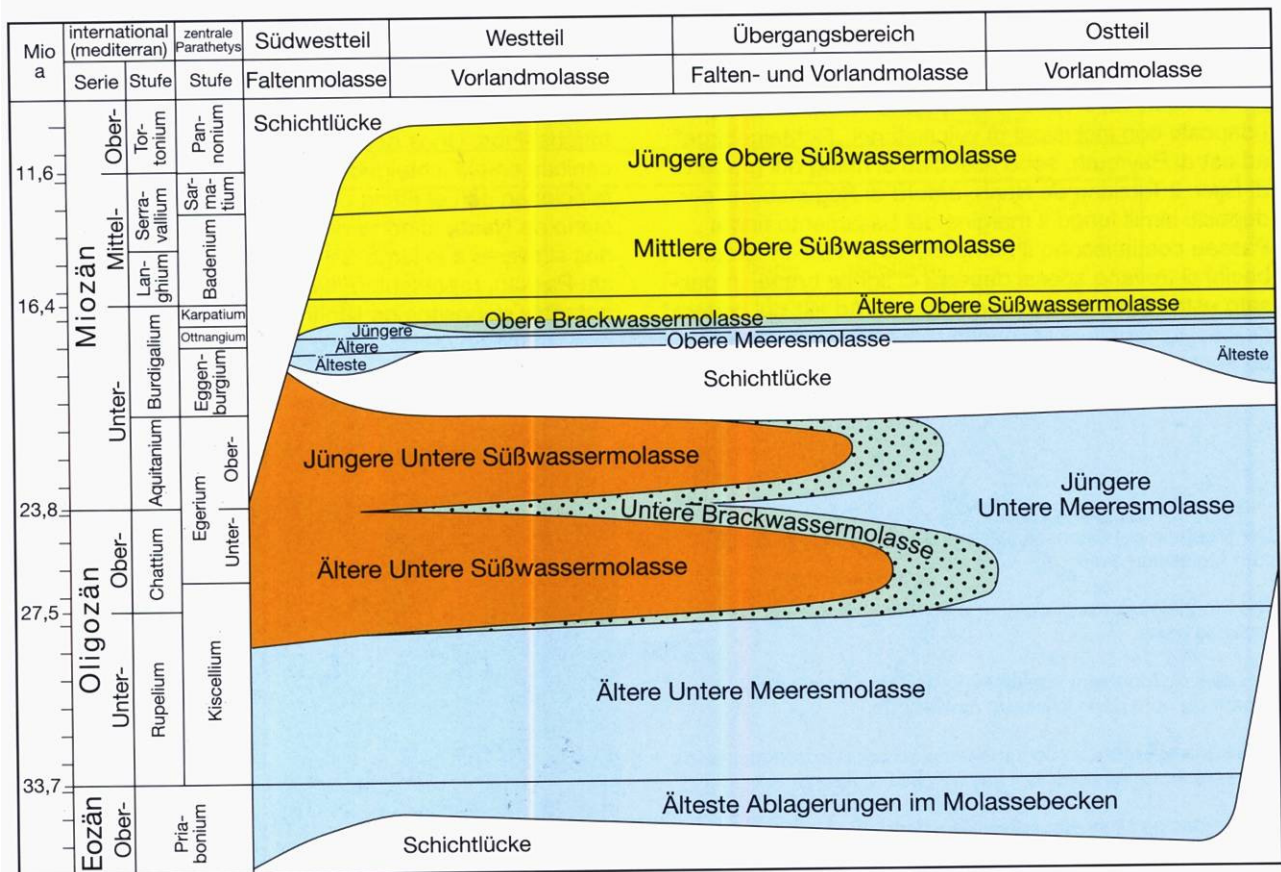


Abb. A 12: Schemaprofil der unteren Meeres- und Süßwassermolasse (Quelle: Glaser et al. 2004)

Nach der unteren Süßwassermolasse (USM) wurde in einer erneuten Meeresüberflutung die Obere Meeresmolasse (vielfach Feinsande, Mergel und Tone) und bei erneuter Aussüßung die obere Süßwassermolasse (vielfach Flussschotter) abgelagert.

Aufgrund der Ablagerungsgeschichte treten vor allem in den UMM kaum durchgehende Grundwasserleiter auf. In der USM gibt es eine enge seitliche Verzahnung höher und niedriger durchlässiger Schichten, aber auch keinen durchgehenden Grundwasserleiter. In der OMM treten vielfach höher durchlässige Schichtglieder auf (z.B. Grobsandzug, Baltringen Schichten, Heidenlöcherschichten, Feinsandserien), die auch in Baden-Württemberg die Konstruktion einer einheitlichen Grundwasseroberfläche erlauben. In der OSM überwiegen dann hoch durchlässige und flächig verbreitete Flussschotter aus dem Alpenraum (z.B. Ortenburger Schotter in Südbayern).

Unterhalb der Molassesedimente folgt der Oberjura. Innerhalb des Oberjura sind die 350 bis 550 m mächtigen Malmkalke- und Dolomite hervorzuheben. Diese sind in der Fränkischen Alb und Schwäbischen Alb, wo sie an der Erdoberfläche anstehen, teilweise stark verkarstet. Aber auch im abgesenkten Bereich des Molassebeckens wurden in Bohrungen immer wieder höher durchlässige und ergiebige Bereiche angetroffen, die auf eine – wenn auch geringere – Tiefenverkarstung hinweisen. Hierbei gibt es regionale Unterschiede, die abhängig von Fazies und Diagenese sind. Prinzipiell kann der Oberjura in drei Faziesbereiche untergliedert werden:

- in die Schwäbische Fazies,
- in die Fränkische Fazies und
- in die Helvetische Fazies.

Im Bereich der Schwäbischen und Fränkischen Fazies (germanische Fazies) kann in Becken- und Rifffazies untergliedert werden. Die Massenkalk der Rifffazies sind hierbei im Allgemeinen als verkarstungsfreudig einzustufen. Als besonders durchlässig sind hier die Schichten im Mittel- und Oberkimmeridge (Mittlerer Oberer Jura) zu sehen. Dies beruht auf der frühdiagenetischen Dolomitisierung und Hohlraumbildung (zuckerkörniger Lochfels). Dadurch reduziert sich die Mächtigkeit des eigentlichen Grundwasserleiters auf ca. 10 % der Gesamtmächtigkeit des Malm.

Wie aus der räumlichen Verteilung der totalen Spülungsverluste in Kohlenwasserstoff- und Thermalwasserbohrungen im Karst- und Kluftwasserleiter des Oberjuras zu erkennen ist, sind Verkarstungsprozesse entlang von größeren Störungszonen aufgrund der stärkeren Zerklüftung und daher besseren Wegsamkeit für das durchströmende Wasser intensiver. Zu unterscheiden sind die hydrogeologisch unwirksame Verkarstung an der Jura-Oberfläche und die Verkarstung von Poren-, Lochfels- und Kluftstrukturen innerhalb des Grundwasserleiters, die dessen Durchlässigkeit und Ergiebigkeit bestimmen.

Nach Süden hin vollzieht sich der Übergang der germanischen Fazies in die helvetische Fazies, die von gebankten und soweit bekannt hier nur gering durchlässigen Quintner-Kalken eingenommen und daher als nur sehr wenig verkarstungsfähig betrachtet wird. Die Nordgrenze der helvetischen Fazies kann daher in erster Näherung als Südrand des Malm-Aquifers betrachtet werden (Villinger 1988).

Ungefähr in einem Dreieck zwischen Konstanz (Bodensee) – Augsburg – Füssen liegen für eine tiefe geothermische Nutzung ungünstige Durchlässigkeiten vor.

Eine weitere aufgrund ihrer Durchlässigkeit für die tiefe Geothermie interessante Schicht ist der ebenfalls verkarstete Obere Muschelkalk (poröse bis feinkavernöse Dolomite), der noch durch Grundwassergeringleiter des Keuper und des Unteren und Mittleren Jura vom Malm getrennt ist.

Potenzielle Vorkommen an unkonventionellem Erdgas

In der Vergangenheit wurde im Molassebecken eine Reihe von kleineren Kohlenwasserstoffvorkommen (v.a. Öl und untergeordnet Gas) aus unterschiedlichen geologischen Formationen ausgebeutet (Felder Wald, Markdorf, Fronthofen, Hofkirch, Pfullendorf, Gaisbeuren, Wurzach, Oberschwarzbach, Hauerz, Ellwangen). Diese klassischen Lagerstätten sind heute bis auf das Feld Saulgau erschöpft.

Es ist den Gutachtern nicht vollständig bekannt, welche Schichtglieder potenzielle unkonventionelle Erdgas-Vorkommen sind und näher prospektiert werden sollen. Nach derzeitigem Kenntnisstand sind dies im Wesentlichen die Fischschiefer in der OMM. In der BGR-Studie (BGR 2012) wird für die Fischschiefer allerdings keine ausreichende thermische Reife und damit keine nennenswerte Gasbildung angenommen. Für den Posidonienschiefer im Oberen Jura des Molassebeckens geht die gleiche Studie nur von einer Mächtigkeit von ca. 20 m aus und liegt

damit an der Grenze der technischen Gewinnbarkeit. Ebenfalls können in den Malmkalken bituminöse Lagen auftreten, die jedoch gering mächtig ausgeprägt und faziesbedingt lokal begrenzt sind. Weiterhin treten noch bitumenreiche Kalke im Muschelkalk als potenzielle Vorkommen auf, über die den Gutachtern ebenfalls keine weiteren Angaben vorliegen.

Hydrogeologische Systemanalyse

Die Abbildung A 13 zeigt schematisch die wichtigsten Grundwasserleiter und die Verbreitung kohlenwasserstoffreicher Schichten, die für die Erkundung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen in der Diskussion sind. Die senkrechten Pfeile in der Abbildung A 13 geben die Potenzialdifferenzen zu den tiefer liegenden Grundwasserleitern an.

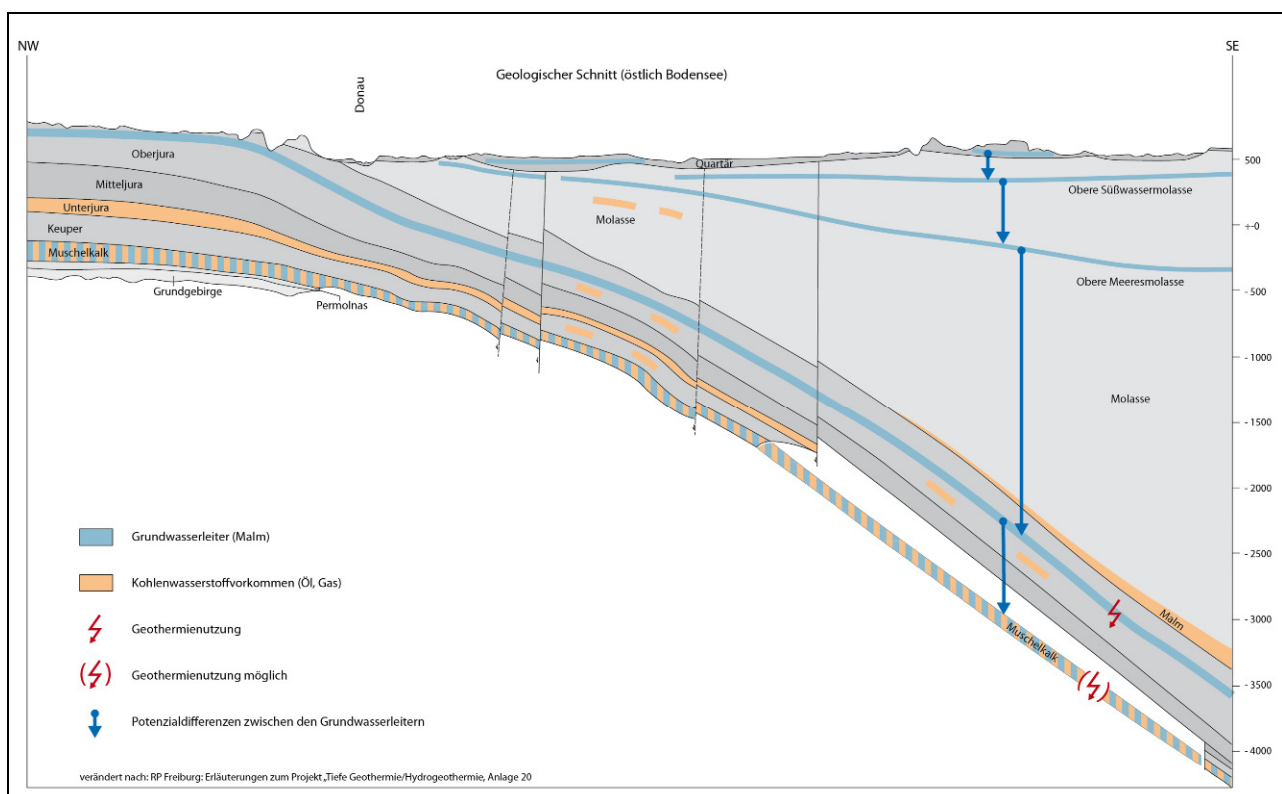


Abb. A 13: Hydrogeologischer NW - SE Schnitt durch das Molassebecken an der Grenze westliches - östliches Molassebecken mit potenziellen Kohlenwasserstoffvorkommen und geothermischen Potenzialen (Quelle: ahu AG)

Zur Beschreibung der großräumigen Grundwasserfließsysteme in der OMM und im Malm wird nachfolgend auf Veröffentlichungen des Regierungspräsidiums Freiburg zur tiefen Geothermie im Bereich Bodensee-Oberschwaben zurückgegriffen⁶.

⁶ http://www.lgrb.uni-freiburg.de/lgrb/Fachbereiche/geothermie/projekte/gbo/pdf_pool/gbo_Erlaeuterungen.pdf

Obere Meeresmolasse und Malm

Die großräumigen Grundwasserfließsysteme in der OMM und im Malm sind in Baden-Württemberg (westlichen Molassebecken) von den Höhen der Schwäbischen Alb (ca. 700 bis 150 m+NHN) großräumig auf den Bodensee (395 m+NHN) gerichtet. In den Tälern rund um den Bodensee sind beide Grundwasserleiter artesisch. Obwohl die beiden Grundwasserleiter ca. 800 m (OMM) bzw. (ca. 3.200) unter dem Bodensee liegen, gleichen sich beide Potenziale an den Wasserstand des Bodensees an. Damit scheint der Bodensee das Vorflutniveau für die beiden Grundwasserleiter zu sein. Ob es tatsächlich zu einer echten horizontalen Fließbewegung über die beiden Grundwasserleiter in Richtung Bodensee und zu aufsteigenden Wasserbewegungen kommt, lässt sich nur über numerische Modelle quantifizieren.

Die derzeitigen Auffassungen über das vergleichsweise hohe Alter und die fehlende Grundwasserneubildung in den beiden Grundwasserleitern deuten auf quasistationäre Systeme hin. Dies würde auf sehr geringe Durchlässigkeiten in den Zwischenschichten und das Fehlen relevanter hydraulisch durchlässiger Störungen hindeuten.

Muschelkalk

Die Grundwasserstände im Muschelkalk liegen im westlichen Molassebecken noch mal ca. 200 bis 250 m tiefer als im Malm und damit deutlich unter dem Niveau des Bodensees. Es ist unklar, wo der Vorfluter für den Muschelkalk-Grundwasserleiter ist und warum sich die große Potenzialdifferenz nicht über die geologischen Zeiträume ausgeglichen hat.

Eine Erklärung könnte darin liegen, dass es sich bei den Potenzialen im Muschelkalk noch um das „Abbild“ eines Grundwasserfließsystems handelt, bei dem die Vorfluter deutlich tiefer als heute lagen, z.B. vor Ablagerung der OSM im Mittleren Miozän. Aufgrund der trennenden und sehr gering durchlässigen Schichten zwischen dem Malm und dem Muschelkalk ist es bis heute nicht zu einer Auffüllung der Grundwasserstände und Angleichung der Potenziale gekommen. Eine andere Erklärung könnte ein Abstrom in noch tiefere Schichten sein, der höher ist als der Nachfluss aus den höher liegenden Malmkalken. In beiden Fällen zeigten dies die sehr geringen Durchlässigkeiten der Schichten und Störungen zwischen den Grundwasserleitern.

Die Mineralisation der Tiefenwässer nimmt mit der Tiefe deutlich zu. Im tiefen Malmkarst steigen die NaCl-Konzentrationen bis auf 20 g/l. Im Muschelkalk liegen die Salzgehalte noch höher und erreichen bis zu 80 g/l (Bertleff et al. 1988).

Die Grundwässer im Malm zeigen anhand ihrer hydrochemischen Marker eine kaltzeitliche Entstehungskomponente an (älter als 12.000 Jahre). In den südlichen Randgebieten werden auch noch ältere, hoch mineralisierte tertiäre Formationswässer angetroffen (konate Wässer). Eine aktuelle Erneuerung dieser Wässer durch Zusickerung aus hangenden Schichten bzw. durch Grundwasserneubildung ist nur für den sub- bis niederthermalen Randbereich des Molassebeckens bekannt. Im Beckenzentrum dagegen ist eine Neubildung, insbesondere für den Oberjura, nicht nachweisbar und damit äußerst gering oder fehlend. Als Konsequenz daraus wird das Thermalwasservorkommen auch als „Lagerstätte“ interpretiert (Bertleff & Watzel 2002).

Potenzielle konkurrierende unterirdische Nutzungen

Im Molassebecken gibt es bereits eine Reihe von Nutzungen des tieferen Untergrundes. Vor allem das Grundwasser im Malm wird zunehmend durch geothermische Tiefbohrungen energetisch genutzt. Mittlerweile gibt es 12 Anlagen in Betrieb, 11 Anlagen im Bau und 24 Anlagen in Planung (Quelle: Geothermische Vereinigung e.V. 2012). Die geothermischen Nutzungen heben das Grundwasser, entziehen einen Teil der Wärme und injizieren das genutzte, abgekühlte Wasser in einiger Entfernung von der Entnahmebohrung in die gleiche Formation, aus der es entnommen wurde, um keine Massendefizite auszulösen (sog. Doubletten- oder Triplettenbetrieb). Hierfür existieren häufig lokale Grundwasserströmungs- und Wärmetransportmodelle, um die Standorte der Tiefbohrungen und die langfristig gewinnbaren Fließ- und Wärmemengen abzuschätzen.

Beispielhaft sind in Abbildung A 14 die geothermischen Nutzungen im östlichen Molassebecken in Bayern dargestellt. Diese überlagern sich teilweise mit den Aufsuchungsfeldern gemäß Abbildung A 14. Weitere Informationen zur geothermischen Nutzung des Molassebeckens finden sich u.a. im Bayrischen Geothermieatlas⁷.

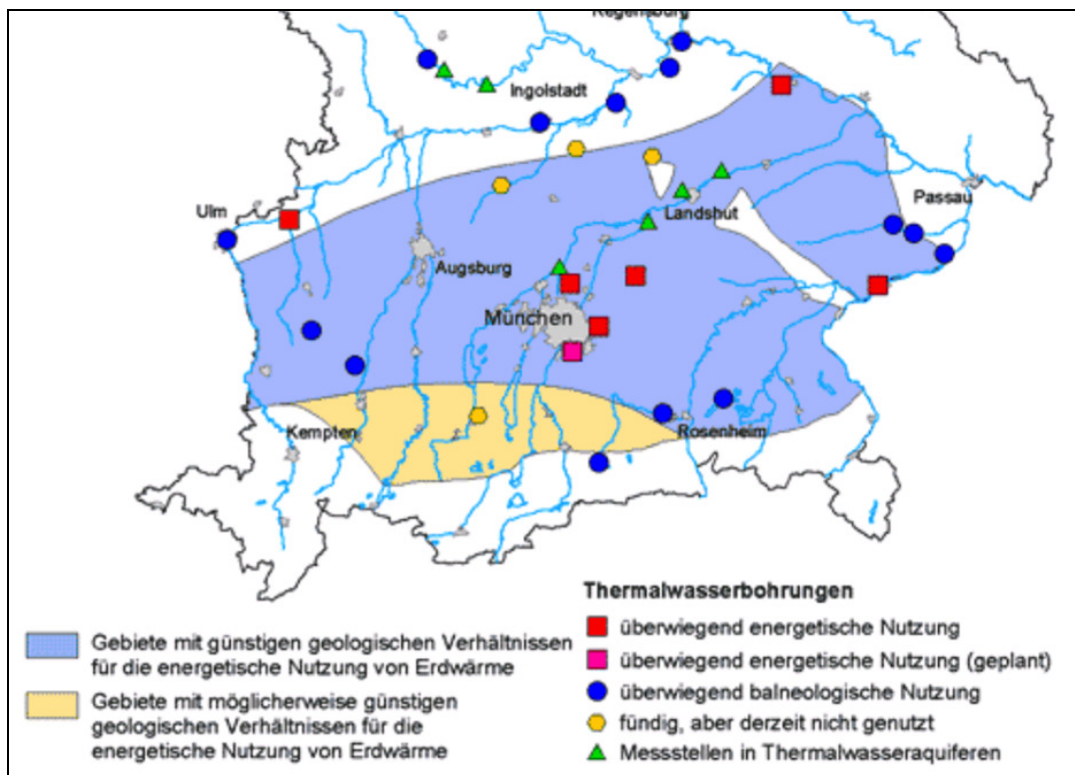


Abb. A 14: Geothermische Nutzungen im östlichen Molassebecken
(http://www.lfu.bayern.de/geologie/geothermie/geothermie_tief/index.htm)

⁷ <http://www.stmwivt.bayern.de/energie-und-rohstoffe/erneuerbare-energien/energieatlas/#c1903>

Besonderheiten und Bedeutung der Wirkungspfade in Bezug auf die Risikoanalyse

Das Molassebecken zeichnet sich insbesondere durch seinen asymmetrischen Aufbau und der nach Osten stark zunehmenden Tiefenlagen der potenziellen Zielformationen für die Aufsuchung von unkonventionellen Erdgas-Vorkommen aus. Darüber hinaus hat die Ablagerungsgeschichte des Molassebeckens zu einem komplexen hydrogeologischen Aufbau mit wechselnden und ineinander verzahnten Schichten unterschiedlicher Durchlässigkeit geführt.

Die Grundwasserstände im Malm und auch noch in der OMM und im Muschelkalk sind gespannt, d.h. bei einem Anbohren der wasserführenden Schichten kommt es zu einem Anstieg der Grundwasserstände um bis zu mehrere 1.000 m. In Talbereichen sind die Wasserstände artesisch. Die aufsteigenden Potenzialdifferenzen sind damit im gesamten Molassebecken bis in die Bereiche der genutzten Trinkwasservorkommen vorhanden. Dies gilt in Teilbereichen auch noch für das tiefe Grundwasser aus dem Muschelkalk.

Natürliche Wegsamkeiten (oder potenzielle Wirkungspfade) sind im Molassebecken vor allem durch Störungen gegeben. Aufstiege von mineralisiertem Tiefenwasser sind im Molassebecken in den zahlreichen Bädern mit Mineral- und Solequellen bekannt.

Ohne besondere Wegsamkeiten erfolgt ein vertikaler Grundwasserfluss nicht oder nur in sehr geringen Mengen und sehr langsam, wie u.a. das hohe Alter der Wässer zeigt. Allerdings zeigen die Analysen des Regierungspräsidiums Freiburg zur Potenzialverteilung, dass relevante horizontale Grundwasserströmungen erfolgen. Im östlichen Molassebecken erfolgen Fließvorgänge aus den Malmkalken in höhere Grundwasserstockwerke auch über hydraulische Fenster (Bayerisches Landesamt für Umwelt 2008).

In der Vergangenheit hat es vor allem durch die Kohlenwasserstoffexploration und -förderung eine Vielzahl von Bohrungen in unterschiedlichen Tiefenbereichen des Molassebeckens gegeben. Diese Altbohrungen stellen potenzielle Wirkungspfade dar. Es ist den Gutachtern nicht bekannt, ob es ein Kataster der Bohrungen gibt, in denen insbesondere die Art der Verfüllung und der heutige Zustand erfasst sind (Monitoring).

Für die Zukunft ist eine zunehmende Nutzung des tiefen Untergrundes durch die Geothermie zu erwarten. Hierbei stehen weniger die Bohrungen als die lokal erheblichen hydraulischen Eingriffe im Vordergrund. Auch wenn die Mengenbilanz ausgeglichen ist, werden langfristig Strömungsvorgänge, z.B. durch die Veränderung der Temperatur, ausgelöst.

Bei einer großräumigen hydraulischen Stimulation der Zielformationen im Rahmen der Gewinnung unkonventioneller Gas-Vorkommen wären zusätzlich zu den bereits genannten Punkten flächige Erhöhungen der Durchlässigkeiten und weitere Eingriffe in die hydraulischen Potenziale durch das Fracking (kurzzeitige Erhöhung der Potenziale) und die Förderung (längerfristige Absenkung der Potenziale) zu betrachten. Vorstellbar ist z.B., dass sich hierdurch stockwerksartig mehrere Alt- und Neunutzungen überlagern (ausgebeutete Kohlenwasserstofflagerstätten, Geothermie und Gewinnung von unkonventionellem Erdgas).

Inwieweit es durch die oben genannten Eingriffe zu hydraulischen Wechselwirkungen zunächst im tiefen Untergrund (Geothermie – Fracking) und letztlich zu Wechselwirkungen entweder über Störungen und/oder Altbohrungen mit den großräumigen Grundwasserfließsystemen

men kommen kann, bedarf weiterer regionaler und lokaler Untersuchungen im gesamten Molassebecken.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass zwar – im Vergleich zu anderen Beckenstrukturen wie z.B. dem Münsterländer Becken – relativ viele Erkenntnisse über den tiefen Untergrund vorliegen, dass es aber auch durch die bereits vielfältig vorhandenen und geplanten Nutzungen und die Existenz mehrerer sich überlagernder Grundwasserfließsysteme komplexe Wirkungszusammenhänge geben kann, die noch nicht alle erkundet sind und umfassend nur in Einzelfallbetrachtungen bzw. lokal/regional analysiert werden können.

Harz

Die geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse im Harz werden exemplarisch für potenzielle Schiefergas-Vorkommen im paläozoischen Festgesteinsbereichen beschrieben, obwohl derzeit noch nicht klar ist, ob sich hier wirtschaftlich gewinnbare Schiefergas-Vorkommen befinden. In BGR (2012) wird der Harz als ein Gebiet benannt, in dem potenziell gasführende Gesteine auftreten. Eine Beschreibung anderer Festgesteinsregionen (z.B. Rheinisches Schiefergebirge) erfolgt im Gutachten für das Land Nordrhein-Westfalen (ahu et al. 2012).

Lage und großräumige geologische/hydrogeologische Situation

Der Harz ist das nördlichste deutsche Mittelgebirge. Er erstreckt sich im Dreiländereck der Bundesländer Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen in nordwest-südöstlicher Richtung über eine Länge von ca. 100 km. Die Breite des Gebirges beträgt ca. 30 bis 40 km. Das Gebirge gliedert sich in den bis zu 800 m hohen Oberharz im Nordwesten, an den sich südöstlich das bis zu 1.142 m hohe Brockenmassiv anschließt, und in den östlichen Unterharz mit Höhen bis zu 400 m.

Zusammen mit den Ardennen, dem Rheinischen Schiefergebirge und dem Flechtinger Höhenzug gehört der Harz zur rhenohercynischen Zone der mitteleuropäischen Varisziden (Walter et al. 1995). Der Harz bildet eine an der nordwest-südost streichenden Randverwerfung herausgehobene Pultscholle, die morphologisch nach Westen und Nordosten verhältnismäßig steil abfällt und sich nach Süden allmählich abflacht. Er wird von zahlreichen tiefen Tälern durchschnitten. An seiner Südseite taucht der Harz flach unter die permischen und mesozoischen Deckschichten des Thüringer Beckens ab, während die NE-Flanke durch eine steile Aufschichtung gegen das bis zur Überkippung aufgerichtete Perm und Mesozoikum des Subhercynen Beckens abgegrenzt wird (Schönenberg & Neugebauer 1997). Der innere Aufbau des Harzes ist durch erzgebirgisch (SW-NE) streichende Bauelemente gekennzeichnet (Abb. A 15).

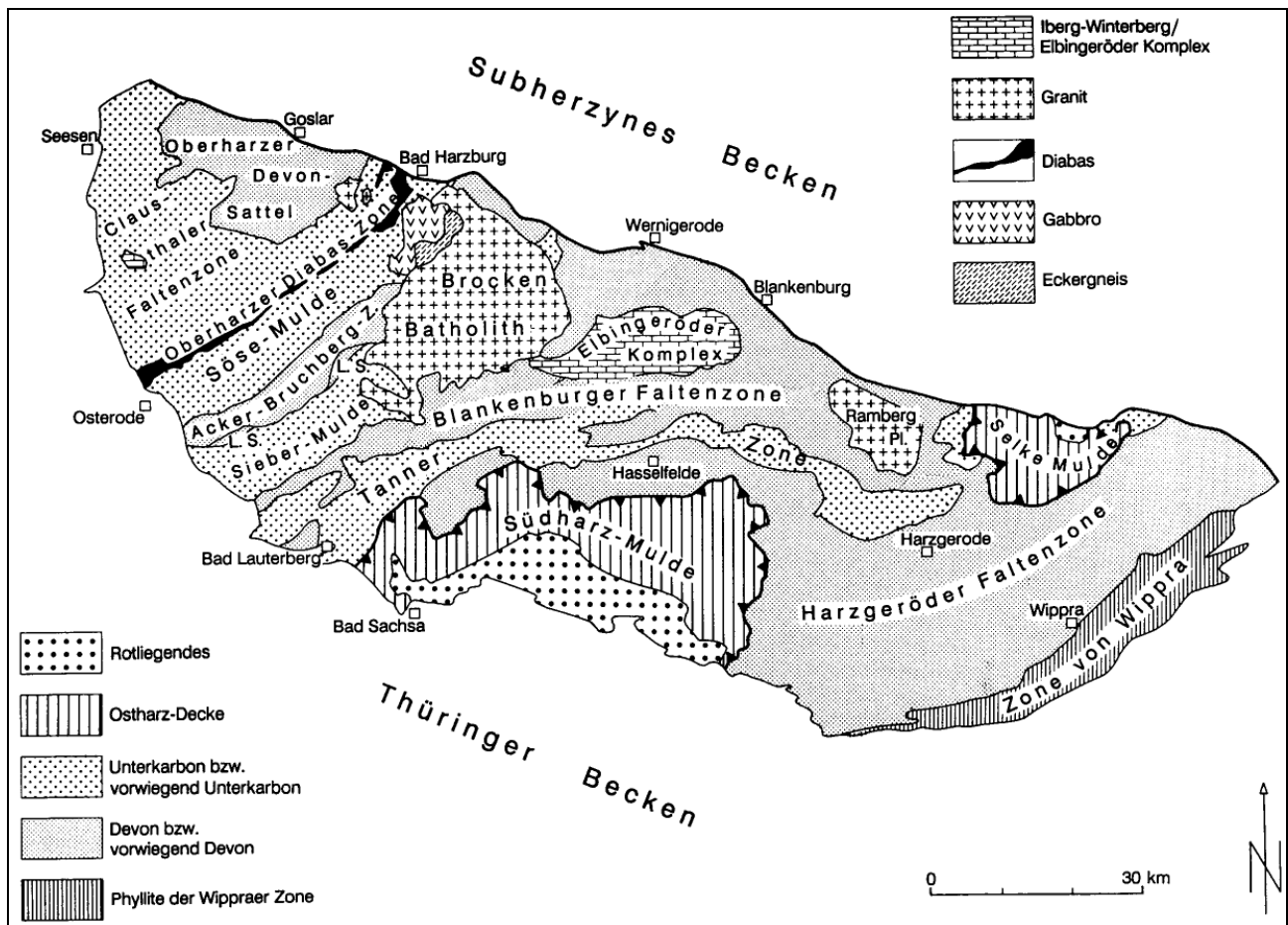


Abb. A 15: Geologische Übersichtskarte des Harzes (Wachendorf 1986)

Die geosynklinale Entwicklung des Ablagerungsraumes erfolgte zwischen dem Old-Red-Kontinent im Norden und der mitteldeutschen Kristallinschwelle im Süden. Die ordovizisch-silurische bis einschließlich unterdevonische Abfolge wird durch Tonsteine, Siltsteine, Sandsteine und Karbonate eines küstenfernen Sedimentationsraumes vertreten, wobei der Wissenbacher Schiefer vom Mitteldevon an den charakteristischen Lithotyp der Beckenfazies darstellt. Im Mitteldevon begann in allen Struktureinheiten des Harzes der initiale basaltische Magmatismus, der überwiegend variszisch orientierten Extensionsbrüchen folgt. Das Unterkarbon ist weitgehend in Kulmfazies ausgebildet. Es kam zur Ablagerung bituminöser Tonsteine und kieseliger Tonsteine, die lokal mit Vulkaniten verknüpft sind. Die Einschüttung gröberklastischen Materials begann bereits im Unterkarbon und führte zum Absatz der Kulm-Grauwacke. Das höhere Unterkarbon ist durch bis zu 2.000 m mächtige Grauwackenschüttungen charakterisiert. Nach der Hauptfaltung des Harzes setzte gegen Ende des Oberkarbons die Heraushebung und eine intensive Abtragung ein (Walter et al. 1995)

Der Harz zeichnet sich durch einen komplexen und abwechslungsreichen geologischen Aufbau und die jahrhundertealte bergbauliche Gewinnung und Verhüttung von Erzen aus. Neben dem Abbau der stratiformen Erzkörpern des Rammelsberges wurde der Bergbau im Harz insbesondere als Gangerzbergbau betrieben und war auf die Gewinnung von Silber, Blei, Kupfer und Zink ausgerichtet. In geringerem Umfang wurden auch Eisenerze und Schwefelkies sowie Fluss-

und Schwerspat gewonnen. Den meist senkrecht einfallenden Erzgängen folgend wurden Teufen von mehreren 100 m, teils aber auch bis über 800 m bergmännisch aufgeschlossen.

Durch den über Jahrhunderte erfolgenden Bergbau wurden das Landschaftsbild und die über- und untertägigen Abflussverhältnisse überprägt. Mit dem Oberharzer Wasserregal wurde ein künstliches System aus Gräben und Stauteichen geschaffen, über das die Sumpfung und der Betrieb der Förderschächte mittels Wasserkraft gewährleistet wurden. Wasserlösestollen sorgten für einen untertägigen Abzug der Grundwässer. Eine Vielzahl von Talsperren im Harz dient sowohl dem Hochwasserschutz als auch der Fernwasserversorgung angrenzender Ballungsräume (u.a. Hannover, Braunschweig und Bremen).

Potenzielle Vorkommen an unkonventionellem Erdgas

Potenzielle Vorkommen an unkonventionellem Erdgas im Harz können an organisch reiche Tonsteine und Schiefer des Mittel- und Oberdevons („Wissenbacher Schiefer“) und des Unterkarbons gebunden sein. Die intensive Faltung und Schieferung der über 600 m mächtigen Wissenbacher Schiefer sowie die hohe Illitkristallinität und die hohen Vitritreflexionswerte ($> 5,5$ Ro; Jordan & Koch 1979) zeigen dessen Versenkungsgrad und tektonische Beanspruchung im Zuge der variszischen Gebirgsbildung an. Die BGR nennt als Kriterien für Erdgaspotenziale von Tongesteinen u.a. thermische Reifen (Maturitäten) bis 3,5 Ro und Mächtigkeiten über 20 m (BGR 2012). Aufgrund der zu hohen thermischen Reife ist für die Wissenbacher Schiefer im Harz eher von einem geringen Potenzial an unkonventionellem Erdgas auszugehen. Die liegende Alaunschiefer sind im Harz nur wenige Meter mächtig und die Hangenden Alaunschiefer nur selten als Schwarzschiefer ausgebildet. Darüber folgen Kieselschiefer, kieselige Ton-schiefer, Diabase und Grauwacken, bevor die ebenfalls nur gering mächtig – und selten als Schwarzschiefer – ausgebildeten Hangenden Alaunschiefer die Grenze zum Oberkarbon markieren. Die geringen Mächtigkeiten der Schiefer, die wechselhaften lithologischen Ausprägungen und die nach Osten zunehmende Maturität der Gesteine lassen auch für die Alaunschiefer nur ein geringes Potenzial an unkonventionellem Erdgas erwarten.

Nach Kenntnisstand der Gutachter sind für die Region des Harzes keine Bergbau-Berechtigungen mit dem Ziel der Exploration von nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffen beantragt oder vergeben worden. Für das nordöstliche und das südwestliche Vorland (Subhercynisches Becken, Thüringer Becken) liegen Berechtigungen vor (BGR 2012).

Hydrogeologische Systemanalyse

Aufgrund der hohen Niederschläge, zwischen 1.000 und 1.600 mm im Oberharz und 600 mm im Ostharz, weist der Harz eine Vielzahl von Talsperren und Stauteichen auf. Die Talsperren dienen überwiegend dem Hochwasserschutz, aber auch der überregionalen Trinkwasserversorgung. Diese Oberflächenwasserressourcen werden überwiegend durch den Oberflächenwasserabfluss und den Zwischenabfluss sowie in geringem Maß durch oberflächennahe, lokale Grundwasserleiter gespeist.

Lokal ergiebige Grundwasserleiter sind nur im Bereich der Talschotterfüllungen und in stärker geklüfteten und/oder gestörten Bereichen der paläozoischen Sedimente sowie in den vergrusteten Bereichen der Granite zu erwarten. Örtlich weisen diese Bereiche eine Bedeutung für die Trink- und Mineralwassergewinnung auf. Hierbei handelt es sich um lokale, oberflä-

chennah ausgerichtete Grundwasserfließsysteme, deren genereller Abstrom in Richtung der Harztäler auf die Vorländer erfolgt. Die Schiefererien weisen – außer in Bereichen mit höherer Klüftigkeit und in Störungszonen – nur eine geringe Wasserführung und eine geringe Durchlässigkeit auf, so dass sie als Grundwasserstauer einzustufen sind.

Es ist anzunehmen, dass die oberflächennahen Grundwasserfließsysteme im Bereich tief reichender Störungszonen in den meisten größeren Harztälern an tiefere Grundwassersysteme der Vorländer angebunden sind. Artesisch aufsteigende Thermalsolen werden beispielsweise bei Bad Harzburg balneologisch genutzt. Die Solen stammen aus den unterhalb des überschobenen Harzpaläozoikums anstehenden mesozoischen Schichten. Über die tiefere Grundwasserdynamik im Harz und die Anbindung an die salinaren, tieferen Grundwasserleiter in den angrenzenden Vorländern liegen nur geringe Kenntnisse vor. Ein Austausch zwischen diesen Systemen ist aber anzunehmen und steht möglicherweise auch mit der jahrhundertealten bergmännischen Wasserhaltung in Zusammenhang. So werden beispielsweise auch für die im zentralen Oberharzer Grubenrevier aufgetretenen Solen Zutritte aus den randlich angrenzenden Zechsteinsalinaren diskutiert (Mohr 1992).

Potenzielle konkurrierende unterirdische Nutzungen

Über Nutzungskonkurrenzen liegen den Gutachtern keine Informationen vor. Die Trinkwassergewinnung beschränkt sich im Harz auf Oberflächenreservoirs und auf lokale flache Grundwasserleiter bzw. stärker geklüftete oberflächennahe Bereiche in den als Grundwasserstauer anzusprechenden Schiefen/Grauwackeserien. Mögliche Nutzungskonkurrenzen können am Harzrand im Hinblick auf die Gewinnung von Mineral- und Heilwässern vorliegen.

Über die Existenz und die geplante Nutzung tiefer geothermischer Potenziale liegen den Gutachtern keine Informationen vor, so dass mögliche Nutzungskonkurrenzen bzw. Wechselwirkungen nicht einzuschätzen sind. Ein Wiederaufleben des Erzbergbaus im Harz wird als unwahrscheinlich angesehen. Projekte zur Energiegewinnung bzw. Speicherung von Energie in Form untertägiger Pumpspeichieranlagen werden zwar diskutiert, sind aber nach Kenntnis der Gutachter derzeit nicht konkret.

Besonderheiten und Bedeutung der Wirkungspfade in Bezug auf die Risikoanalyse

Natürliche Wegsamkeiten oder potenzielle Wirkungspfade sind im Harz vor allem an tief reichende Kluft- und Störungszonen und die ebenfalls daran gebundenen ehemaligen, teils offengelassenen, teils verstürzten Abbaue, Schächte und Stollen der Erzbergwerke gebunden. Hier überlagern sich künstliche (Pfadgruppe 1) und natürliche Wegsamkeiten (Pfadgruppe 2). Diskutierte Solezutritte aus dem Zechstein bis in die zentralen Gruben des Oberharzes weisen auf hydraulische Verbindungen in die Vorländer hin. Auch Quellaustritte und artesischen Brunnen, über die salzhaltige Wässer in den randlichen Bereichen des Harzes gelangen, zeigen deutlich Wegsamkeiten und Potenzialdifferenzen auf.

Eine Gefährdung der über den oberflächlichen und oberflächennahen Wasserkreislauf gespeisten Oberflächenwasserressourcen (Talsperren und Speicherbecken) ist – mit Ausnahme der Pfadgruppe 0 – aufgrund der Höhenlage der Reservoirs im Vergleich zum Vorland und zu den potenziellen Gewinnungsteufen nach derzeitigem Kenntnisstand unwahrscheinlich, jedoch standortspezifisch zu betrachten. Eine Gefährdung von wasserwirtschaftlich genutzten und

nutzbaren Wasserressourcen (Trinkwasser, Mineral- und Heilwasser) im Bereich des Harzrandes kann aber nicht ausgeschlossen werden und sollte aufgrund der bekannten Wegsamkeiten und der Aufstiege von Solen auch bei einer etwaigen Erkundung und Gewinnung von unkonventionellen Gas-Vorkommen im subhercynen Becken oder im Thüringer Becken berücksichtigt werden.

A2.5 Fazit und Zusammenfassung der Standortspezifika mit Relevanz für die Risikoanalyse

Die vorangegangenen beispielhaften Ausführungen zu den ausgewählten Geosystemen und Typlokalitäten haben gezeigt, wie unterschiedlich die jeweiligen geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse in den Gebieten sind, in denen Vorkommen an unkonventionellem Erdgas zu vermuten sind. Dabei mussten die Analysen der vorliegenden Studie aufgrund des Betrachtungsmaßstabs auf einer eher übergeordneten Ebene bleiben und konnten nicht auf standortspezifische Gegebenheiten eingehen. Sie können somit nicht als erschöpfend angesehen werden. Konkrete Unsicherheiten und Wissensdefizite in Bezug auf die hydrogeologischen Systeme können nur nach intensiver wissenschaftlicher Auswertung aller verfügbaren (und ggf. noch zu erkundenden) Daten und Informationen benannt werden und werden regional- und standortspezifisch sein.

Es wird deutlich, dass für die Bewertung der Risiken, die mit der Erkundung und Gewinnung von unkonventionellem Erdgas mittels hydraulischer Stimulation verbunden sein können sowohl eine detaillierte Analyse des regionalen hydrogeologischen Systems als auch der konkreten Verhältnisse am potenziellen Standort unerlässlich sind. Hierzu gehört auch der Aufbau angepasster numerischer Standort- und Regionalmodelle. Es ist dabei jeweils im Einzelfall zu prüfen, welche Relevanz den einzelnen Wirkungspfaden zukommt. Dabei kann es sinnvoll sein, größere Regionen nach geologischen, hydrogeologischen und/oder nutzungsbedingten Kriterien weiter zu differenzieren (Beispiel Münsterländer Becken).

Die nachfolgende Aufstellung in Tabelle A 4 enthält exemplarisch für die untersuchten Regionen eine (nicht erschöpfende) Auflistung der jeweiligen Besonderheiten, die im Rahmen der Risikoanalyse bei der Analyse potenzieller Wirkungspfade einer näheren Betrachtung und Bewertung bedürfen.

In allen betrachteten Regionen existieren Nutzungskonkurrenzen mit anderen unterirdischen Nutzungen bzw. sind absehbar. Hier bedarf es im Vorfeld konkretisierender Planungen sowohl intensiver Untersuchungen als auch entsprechender raumplanerischer Abwägungen und Darstellungen.

Wissensdefizite bestehen derzeit auf der übergeordneten Ebene insbesondere hinsichtlich der tatsächlichen Zielhorizonte für die Aufsuchung unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten und deren Lage und Funktion im hydrogeologischen System.

In allen Systemen entscheidend ist die Kenntnis der Potenzialverteilung der jeweils relevanten Grundwasservorkommen (die über die Strömungsrichtung bestimmen) und der Durchlässigkeiten der zwischenlagernden Schichten sowie sonstiger möglicher Wegsamkeiten (Störungen, Altbohrungen etc.). Eine detaillierte Erkundung und Erfassung durchgehender Störungen und

von ihrer Tiefe her relevanter Altbohrungen sollte im Rahmen aller Erkundungsmaßnahmen im Hinblick auf unkonventionelle Erdgas-Vorkommen erfolgen.

Tab. A 4: Besondere Fragestellungen bei der Risikoanalyse für ausgewählte Geosysteme

Lagerstättentyp	Region	Subsystem	Besondere Fragestellungen bei der Risikoanalyse
Tight Gas	Norddeutsches Becken	Vorkommen oberhalb Zechstein	geologische Barrieren Existenz durchgehender Störungen Durchlässigkeit der Deckschichten Verbreitung der regionalen Grundwasserfließsysteme
		Vorkommen unterhalb Zechstein	Barrierefunktion/-wirkung der Zechstein-Ablagerungen Sonstige geologische Barrieren
Flözgas	Münsterländer Becken	Zentrales Münsterland	Durchlässigkeit des Emscher Mergel (inkl. natürlicher Gas-aufstiege) Durchlässigkeit und Potenziale der Cenoman/Turon Kalke Existenz und Relevanz durchgehender Störungen Auswirkungen der Mutungsbohrungen aus dem Steinkohlen-bergbau
		Bergbauzone	Szenarien der weiteren wasserwirtschaftlichen Nutzung (Entwicklung der Sümpfen etc.) und deren Auswirkungen auf das hydraulische System Hydraulische Verbindung zu den Sümpfen
		Randliches Münsterland	Beeinträchtigung der Quelllinien Durchlässigkeit und Potenziale der Cenoman/Turon Kalke
Schiefergas	Molassebecken	Westlicher Bereich	Aufbau der regionale Grundwasserfließsysteme Aufsteigende Grundwasserströmungen aus tieferer Grundwasserleitern Existenz durchgehender Störungen Nutzungskonkurrenz mit der Geothermie
	Harz		Lage der Zielhorizonte Existenz und Durchlässigkeit durchgehender Störungen Aufstieg Solenwässer

A3 Erkundungs-, Stimulierungs- und Gewinnungstechniken

A3.1 Informationsgrundlagen und Vorgehensweise

In diesem Kapitel werden die mechanischen Grundlagen der Reservoirstimulation durch Fracking erläutert sowie die Durchführung und praktische Umsetzung im Bereich der Förderung von unkonventionellen Gas-Vorkommen beschrieben. Der Schwerpunkt liegt in der Beschreibung der Technik für die hydraulische Stimulation. Auf eine allgemeine Beschreibung der Tiefbohrtechnik wird mit Verweis auf die entsprechende, im Anhang genannte Fachliteratur verzichtet.

A3.2 Darstellung der generellen Gewinnungsstrategien für unkonventionelle Erdgas-Vorkommen

Das Bundesberggesetz (BBergG) unterscheidet zwischen Aufsuchung (Erkundung) und Gewinnung von Bodenschätzen. Während die Aufsuchung die mittelbar oder unmittelbar auf die Entdeckung oder Feststellung der Ausdehnung von Bodenschätzen gerichtete Tätigkeit ist (Erkundung), ist die Gewinnung das Lösen oder Freisetzen von Bodenschätzen einschließlich der damit zusammenhängenden vorbereitenden, begleitenden und nachfolgenden Tätigkeiten (vgl. § 4 Abs. 1 und 2 BBergG und Kap. B1.1.1) (UBA 2011).

Wesentliche Charakteristika der Erkundung und Gewinnung konventioneller und unkonventioneller Erdgas-Vorkommen liegt im Einsatz der Horizontalbohrtechnik und der hydraulischen Stimulation und den sich daraus ergebenden zusätzlichen Risiken und Anforderungen (Fracking). Horizontalbohrtechnik kommt auch bei der Erschließung konventioneller Lagerstätten routinemäßig zum Einsatz. Die Gewinnungsstrategien für die Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten unterscheidet sich von ihrem Ablauf her nur in wenigen Aspekten von der Gewinnungsstrategie, wie sie in konventionellen Lagerstätten angewendet wird. Bedingt durch die geringe Permeabilität ist zum einen eine Stimulation des Reservoirs zwingend erforderlich, zum anderen ist eine höhere Anzahl Bohrungen erforderlich, um dieselbe Lagerstättenkubatur zu erschließen.

Der gesamte Prozess der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Lagerstätten umfasst unter anderem folgende Phasen, wobei lediglich die Punkte Stimulation (und der damit zusammenhängende Bohrlochausbau) und der erhöhte Wasserverbrauch fracking-spezifisch sind und nachfolgend behandelt werden:

- Erkundung (Exploration),
- Standortwahl und Einrichten des Bohrplatzes,
- Bohren und Komplettieren,
- Stimulation,
- Gewinnung,
- Bohrplatz Rückbau/Renaturierung.

Grundlage einer Gewinnungsstrategie sind die Ergebnisse der laufenden Erkundungen der Eigenschaften der potenziellen Zielformationen, welche im Rahmen der erteilten Aufsuchungsgenehmigungen (BGR 2012) (Abb. A 3) durchgeführt werden. Diese ausstehenden Ergebnisse werden die zur Anwendung kommenden Frack-Verfahren bestimmen.

Zu beachtende Aspekte in Bezug auf die Schutzgüter Grundwasser und Oberflächengewässer treten im Wesentlichen im Zusammenhang mit der hydraulischen Stimulation des Untergrundes auf. Zu nennen sind hier insbesondere:

- Wasserbereitstellung und -verbrauch,
- Lagerung von Frack-Fluiden,
- Schutz von Oberflächengewässern sowie Verhindern von Auslaufen und Versickern von Schadstoffen über Tage,
- Entsorgung von Flowback und Bohrklein sowie
- Schutz des Grundwassers.

Die Standortwahl zur Errichtung von Bohrplätzen ist Teil des bergrechtlichen Genehmigungsverfahrens der Zulassung der Betriebspläne für das Aufsuchen und Gewinnen von Bodenschätzen. Bestehende genehmigungsrechtliche Regelungen berücksichtigen Wohngebiete, Wasserschutzgebiete, den Erhalt von Naturschutzgebieten, FFH-Gebieten usw. Im Unterschied zur Gasförderung aus konventionellen Lagerstätten werden jedoch bedeutend mehr Bohrungen (und damit Bohrplätze) für eine flächendeckende Ausbeutung einer Lagerstätte benötigt. In der Regel werden mehrere Bohrungen von einem Bohrplatz aus abgeteuft, indem das Bohrgerät jeweils um mehrere Meter zum nächsten Bohransatzpunkt verschoben wird (Cluster-Bohrplatz).

Zum Schutz von Oberflächengewässern sowie zum Schutz des Grundwassers vor obertägigem Schadstoffeintrag ist der Bohrplatz, und hier insbesondere die Bereiche, in denen wassergefährdende Stoffe gelagert werden, entsprechend abzudichten. Regenwasser ist zu sammeln, zu reinigen und entsprechend bestehender Regelwerke zu entsorgen (WEG 2006). Hier unterscheidet sich die Praxis der Bohrplatzeinrichtung aufgrund behördlicher Auflagen für den Betreiber in Deutschland z.T. wesentlich von der Praxis in den USA.

A3.3 Fracking - Stand der Technik

Mit dem Begriff Fracking wird das Verfahren bezeichnet, das durch Injektion von Fluiden unter hohem Druck in offene Bohrlochabschnitte (d.h. unverrohrte Abschnitte, perforierte oder geschlitzte Liner) gekennzeichnet ist. Die gewünschten Risse im Gestein entstehen dabei durch Überschreitung der Scherfestigkeit. Das Fracking-Verfahren wird eingesetzt, um in gering permeablen Lagerstätten die Durchlässigkeit für Fluide (Flüssigkeiten und Gase) durch Erzeugung sekundärer Porosität zu erhöhen. Im günstigsten Fall entsteht ein dreidimensionales Netzwerk aus aufgeweiteten, natürlich vorhandenen Trennflächenpaaren und künstlich erzeugten Rissen. Dieses Netzwerk erhöht die Durchlässigkeit der Lagerstättenformation im Nahbereich der jeweiligen Bohrung (einige Meter bis hunderte Meter, je nach petro-physikalischen Eigenschaften). Ohne die künstliche Stimulation zur Erhöhung der Permeabilität ist eine wirtschaftliche Förderung aus Formationen mit geringer Permeabilität nicht möglich. Erstmals wurde das Ver-

fahren im Jahr 1948 zur Steigerung der Förderrate von Ölbohrungen in gering permeablen Lagerstätten angewendet (Atkinson 1987)

Die hydromechanischen Komponenten des Frackings finden auch in anderen Bereichen außerhalb der Erschließung unkonventioneller Lagerstätten Anwendung. Dazu gehört unter anderem die Stimulation tiefer Trinkwasserbrunnen, die Schaffung unterirdischer Wärmetauscher zur Nutzbarmachung geothermischer Energie aus heißem Gestein (HDR – Hot Dry Rock) sowie der In-situ-Messung von Gebirgsspannungen.

Bei der Erschließung unkonventioneller Gas-Lagerstätten kommen im Wesentlichen dieselben Bohranlagen und Bohrtechniken zum Einsatz, wie sie bei der Erschließung von konventionellen Lagerstätten auch eingesetzt werden. Das gilt auch für die Dimensionen der Bohrungen (Teufe, Länge). Die hydraulische Stimulation erfolgt nach Abschluss der Bohrarbeiten am fertig ausgebauten Bohrloch (siehe Abschn. A 3.3.2).

Das Ziel einer Bohrung in eine Gaslagerstätte ist, dass das dort vorhandene Gas in das Bohrloch strömt. Die strömungsmechanische Gesetzmäßigkeit dieses Vorgangs lässt sich annähernd zwei- und dreidimensional quantifizieren. Grundlage ist dabei im Allgemeinen das Gesetz von Darcy. Das Gesetz von Darcy gilt für das Strömen von Fluiden (Flüssigkeit oder Gas) in porösen Medien, wie z.B. Gas in Schiefer, und findet allgemein bei jeder Förderung von Fluiden aus porösen Medien Anwendung. Gleichung 1 zeigt beispielhaft eine mögliche Grundlage:

$$q \approx \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta x} \left(\frac{A}{h} \right) \quad (1)$$

q = Förderrate [m^3/s]

k = Permeabilität [m^2]

h = Mächtigkeit [m]

μ = Viskosität des Fluids [m^2/s]

$\frac{\Delta p}{\Delta x}$ = Potenzialgefälle [-]

A = Fläche [m^2]

Das Ziel der Stimulation durch Fracking ist die Erhöhung der Förderrate durch die Erhöhung der Permeabilität der Formation.

Der mechanische Prozess der zur Entstehung des Risses führt, lässt sich vereinfacht durch das Mohr-Coulombsche Bruchkriterium darstellen (siehe Gleichung 2). Die Bruchgerade beschreibt die lineare Beziehung zwischen Normalspannung und resultierender Scherspannung (Scherwiderstand) in der Scherfläche im Grenzzustand (Abb. A 16).

$$\tau = c + \sigma \cdot \tan \varphi \quad (2)$$

τ = Scherspannung [Pa]

c = Kohäsion [Pa]

σ = Spannung [Pa]

φ = Reibungswinkel [°]

Dieser lässt sich im Spannungsdiagramm nach Mohr durch einen Spannungskreis und die Bruchgerade veranschaulichen. Auf der Abszisse sind die im Gestein herrschenden Normalspannungen aufgetragen. Ihr Abstand beschreibt den Durchmesser des Spannungskreises. Auf der Ordinate ist die resultierende Scherspannung aufgetragen. Da beim Fracking unter hohem Druck Flüssigkeit in das Gestein gepumpt wird, erhöhen sich der Porendruck und damit die totalen Gebirgsspannungen. Die effektiven Spannungen nehmen nach Gleichung 3 um p ab. Die Abnahme der effektiven Spannungen ist in Abbildung A 16 durch den blauen Spannungskreis dargestellt.

$$\sigma' = \sigma - p \quad (3)$$

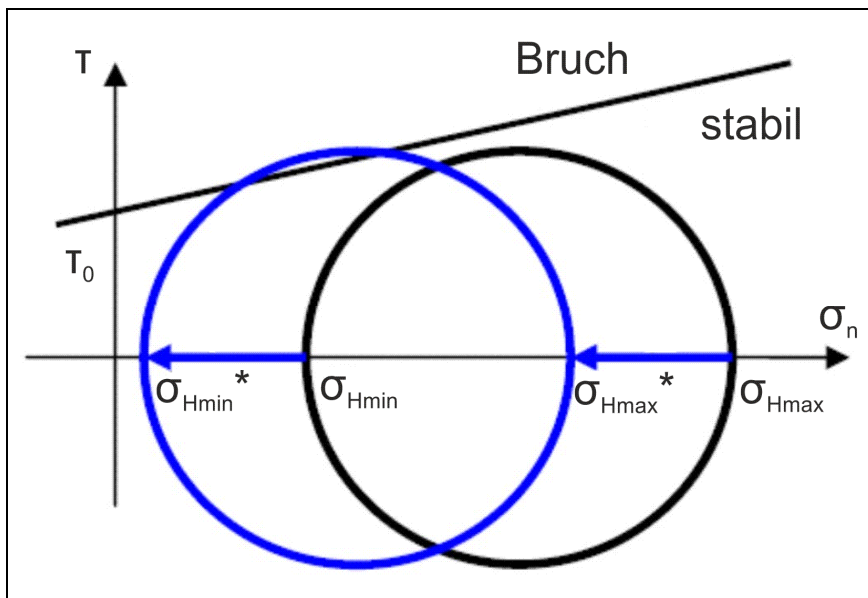


Abb. A 16: Erzeugung hydraulisch induzierter Risse beim Überschreiten der Scherfestigkeit. Illustriert mittels Mohr-Coulomb-Kriterium. Verschiebung des Spannungskreises über das Bruchkriterium durch Einpressen von Porenwasserdrücken (Vgl. Gleichung 2 und 3); τ : Scherspannung [Pa], τ_0 : Kohäsion [Pa], σ_n : Normalspannung [Pa], p : Porenwasserdruck [Pa] (nach Homuth & Sass 2010)

Diese Veränderungen führen dazu, dass in Festgesteinen die Sprödbbruchfestigkeit von Kluftsystemen oder der Gesteinsmatrix überschritten wird und es zum Bruch bzw. zur Bewegung entlang von Trennflächen kommt (Scherbruch) (Abb. A 17). Die hierbei freigesetzte Energie kann wie ein natürliches Erdbeben mit Seismometern (Geophonen) gemessen werden und wird mittels ständiger messtechnischer Überwachung zur Auswertung aufgezeichnet.

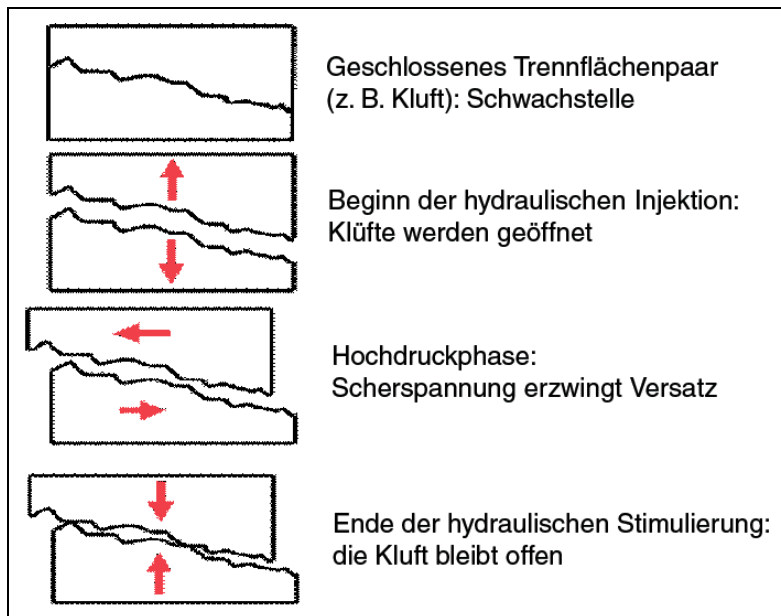


Abb. A 17: Aufweitung natürlich vorkommender Trennflächenpaare durch hydraulische Stimulation von Festgesteinen in einem stark vereinfachten Ansatz (Homuth & Sass 2010)

In der industriellen Anwendung der hydraulischen Stimulation kommen zahlreiche Verfahren und Systeme zum Einsatz, welche ständig weiterentwickelt werden. Eine schematische Darstellung der obertägigen Anlagenteile ist in Abbildung A 18 dargestellt. Diese Vielfalt an Verfahren und Systemen ergibt sich aus den variablen Bedingungen, welche in gasführenden Gesteinsformationen angetroffen werden. Wichtige Gesteinseigenschaften, wie z.B. die Permeabilität und die Gesteinsfestigkeit sowie der Spannungszustand, variieren über mehrere Größenordnungen und beeinflussen die Art der eingesetzten Technik. Das Fracken von horizontalen Bohrstrecken ist eine Weiterentwicklung der zuvor routinemäßig in vertikalen und abgelenkten Bohrungen angewandten Technik. Alle basieren auf den mechanischen Grundlagen wie später beschrieben (Abschn. A3.3.4), unterscheiden sich jedoch in einer Vielzahl von Punkten. Zum einen bestehen ganz grundsätzliche Unterschiede in der Art und der Zusammensetzung der Frack-Fluide und der Art der Stützmittel und darin, wie dies effektiv/dauerhaft in die erzeugten Risse eingebracht wird (Daneshy 2011, Economides & Nolte 2000).

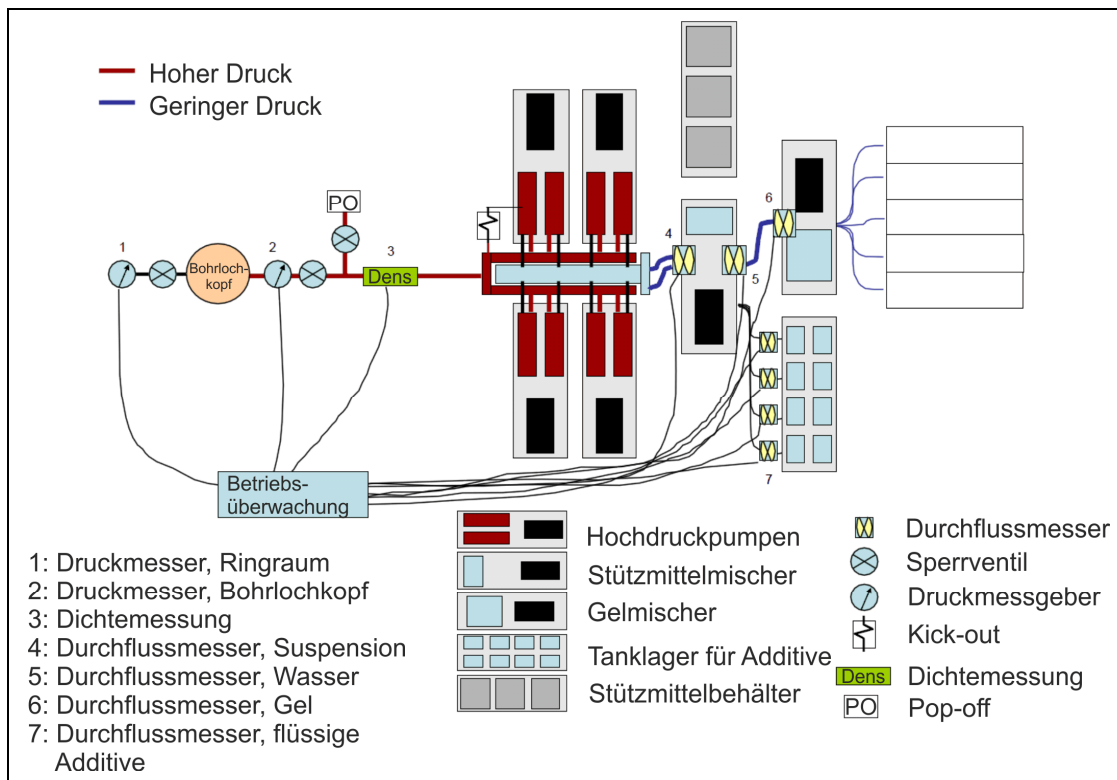


Abb. A 18: Schematische Darstellung der Anlage zur hydraulischen Stimulation (Kick-out: mechanische oder elektrische Vorrichtung, welche die Hochdruck-Pumpen bei einem voreingestellten Druck abschaltet; Pop-off: mechanische Vorrichtung, welche bei einem voreingestellten Druck aktiviert wird, um Schäden an über- und untertägigen Einrichtungen zu verhindern) (EPA 2011)

In der Erschließung von Schiefergas-Lagerstätten kommen hauptsächlich abgelenkte Bohrungen zum Einsatz, welche abschnittsweise gefrackt werden. Eine Frack-Maßnahme im horizontalen Abschnitt einer Bohrung beginnt am Bohrlochtiefsten und wird in mehreren nacheinander stimulierten Abschnitten (stages) durchgeführt (Abschn. A3.3.3). Die Abschnitte werden jeweils durch Packer vom Rest des Bohrlochs isoliert. In jedem Abschnitt werden vor Aufbringen des hydraulischen Gradienten zahlreiche Perforationen des Bohrlochs in das Gestein hinein erzeugt (cluster). Je nach Gesteinseigenschaften kann dieser Abschnitt der Bohrung verrohrt, verrohrt und zementiert oder unverrohrt sein. Auch in der Art, wie die Perforierung hergestellt wird, und deren Lage bestehen erhebliche Unterschiede.

Die Dauer einer Frack-Maßnahme beträgt nur wenige Stunden. Beim Multistage-Fracking addieren sich diese Beträge entsprechend der Anzahl der Abschnitte (stages), welche gefrackt werden. Besonders zeitintensiv ist bei Tiefbohrungen das Ziehen und Wiedereinbringen des Gestänges (Roundtrip), um z.B. das Bohrwerkzeug auszutauschen. Durch den Einsatz von aufgewickelten Bohrgestängen (coiled-tubing) kann diese unproduktive Zeit erheblich verringert werden, da die zuletzt genannten Bohrgestänge nicht abschnittsweise verschraubt sind, sondern am Stück gezogen und auf einer Rolle aufgewickelt werden können.

A3.3.1 Komplettierung der Bohrung (well completion)

Grundwasserführende Formationen sind während der Bohrarbeiten, der Fracking-Maßnahme und der Produktion durch die zementierte Stahlverrohrung von den im Bohrloch zirkulierenden Flüssigkeiten (Bohrspülung, Fracking-Fluid, Kohlenwasserstoffe) isoliert. Der den Ringraum ausfüllende Zement dichtet die durchteuften Grundwasserhorizonte gegeneinander und gegenüber den kohlenwasserstoffführenden Formationen ab. Für die Bemessung des Bohrlochausbaus werden folgende Faktoren berücksichtigt, um die zu erwartenden Betriebslasten während aller Betriebsphasen zu bestimmen:

- Dichte der Bohrspülung,
- Formationsdruck,
- Frack-Druck,
- Absetztiefen der Rohrtouren,
- Verrohrungsdurchmesser,
- Ablenkung des Bohrpfades,
- Zementierung der Verrohrung,
- Temperaturprofile,
- Zusammensetzung der Frack-Fluide, Art des Stützmittels und dessen maximale Konzentration,
- maximal zu erwartender Frack-Druck,
- Zusammensetzung und Menge des geförderten Gases und Lagerstättenwassers.

Verrohrung

In Abbildung A 19 ist das Schema einer vertikalen Tiefbohrung dargestellt. Der Bohrungsdurchmesser verjüngt sich mit zunehmender Tiefe teleskopartig und wird in dieser Weise auch in abgelenkten Bohrungen mit horizontalen Abschnitten angewendet. Das Standrohr ist das erste Rohr, welches abgesetzt wird, und besitzt den größten Durchmesser (meist 20 bis 36“) und Wandstärken zwischen 10 und 20 mm. Es verhindert Einbrüche der oberflächennah anstehenden Boden- und Verwitterungshorizonte sowie ein Unterspülen der Bohranlagenfundamente. Dazu wird es bis in abdichtende Schichten, meist durch Rammen bis in 15 bis 50 m abgesetzt und in die Kellerschachtsohle einzementiert (Buja 2011).

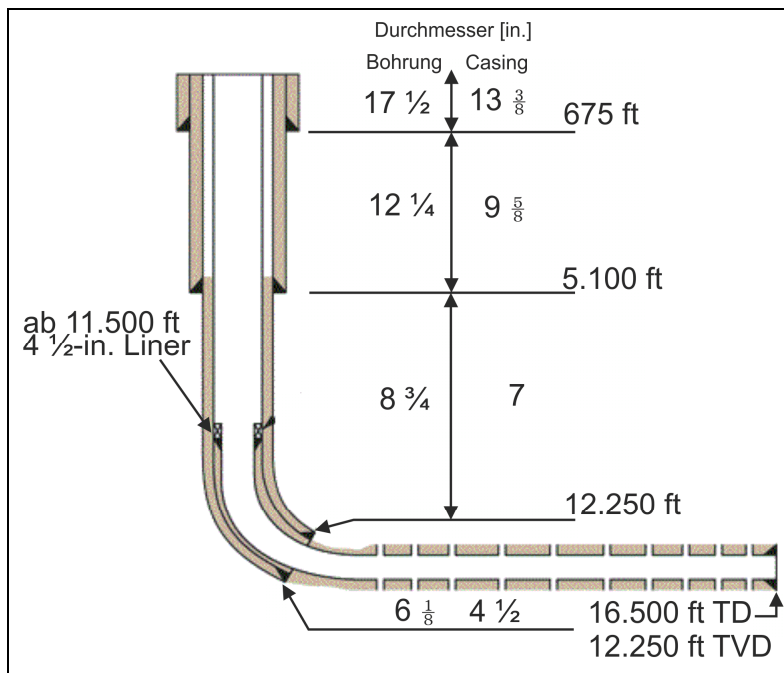


Abb. A 19: Beispielhaftes Verrohrungsschema einer Horizontalbohrung (unmaßstäblich). TD: Länge der Bohrung gemessen vom Bohransatzpunkt (total depth); TVD: Vertikaler Abstand des Bohrlochtiefsten zum Bohransatzpunkt (true vertical depth); Maßangaben: 1 ft = 0,3048 m; 1 in. = 2,54 cm (nach Rohwer et al. 2006)

Die Absetzteufe der nachfolgenden Ankerrohrtour liegt je nach geologischen Verhältnissen zwischen einigen hundert Metern und bis zu tausend Metern Teufe. Ihre Aufgabe ist einerseits die Aufnahme der Lasten, verursacht durch die noch folgenden Rohrfahrten, sowie die Ableitung der Lagerstättendrücke in den Untergrund bei geschlossenem Blowout-Preventer, welcher auf dieser Rohrtour befestigt ist. Je größer die zu erwartenden Drücke, desto tiefer die Absetzteufe und desto dicker die Wandstärke. Des Weiteren dient sie dem Schutz der durchteuften Trinkwasseraquifere und der Vermeidung von Spülungsverlusten. Der Durchmesser liegt meist zwischen ca. 13 3/8" und 18 5/8" (33,9 bis 47,3 cm) (Buja 2011). Weitere Rohrtouren, welche zwischen der Ankerrohrtour und der Endverrohrung (Produktionsrohrtour) liegen, werden als Zwischenrohr Touren oder technische Rohrtouren bezeichnet. Diese kommen unter anderem dann zum Einsatz, wenn die Absetzteufen von Ankerrohr und Förderrohr weit auseinanderliegen, aber unter Umständen auch, wenn die geologischen Verhältnisse dies erforderlich machen. Bohrtechnisch problematische Formationen, welche durch technische Rohrtouren isoliert werden, sind zum Beispiel Salz und Ton. Die Länge und Durchmesser von Zwischenrohr Touren sind sehr variabel. Durchmesser liegen im Bereich zwischen 9 5/8" und 18 5/8" (24,4 bis 47,3 cm), die Wandstärken richten sich wiederum nach den zu erwartenden Drücken. Nach dem Durchfahren der Lagerstätte wird die Produktionsrohrtour eingebracht. Diese stellt die Verbindung zwischen Lagerstätte und Geländeoberfläche (und den obertägigen Anlagenteilen) her. Diese Rohrtour ist den größten Belastungen ausgesetzt und wenn sie bis zur Oberfläche reicht (Tagesrohrtour), ist sie auch die Längste. Oftmals wird sie jedoch in die vorhergehende Rohrtour abgehängt und nicht bis zur Oberfläche ausgebaut. In diesem Fall (wenn das Rohr nicht bis zur Oberfläche reicht) wird eine Rohrtour als verlorene Rohrtour (Liner) bezeichnet.

Wird die Produktionsrohrtour als Liner eingebaut, muss die vorhergehende Rohrtour ebenfalls als Produktionsrohrtour bemessen werden. Liner werden mittels Liner-Hanger an der Innenseite der vorhergehenden Rohrtour befestigt, wobei die Überdeckung zwischen 30 und 150 m beträgt (Buja 2011).

Zementation

Zement erfüllt im Bohrlochausbau und im Bohrbetrieb auf unterschiedliche Weise abdichtende und stützende/stabilisierende Funktionen. So zahlreich wie die Zementationsverfahren sind, so zahlreich sind auch die Methoden der Zementationskontrolle, die einwandfreie Verfüllung des Ringraumes zu überprüfen. Sollte die Zementationskontrolle Fehlstellen und damit Hinweise auf mögliche Undichtigkeiten aufdecken, können diese (jedoch aufwendig) nachträglich ausgebessert werden (Buja 2011).

Die Zementierung der Verrohrung einer Bohrung ist die entscheidende Barriere gegen die Kontamination grundwasserführender Formationen durch Migration/Eindringen von Kohlenwasserstoffen, Formationswasser und Frack-Fluiden. Zudem schützt der Zement die Verrohrung vor möglicherweise auftretenden korrosiven Formationswässern und trägt erheblich zur Standicherheit des Bohrlochs bei. Um die abdichtende Funktion zu gewährleisten, sind die Arbeitsschritte der Zementierung durch Normen geregelt (API RP 10B-2 / ISO 10426-2), welche zum Beispiel der vollständigen und gleichmäßigen Verfüllung des Ringraumes dienen. Die entsprechenden API-Normen machen strikte Vorgaben über die Durchführung von vorbereitenden Arbeiten, wie z.B. die Entfernung des Filterkuchens, sowie über die zu verwendenden Güteklassen des Zements. Für die spezifische Anwendung unter Berücksichtigung der Art der Rohrtour, der Teufe, Temperatur und Korrosivität auftretender Formationswässer ist vorgegeben, welche Zuschlagstoffe (zum Beispiel Abbindebeschleuniger oder -verzögerer) und wie viel Anmischwasser zu verwenden sind. Eine wichtige Anforderung an die Güte von Tiefbohrzementen ist ein volumenkonstantes Abbinden (oder sogar Volumenexpansion), da bei der üblicherweise auftretenden Schrumpfung von Zementen Mikroringräume entstehen können (Buja 2011).

Zum Nachweis der vollständigen und gleichmäßigen Verfüllung des Ringraumes werden meist akustische Verfahren eingesetzt. Diese bestehen aus einem Sender und einem Empfänger. Über die Abschwächung des Signals bzw. über die Laufzeit kann die Qualität der Bindung zwischen Zement und Verrohrung ermittelt werden, da ein Luftspalt in Form eines Mikroringraumes das Signal nur eingeschränkt an den Empfänger weiterleitet. Gängige Messverfahren sind das Cement Bond Log (CBL), das Cement Evaluation Tool (CET) oder das Variable Density Log (VDL) (Buja 2011).

Da die Zementation des Ringraumes nicht immer bis zur Geländeoberfläche (zu Tage) ausgeführt werden muss, ist es erforderlich sicherzustellen, dass der Zement bis zur gewünschten Teufe den Ringraum ausfüllt. Dazu kann einerseits die beim Abbinden des Zements abgegebene Hydrationswärme gemessen werden, oder dem Zement wird zu Beginn ein radioaktiver Tracer beigemischt, dessen Position sich auch nach dem Abbinden und dem Abklingen der Hydrationswärme mit einem Gamma-Log bestimmen lässt (Buja 2011).

Belastbare Daten zur Langzeitstabilität von Zementationen, insbesondere bei den thermischen und hydrochemischen Verhältnissen in der Tiefe, in der unkonventionelle Gas-Vorkommen in Deutschland vermutet werden, fehlen bislang.

A3.3.2 Ablauf einer Frack-Maßnahme

Perforation

Ein wichtiger Arbeitsschritt in der Vorbereitung einer hydraulischen Stimulation ist das Perforieren der Produktionsstrecke. Ist die Produktionsstrecke verrohrt und zementiert, so muss die Perforation durch diese bis in das anstehende Gestein reichen. Auch unverrohrte Produktionsstrecken werden vor der hydraulischen Stimulation perforiert, um die Richtung der Rissausbreitung besser zu kontrollieren. Eine übliche Technik ist die Anwendung eines Hohlladungsperforators (Abb. A 20 und A 21). Dieser enthält Aussparungen, welche mit Sprengstoff und Hohlladungen bestückt sind. Bei der Zündung durchschlagen Projektil mit hoher Geschwindigkeit die Rohrtour und den Zement und dringen in das Gestein ein. Die Energie wird durch das konische Gehäuse in einer Richtung konzentriert und durch die resultierende Verformung entsteht ein Projektil aus verflüssigtem Metall. Dessen Geschwindigkeit beträgt rund 30.000 km/h bei einem Druck von bis zu 1 Mio. bar (Bellarby 2009). Auf diese Weise werden mehrere Perforationen gleichzeitig pro Meter erzeugt. Um die Gesteinsbruchstücke und Überreste des Projektils aus der Perforation zu entfernen, wird das Perforieren meist unter Spülungsdrucken unterhalb des Porendrucks der Formation durchgeführt.

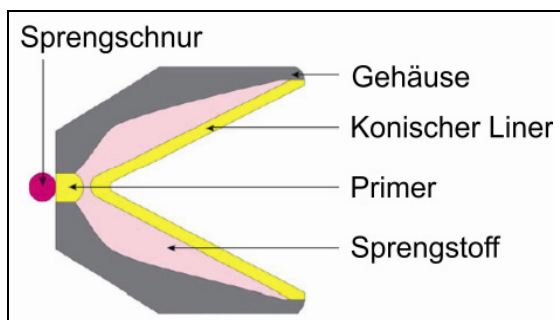


Abb. A 20: Schematische Darstellung eines Hohlladungsperforators (auch Jet Perforator) (nach Bellarby 2009)

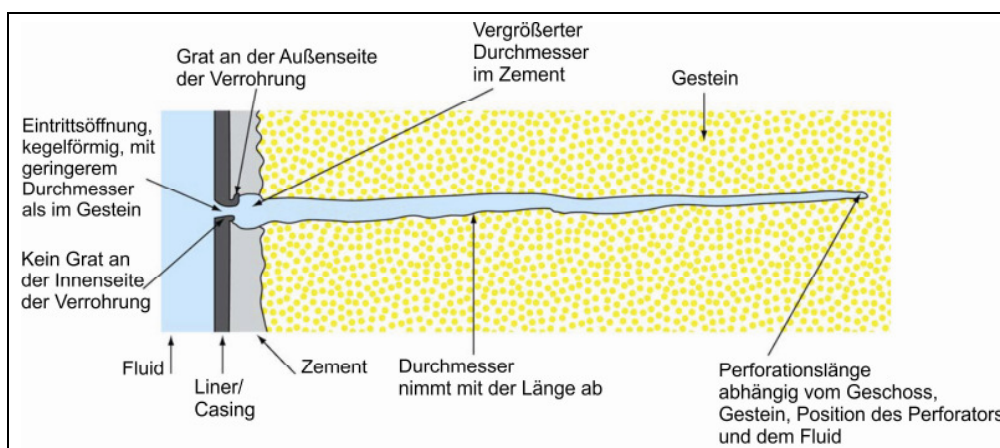


Abb. A 21: Schema einer Perforation erzeugt mit einem Hohlladungsperforator (nach Bellarby 2009)

Extreme Overbalance Perforating (EOP) ist eine weitere Perforationstechnik (Abb. A 22), die sich grundsätzlich dadurch vom vorherigen Verfahren unterscheidet, dass in dem Moment, in dem die Hohlladungsgeschosse zünden, durch komprimiertes Gas ein hoher Überdruck erzeugt wird. Der Hohlladungsperforator befindet sich mit einem Fluid in einem durch Packer isolierten Abschnitt des Bohrlochs. Das komprimierte Gas presst darauf das Fluid in die Perforation, wodurch das Gestein so stark beansprucht wird, dass die Perforation sich als Riss im Gestein fortsetzt. Die Gesteinsbruchstücke aus der Perforation werden in diesen entstandenen Riss gepresst und verhindern somit, dass dieser sich nach dem Druckabfall wieder schließt. Die erzeugten Risse sind, aufgrund der kurzen Dauer und des geringen Volumens, welches verpresst wird, kurz im Vergleich zu den Längen und Weiten, die durch HVHF erzeugt werden. Dennoch stellt dieses Verfahren einen Übergang zur hydraulischen Stimulation unter Einsatz von Fluidzusätzen dar, wobei sich die Stimulation auf den Nahbereich der Bohrung beschränkt (Bellarby 2009).

Eine Alternative zum Einsatz eines Hohlladungsperforators stellt ein Erosionsperforator dar. Dieser besteht aus Düsen am Ende des aufgewickelten Bohrstrangs, durch welche unter hohem Druck mit Quarzsand versetztes Wasser gepumpt wird. Zugesetzt werden ca. 30 bis 50 kg/m³, die Austrittsgeschwindigkeit an den Düsen beträgt ca. 200 m/s. Meist wird dieses Verfahren in offenen, unverrohrten Bohrlochabschnitten eingesetzt (Neu & Gedzius 2009).

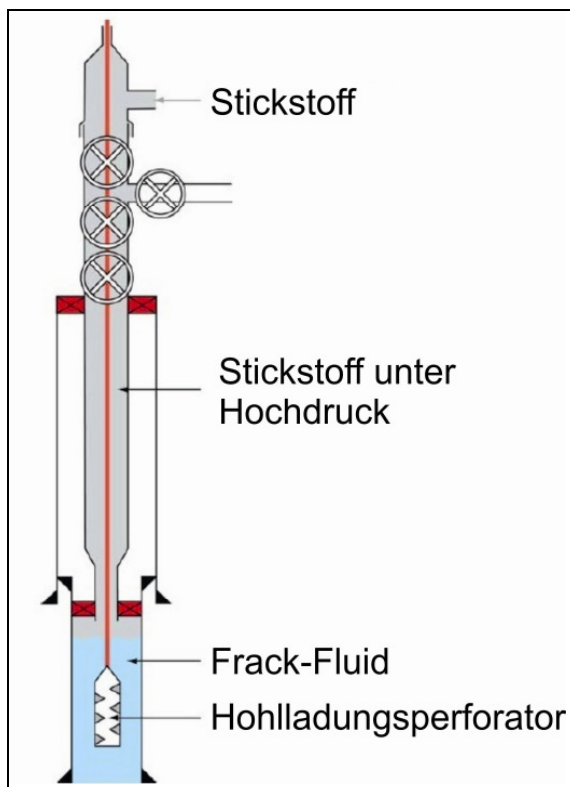


Abb. A 22: Schema des extreme overbalance perforating (nach Bellarby 2009)

Fracking

Grundsätzlich wird beim Fracken ein Fluid mit einer höheren Rate in das Bohrloch gepumpt als durch Infiltration in das Gestein die Bohrung wieder verlässt. Dadurch erhöht sich der Druck bis zu dem Punkt, an dem ein Riss in dem Gestein entsteht. Kreispumpen kommen zum Mischen und Befördern der Frack-Flüssigkeit bei niedrigen Drucken zum Einsatz. Hochdruck-Verdrängerpumpen befördern das fertig gemischte Fluid (Suspension) in das Bohrloch.

Der Ablauf einer Frack-Maßnahme gliedert sich in folgende Phasen (Abb. A 23):

1. Säure-Phase: Verdünnte Säure (HCl) dient der Säuberung des Bohrlochs von Zementrückständen im Bereich der perforierten Verrohrung sowie dem Lösen von Karbonaten und der Erweiterung und dem Aufbrechen bereits bestehender Klüfte im Nahbereich der Bohrung.
2. Füll-Phase (pad stage): Frack-Fluid, u.a. mit reibungsmindernden Zusätzen (Kap. A4), wird ohne Stützmittel unter stufenweise erhöhtem Druck und Verpressraten eingepresst. Die Rissbildung wird dadurch eingeleitet.
3. Stütz-Phase (prop stage): In dieser Phase wird nach eingeleiteter Rissbildung dem Fluid unter stufenweise erhöhter Konzentration Stützmittel in Suspension zugegeben. Aufgrund der Infiltration von Fluid in das Gestein erhöht sich die Konzentration der Suspension, während sie durch den Riss strömt, da das Stützmittel in der Suspension verbleibt. Ziel ist ein gleichmäßiges Füllen des Risses mit dem Stützmittel. Die Suspension mit geringer Stützmittelkonzentration, mit welcher die Stütz-Phase eingeleitet wird, legt die längste Strecke im Riss zurück und verliert somit am meisten Fluid durch Infiltration in das Gestein. Zum Ende der Stützphase wird Suspension hoher Konzentration verpresst.
4. Spül-Phase (flush stage): Diese Phase dient dazu, in der Bohrung verbliebenes Stützmittel in den Riss zu spülen. Dazu wird Wasser verwendet.

Danach wird das Einpressen von Fluid beendet und die Bohrung für einige Zeit verschlossen (shut-in). Durch die anhaltende Infiltration in das Gestein sinkt der Druck allmählich ab und der erzeugte Riss schließt sich, soweit es das Stützmittel zulässt. Der Zusatz und der Einsatz von Frack-Fluiden erfolgen lagerstättenspezifisch und werden an den Frackverlauf angepasst.

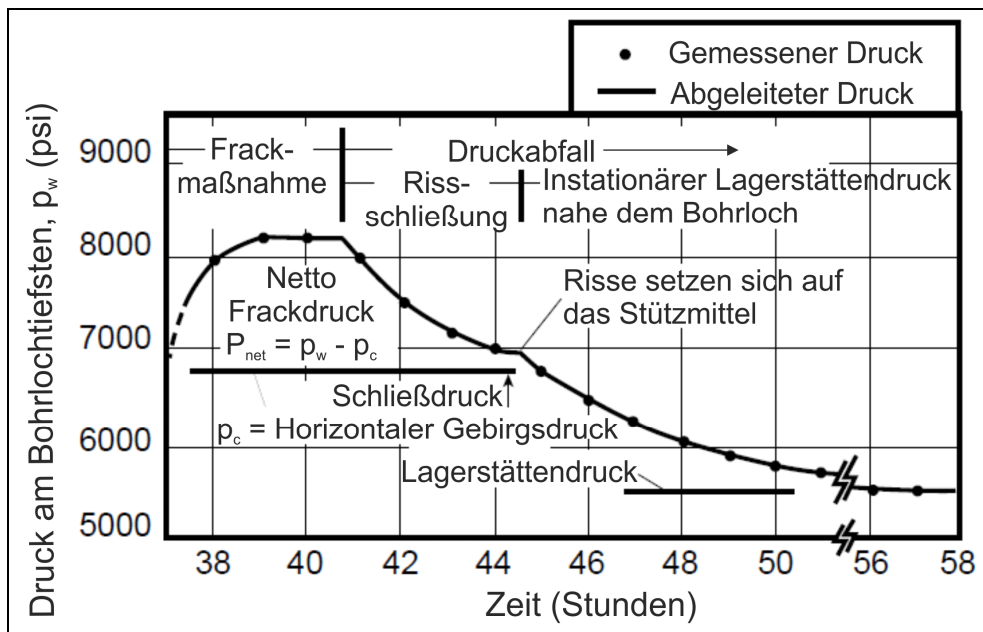


Abb. A 23: Ablauf einer Frack-Maßnahme (nach Economides & Nolte 2000)

Dual-Injection Verfahren

Bei diesem Verfahren wird das Frack-Fluid durch zwei unabhängige Leitungen in das Bohrloch gepumpt: zum einen durch den Bohrstrang (z.B. ein aufgewickelter Bohrstrang), der in dem verrohrten Bohrloch verläuft, zum anderen durch den Ringraum zwischen dem Bohrstrang und der Bohrlochverrohrung. Es kann sich jedoch auch statt des effizienteren Coiled Tubings um einen gewöhnlichen verschraubten Bohrstrang handeln. In beiden Leitungen (Gestänge und Ringraum) fließt Frack-Fluid, jedoch wird die Stützmittelsuspension z.B. nur durch das innere Gestänge gepumpt, während sich im Ringraum Frack-Fluid ohne Stützmittel befindet. Durch Variation der jeweiligen Pumpraten durch die beiden Leitungen kann die Stützmittelkonzentration nahezu ohne Zeitversatz direkt im gefrackten Abschnitt angepasst werden (Daneshy 2011).

A3.3.3 Ausbreitung hydraulisch erzeugter Risse

Entscheidend für die Orientierung der Rissausbreitung ist das im Reservoir vorherrschende Spannungsfeld. Dieses lässt sich durch drei Vektoren beschreiben: einen vertikalen und zwei horizontale. Die Rissausbreitung erfolgt bevorzugt senkrecht zur Richtung der geringsten Spannung (Hubbert & Willis 1957) (Abb. A 24). Die entscheidenden Parameter sind dabei die Richtung und der Betrag der Spannungen. Meist liegt die Richtung der geringsten Spannung in der Horizontalen, was eine vertikale Rissausbreitung begünstigt (Lyons & Plisga 2005). Je nach vorherrschendem Spannungszustand existiert eine optimale Orientierung des horizontalen Bohrlochs, bei dem der Druck, der zur Rissbildung erforderlich ist, minimal ist (Hossain et al. 2000).

An der Rissentstehung sind mehrere mechanische Prozesse beteiligt, wobei die Überwindung der Scherfestigkeit des Gesteins der dominierende Prozess beim Öffnen neuer Risse ist. Der Druck der dabei für das Aufbrechen erforderlich ist, setzt sich aus der kleinsten horizontalen Spannung und der Scherfestigkeit des Gesteins zusammen. Bestehende, offene Klüfte werden bereits mit geringeren Drücken erweitert, indem nur die senkrecht zur Kluftfläche wirkende Gebirgsspannung durch den Frack-Druck überwunden werden muss und ein Abscheren bewirkt (Schulte et al. 2010; Pine & Batchelor 1984) (siehe Abb. A 17). Der Druck des injizierten Fluids reduziert die Normalspannung auf die Kluftfläche, jedoch ohne wesentlichen Einfluss auf die Schubspannung. Der Mechanismus der Klufterweiterung beginnt demnach mit einer Komponente des Abscherens entlang natürlicher Kluftsysteme (Baria et al. 1999).

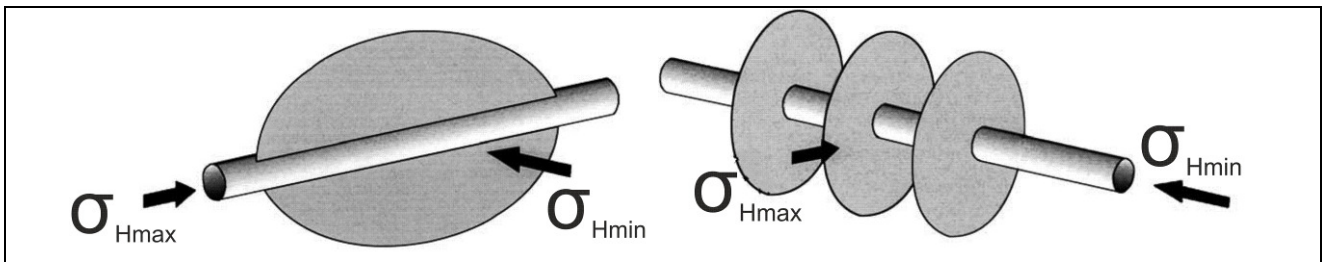


Abb. A 24: Rissausbreitung in Abhängigkeit der Orientierung des Bohrloches zu den Hauptspannungsrichtungen
Es gilt: $\sigma_{\text{vertikal}} > \sigma_{H\text{max}} > \sigma_{H\text{min}}$ (Crosby et al. 2002)

Der Spannungszustand im Reservoir kann direkt durch Untersuchungen in Probebohrungen bestimmt werden oder indirekt in Näherung durch bekannte mechanische Gesteinseigenschaften (siehe Gleichung 4). Ohne direkte Messungen ist eine solche Näherung jedoch mit hoher Unsicherheit behaftet. Die horizontalen Spannungen werden durch großräumige tektonische Prozesse kontrolliert, während sich die vertikale Spannung im Wesentlichen aus der Auflast zusammensetzt und proportional mit der Tiefe zunimmt. Sie lässt sich berechnen mit Gleichung 4, sie kann jedoch aufgrund geologischer Vorbelastung auch höher sein.

$$\sigma_v = \int_0^H \rho g dH \quad (4)$$

σ_v = Vertikale Spannung [Pa]
 ρ = Dichte [kg/m³]
 g = Erdbeschleunigung [N/kg]
 H = Mächtigkeit [m]

Neben dem In-situ-Spannungsfeld sind die mechanischen Eigenschaften des Reservoirgesteins entscheidende Einflussgrößen. Die wichtigsten sind neben der Scherfestigkeit das Elastizitätsmodul E , das Schubmodul G und die Poissonzahl ν (Querkontraktionszahl). Bestimmen lassen

sich diese in Laborversuchen an Gesteinsproben. Aus zwei von diesen lassen sich alle anderen mechanischen Gesteinseigenschaften über einfache Beziehungen berechnen. Diese Größen stehen zueinander in folgender Beziehung:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (5)$$

G = Schubmodul [Pa]

E = Elastizitätsmodul [Pa]

ν = Poissonzahl [-]

Üblicherweise werden die mechanischen Gesteinseigenschaften Elastizitätsmodul (E) und Poissonzahl (ν) aus den dipol sonic-log Daten abgeschätzt. Mit diesen Daten kann rechnerisch die In-situ-Spannung bestimmt werden.

$$\sigma'_{Hmin} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma'_v \quad (6)$$

σ'_{Hmin} = Effektive minimale Horizontalspannung [Pa]

ν =Poissonzahl [-]

σ'_v =Effektive vertikale Spannung [Pa]

Eine Obergrenze des erforderlichen Druckes zur Rissbildung lässt sich nach dem Versagenskriterium von Terzaghi (Lyons & Plisga 2005) berechnen:

$$p_b = 3 \sigma_{Hmin} - \sigma_{Hmax} + T_0 - p \quad (7)$$

p_b = Frackdruck [Pa]

T_0 = Zugfestigkeit des Gesteins [Pa]

p = Porendruck [Pa]

Vor der Durchführung einer Frack-Maßnahme wird die Rissausbreitung abhängig von Gesteinsparametern, Spannungszustand und Frack-Druck mit rechnerischen Modellen simuliert. Beispielhaft sollen hier zwei frühe Modelle zur Berechnung der Rissgeometrie vorgestellt werden. Im Allgemeinen gilt für die theoretischen Modelle zur Berechnung der Rissausbreitung die

Annahme, dass der Riss sich in entgegengesetzten Richtungen symmetrisch um die Bohrlochachse ausbreitet. Die Rissgeometrie wird in diesen Modellen beschrieben durch die Länge x , die Weite w und die Höhe h (Abb. A 25). Die Weite ist mehrere Größenordnungen geringer als Höhe und Länge.

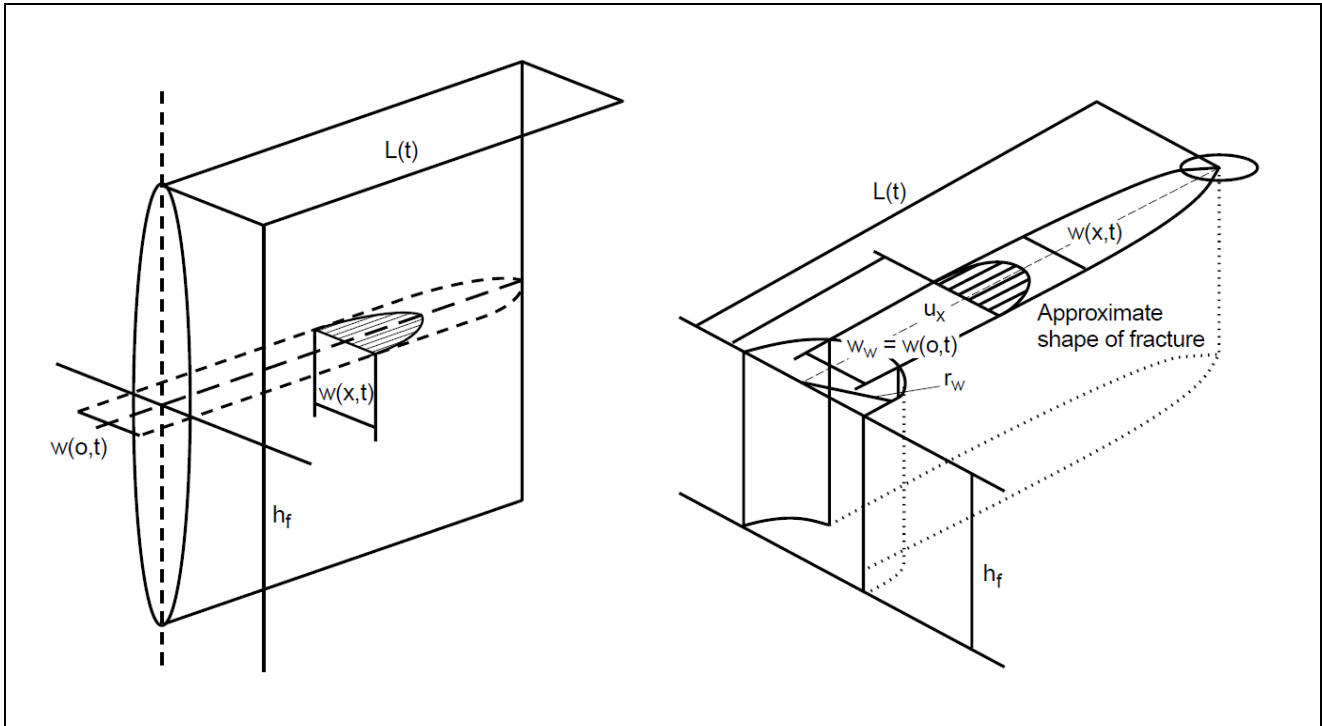


Abb. A 25: PKN (links) und KGD (rechts) (Economides & Nolte 2000)

Die Modellierung hydraulisch erzeugter Risse basiert im Grundsatz auf Arbeiten von Perkins & Kern (1961) sowie Khristianovich & Zheltov (1955). Diese Modelle berechnen die Geometrie der Risse, besonders deren Weite bei gegebener Länge und Durchflussrate, ohne Berücksichtigung einer ausgeglichenen Volumenbilanz. Geertsma & de Klerk (1969) und Nordgren (1972) erweiterten die Modelle von Khristianovich & Zheltov (1955) sowie von Perkins & Kern (1961). Diese Modelle, das PKN-Modell (Perkins & Kern 1961, Nordgren 1972) und das KGD-Modell (Geertsma & de Klerk 1969), waren die ersten, welche sowohl die Volumenbilanz als auch die Mechanik von Festkörpern beinhalteten. Grundannahme bei beiden Modellen ist eine planare Rissausbreitung senkrecht zur kleinsten Hauptspannung in einem homogenen, isotropen und linear elastischen Festkörper, unter der weiteren Annahme eines ebenen Spannungszustands. Für das Fracking-Fluid wird ein newtonsches Fluid angenommen. Das PKN-Modell betrachtet bei begrenzter Höhe einen Riss mit elliptischem Querschnitt sowohl senkrecht zur Länge als auch zur Höhe (Abb. A 25). Die Rissweite ist dabei abhängig von der Höhe und der Länge. Im sogenannten KGD-Modell ist die Rissweite nur von der Länge abhängig. Demnach ist der Querschnitt senkrecht zur Länge rechteckig, senkrecht zur Höhe elliptisch (Geertsma & de Klerk 1969).

Beide Modelle sind nicht miteinander kompatibel. Es werden jeweils unterschiedliche Annahmen getroffen, die dreidimensionale Fragestellung in zweidimensionale analytische Lösungen zu überführen. Das PKN-Modell eignet sich zum Beispiel für die Modellierung der Rissausbreitung in Formationen, die im Hangenden und Liegenden durch Gesteinsarten begrenzt werden, welche die Rissausbreitung voraussichtlich begrenzen. Relativ unbeschränkte Ausbreitung der Risshöhe sowie geringfügige Frack-Maßnahmen lassen sich durch das KGD-Modell annähern.

Die Modelle werden ständig weiterentwickelt, um zum Beispiel weitere Faktoren wie die Infiltration des Frack-Fluids in das Gestein zu berücksichtigen (Valko & Economides 1995, Economides & Nolte 2000).

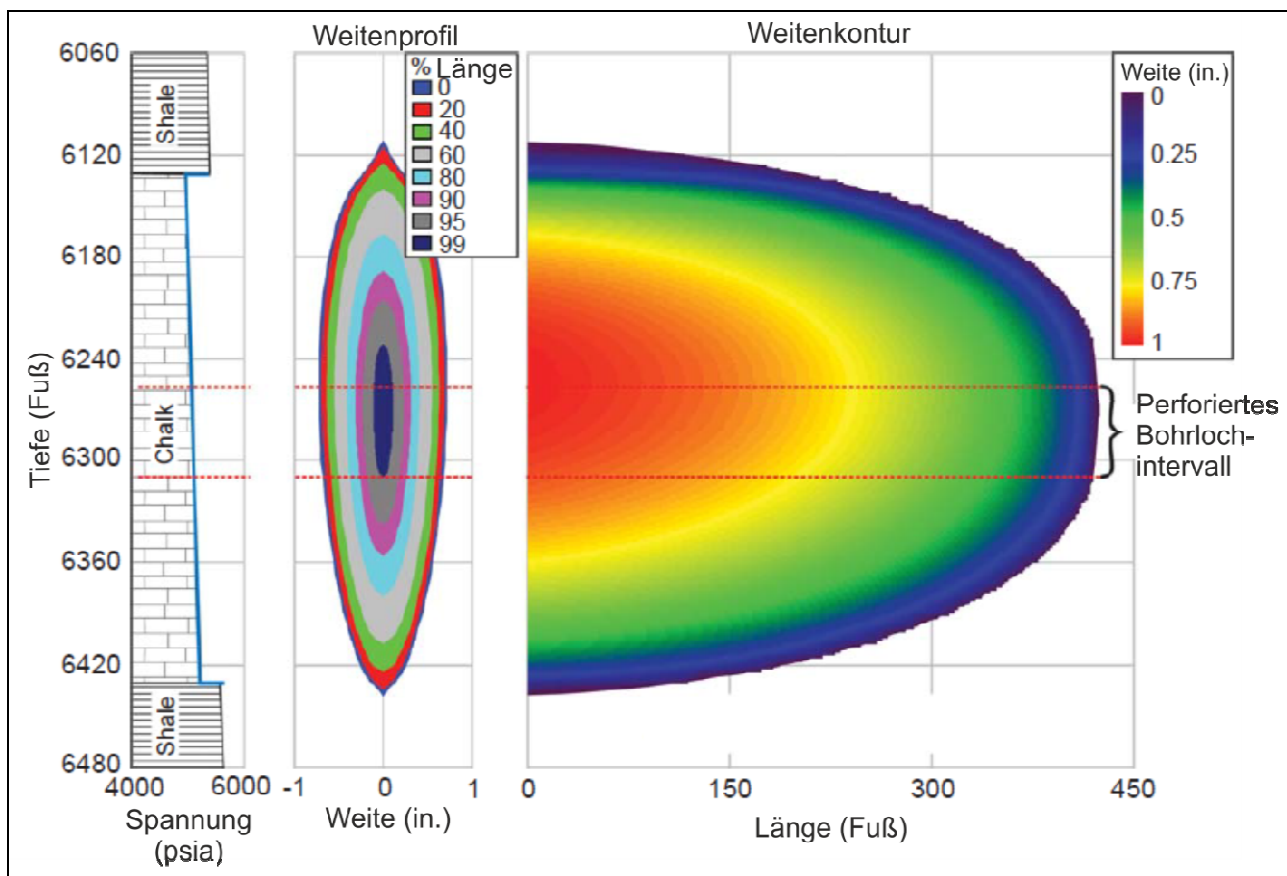


Abb. A 26: Beispielhaftes Ergebnis einer dreidimensionalen Simulation der Rissausbreitung in Kreide zwischen Schiefen: Darstellung einer Rissgeometrie am Ende der Frackmaßnahme, bevor die Risse sich auf das Stützmittel setzen (nach Bellarby 2009)

A3.4 Unsicherheiten/Wissensdefizite

Hinsichtlich der Bohrtechnik und Bohrplatzgestaltung existiert eine Reihe von Standards und rechtlichen Vorgaben. Hierzu gehören die Tiefbohrverordnungen der Bundesländer (BVOT) sowie Technische Leitfäden und Industriestandards (WEG 2006). Inwieweit diese Standards und Regelungen auf die neuen Anforderungen (z.B. Cluster-Bohrplätze, Multilateral-Bohrungen etc.) übertragbar sind bzw. der Ergänzung bedürfen, ist zu prüfen.

Bezogen auf den Bohrlochausbau von Bohrungen zur Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten mittels hydraulischer Stimulation gibt es keine allgemeingültigen technischen Vorgaben z.B. zur Zementierung. Die Bemessung des Casings und der Bohrlochzementation geschieht auf Grundlage der bestehenden Regelungen unter Berücksichtigung der aus den geplanten/aufgebrachten Frack-Drücken resultierenden Belastung (WEG 2006). Die Betreiber setzen hier z.T. eigene Sicherheitsstandards an. Eine Vereinheitlichung und verbindliche (bundesweite) Festsetzung der Vorgaben und Standards fehlt bislang.

Des Weiteren fehlen derzeit Untersuchungen zur Langzeitsicherheit des Casings und der Zementation, wobei die Erfahrungen aus über 30 Jahren Tight Gas in Niedersachsen nur bedingt hilfreich sind, da nach unserer Kenntnis kein gezieltes Monitoring im Hinblick auf die Dichtigkeit der Zementation erfolgt.

Für die Prognose der Rissorientierung und -ausdehnung existieren Modelle, die fortlaufend dem Erkenntniszuwachs angepasst werden. Die Steuerung der Rissausdehnung beim Fracking erfolgt heute in erster Linie über den eingebrachten Druck der Frackflüssigkeit und die Überwachung der Rissausdehnung erfolgt geophysikalisch über Geophone. Es fehlen verbindliche Vorgaben, mit welcher Genauigkeit die räumliche Lage der erzeugten Fracks prognostiziert und ermittelt werden muss.

A4 Frack-Fluide

Das beim Hydraulic Fracturing eingesetzte hydraulische Medium, das den Druck zur Induzierung der Rissbildung in das Gebirge überträgt, wird als Frack-Fluid bezeichnet. In die im Gebirge erzeugten Risse werden mit dem Frack-Fluid im Allgemeinen Stützmittel eingebracht (sog. Proppants, z.B. Quarzsand oder keramische Partikel), die die Risse gegen den Gebirgsdruck offen halten und dafür sorgen sollen, dass die geschaffenen Wegsamkeiten auch in der Förderphase erhalten und damit dauerhaft bessere Fließbedingungen für das Erdgas zur Förderbohrung hin bestehen bleiben. Weitere dem Frack-Fluid zugesetzte Additive haben u.a. den Zweck, den Transport des Stützmittels in die Risse zu gewährleisten, Ablagerungen, mikrobiologischen Bewuchs, die Bildung von Schwefelwasserstoff und ein Quellen der Tonminerale im Frack-Horizont zu verhindern, Korrosion zu vermeiden und die Fluidreibung bei hoher Pumpleistung zu minimieren.

Nach Ende der Druckbeaufschlagung auf die erdgasführende Formation wird in der Regel nur ein Teil des eingepressten Frack-Fluids – zusammen mit Formationswässern und dem der Bohrung zuströmenden Erdgas – im sog. Flowback wieder zu Tage gefördert.

Frack-Fluide werden nach dem verwendeten Trägerfluid in vier Gruppen unterteilt (Fink 2012):

- Wasserbasierte Systeme, in denen meist Gelbildner zur Erhöhung der Viskosität und Verbesserung des Stützmitteltransports eingesetzt werden; Slickwater-Fluide sind ebenfalls wasserbasierte Fluide, die durch Zusatz von Reibungsminderern für hohe Pumpraten bei niedriger Fluid-Viskosität und damit relativ geringer Stützmittel-Konzentrationen optimiert sind.
- Schaumbasierte Systeme, die aus einer Wasser-Gas-Emulsion bestehen und unter Verwendung von Inertgasen wie Stickstoff (N_2) oder Kohlendioxid (CO_2) mit Schaumbildnern hergestellt werden;
- Ölbasierte Systeme (im Wesentlichen auf Basis von Dieselöl, dessen Viskosität durch Zugabe von Additiven erhöht werden kann), die in wasserempfindlichen Formationen mit quellfähigen Tonmineralen zum Einsatz kommen können;
- Säurebasierte Systeme (im Wesentlichen mit Salzsäure) zur Stimulation in gering permeablen, säurelöslichen Formationen wie Kalkstein oder Dolomit.

Bei Frack-Maßnahmen in unkonventionellen Lagerstätten kamen in Deutschland bisher im Wesentlichen wasserbasierte sowie untergeordnet schaubasierte Fluid-Systeme zum Einsatz. Nach Angabe ausgewählter Betreiber ist auch im Rahmen potenzieller Frack-Maßnahmen in Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten generell die Verwendung von wasserbasierten Frack-Fluiden geplant, so dass im Weiteren nur diese Typen von Frack-Fluiden betrachtet werden.

Die nachfolgenden Abschnitte geben zunächst einen Überblick über die in wasser- und schaubasierten Systemen verwendeten Frack-Additive und ihre Einsatzzwecke und führen Kriterien auf, anhand derer die Additive für den Einsatz in einer konkreten Lagerstätte ausgewählt werden. Anschließend werden die vorliegenden Informationen über die in Deutschland in unkonventionellen Lagerstätten eingesetzten Frack-Fluide ausgewertet und mögliche zukünftige Weiterentwicklungen vorgestellt.

A4.1 Überblick und Einsatzzwecke

Die Dienstleistungen rund um die Auswahl geeigneter Rezepturen, die Herstellung der Frack-Fluide bis hin zur Durchführung und Überwachung der Fracks werden von spezialisierten, meist weltweit tätigen Frack-Servicefirmen (service contractors) angeboten. Zur Herstellung der Frack-Fluide bieten die Servicefirmen eine Palette spezieller Produkte an, aus denen das Frack-Fluid meist erst am Bohrplatz durch Mischung mit Wasser hergestellt wird.

Im Folgenden wird zwischen den Frack-Zubereitungen (den von den Frack-Servicefirmen hergestellten Produkten, die unter Handelsnamen bekannt sind und meist aus einem Gemisch verschiedener Chemikalien bestehen) und den Frack-Fluiden (den in die Bohrung verpressten Fluiden, die meist aus mehreren Frack-Zubereitungen durch Mischung mit Wasser hergestellt werden) unterschieden. Unter Frack-Additiven werden alle Stoffe verstanden, die dem Trägermedium zugemischt und mit dem Fluid in die Bohrung verpresst werden.

Wasserbasierte Frack-Fluide sind Gemische, die zu 80 bis über 95 % aus Wasser bestehen und mit Stützmitteln und weiteren Additiven versetzt werden. Stützmittel werden mit 5 bis über 30 Gewichtsprozent zugesetzt. Der Anteil der Additive liegt generell in einem Bereich zwischen 0,2 und über 10 Gewichtsprozent. Die Einsatzzwecke der verwendeten Additive sind vielfältig (Tab. A 5); abhängig von dem Fluid-System und den Lagerstättenbedingungen ist oftmals nur die Zugabe einer Auswahl der in Tabelle A 5 aufgeführten Additive/Additivgruppen erforderlich.

Die Additive werden zum Teil sequenziell im Frack-Prozess eingesetzt (US EPA 2011). Im ersten Schritt können mit einer Säurevorbehandlung Zement oder Bohrspülungsreste aus dem Bereich des perforierten Casings entfernt werden. Hierbei kommen neben der Säure auch Korrosionsschutzmittel sowie ggf. Eisenkontrollmittel zum Einsatz, um Rostbildung und Ausfällungen zu vermeiden. Bei der eigentlichen Druckbeaufschlagung werden Fluide mit Reibungsminderern eingesetzt, um die Pumprate zu optimieren. Sobald die Stützmittelzugabe zum Frack-Fluid erfolgt, werden ggf. weitere Additive wie Gelbildner und Quervernetzer hinzugegeben, um einen effektiven Stützmitteltransport zu gewährleisten. Dabei werden zunächst meist feinkörnigere Stützmittel zugegeben, die am weitesten in die Risse eingetragen werden können, bevor grobkörnigere Stützmittel hinzugefügt werden. Zum Abschluss werden ggf. gekapselte Kettenbrecher zur Verminderung der Fluidviskosität eingesetzt, um die Ablagerung der Stützmittel in den Rissen zu unterstützen und die Rückförderung des Frack-Fluids zu verbessern (US EPA 2011).

Tab. A 5: Einsatzzwecke der in Frack-Fluiden eingesetzten Additive
(nach UBA 2011a, Tyndall Centre 2011, NYSDEC 2011, US DOE 2009).

Additiv	Einsatzzweck
Stützmittel (Proppant)	Offenhaltung der beim Fracking erzeugten Risse im Gestein
Ablagerungshemmer (Scale Inhibitor)	Verhinderung der Ablagerung von schwer löslichen Ausfällungen, wie Karbonaten und Sulfaten
Biozid (Biocide)	Verhinderung des Bakterienwachstums, Vermeidung von Biofilmen, Verhinderung von Schwefelwasserstoffbildung durch Sulfat-reduzierende Bakterien
Eisenfällungskontrolle (Iron Control)	Verhinderung von Eisenoxid-Ausfällungen
Gelbildner (Gelling Agent)	Verbesserung des Stützmitteltransports
Hochtemperaturstabilisator (Temperature Stabilizer)	Verhinderung der vorzeitigen Zersetzung des Gels bei hoher Temperatur im Zielhorizont
Kettenbrecher (Breaker)	Verringerung der Viskosität gelhaltiger Frack-Fluide zur Ablagerung des Stützmittels
Korrosionsschutzmittel (Corrosion Inhibitor)	Schutz vor Anlagenkorrosion
Lösungsmittel	Verbesserung der Löslichkeit der Additive
pH-Regulatoren und Puffer (pH Control)	pH-Wert Einstellung des Frack-Fluids
Quervernetzer (Crosslinker)	Erhöhung der Viskosität bei erhöhter Temperatur zur Verbesserung des Stützmitteltransports
Reibungsminderer (Friction Reducer)	Verringerung der Reibung innerhalb der Frack-Fluide
Säuren (Acids)	Vorbehandlung und Reinigung der perforierten Abschnitte der Bohrung von Zement und Bohrschlamm; Auflösung von säurelöslichen Mineralen
Schäume (Foam)	Unterstützung des Stützmitteltransports
Schwefelwasserstofffänger (H ₂ S Scavenger)	Entfernung von toxischem Schwefelwasserstoff zum Schutz vor Anlagenkorrosion
Tenside/Netzmittel (Surfactants)	Verminderung der Oberflächenspannung der Fluide
Tonstabilisatoren (Clay Stabilizer)	Verminderung der Quellung und Verlagerung von Tonmineralen

Stützmittel

Stützmittel dienen zum Offenhalten der beim Hydraulic Fracturing erzeugten Risse und sollen die Permeabilität in der Gewinnungsphase sicherstellen. Ein typisches Stützmittel ist Quarzsand in verschiedenen Körnungen; des Weiteren werden auch keramische Produkte oder gesinterter Bauxit verwendet. Zur Verbesserung der Rückhaltung des Stützmittels in den Rissen werden teilweise auch mit Epoxidharz oder Phenolharz o.ä. beschichtete Stützmittel verwendet (Fink 2012).

Ablagerungshemmer

Ablagerungshemmer sollen die Ausfällung von schwer löslichen Salzen wie Karbonaten und Sulfaten (z.B. Bariumsulfat) vermeiden, die zu einer Verminderung der Permeabilität führen würde. Hierzu werden verschiedene Stoffe wie z.B. Ammoniumchlorid, Ethylenglycol oder auch Polyacrylate und verschiedene Phosphonate zugesetzt (Fink 2012).

Biozid

Die zugesetzten Biozide sollen das Wachstum von Bakterien in den Fluiden verhindern, durch das die Permeabilität eingeschränkt werden (Biofilme) oder durch die toxische und korrosive Gase (vor allem Schwefelwasserstoff H₂S) gebildet werden könnte (Tyndall Centre 2011, NYSDEC 2011). Als Biozid wird z.B. ein Gemisch aus 5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on und 2-Methyl-2H-isothiazol-3-on (Handelsname Kathon®) eingesetzt.

Eisenfällungskontrolle

Diese Chemikalien sollen die Ausfällung von eisenhaltigen Mineralen in der zu stimulierenden Formation verhindern, insbesondere wenn eine Säurevorbehandlung erfolgt. Hierzu werden häufig Zitronensäure oder Ethylendiamintetraacetat verwendet, die in der Lage sind, Eisen zu komplexieren.

Gelbildner

Gele bewirken eine Viskositätssteigerung in dem Frack-Fluid und somit einen besseren Stützmitteltransport in die Risse. Typische Gelbildner umfassen zum einen Polysaccharide wie Guarderivate (z.B. Carboxymethyl-Guar, Hydroxyethyl-Guar, Hydroxypropyl-Guar) sowie zum anderen Celluloseether wie Methylcellulose, Carboxymethylcellulose und Hydroxyethylcellulose. Zudem werden auch künstliche Polymere wie Acrylamidcopolymere und Vinylsulfonate verwendet.

Hochtemperaturstabilisator

Gegen vorzeitige Zersetzung der Gele im Bohrloch werden Stabilisatoren, wie z.B. Natriumthiosulfat zugegeben.

Kettenbrecher

Zur Verringerung der Viskosität des Frack-Fluids bei Einsatz von Gelsystemen wird zur Verbesserung der Stützmittelablagerung in den erzeugten Rissen sowie zur besseren Rückholung der Fluide sogenannte Kettenbrecher eingesetzt, die eine Zerstörung der Gelstruktur bewirken sollen. Je nach verwendeten Gelbildnern handelt es sich bei den Kettenbrechern um Stoffe wie Ammonium- oder Natriumperoxodisulfat, Natriumbromat oder Enzyme.

Korrosionsschutzmittel

Korrosionsschutzmittel dienen dem Schutz der Anlagenbauteile wie der Verrohrung oder Tanks bei der Zugabe von Säuren. Typische bei Fracking-Operationen eingesetzte Korrosionsschutzmittel sind z.B. Methanol, Isopropanol, Propargylalkohol oder auch Ammoniumsalze (NYSDEC 2011).

Lösungsmittel

Lösungsmittel verbessern die Wasserlöslichkeit der eingesetzten Additive. Es werden u.a. 2-Butoxyethanol oder Propan-2-ol als Lösungsmittel verwendet.

pH-Puffer und pH-Regulierung

Zur Einstellung und Pufferung des pH-Wertes werden z.B. aliphatische Säuren, Natriumhydroxid oder Natriumhydrogencarbonat zugegeben.

Quervernetzer

Quervernetzer verursachen eine weitere Erhöhung der Viskosität der Fluide durch eine Vernetzung der eingesetzten Gelbildner. Als Quervernetzer werden in Abhängigkeit von den Gelbildnern u.a. Boratsalze, 2,2',2''-Nitriolotriethanol oder organische Zirkoniumkomplexe verwendet.

Reibungsminderer

Reibungsminderer dienen der Verringerung der Reibung innerhalb der Frack-Fluide und vermindern so den Energieeinsatz bei der Druckbeaufschlagung. Hierzu werden Polyacrylamide, Glycolether oder auch Erdöldestillate eingesetzt.

Säuren

Zur Vorbehandlung und zur Reinigung der perforierten Abschnitte von Zement und Bohrschlamm kann vor dem eigentlichen Fracking-Prozess eine Säurevorbehandlung erforderlich sein, die den Zugang zur Gesteinsformation verbessert. Hierfür werden meist konzentrierte Mineralsäuren wie Salzsäure verwendet.

Schäume

In schaumbasierten Frack-Fluiden erfolgt der Stützmitteltransport mit einem aus Kohlendioxid oder Stickstoff und Wasser hergestelltem Schaum. Als Schäumer werden dabei u. a. tertiäre Alkylaminethoxylate, Cocobetain oder alfa-Olefinsulfonate verwendet (Fink 2012).

Schwefelwasserstofffänger

Schwefelwasserstofffänger dienen zur Vermeidung der Korrosion der Anlagenteile durch Reaktion mit Schwefelwasserstoff, das in sog. sauren Gas-Lagerstätten in erhöhten Konzentrationen im Erdgas vorkommt. Hierfür werden u.a. aromatische Aldehyde eingesetzt.

Tenside/Netzmittel

Oberflächenaktive Stoffe dienen dazu, durch Verminderung der Oberflächenspannung der Fluide zur Verbesserung der Benetzbarkeit und Bildung von Additiv-Wasser-Emulsionen beizutragen. Hierzu werden u.a. ethoxylierte Alkylalkohole aber auch Nonylphenolethoxylate eingesetzt.

Tonstabilisatoren

Tonstabilisatoren sollen die Quellung von Tonmineralen bei Kontakt mit wässrigen Fluiden und der damit verbundenen Permeabilitätsreduzierung verhindern und einer Tonmineralverlagerung vorbeugen. Hierzu werden Kalium- und Ammoniumsalze oder quaternäre Ammoniumverbindungen verwendet, da sich diese Kationen in die Zwischenschichten der Tonminerale einlagern und damit einem Quellen entgegenwirken.

A4.2 Kriterien zur Auswahl der Frack-Additive

Die Zusammensetzung der Frack-Fluide und die Art und Anzahl der verwendeten Additive variiert in Abhängigkeit der erwarteten Lagerstättenbedingungen und wird oftmals für jede Bohrung individuell zusammengestellt. Es ist eine Reihe technischer, aber auch chemikalienrechtlicher Kriterien bei der Auswahl geeigneter Additive zu berücksichtigen.

A4.2.1 Technische Anforderungen

Die Auswahl der Frack-Additive basiert insbesondere auf der benötigten Viskosität, den in der Lagerstätte herrschenden Druck- und Temperaturbedingungen, der mineralogisch-geochemischen und petro-physikalischen Zusammensetzung des Zielhorizonts, der hydrochemischen Zusammensetzung des Lagerstättenwassers sowie dem Potenzial zur Trägerschädigung. Die Menge der zugesetzten Additive ist dabei temperaturabhängig, wobei in tieferen Formationen mit höheren In-situ-Temperaturen spezielle Additivzugaben erforderlich werden (vgl. US EPA 2004). Schaumbasierte Systeme werden in der Regel nur bei niedrigen Drücken in Formationen mit Teufen von weniger als 1.500 m eingesetzt (vgl. US EPA 2004).

Zum standortspezifischen Design der Frack-Fluide und der Auswahl von Art und Konzentration der Additive in Abhängigkeit von den Lagerstätteneigenschaften und den Projektanforderungen können Erfahrungswerte und Entscheidungsmatrizes, Flussdiagramme und/oder computerbasierte Expertensysteme herangezogen werden (US EPA 2004; Halliburton 2008; Fink 2012). Zum Teil werden dabei Modellprogramme zur Simulation des Frack-Vorgangs unter Berücksichtigung der Lagerstätteneigenschaften verwendet und hierüber Anforderungen bzgl. der Fluidzusammensetzung und -eigenschaften sowie der erforderlichen Stützmittelmengen und operativen Parameter (Pumpraten, Druckstufen etc.) ermittelt. Bei der Erkundung neuer Lagerstätten werden mitunter auch Laborversuche mit Gesteinsproben unter den in der Lagerstätte vorherrschenden Temperatur- und Druckbedingungen durchgeführt, um geeignete Rezepturen zu ermitteln (Rickman et al. 2008).

In Halliburton (2008) werden verschiedene Typen von Frack-Fluiden für Frack-Operationen bei der Kohleflözgas-Gewinnung auf Basis der Aspekte Kosten, Trägerschädigung und Stützmitteleintrag miteinander verglichen (Tab. A 6).

Tab. A 6: Bewertung verschiedener Fluidsysteme zur Stimulation von Kohleflözgas-Lagerstätten (Halliburton 2008)

	Cost	Formation Damage	Proppant Placement	Propped Length
Water w/o proppant	Good	Good	Poor	Poor
Water w/ proppant	Good	Good	Poor	Poor
Linear gel	Fair	Poor	Fair	Fair
Crosslinked gel	Fair	Poor	High	High
Nitrogen foam	High	Good	Good	Good

In US EPA (2004) wird auf die von Economides & Nolte (2000) entwickelten Flussdiagramme zur Auswahl von Frack-Fluidtypen und Stützmitteln verwiesen, die im Wesentlichen die Aspekte der Druck- und Temperaturbedingungen in den Lagerstätten berücksichtigen (Abb. A 27 und Abb. A 28).

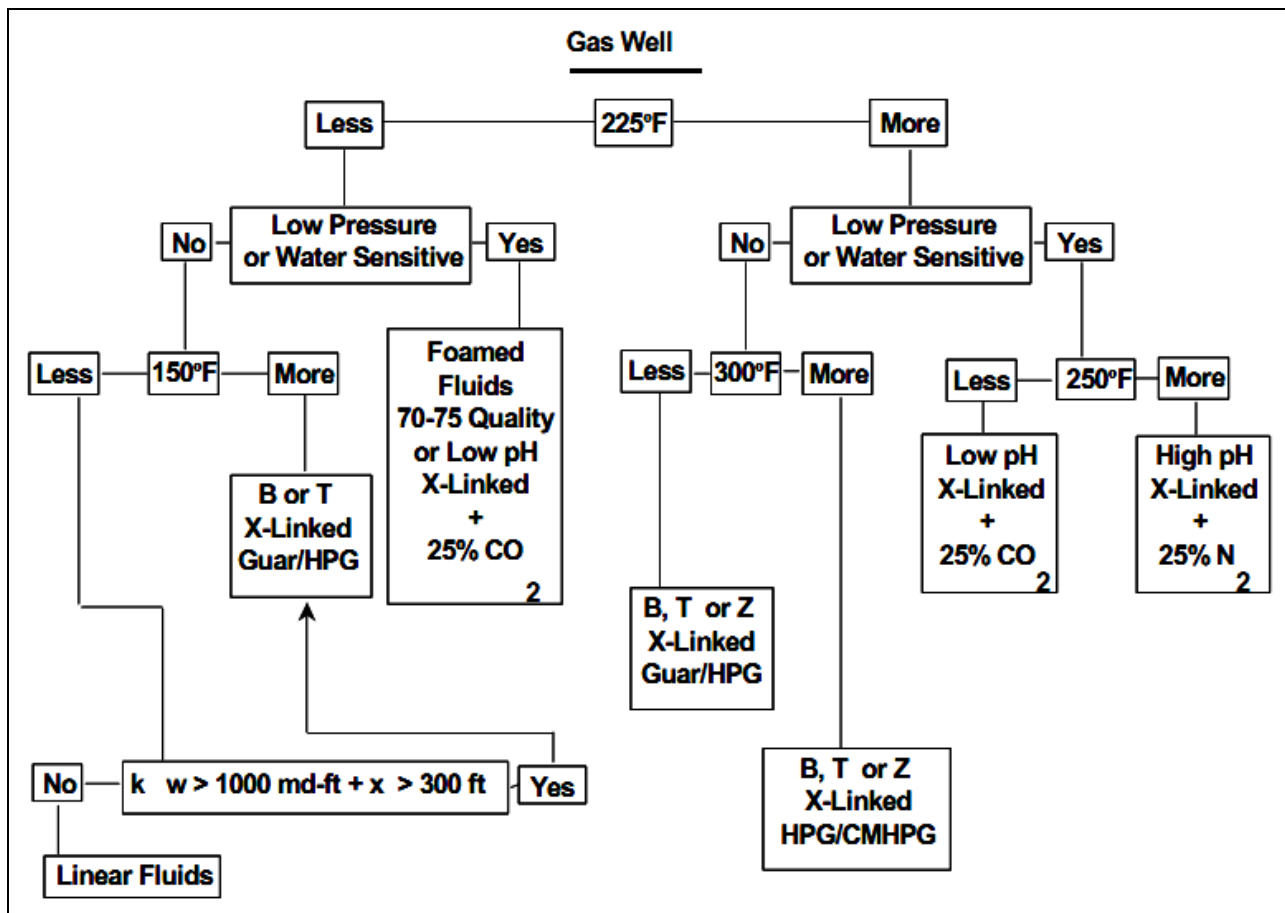


Abb. A 27: Flussdiagramm zur Auswahl von Frack-Fluidtypen
(Economides et al. 2000 zit. in US EPA 2004). 225 °F entspricht 107 °C

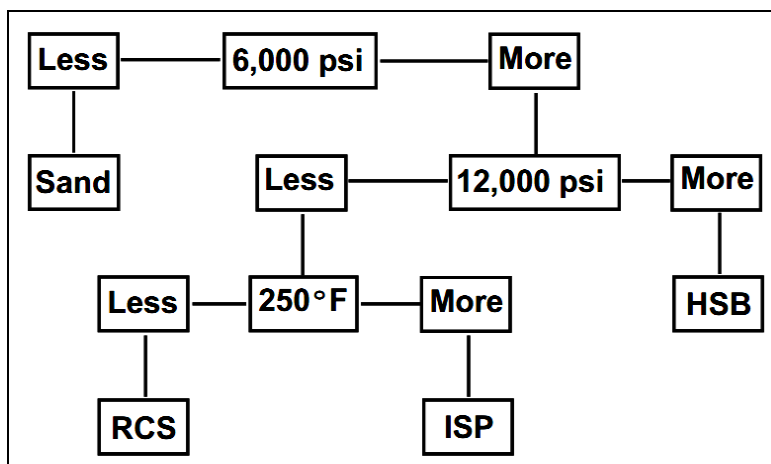


Abb. A 28: Flussdiagramm zur Auswahl von Stützmitteln (RCS: Resin-Coated Sand, ISP: Intermediate Strength Proppant, HSB: High-Strength Bauxite; Economides et al. 2000 zit. in US EPA 2004)
6.000 psi entspricht 414 bar. 250 °F entspricht 121 °C.

Rickman et al. (2008) nutzen einfache Korrelationen zwischen petrophysikalischen Kenngrößen (insb. Sprödigkeit und Bruchverhalten), um die Auswahl von Frack-Fluiden in verschiedenen Schiefergas-Lagerstätten zu optimieren (Abb. A 29).

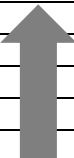
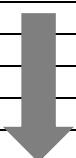
Gesteinssprödigkeit	Fluid System	Frack Geometrie	Fluid Volumen	Stützmittel Menge
70 %	Slickwater		Hoch	Niedrig
60 %	Slickwater			
50 %	Hybrid			
40 %	Lineares Gel			
30 %	Schaum			
20 %	Vernetztes Gel		Niedrig	Hoch
10 %	Vernetztes Gel			

Abb. A 29: Auswahl von Frack-Fluidsystemen für Schiefergas-Lagerstätten in Abhängigkeit der Gesteinssprödigkeit (nach Rickman et al. 2008)

A4.2.2 Chemikalienrechtliche Anforderungen

Bei der Auswahl geeigneter Additive sind neben technischen eine Reihe von chemikalienrechtlichen Anforderungen zu berücksichtigen, insbesondere Verwendungsverbote und – beschränkungen von Stoffen und Gemischen, Anforderungen an Biozidprodukte, Anforderungen der REACH-Verordnung und Anforderungen bergrechtlicher Regelungen und der Gefahrstoffverordnung. Die genannten Anforderungen werden in Abschnitt B2.2 dargestellt.

A4.3 In Deutschland eingesetzte Frack-Fluide

A4.3.1 Informations- und Datengrundlage

Angaben zu den in unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland eingesetzten Frack-Fluide und Frack-Zubereitungen liegen den Gutachtern aus folgenden, meist öffentlich zugänglichen Quellen vor, die nur in Einzelfällen durch gezielte Anfragen um nicht öffentlich zugängliche Informationen ergänzt werden konnten:

- Internet-Veröffentlichungen der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH zu in verschiedenen Bohrungen eingesetzten Frack-Flüssigkeiten (ExxonMobil 2012), ergänzt durch Bereitstellung ausgewählter Sicherheitsdatenblätter sowie persönliche Mitteilungen von Herrn Dr. Kassner, ExxonMobil Production Deutschland GmbH. Nach Angaben von ExxonMobil sind die veröffentlichten Angaben ausschließlich anhand von Auswertungen aus Sicherheitsdatenblättern erstellt worden, ohne dass weitere Informationen der Frack-Servicefirmen bzw. Hersteller der eingesetzten Zubereitungen einbezogen wurden.
- Drucksache 16/3591 zur Unterrichtung des Präsidenten des Niedersächsischen Landtages Niedersächsischer Landtag (2011).

- Im Rahmen des Informations- und Dialogprozess der ExxonMobil Production Deutschland GmbH durchgeführte Gutachten eines neutralen Expertenkreises (Ewen et al. 2012, Schmitt-Jansen et al. 2012; Ewers et al. 2012).
- Angaben der Bezirksregierung Arnsberg zu zwei im Jahr 1995 in der Bohrung Natarp 1 durchgeführten Fracks (BR Arnsberg 2011a; BR Arnsberg 2011b).
- Internet-Veröffentlichung der Firma RWE Dea mit Angabe der Zusammensetzung eines Frack-Fluides (RWE Dea 2012). Auf Anfrage wurden von der Firma Wintershall Holding GmbH keine Angaben zu den im Auftrag der Firma eingesetzten Frack-Fluide mitgeteilt, mit dem Verweis, dass der Einsatz der Fluide mehr als 10 Jahre zurückliegen würde und die genaue Zusammensetzung der eingesetzten Frack-Fluide nicht mehr in allen Fällen nachvollziehbar wäre. Die Firma BNK Deutschland GmbH teilte mit, dass in ihrem Auftrag bislang keine Bohrungen in Deutschland abgeteuft oder stimuliert wurden (BNK Deutschland GmbH 2012).
- Sicherheitsdatenblätter der Firma Halliburton, die auf der Internetseite der Firma in verschiedenen Sprachen und Formaten abrufbar sind.⁸
- Auf der Internetseite der Firma Schlumberger sind Sicherheitsdatenblätter nach dem Kenntnisstand der Gutachter nicht abrufbar. Schlumberger verweigerte jegliche Zusammenarbeit mit den Gutachtern und mehrere Anfragen mit der Bitte um die Bereitstellung einzeln benannter Sicherheitsdatenblätter wurden nicht beantwortet. Ausgewählte Sicherheitsdatenblätter wurden von der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH zur Verfügung gestellt.

Die vorliegenden Angaben zur Zusammensetzung der eingesetzten Frack-Fluide basieren im Wesentlichen auf Auswertungen der Sicherheitsdatenblätter der Frack-Zubereitungen, die zur Herstellung der Frack-Fluide zum Einsatz kamen. Auch die Genehmigungsbehörden sind vielfach auf die Angaben im Sicherheitsdatenblatt als Grundlage für die Genehmigung der in den Sonderbetriebsplänen genannten Frack-Zubereitung angewiesen. Die in den Sicherheitsdatenblättern genannten Informationen müssen nach Art. 31 i.V.m. Anhang II Nr. 0.2.1 REACH-Verordnung den berufsmäßigen Verwender „*in die Lage versetzen, die erforderlichen Maßnahmen für den Schutz der menschlichen Gesundheit und der Sicherheit am Arbeitsplatz sowie zum Schutz der Umwelt zu ergreifen*“. Die Angabe aller eingesetzten Stoffe und ihrer Gewichtsanteile ist in den Sicherheitsdatenblättern nicht gefordert. Kann der für das Inverkehrbringen der Zubereitung Verantwortliche nach Artikel 15 der Richtlinie 1999/45/EC nachweisen, dass die chemische Identität eines Stoffes Vertraulichkeitsprobleme in Bezug auf sein geistiges Eigentum aufwirft, so kann er unter bestimmten Voraussetzungen diesen Stoff entweder mit einem Namen, der die wichtigsten funktionellen chemischen Gruppen nennt, oder mit einem Ersatznamen bezeichnen (vgl. § 4 Abs. 2 und 6 GefStoffV, Art. 24 CLP-Verordnung 1272/2008). In den folgenden Kapiteln wird deswegen deutlich, dass trotz den vorliegenden Angaben eine Reihe eingesetzter Additive nicht eindeutig identifiziert werden können. Auf die

⁸ <http://www.halliburton.com/toolsresources/default.aspx?navid=1061&pageid=2>

im Rahmen der Zulassung von Biozidprodukten anzugebenden Informationen und den Stand der Prüfverfahren für Biozidwirkstoffe wird in Kapitel B2.2.2 eingegangen.

A4.3.2 Einsatzmengen

Angaben zur Menge der eingesetzten Frack-Fluide liegen den Gutachtern für 30 Frack-Fluide vor, die in verschiedenen unkonventionellen Lagerstätten⁹ in Deutschland zwischen 1982 und 2011 eingesetzt wurden, vor allem in Tight Gas-Lagerstätten im Kreis Söhligen (Niedersachsen) (Tab. A 7).

Die Auswertung der Angaben zeigt, dass insbesondere bei Multi-Frack-Stimulationen in einzelnen Bohrungen zum Teil große Mengen an Frack-Fluiden injiziert wurden, wobei die eingesetzten Mengen in Abhängigkeit des verwendeten Fluidsystems und der Lagerstätteneigenschaften erheblich variieren. Die mit einem Frack-Fluid verpressten Mengen reichen von unter 100 m³ bis über 12.000 m³ Wasser, bis zu knapp 1.500 t Stützmittel und zwischen 2,6 t und 275 t Additive pro Bohrung (Tab. A 7). Bei Hybridsystemen wurden zusätzlich bis zu 513 t Flüssiggas in einer Bohrung eingesetzt. Aus diesen Angaben errechnet sich, dass Stützmittel mit einem Gewichtsanteil von 5 Gew.-% (in einem Slickwater-Fluid) und bis zu über 30 Gew.-% (in einigen Gel-Fluiden) zugesetzt wurden. Die Konzentration der gelösten Additive im Frack-Fluid reicht von 0,2 Gew.-% in einem Slickwater-Fluid und bis zu 14 Gew.-% in einem Gel-Fluid (Tab. A 7).

Die hohen Additivkonzentrationen (über 10 Gew.-%) einiger in den 1980er und 1990er Jahren eingesetzten Gel-Fluide erklären sich mit dem Einsatz großer Mengen (bis zu 240 t) organischer Lösungsmittel (u. a. Methanol). Beim Einsatz des Tonstabilisators Kaliumchlorid werden ebenfalls hohe Additivkonzentrationen verwendet, zumal Kaliumchlorid als verdünnte wässrige Lösung zugemischt wird. In Tabelle A 8 sind die in ExxonMobil (2012) angegeben Mengen aufgeführt, die in Anlehnung an Drucksache 16/3591 (Niedersächsischer Landtag 2011) um den Wasseranteil in der Kaliumchlorid-Lösung korrigiert wurden.

⁹ Ein Frack-Fluid (Buchhorst T12) wurde in einer konventionellen Lagerstätte eingesetzt.

Tab. A 7: Den Gutachtern vorliegende Informationen zu in Deutschland in unkonventionellen Gas-Lagerstätten eingesetzten Frack-Fluiden^d

(T = Tight Gas, S = Schiefergas, C = Kohleflözgas, Nds = Niedersachsen, NRW = Nordrhein-Westfalen).

Bohrung	Landkreis	Bundesland	Lagerstätten-typ	Frack Jahr	Anzahl Fracks	Frack-Fluid System	Wasser-menge (m ³) ^a	Gas CO ₂ /N ₂ (kg)	Stütz-mittel (kg)	Additive (kg)	Stützmit-tel (Gew.-% Gesamt-fluid) ^b	Gelöste Additive (Gew.-% Wasser) ^c	Wasser pro Frack (m ³)	Additive pro Frack (kg)	Zubereitungen bekannt	Frack Additive bekannt
Buchhorst T12	Diepholz	Nds	Konv	2011	1	Gel	212	-	85.800	6.553	28%	3,0%	212	6.553	x	x
Cappeln Z3a	Cloppenburg	Nds	T	2011	7	CO ₂ -Hybrid	3.214	512.529	810.000	45.928	18%	1,4%	459	6.561		x
Damme 3	Vechta	Nds	S	2008	3	Slickwater	12.119	-	588.000	19.873	5%	0,2%	4.040	6.624	x	x
Goldenstedt Z23	Vechta	Nds	T	2010	13	CO ₂ -Hybrid	5.716	428.400	520.600	93.120	8%	1,6%	440	7.163	x	x
Natarp	Warendorf	NRW	C	1996	2	N ₂ -Hybrid	121	81.750	41.700	1.230	17%	1,0%	61	615	x	x
Söhlingen Z2	Rotenburg	Nds	T	1996	1	Gel	446	-	47.100	6.284	9%	1,4%	446	6.284		x
Söhlingen Z3	Rotenburg	Nds	T	1982	1	Gel	1.693	-	k.A.	196.436	k.A.	10,4%	1.693	196.436	x	
Söhlingen Z4	Rotenburg	Nds	T	1982	1	Gel	2.336	-	k.A.	274.764	k.A.	10,5%	2.336	274.764	x	
Söhlingen Z5	Rotenburg	Nds	T	1985	1	Gel	1.382	-	450.000	15.308	24%	1,1%	1.382	15.308		x
Söhlingen Z6	Rotenburg	Nds	T	1996	1	Gel	377	-	71.600	5.724	16%	1,5%	377	5.724	x	x
Söhlingen Z7	Rotenburg	Nds	T	1997	1	Gel	383	-	61.900	4.343	14%	1,1%	383	4.343	x	x
				2010	1	Gel	353	-	125.000	5.421	26%	1,5%	353	5.421		x
Söhlingen Z8a	Rotenburg	Nds	T	2006 2007	2	CO ₂ -Hybrid	73	128.760	29.165	2.551	12%	3,4%	37	1.276		x
Söhlingen Z9a	Rotenburg	Nds	T	2009	1	Gel	182	-	37.523	2.803	17%	1,5%	182	2.803		x
Söhlingen Z10	Rotenburg	Nds	T	1994	4	Gel	2.138	-	1.038.200	56.587	32%	2,6%	534	14.147	x	x
Söhlingen Z11	Rotenburg	Nds	T	1997	1	Gel	495	-	83.600	9.767	14%	1,9%	495	9.767	x	x
Söhlingen Z12	Rotenburg	Nds	T	1999	1	Gel	302	-	52.000	8.036	14%	2,6%	302	8.036	x	x
				2008	1	Gel	194	-	80.400	9.926	28%	4,9%	194	9.926	x	x
Söhlingen Z13	Heidekreis	Nds	T	1999	5	Gel	2.508	-	1.094.700	51.822	30%	2,0%	502	10.364	x	x
Söhlingen Z14	Rotenburg	Nds	T	2000	8	Gel	3.686	-	1.477.000	58.528	28%	1,6%	461	7.316	x	x

Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten

Bohrung	Landkreis	Bundesland	Lagerstättentyp	Frack Jahr	Anzahl Fracks	Frack-Fluid System	Wassermenge (m ³) ^a	Gas CO ₂ /N ₂ (kg)	Stützmittel (kg)	Additive (kg)	Stützmittel (Gew.-% Gesamtfluid) ^b	Gelöste Additive (Gew.-% Wasser) ^c	Wasser pro Frack (m ³)	Additive pro Frack (kg)	Zubereitungen bekannt	Frack Additive bekannt
Söhlingen Z15	Rotenburg	Nds	T	2003	5	Gel	1.805	-	740.000	90.291	28%	4,8%	361	18.058	x	x
Söhlingen Z16	Rotenburg	Nds	T	2008	9	Gel	824	-	170.100	38.079	17%	4,4%	92	4.231	x	x
Söhlingen Ost Z1	Heidekreis	Nds	T	1983	1	Gel	415	-	115.800	58.818	20%	12,4%	415	58.818	x	x
				2007	1	CO ₂ -Hybrid	229	49.000	53.000	6.715	16%	2,9%	229	6.715	x	x
Söhlingen Ost Z3	Rotenburg	Nds	T	1990	1	Gel	760	-	202.000	8.878	21%	1,2%	760	8.878		x
Söhlingen Ost Z4	Heidekreis	Nds	T	1991	1	Gel	622	-	205.000	101.817	22%	14,1%	622	101.817	x	x
Söhlingen Ost Z5	Heidekreis	Nds	T	2009	1	Gel	285	-	108.787	4.463	27%	1,5%	285	4.463		x
Söhlingen Ost Z7	Rotenburg	Nds	T	1991	1	Gel	989	-	198.000	29.491	16%	2,9%	989	29.491		x
				2009	1	CO ₂ -Hybrid	350	39.300	48.800	16.832	11%	4,6%	350	16.832	x	x
Söhlingen Ost Z8	Rotenburg	Nds	T	1992	1	Gel	538	-	165.300	80.203	21%	13,0%	538	80.203	x	x

a Umrechnung von Masse in Volumen: Dichte 998 kg/m³ für Wasser und Dichte 807 kg/m³ für Flüssigstickstoff.

b Berechnet aus der Masse eingesetzter Stützmittel geteilt durch die Gesamtmasse von Wasser, Gas, Stützmittel und Additive.

c Berechnet aus der Masse eingesetzter Additive geteilt durch die Masse von Wasser und Additive.

d Inklusive einem in einer konventionellen (konv.) Lagerstätte eingesetzten Fluid (Buchhorst T12).

Tab. A 8: Einsatzmengen von Wasser, Gas, Stützmittel und Additiven pro Frack für die Fluidsysteme Gel, Hybrid und Slickwater, die zwischen 1982 und 2000 bzw. 2000 und 2011 in Deutschland injiziert wurden
(Angabe(n) sind der Mittelwert sowie die Bandbreite in Klammern.)

	Gel-Fluid		CO ₂ /N ₂ -Hybrid-Fluid		Slickwater
	1982-2000	2000-2011	Natarp 1995	2000-2011	Damme 2008
Wasser (m ³ /Frack)	785 (302-2.336)	268 (92-461)	61	303 (37-459)	4.040
Flüssiggas (kg/Frack)	-	-	40.875	48.589 (32.684-73.218)	-
Stützmittel (kg/Frack)	163.907 (47.100-450.000)	98.629 (18.900-184.625)	20.850	54.429 (14.583-115.714)	196.000
Additive (kg/Frack)	54.959 (4.343-274.764)	7.346 (2.803-18.058)	615	7.709 (1.276-16.832)	6.624

Tabelle A 8 zeigt eine Auswertung der verpressten Mengen bezogen auf die Anzahl der durchgeführten Fracks. Bei neueren, seit dem Jahr 2000 eingesetzten Gel-Fluiden wurden pro Frack im Durchschnitt ca. 100 t Stützmittel und ca. 7,3 t Additive eingesetzt. Auch bei neueren Hybrid- und Slickwater-Fluiden wurden im Durchschnitt ca. 7 bis 8 t Additive zugesetzt. Die siebenfach höheren mittleren Additiveinsatzmengen vor dem Jahr 2000 lassen sich z.T. auf den Einsatz großer Mengen organischer Lösungsmittel (u.a. Methanol) in einigen älteren Gel-Fluiden zurückführen (s.o.).

A4.3.3 Eingesetzte Frack-Zubereitungen

Angaben zu bisher in Deutschland eingesetzten Frack-Zubereitungen liegen den Gutachtern nur aus ExxonMobil (2012) und BR Arnsberg (2011b) vor (Anhang 1). Diese Angaben beziehen sich auf 21 Frack-Fluide (Tab. A 7), die bei 62 Fracks zwischen 1982 und 2011 eingesetzt wurden. Die Datengrundlage umfasst damit nur ca. 21 % der in Deutschland bislang durchgeführten ca. 300 Fracks. Es ist deswegen davon auszugehen, dass die Zusammenstellung bislang in Deutschland eingesetzter Frack-Zubereitungen (Anhang 1) unvollständig ist und weitere Zubereitungen zur Anwendung kamen.

Die 88 in Anhang 1 aufgeführten Zubereitungen (8 Stützmittel und 80 weitere Zubereitungen) wurden von drei Frack-Servicefirmen (Halliburton, Schlumberger und Baker Hughes) hergestellt bzw. importiert. Von den 88 Zubereitungen liegen den Gutachtern 80 aktuelle oder zum Zeitpunkt der Fracks gültige Sicherheitsdatenblätter (SDB, engl. Material Safety Data Sheets, MSDS) der Hersteller bzw. Importeure vor.

Die Auswertung der verfügbaren 80 Sicherheitsdatenblätter ergab, dass

- 6 Zubereitungen als giftig,
- 6 als umweltgefährlich,
- 25 als gesundheitsschädlich,
- 14 als reizend,
- 12 als ätzend und
- 27 als nicht gefährlich

gemäß Richtlinien 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG eingestuft sind (Anhang 1). Eine Reihe eingesetzter Zubereitungen weisen gleichzeitig mehrere Gefährdungsmerkmale auf. Nach Angabe in den Sicherheitsdatenblättern sind

- 3 Zubereitungen als stark wassergefährdend (WGK 3),
- 12 als wassergefährdend (WGK 2),
- 22 als schwach wassergefährdend (WGK 1) und
- 10 als nicht wassergefährdend (nwg)

eingestuft. In 33 der den Gutachter vorliegenden Sicherheitsdatenblätter sind keine Angaben zur Wassergefährdungsklasse der Zubereitung aufgeführt (Anhang 1).

A4.3.4 Eingesetzte Frack-Additive

Den Gutachtern liegen Angaben zu eingesetzten Frack-Additiven von **28 Frack-Fluiden** vor, die in 76 Fracks in 24 Bohrungen zwischen 1983 und 2011 in Deutschland eingesetzt wurden (Tab. A 7). Die ausgewertete Datengrundlage umfasst also nur ca. 25 % der in Deutschland durchgeführten ca. 300 Fracks.

Die Angaben stammen überwiegend aus Veröffentlichungen der Firma ExxonMobil (2012). Die von der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH veröffentlichten Zusammensetzungen von 27 Frack-Fluiden beziehen sich auf Fluide, die bei 74 Fracks in Niedersachsen eingesetzt wurden (Tab. A 7). Für zwei weitere, in Söhlingen Z3 und Z4 eingesetzte Fluide sind nur die eingesetzten Zubereitungen bekannt; die eingesetzten Stoffe wurden nicht veröffentlicht. Im Vergleich mit den ca. 180 von der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH und ihren Beteiligungen in Deutschland durchgeführten Fracks (Herr Dr. Kalkoffen, zit. in: Neue Osnabrücker Zeitung 2012) wurde die Zusammensetzung der Frack-Fluide somit für eine Auswahl von ca. 41 % der durchgeführten Fracks veröffentlicht. Die Zusammensetzung der im Erdgasfeld Söhlingen in Niedersachsen eingesetzten Frack-Fluide wurde auch zur Beantwortung der mündlichen Anfrage des Abgeordneten Ralf Borngräber (SPD) im Niedersächsischen Landtag ausgewertet und in Drucksache 16/3591 veröffentlicht (Niedersächsischer Landtag 2011).

Zusätzlich zu den Angaben in ExxonMobil (2012) wurden die vorliegenden Informationen zu einem im Auftrag eines Konsortiums aus der Conoco Mineralöl GmbH, der Ruhrgas AG und der Ruhrkohle AG in einer Kohleflözgas-Lagerstätte (Natarp 1, Kreis Warendorf, NRW) im Jahr 1995 eingesetzten Frack-Fluid ausgewertet (BR Arnsberg 2011a; BR Arnsberg 2011b). Die Gasausbeute der Probeförderung stellte sich aus Sicht des Bergbaukonsortiums als unbefriedigend dar, so dass die Bohrung nach der Probeförderung wieder verfüllt wurde (BR Arnsberg 2011a). Das auf der Internetseite der RWE Dea angegebene Frack-Fluid (RWE Dea 2012) wurde nicht im Detail ausgewertet, weil nicht ersichtlich ist, ob und in welchen Bohrungen dieses Fluid tatsächlich eingesetzt wurde. Die Zusammensetzung dieses Fluids unterscheidet sich zudem nicht grundlegend zu ausgewerteten Fluiden, die von ExxonMobil Production Deutschland GmbH in Tight Gas-Lagerstätten eingesetzt wurden.

Die Auswertung der veröffentlichten Angaben zu den eingesetzten 28 Frack-Fluiden ergab, dass insgesamt mindestens 112 Stoffe/Stoffgemische (13 als Stützmittel und 99 als Additive mit diversen Einsatzbereichen) in Deutschland eingesetzt wurden (Anhang 2); die eingesetzten Flüs-

siggase CO₂ und N₂ wurden nicht mitgezählt. Für 76 der 112 Stoffe waren eindeutige CAS-Nummern angegeben oder es konnte die CAS-Nummer anhand einer eindeutigen Bezeichnung der Stoffe/Stoffgemische korrigiert bzw. recherchiert werden (markiert mit „korr.“ in Anhang 2). Für 36 Stoffe/Stoffgemische konnte keine eindeutige Identifizierung mit einer CAS-Nummer recherchiert werden, weil die Zusammensetzung unbekannt ist oder Bezeichnungen in den Sicherheitsdatenblättern angegeben wurden, die nur chemische Gruppen (z.B. aromatische Ketone, anorganische Salze) benennen (Anhang 2). Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe sind in den Sicherheitsdatenblättern in der Regel nicht ausgewiesen. Die Identität dieser Stoffe ist den Gutachtern nicht bekannt.

Im Rahmen des ExxonMobil Informations- und Dialogprozesses wurde ebenfalls eine Zusammenstellung der im Einsatz befindlich Additive erarbeitet, die eine Grundgesamtheit von 149 Chemikalien aufweist (Schmitt-Jansen et al. 2012). Der Unterschied zu den in diesem Gutachten recherchierten 112 Stoffen (Anhang 2) liegt darin begründet, dass in der Arbeit von Schmitt-Jansen et al. (2012) zum einen auch potenziell geplante aber (bislang) nicht eingesetzte Frack-Fluide (Bötersen Z11, Mulmshorn Z6) berücksichtigt wurden (Schmitt-Jansen et al. 2012) und zum anderen auch Stoffe in die Liste aufgenommen wurden, die in Bohrspülungen zum Einsatz kommen (Gordalla & Ewers 2011). Den Gutachtern liegen keine Angaben zu den verwendeten Bohrspülungen vor. Es wird jedoch angenommen, dass sich die Bohrspülungen nicht von denen in konventionellen Erdgasbohrungen eingesetzten Bohrspülungen unterscheiden. Eine Auswertung der eingesetzten Additive hinsichtlich ihrer Gefährlichkeitsmerkmale wird in Kapitel C3 dargestellt.

A4.3.5 Gegenwärtige Weiterentwicklungen der Frack-Fluide

Die Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH hat angekündigt, dass die Anzahl der eingesetzten Additive tendenziell auf weniger als 10 Stoffe für Schiefergas- und 20 bis 30 Stoffe für Tight Gas-Lagerstätten zurückgehen könnte. In Zukunft soll gänzlich auf den Einsatz von sehr giftigen sowie kanzerogenen, mutagenen und reproduktionstoxischen Stoffen (CMR-Stoffen) verzichtet werden (ExxonMobil 2012, ExxonMobil 2011, Ewers et al. 2012). Auch soll das noch 2008 eingesetzte Additiv Polyethylenglycol-Octylphenylether aufgrund grundsätzlicher Bedenken nicht wieder eingesetzt werden (ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Presseinformation vom 14.09.2011)¹⁰.

Zum gegenwärtigen Stand der Überlegungen zur Rezeptur potenziell in Zukunft einsetzbarer Frack-Fluide wurden den Gutachtern von der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH die Zusammensetzungen zweier Fluide (ein Slickwater-Fluid und ein Gel-Fluid) genannt, die zukünftig beim Fracking in Schiefergas-Lagerstätten und ggf. auch in Kohleflözgas-Lagerstätten eingesetzt werden könnten (Ewers et al. 2012). Die Zusammensetzung beider Fluide sowie eine Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale wird in Teil C dargestellt.

Denkbare Möglichkeiten gänzlich auf den Einsatz von Chemikalien bei Stimulationsmaßnahmen zu verzichten, werden in Teil C diskutiert.

¹⁰ <http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/kommunikation/presseinformationen/index.html>

A4.4 Unsicherheiten/Wissensdefizite

Die Gutachter sehen erhebliche Wissensdefizite bei der Identität der eingesetzten Additive und ihrer Konzentrationen im injizierten Frack-Fluid, da die Sicherheitsdatenblätter der Zubereitungen oftmals die einzige Informationsquelle zur Identität und Menge der eingesetzten Additive darstellen. Für die Genehmigungsbehörden ergeben sich hieraus erhebliche Unsicherheiten und Wissenslücken hinsichtlich der tatsächlich eingesetzten Additive und Frachten.

Bei der Auswertung dieser Angaben wurde seitens der Gutachter festgestellt, dass es angesichts von Umstellungen in den Rezepturen der Zubereitungen zu unterschiedlichen Versionen der Sicherheitsdatenblätter und damit zu Unsicherheiten bezüglich der tatsächlich eingesetzten Additive kommen kann. Im konkreten Fall wurden von ExxonMobil Production Deutschland GmbH sieben Frack-Fluide veröffentlicht, in denen der Stoff Nonylphenolethoxylat als Bestandteil des Tensids Halliburton SSO-21 eingesetzt wurde (ExxonMobil 2012). Auf Anfrage teilte Halliburton als Hersteller bzw. Importeur der Zubereitung SSO-21 mit, dass Halliburton bereits Mitte der 1980er Jahre den Einsatz von Nonylphenolen in Europa firmenintern untersagt hat und das fragliche in Frankreich produzierte und in Deutschland bis 2004 eingesetzte Produkt keine Nonylphenole enthalten hat (pers. Mitteilung von Halliburton vom 18.04.2012). Das von ExxonMobil Production Deutschland GmbH für die Auswertung herangezogene Sicherheitsdatenblatt würde sich auf eine Zubereitung der Firma Univar/MagnaBlend mit dem gleichen Tradenamen beziehen, das aber in Deutschland nie eingesetzt wurde. Die im Internet veröffentlichte Zusammensetzung der sieben im Raum Söhligen zwischen 1994 und 2000 verpressten Frack-Fluide weist jedoch nach wie vor die Verwendung von Nonylphenolethoxylat aus (ExxonMobil 2012), so dass zur Zeit ungeklärt ist, ob dieser Stoff in Niedersachsen zum Einsatz kam oder nicht. Aus Sicht der Gutachter sind derartige Unsicherheiten bezüglich der tatsächlich eingesetzten Additive nicht hinnehmbar, zumal die Verwendung von Nonylphenolethoxylaten in der EU aufgrund ihrer östrogenen Wirkung und des hohen Bioakkumulationspotenzials des Abbauprodukts Nonylphenol seit 2003 stark eingeschränkt (Richtlinie 2003/53/EG¹¹) ist. Produkte, die Nonylphenolethoxylat in einer Konzentration von 0,1 % oder darüber enthalten, dürfen nach Anhang XVII Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 [REACH-VO] für bestimmte Zwecke (u.a. industrielle Reinigung, als Formulierungshilfsstoff in Pflanzenschutzmitteln und Bioziden) außer in geschlossenen Anlagen nicht in Verkehr gebracht werden.

Weitere Wissensdefizite sowie eine Diskussion der aktuellen Offenlegungspraxis eingesetzter Fluide werden in Teil C dargestellt und erörtert.

¹¹ Richtlinie 2003/53/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2003 zur 26. Änderung der Richtlinie 76/769/EWG des Rates über Beschränkungen des Inverkehrbringens und der Verwendung gewisser gefährlicher Stoffe und Zubereitungen (Nonylphenol, Nonylphenolethoxylat und Zement), 17. Juli 2003. Die Beschränkung wurde in den Anhang XVII der REACH-VO überführt.

A5 Flowback

Nach Ende der Druckbeaufschlagung auf die erdgasführende Formation wird das eingepresste Frack-Fluid mit dem der Bohrung zuströmenden Erdgas und Formationswasser teilweise zurückgefördert, wobei das Stützmittel größtenteils in den künstlich erzeugten Rissen verbleibt. Das zu Tage geförderte Fluid, das meist über die gesamte Erdgasproduktionsphase gefördert und entsorgt werden muss, wird als Flowback bezeichnet.

Der Flowback besteht in variablen Mischungsanteilen aus verpresstem Frack-Fluid und mitgefördertem Formationswasser, wobei meist zunächst der Mischungsanteil des Frack-Fluids und später der des Formationswassers überwiegt. Aufgrund verschiedener hydrogeochemischer Prozesse im Lagerstättenhorizont (Abb. A 30) kann der Flowback neben Frack-Additiven und Bestandteilen des Formationswassers eine Reihe weiterer Stoffe enthalten (Energy Institute 2012, King 2011, NYSDEC 2011; UBA 2011a):

- mobilisierte Lösungsprodukte aus der Lagerstätte,
- mobilisierte organische Substanzen aus der Lagerstätte (z.B. Toluol und Benzol),
- Transformations- und Abbauprodukte der eingesetzten Additive,
- natürlich vorkommende radioaktive Substanzen (NORM, natural occurring radioactive material),
- Ton-, Schluff- und Sandpartikel (Stützmittel oder aus der Lagerstätte mobilisiert),
- Bakterien, z.B. sulfatreduzierende Bakterien und
- Gase (z.B. Methan und Schwefelwasserstoff).

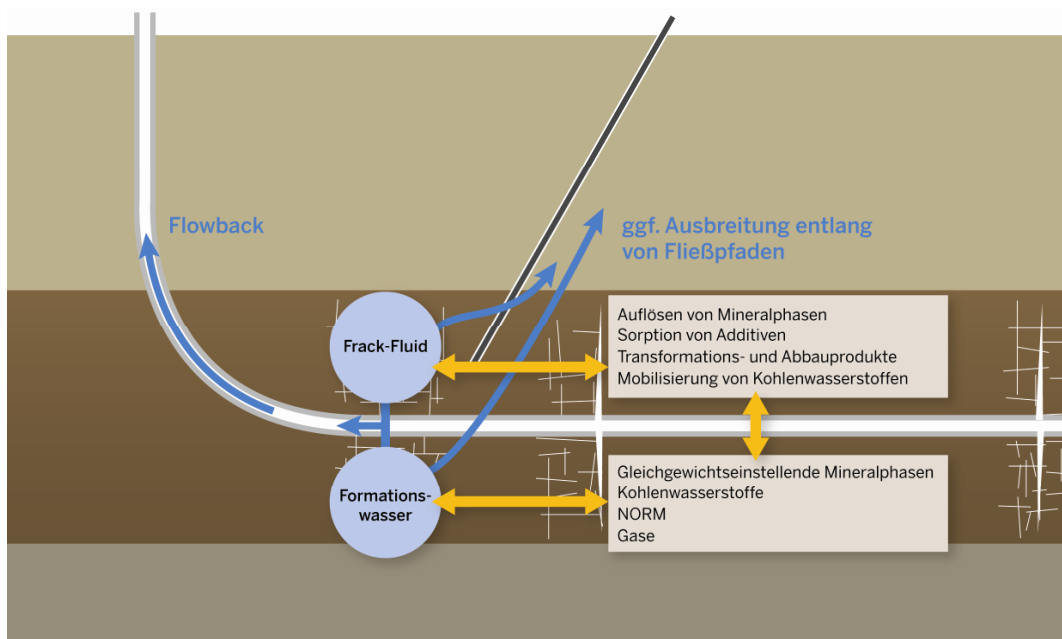


Abb. A 30: Schematische Darstellung der Bildung des Flowback als Mischung aus Frack-Fluid und Formationswasser in Verbindung mit beschaffenheitsverändernden hydrogeochemischen Prozessen (IWW & ahu AG)

In Abhängigkeit von den Temperaturen und Drücken in der Lagerstätte tritt der Flowback zunächst in flüssiger Phase zu Tage. Im zeitlichen Verlauf der Förderung nimmt der Lagerstätten-
druck ab, so dass zum Teil eine gasförmige Phase gefördert wird, die u.a. flüchtige Kohlenwasserstoffe enthält (Rosenwinkel et al. 2012). In Abhängigkeit von Druck und Temperatur kondensiert die Gasphase über Tage.

A5.1 Mengen

Je nach Erdgas-Lagerstätte werden sehr unterschiedliche Flowback-Volumina und Flussraten in der Literatur angegeben. Für eine Schiefergas-Lagerstätte wurde ein Rückfluss von etwa 0,5 bis 1 m³/min in den ersten Stunden nach der Druckentlastung festgestellt (Tyndall Centre 2011). Innerhalb der ersten 24 Stunden fiel die Rückflussrate auf etwa 0,1 m³/min und nach weiteren zwei bis drei Wochen auf wenige m³/d ab. Nach dem Tyndall Centre (2011) kehren etwa 60 % des gesamten Flowback-Volumens in den ersten vier Tagen nach dem Fracking an die Oberfläche zurück. Die Gesamtmenge des zu Tage geförderten Flowback ist wegen der rasch abnehmenden Flussraten besonders von der Dauer abhängig, über die Erdgas aus der Bohrung gefördert wird.

Neben den absoluten Flowback-Mengen werden in vielen Literaturquellen die Volumina des geförderten Flowback den Volumina des injizierten Frack-Fluids gegenübergestellt. Zu beachten ist: Selbst wenn das Flowback-Volumen dem der injizierten Frack-Fluide entspricht, darf aufgrund der Anteile des mitgeführten Formationswassers nicht davon ausgegangen werden, dass das Frack-Fluid komplett wieder aus der Lagerstätte zurückgeführt wurde.

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 (Abb. A 31). Die zurückgeführten Flowback-Volumina variieren stark und reichen von < 100 m³ bis zu 3.058 m³ in knapp 60 Tagen. Unter Berücksichtigung der injizierten Fluidmengen (Tab. A 8) ist festzustellen, dass in allen drei Bohrungen die geförderten Flowback-Volumina nur 17 bis 27 % der jeweiligen injizierten Volumina entsprechen (Abb. A 31).

Methoden, anhand derer der Anteil des zurückgeführten Frack-Fluids im Flowback ermittelt werden kann, werden in Kapitel C4 dargestellt.

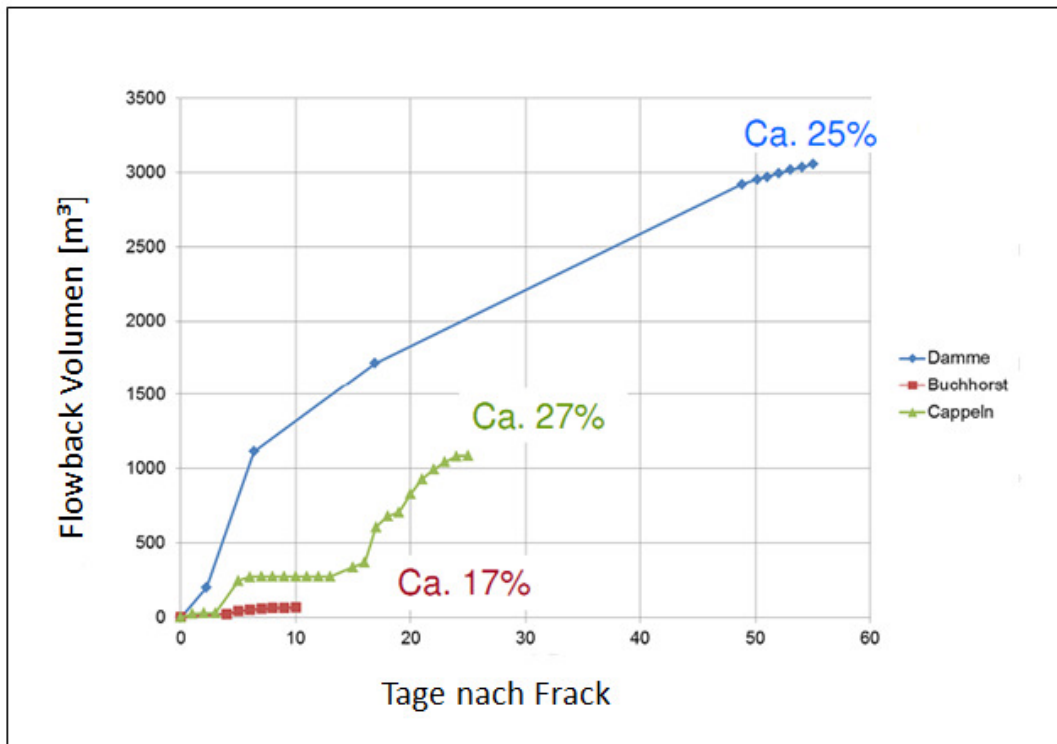


Abb. A 31: Zurückgeführte Flowback-Volumina nach erfolgtem Fracking (aus: Rosenwinkel et al. 2012)

A5.2 Chemische Beschaffenheit

Aufgrund der lagerstättenspezifischen Beschaffenheit der Formationswässer und der variablen Anteile zurückgeführter Frack-Additive muss die Beschaffenheit des Flowback sowohl standort- als auch zeitspezifisch ausgewertet werden.

A5.2.1 Tight Gas-Lagerstätten

Im Rahmen des Informations- und Dialogprozesses der Exxon Mobil wurden Flowback-Analysen verschiedener Fracking-Maßnahmen in Niedersachsen zur Verfügung gestellt (ExxonMobil 2012). Mögliche Reaktions- und Abbauprodukten der Frack-Additive im Flowback werden in Kapitel C4 beschrieben.

Ewers et al. (2012) haben die Bandbreite der zur Verfügung gestellten Analysedaten anorganischer und organischer Spurenstoffe im Buntsandstein ausgewertet und mit relevanten Beurteilungswerten verglichen (Tab. A 9 und Tab. A 10). Die Auswertungen zeigen, dass es sich bei dem Flowback um stark salzhaltige Lösungen handelt, die teilweise hohe Konzentrationen von Kohlenwasserstoffen, insbesondere Benzol (bis ca. 13 mg/l) und polycyclischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (PAK bis ca. 10 mg/l), aufweisen. 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. 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 (Tab. A 10).

Tab. A 9: Analysierte anorganische Spurenstoffe im Flowback verschiedener Erdgasbohrungen im Buntsandstein (Söhlingen, Söhlingen Ost, Borchel, Mulsmhorn, Takken, Bötersen, Goldenstedt)
(Auswertung von 13 Analysen im Zeitraum 25.07. bis 06.09.2011; aus: Ewers et al. 2012)

Parameter	Typischer Wertebereich (µg/l)	Extreme Einzelwerte (µg/l)	Beurteilungswert				Verdünnung zur Erreichung der Beurteilungswerte
			GW – TrinkwV ¹⁾ (µg/l)	SW ²⁾ (µg/l)	PW ³⁾ (µg/l)	JD-UQN ⁴⁾ (µg/l)	
Antimon	<5...120	265, 575	5	5 ^{a)}	5 ^{c)}	-	1 : 1.000
Arsen	<0,5...18	130, 175	10	10 ^{a) b)} 10 ^{c)}	10 ^{c)}	-	1 : 100
Blei	<25...135	-	10	10 ^{b)} 7 ^{a) c)}	7 ^{c)}	7,2	1 : 100
Cadmium	<5...<25	-	3	0,5 ^{a)} 0,25 ^{c)}	0,25 ^{c)}	<0,08...0,25	1 : 1.000
Chrom, gesamt	<10...70	115	50	7 ^{a)}	7 ^{c)}	-	1 : 100
Chromat	<50...<100	-	1 ^{d)}	-	-	-	1 : 100
Kobalt	<10...<50	-	-	8 ^{a)}	8 ^{c)}	-	1 : 10
Kupfer	<10...56	-	2000	14 ^{a)}	14 ^{c)}	-	1 : 10
Molybdän	<10...90	-	-	35 ^{a)}	35 ^{c)}	-	1 : 10
Nickel	<5...50	-	20	14 ^{a)}	20 ^{c)}	20	1 : 10
Quecksilber	6,0...49	730	1	0,2 ^{a) b)} 0,05 ^{c)}	0,05 ^{c)}	0,05	1 : 100.000
Selen	<5	-	10	7 ^{a)}	7 ^{c)}	3	1 : 10
Zink	<25...930	9700	-	58 ^{a)}	58 ^{c)}	-	1 : 100
Zinn	<25...<125	-	-	-	-	-	-
Cyanide, gesamt	<5...22	-	-	5 ^{a)} 50 ^{a)}	5 ^{c)} 50 ^{c)*}	10	1 : 10

* wenn kein leicht freisetzbares Cyanid vorliegt

1) Parameterwert, Anlage 2 der Trinkwasserverordnung (TrinkwV 2001).

2) Schwellenwert für das Grundwasser.

3) Prüfwert für das Grundwasser.

4) Jahres-Durchschnitts-Umweltqualitätsnorm für die Wasserphase für oberirdische Gewässer ohne Übergangsgewässer nach Anlage 7 der Oberflächenwasserverordnung (OGewV 2011).

a) LAWA (2004)

b) GrwV 2010, Anlage 2

c) BMU (2011), vorgeschlagener Wert

d) Zur Zeit vom UBA in Erwägung gezogener Leitwert (LW) für das Trinkwasser (PD Dr. Hermann Dieter, persönliche Mitteilung Mai 2012).

Tab. A 10: Analysierte Kohlenwasserstoffe im Flowback verschiedener Erdgasbohrungen im Buntsandstein (Söhlingen, Söhlingen Ost, Borchel, Mulsmhorn, Takken, Böttersen, Goldenstedt)
(Auswertung von 13 Analysen im Zeitraum 25.07. bis 06.09.2011; aus: Ewers et al. 2012)

Parameter	Typischer Wertebereich (µg/l)	Extreme Einzelwerte (µg/l)	Beurteilungswert				Verdünnung zur Erreichung der Beurteilungswerte
			GW – TrinkwV ¹⁾ (µg/l)	SW ²⁾ (µg/l)	PW ³⁾ (µg/l)	JD-UQN ⁴⁾ (µg/l)	
BTEX	4524...19438	70		20 ^{a)}	20 ^{c)}		1 : 1.000
Benzol	3370...13300	61	1	1 ^{a)}	1 ^{c)}	10	1 : 100.000
Toluol	840...4280	7	-	20 ^{a)} *	20 ^{c)} *	10	1 : 1.000
Ethylbenzol	24...350	<1	-	20 ^{a)} *	20 ^{c)} *	10	1 : 100
p-Xylol	115...1650	<1	-	20 ^{a)} *	20 ^{c)} *	10	1 : 1.000
m-Xylol	11...510	<1	-	20 ^{a)} *	20 ^{c)} *	10	1 : 100
o-Xylol	115...1060	2	-	20 ^{a)} *	20 ^{c)} *	10	1 : 1.000
Styrol	<1		-	20 ^{a)} *	20 ^{c)} *	-	-
Cumol	<1...25	105, 165	-	20 ^{a)} *	20 ^{c)} *	10	1 : 100
PAK, gesamt	1,97...836	2253...10444	0,1*****	0,2*****	0,2***** ^{c)}	-	1 : 1.000.000
Naphthalin	1,27...1750	9300	-	1 ^{a)} **	2 ^{c)} **	2,4	1 : 10.000
Acenaphthylen	0,1...12,3	65	-	-	-	-	-
Acenaphthen	0,02...27	205	-	-	-	-	-
Fluoren	0,09...71	200...765	-	-	-	-	-
Phenanthren	0,45...570	1340	-	-	-	0,5	1 : 10.000
Anthracen	<0,02...6,5	9,0	-	0,01 ^{a)}	0,1 ^{c)}	0,1	1 : 1000
Fluoranthren	<0,02...9,8	18,8	-	0,025 ^{a)}	0,1 ^{c)}		1 : 1000
Pyren	0,04...14	39	-	-	-	-	-
Benz(a)-anthracen	<0,02...6,5	24	-	-	-	-	-
Chrysen	<0,02...0,6	12,5	-	-	-	-	-
Benzo(b)-fluoranthren	<0,02...0,5	2,8	-	0,025 ^{a)}	0,03 ^{c)} ***	Σ = 0,03	1 : 1000
Benzo(k)-fluoranthren	<0,02...0,2	0,4	-	0,025 ^{a)}	0,03 ^{c)} ***		1 : 100
Benzo(a)pyren	<0,02...0,5		0,01	0,01 ^{a)}	0,01 ^{c)}	0,05	1 : 100
Dibenz(a,h)-anthracen	<0,02...0,2	0,4		0,01 ^{a)}	0,01 ^{c)}	-	1 : 100
Benzo(ghi)-perylene	<0,02...0,7	1,2		-	0,002*****	Σ = 0,002	1 : 1.000

* Summe BTEX

** gilt für die Summe mit Methylnaphthalinen

*** gilt für die Summe aus Benzo(b und k)fluoranthren

**** gilt für die Summe aus Benzo(ghi)perylene und Indeno(1,2,3-c,d)pyren

***** gilt für die Summe aus Benzo(b und k)fluoranthren, Benzo(ghi)perylene und Indeno(1,2,3-c,d)pyren

***** gilt für die Summe aus 15 Einzelsubstanzen ohne Naphthalin und Methylnaphthalin

1) Parameterwert, Anlage 2 der Trinkwasserverordnung (TrinkwV 2001).

2) Schwellenwert für das Grundwasser.

3) Prüfwert für das Grundwasser.

4) Jahres-Durchschnitts-Umweltqualitätsnorm für die Wasserphase für oberirdische Gewässer ohne Übergangsgewässer nach Anlage 7 der Oberflächenwasserverordnung (OGewV 2011).

a) LAWA (2004)

b) GrwV 2010, Anlage 2

c) BMU (2011), vorgeschlagener Wert

Unter Umständen kann der Flowback natürlich vorkommende radioaktive Substanzen (NORM) enthalten, wie z.B. Radium-226, Radium-228 oder Radon. Radioaktive Rückstände der Erdöl- und Erdgasindustrie in Form von Schlämmen und Ablagerungen sind in Deutschland entsprechend den Vorgaben der Strahlenschutzverordnung (StrlSchV) behördlich zu überwachen. Nach Angaben in Rosenwinkel et al. (2012) sind in den von ExxonMobil zur Verfügung gestellten Analyseberichten die Konzentrationen radioaktiver Stoffe nicht auffallend, da diese in der Regel bei der Bildung von Bariumsulfat-Inkrustationen ausfallen und in den Rohrleitungen verbleiben oder als Feststoffpartikel zu Tage gefördert werden.

A5.2.2 Schiefergas-Lagerstätten

Um die Beschaffenheit der Formationswässer und des Flowback in Schiefergas-Lagerstätten abzuschätzen, wurden im Rahmen des ExxonMobil Informations- und Dialogprozesses zur Verfügung gestellte Analysedaten zum Flowback der Bohrung Damme 3 ausgewertet, in der drei Fracks in den Tonsteinen der Bückeberg-Formation (Wealden, Unterkreide) durchgeführt wurden (ExxonMobil 2012; Rosenwinkel et al. 2012). Für die Abschätzung der Formationswasserbeschaffenheit wurden Analysedaten verwendet, für die ein Formationswasseranteil von > 90 % anzunehmen ist.

Der analysierte Flowback weist hohe Salzgehalte sowie hohe Konzentrationen von Eisen und Mangan auf. Alle analysierten Spurenkomponenten liegen unterhalb der angegebenen Bestimmungsgrenze. Diese liegt aber für die Parameter Nickel, Chrom, Arsen und Blei deutlich oberhalb der herangezogenen Beurteilungswerte, so dass eine Bewertung auf Grundlage der vorliegenden Daten nicht möglich ist. Konzentrationsangaben zu gelösten Kohlenwasserstoffen sowie Angaben zu gelösten natürlich vorkommenden Radionukliden liegen nicht vor (Tab. A11).

Tab. A 11: Beschaffenheit des Formationswassers in der Schiefergaslagerstätte „Damme 3“ und Vergleich mit den in Abschnitt C3.2.2 dargestellten Beurteilungswerten
(Überschreitungen des strengsten Wertes mindestens eines der aufgeführten Regelungskontexte sind in fetter Schrift hervorgehoben.)

Parameter	Einheit	Wealden-Formation		Beurteilungswerte**						
		Med.	Max	WHO	TrinkwV	MT-VO	GrwV	GFS	BBodSchV	OGewV
Allgemeine Parameter										
pH-Wert		5,7	5,9		6,5-9,5					
Elektr. Leitf.	µS/cm	138.000	161.000		2.790					
Hauptkomponenten										
Natrium	mg/l	33.740	36.390		200					
Kalium	mg/l	110	157							
Calcium	mg/l	15.760	16.550							
Magnesium	mg/l	2.030	2.130							
Strontium	mg/l	1.600	1.720							
Barium	mg/l	490	593	0,7		1,0		0,34		
Chlorid	mg/l	87.100	88.440		250		250	250		
Sulfat	mg/l	7	15		250		240	240		
H'Carbonat	mg/l	200	230							
Nebenkomenenten										
Bor	mg/l	2,5	3,3	2,4	1,0	4,9		0,74		
Brom	mg/l	480	540							
Iod	mg/l	4	4							
Ammonium	mg/l	k.A.	k.A.		0,5		0,5			
Nitrat	mg/l	k.A.	k.A.	50	50	50	50			50
Lithium	mg/l	6,4	6,4							
Eisen	mg/l	115	160		0,2					
Mangan	mg/l	2	3,7	0,4	0,05	0,5				
Zink	mg/l	0,4	0,5					0,058	0,5	
Spurenkomponenten										
Aluminium	mg/l	k.A.	k.A.		0,2					
Kupfer	mg/l	< 0,2	< 0,2	2,0	2,0	1,0		0,014	0,05	
Nickel	mg/l	< 1	< 1	0,07	0,02	0,02		0,014	0,05	0,02
Chrom	mg/l	< 0,25	< 0,25	0,05	0,05	0,05		0,007	0,05	
Arsen	mg/l	< 0,25	< 0,25	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	
Selen	mg/l	k.A.	k.A.	0,04	0,01	0,01		0,007	0,01	
Blei	mg/l	< 1	< 1	0,01	0,01	0,01	0,01	0,007	0,025	0,0072
Cadmium	mg/l	k.A.	k.A.	0,003	0,003	0,003	0,0005	0,0005	0,005	
Quecksilber	mg/l	k.A.	k.A.	0,006	0,001	0,001	0,0002	0,0002	0,001	0,00005
Molybdän	mg/l	k.A.	k.A.					0,035	0,05	
Vanadium	mg/l	k.A.	k.A.					0,004		
Radionuklide										
²²⁶ Ra	bq/l	k.A.	k.A.	1,0		0,125*				
²²⁸ Ra	bq/l	k.A.	k.A.	0,1		0,020*				
Organische Wasserinhaltsstoffe										
BTEX	mg/l	k.A.	k.A.						0,02	
Benzol	mg/l	k.A.	k.A.		0,001			0,001	0,001	0,001
Σ PAK	mg/l	k.A.	k.A.		0,0001			0,0002	0,0002	
Naphthalin	mg/l	k.A.	k.A.					0,001	0,002	0,0024

*: Tafelwässer mit einem Hinweis auf die Eignung für Säuglingsernährung dürfen gewerbsmäßig nur in den Verkehr gebracht werden, wenn die Aktivitätskonzentrationen für ²²⁶Ra unter 125 mBq/l und für ²²⁸Ra unter 20 mBq/l liegen. Die Summe der Aktivitätskonzentrationen darf einen Wert von 100 mBq/l nicht überschreiten.

**: Erläuterungen der Abkürzungen siehe Teil C, Abschn. C3.2.2

A5.2.3 Kohleflözgas-Lagerstätten

Die erwartete Beschaffenheit der Formationswässer in Kohleflözgas-Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen wurde im Rahmen des NRW-Gutachtens (ahu / IWW / Brenk Systemplanung 2012) aus Grubenwasseranalysen, im Wesentlichen aus dem Aachener und Erkelenzer, dem rheinisch-westfälischen und dem Ibbenbürener Steinkohlenrevier, abgeschätzt und relevanten Beurteilungswerten gegenübergestellt (Tab. A 12).

Die Formationswässer in den flözgasführenden Schichten weisen hohe Salzgehalte auf. Dies betrifft insbesondere die nördlichen und nordwestlichen Teile Nordrhein-Westfalens. Hier sind Salzgehalte deutlich oberhalb der Meerwasserkonzentration zu erwarten, die aus der Ablauung von Steinsalzvorkommen stammen. In den südwestlichen Gebieten erreichen die Solen lediglich Salzgehalte im Bereich der Meerwasserkonzentration. Bei den Nebenkomponten sind Überschreitungen bei den Parametern Bor, Ammonium und Nitrat sowie Eisen, Mangan und Zink zu erwarten. Konzentrationsdaten für die Spurenkomponenten liegen nicht für alle Grubenwasserreviere vor. Hinsichtlich der Spurenkomponenten ist aber für die Parameter Aluminium, Nickel, Chrom, Blei, Cadmium und Molybdän eine Überschreitung der aufgeführten Beurteilungswerte festzustellen.

Die natürliche Radioaktivität der Grubenwässer im Oberkarbon ist insbesondere an die Radiumkonzentrationen gebunden und nimmt mit steigendem Salzgehalt zu. Für die hoch mineralisierten Grubenwässer im Ruhrkarbon werden für die Radionuklide ^{226}Ra Aktivitäten von 60 Bq/l und für ^{228}Ra von 30 Bq/l angegeben (Wiegand & Feige 2002, Leopold et al. 2002). Nennenswerte Radionuklid-Konzentrationen bzw. -aktivitäten aus den Zerfallsketten oberhalb des Radiums (u.a. Uran, Thorium) sind nicht bekannt. Die genannten Aktivitäten überschreiten die WHO-Richtwerte von 1,0 bzw. 0,1 Bq/l deutlich.

Umgerechnet auf den durchschnittlichen Wasserkonsum eines Erwachsenen von 2 Litern pro Tag würden die angegebenen Maximalkonzentrationen der dominierenden Radionuklide einer Dosis von ca. 5,8 mSv/a durch das Isotop ^{226}Ra und von 7,25 mSv/a durch das Isotop ^{228}Ra entsprechen. Sowohl die Einzeldosen als auch die Gesamtdosis liegen deutlich über der Gesamtrichtdosis der TrinkwV von 0,1 mSv/a. Auch die Aktivitätshöchstkonzentrationen der Mineral- und Tafelwasserverordnung für eine Eignung zur Säuglingsernährung werden um mehr als zwei Größenordnungen überschritten.

Konzentrationsangaben zu gelösten Kohlenwasserstoffen in den Grubenwässern der Reviere oder in den Formationswässern der potenziellen Zielhorizonte sind den Gutachtern nicht bekannt. Öl- und Asphaltimprägnationen in den Gesteinsserien oberhalb des flözführenden Oberkarbons sind aber seit langem bekannt (Wegner 1924: 631 f), so dass eine Belastung des Formationswassers u.a. durch polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK) oder BTEX (Benzol, Toluol, Ethylbenzol, Xylol) nicht ausgeschlossen werden kann.

Tab. A 12: Abgeschätzte Beschaffenheit der Formationswässer im flözführenden Oberkarbon in Nordrhein-Westfalen und Vergleich mit den in Abschnitt C3.2.2 dargestellten Beurteilungswerten
(Überschreitungen des strengsten Wertes mindestens eines der aufgeführten Regelungskontexte sind in fetter Schrift hervorgehoben.)

Parameter	Einheit	südl. NRW (südl. niederrh. Bucht)		nördl. NRW (nördl. niederrh. Bucht, Münsterl.)		Beurteilungswerte**						
		Med.	Max	Med.	Max	WHO	TrinkwV	MT-VO	GrwV	GFS	BBodSchV	OGewV
Allgemeine Parameter												
pH-Wert		8,43	9,29	k.A	k.A		6,5-9,5					
Elektr. Leitf.	µS/cm	k.A	k.A	k.A	k.A		2.790					
Hauptkomponenten												
Natrium	mg/l	1.735	7.570	30.000	73.000		200					
Kalium	mg/l	32,5	115	300	1.180							
Calcium	mg/l	34,5	474	2.200	11.300							
Magnesium	mg/l	28,5	290	800	2.740							
Strontium	mg/l	0,9	14	190	1.530							
Barium	mg/l	0,6	104	50	2.550	0,7		1,0		0,34		
Chlorid	mg/l	1.730	13.200	55.000	128.000		250		250	250		
Sulfat	mg/l	13,5	241	120	4.820		250		240	240		
H'Carbonat	mg/l	863	3.250	150	1.570							
Nebenkomenenten												
Bor	mg/l	k.A	k.A	3	13	2,4	1,0	4,9		0,74		
Brom	mg/l	3,5	16	70	256							
Iod	mg/l	0,16	1,1	4	50							
Ammonium	mg/l	k.A	k.A	4	111		0,5		0,5			
Nitrat	mg/l	k.A	k.A	15	174	50	50	50	50			50
Lithium	mg/l	0,75	8,9	8	62							
Eisen	mg/l	0,5	17	8	160		0,2					
Mangan	mg/l	0,07	1,24	3	91	0,4	0,05	0,5				
Zink	mg/l	<0,05	<0,05	1	32					0,058	0,5	
Spurenkomponenten												
Aluminium	mg/l	< 0,5	< 0,5	0,65	1,0		0,2					
Kupfer	mg/l	<0,05	<0,05	0,12	0,3	2,0	2,0	1,0		0,014	0,05	
Nickel	mg/l	k.A	k.A	0,11	0,62	0,07	0,02	0,02		0,014	0,05	0,02
Chrom	mg/l	k.A	k.A	0,06	0,26	0,05	0,05	0,05		0,007	0,05	
Arsen	mg/l	k.A	k.A	0,004	0,007	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	
Selen	mg/l	k.A	k.A	0,006	0,01	0,04	0,01	0,01		0,007	0,01	
Blei	mg/l	<0,05	<0,05	0,04	0,6	0,01	0,01	0,01	0,01	0,007	0,025	0,0072
Cadmium	mg/l	k.A	k.A	0,005	0,02	0,003	0,003	0,003	0,0005	0,0005	0,005	
Quecksilber	mg/l	k.A	k.A	<0,001	<0,001	0,006	0,001	0,001	0,0002	0,0002	0,001	0,00005
Molybdän	mg/l	k.A	k.A	0,43	0,48					0,035	0,05	
Vanadium	mg/l	k.A	k.A	<0,01	<0,01					0,004		
Radionuklide												
²²⁶ Ra	bq/l	k.A	k.A	k.A	60	1,0		0,125*				
²²⁸ Ra	bq/l	k.A	k.A	k.A	30	0,1		0,020*				
Organische Wasserinhaltsstoffe												
BTEX	mg/l	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.						0,02	
Benzol	mg/l	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.		0,001			0,001	0,001	0,001
PAK	mg/l	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.		0,0001			0,0002	0,0002	
Naphthalin	mg/l	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.					0,001	0,002	0,0024

* Tafelwässer mit einem Hinweis auf die Eignung für Säuglingsernährung dürfen gewerbsmäßig nur in den Verkehr gebracht werden, wenn die Aktivitätskonzentrationen für ²²⁶ Ra unter 125 mBq/l und für ²²⁸ Ra unter 20 mBq/l liegen. Die Summe der Aktivitätskonzentrationen darf einen Wert von 100 mBq/l nicht überschreiten.

** Erläuterungen der Abkürzungen siehe Teil C, Abschn. C3.2.2

A5.3 Entsorgungswege

Die bei der Gewinnung von Erdgas aus konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland anfallenden Formationswässer und Flowback werden derzeit primär in sog. Versenkbohrungen / Disposalbohrungen entsorgt. Nach Angaben der ExxonMobil Production Deutschland GmbH fallen allein bei dem von ihr operierten Betrieben im Jahr ca. 0,5 Mio. m³ Formationswasser bzw. Flowback an. Bei den Versenkbohrungen handelt es sich meist um ausgeförderte Erdöl- oder Erdgas-Lagerstätten sowie andere aufnahmefähige Gesteinshorizonte. Nach Angaben der ExxonMobil Production Deutschland GmbH werden zuvor gefrackte Horizonte nicht für die Entsorgung von Flowback genutzt. Der Flowback wird über Transportleitungen oder mit Tankfahrzeuge zur Versenkbohrungen transportiert. Nach einer Erhebung des LBEG im Jahr 2010 und Ergänzung um die bis Mai 2012 genehmigten Versenkbohrungen sind in Niedersachsen 46 Versenkbohrungen bekannt¹². Im Jahr 2010 wurden z.B. in die Bohrung Soltau Z6 27.439 m³, in die Bohrung Sottrum Z1 37.859 m³ und die Bohrung Gilkenheide Z1 53.442 m³ Formationswasser verpresst¹³.

Vor der Verpressung wird der Flowback aufbereitet, in dem – nach Abtrennung des Erdgases – Kohlenwasserstoffe und Feststoffe durch Dichtentrennung soweit möglich abgetrennt werden (Abb. A 32, aus: Rosenwinkel et al. 2012).

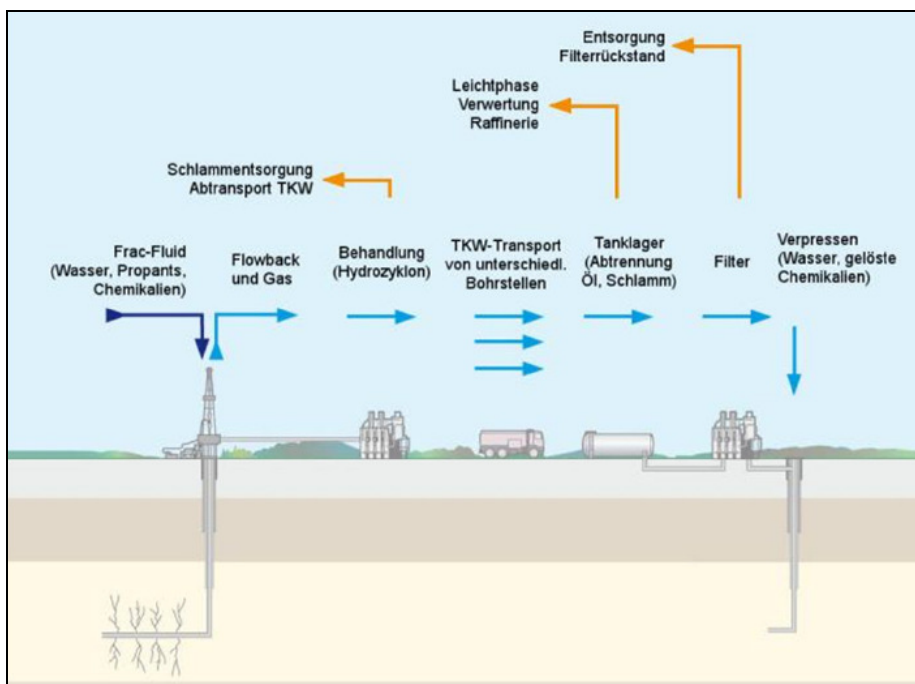


Abb. A 32: Schematische Übersicht zur derzeitigen Behandlung des Flowback (Rosenwinkel et al. 2012)

¹² http://www.mw.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=5459&article_id=106793&psmand=18

¹³ http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/sicherheit_und_umwelt/lagerstaettenwasser/index.html

Teilweise erfolgt eine zusätzliche Abtrennung von Quecksilber und Schwefelwasserstoff. Die abgetrennten Kohlenwasserstoffe werden in Raffinerien weiterverarbeitet und die Ablagerungen durch spezielle Unternehmen entsorgt.

Eine weitergehende Aufbereitung des Flowback in Industriekläranlagen wird von den Betreibern als möglich, jedoch aus wirtschaftlichen Gründen als nicht machbar erachtet, so dass die Entsorgung in Versenk- bzw. Disposalbohrungen favorisiert wird. Mögliche technische Verfahren zur weitergehenden Aufbereitung des Flowback sind in Rosenwinkel et al. (2012) beschrieben. Rosenwinkel et al. (2012) kommen jedoch zu dem Ergebnis, dass derzeit keines dieser weitergehenden Behandlungsverfahren für Flowback mit Stand der Technik im Sinne des Wasserhaushaltsgesetzes zu bezeichnen ist.

Umfangreiche Ausführungen zur Rechtslage bzgl. der Entsorgung des Flowback folgen in Kapitel B4.

A5.4 Unsicherheiten/Wissensdefizite

Zur Beschaffenheit der Formationswässer in Tight Gas-, Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten in Deutschland liegen nur vereinzelt Angaben zu Haupt-, Neben- und Spurenkomponenten, gelösten Gasen, organischen Wasserinhaltsstoffen und NORM vor; regionale und teufendifferenzierte Angaben zur Formationswasserbeschaffenheit fehlen weitgehend.

Für den Flowback als Gemisch aus Frack-Fluid, Formationswasser und möglichen Reaktionsprodukten fehlen gegenwärtig aussagekräftige Analysen und belastbare Massenbilanzierungen, um die variablen Mischungsanteile aus Frack-Fluid und Formationswasser, den Anteil des zurück geförderten Frack-Fluids und mögliche Reaktionsprodukte zu quantifizieren. Nach dem gegenwärtigen Sachstand wurden bisher keine systematischen Messungen zur Identifizierung von Transformations- und Abbauprodukten im Flowback durchgeführt.

Aus Sicht der Gutachter sind mit der Entsorgung des Flowback durch Verpressung in den Untergrund Risiken verbunden, die nur im Rahmen von standortspezifischen Risikoanalysen fundiert analysiert und bewertet werden können. Hierfür fehlen nach unserer Kenntnis derzeit entsprechend verbindliche Vorgaben.

A6 Quellennachweis

[Online] [Zitat vom: 6. Februar 2012.]

<http://www.wireframe.com/geekosphere/greentech/extracting-natural-gas-can-be-eco-friendly.html>.

[Online] 28. Dezember 2009. [Zitat vom: 6. Februar 2012.]

http://smarteconomy.typepad.com/smart_economy/2009/12/a-green-alternative-to-chemicalbased-hydraulic-fracturing-or-fracking-for-shale-gas-drillingcavitati.html.

ahu AG / IWW / Brenk Systemplanung (2012): Gutachten mit Risikostudie zur Exploration von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt, insbesondere die öffentliche Trinkwassergewinnung. – Gutachten im Auftrag des Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes NRW.

API (2009): Hydraulic Fracturing Operations - Well Construction and Integrity Guidelines API Guidance Document HF1. [Hrsg.] American Petroleum Institute. 1. Washington : s.n., 2009.

ATKINSON, B. K. (1987): Fracture Mechanics of Rock. Academic Press.

BARIA, R., BAUMGÄRTNER, J., RUMMEL, F., PINE, R. J. & SATO, Y. (1999): HDR/HWR reservoirs: concepts, understanding and creation. Geothermics. August-Oktober 1999, Bde. 4-5, 28.

Bayerisches Landesamt für Umwelt (2008): Thermalwasservorkommen im niederbayerisch-oberösterreichischen Molassebecken.

(http://www.lfu.bayern.de/wasser/thermische_nutzungen/doc/kurzbericht_thermal.pdf)

BELLARBY, J. (2009): Well Completion Design. Amsterdam : Elsevier, 2009.

BERTLEFF, B. & WATZEL, R. (2002): Tiefe Aquifersysteme im südwestdeutschen Molassebecken. Eine umfassende hydrogeologische Analyse als Grundlage eines zukünftigen Quantitäts – und Qualitätsmanagements. – Abhandl. des LGRB BW, 15, S. 75 – 90, Abb. 16; Freiburg.

BERTLEFF, B., JOACHIM, H., KOZIOROWSKI, G., LEIBER, J., OHMERT, W., PRESTEL, R., STOBER, I., STRAYLE, G., VILLINGER, E. & WERNER, J., (1988): Ergebnisse der Hydrogeothermiebohrungen in Baden-Württemberg. – Jh. Geol. Landesamt Baden-Württemberg, 30: 27-116, Freiburg i. Br.

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

BNK Deutschland GmbH (2012): Präsentation von Herrn Angerer und Herrn Wehmeyer, BNK Petroleum, Inc. & BNK Deutschland GmbH, Frankfurt am Main, gehalten am IWW Zentrum Wasser, Mülheim an der Ruhr, 07.02.2012.

BR ARNSBERG – Bezirksregierung Arnsberg (2011a): Erdgasprobebohrungen 1995: Alle vorhandenen Informationen offengelegt. Pressemitteilung vom 12.04.2011, http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/presse/2011/04/055_11/index.php (04.01.2012).

- BR Arnsberg – Bezirksregierung Arnsberg (2011b): Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Erkundungsmaßnahmen der CONOCO Mineralöl GmbH in den Jahren 1994 – 1997. Abteilung 6 Bergbau und Energie in NRW, Aktenzeichen: 61.01.25-2010-9. ENERGY INSTITUTE (2012): Fact-based regulation for environmental protection in shale gas development. University of Texas, http://energy.utexas.edu/images/ei_shale_gas_regulation120215.pdf (13.06.2012).
- BUJA, H.-O. (2011): Handbuch der Tief-, Flach-, Geothermie- und Horizontalbohrtechnik. Wiesbaden : Vieweg + Teubner Verlag, 2011. ISBN 978-3-8348-1278-0.
- CROSBY, D. G., RAHMAN, M. M., RAHMAN, M. K. & RAHMAN, S. S. (2002) : Single and multiple transverse fracture initiation from horizontal wells. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2002, Bd. 35, 3-4. [http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105\(02\)00243-7](http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105(02)00243-7).
- CURTIS, J. B. (2002): Fractured shale-gas systems. AAPG Bulletin. 2002, Bd. 86, 11.
- DANESHY, A. (2011): Dual-injection frac systems in horizontal wells. World Oil. 2011, Bd. 232, 12. <http://www.worldoil.com/December-2011-Dual-injection-frac-systems-in-horizontal-wells.html>.
- ECONOMIDES, M. J. & NOLTE, K. G. (2000): Reservoir Stimulation. 3. United Kingdom : Wiley and Sons Ltd., 2000. ISBN 978-0471491927.
- ENERGY INSTITUTE (2012): Fact-based regulation for environmental protection in shale gas development. University of Texas, http://energy.utexas.edu/images/ei_shale_gas_regulation120215.pdf (13.06.2012).
- EPA (2011): Proceedings of the Technical Workshop for the Hydraulic Fracturing Study: Well Construction & Operations. Arlington, Virginia : U.S. Environmental Protection Agency, 2011. EPA 600/R-11/046.
- EWEN, C., BORCHARDT, D., RICHTER, S. & HAMMERBACHER, R. (2012): Risikostudie Fracking – Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Übersichtsfassung).
- EWERS, U., FRIMMEL, F. & GORDALLA, B. (2012): Beurteilung der Toxizität der beim hydraulischen Fracking eingesetzten Additive im Hinblick auf das Grundwasser und Trinkwasser. Gutachten im Rahmen des Informations- und Dialogprozesses der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung. http://dialog-erdgasundfrac.de/files/Humantoxikologie_GutachtenEndversion.pdf (01.06.2012).
- EXXONMOBIL, Exxonmobil Central Europe Holding GmbH (2011): Protokoll zur Befragung von Fracking-Experten durch den neutralen Expertenkreis am 10. Oktober 2011, http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/2011-10-10_SR_Protokoll_Expertenbefragung.pdf (04.01.2012).
- EXXONMOBIL, Exxonmobil Central Europe Holding GmbH (2012): Frack-Flüssigkeiten, http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic_fracturing/Frack-fluessigkeiten/index.html (04.01.2012), ergänzt durch persönliche Mitteilungen von Herrn Dr. Kassner, ExxonMobil Production Deutschland GmbH.

- FESSER, H. (1968): Zur Geochemie des Posidonienschiefers in Nordwestdeutschland. [Buchverf.] Hans Rudolf von Gaertner, et al. [Hrsg.] Bundesanstalt für Bodenforschung. Zur Kenntniss des nordwestdeutschen Posidonienschiefers. Hannover: s.n., 1968.
- FINK, J. (2012): Petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids, Chapter 17: Fracturing Fluids. Elsevier, Waltham & Oxford.
- GEERTSMA, J. & DE KLERK, F. (1969): A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulic Induced Fractures. SPE 2458. Journal of Petroleum Technology. 1969, Bd. 21.
- GD NRW – Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen (2011): Unkonventionelle Erdgasvorkommen in Nordrhein-Westfalen. - Online im Internet: http://www.gd.nrw.de/zip/l_rcbm01.pdf.
- GLASER, S., DOPPLER, G., SCHWERD, K., FIEBIG, M., FREUDENBERGER, W., MEYER, R., PÜRNER, T. & ROHRMÜLLER, J. (2004): GeoBavaria – 600 Millionen Jahre Bayern. Bayerisches Geologisches Landesamt (Hrsg.), München, S. 92, ISBN 987-3-940009-66-1.
- GORDALLA, B. & EWERS, U. (2011): Toxikologische Bewertung der beim hydraulischen Fracking eingesetzten Stoffe. Abstracts der Vorträge des Expertenkreises, Arbeitskreis der gesellschaftlichen Akteure am 10. Oktober 2011, Osnabrück.
- GROAT, C.G. (2012): Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development. Austin, TX : The Energy Institute, The University of Texas at Austin, 2012. http://energy.utexas.edu/images/ei_shale_gas_regulation120215.pdf.
- GTV - Geothermische Vereinigung e.V. (2010): Induzierte Seismizität - Position des GtV Bundesverband Geothermie e.V. s.l. : GtV-Bundesverband Geothermie e.V., 2010. http://www.geothermie.de/uploads/media/GtV_Positionspapier_Seismizitaet_070710_01.pdf
- GTV - Geothermische Vereinigung e.V. (2012): Angaben über bestehende und geplante Anlagen. http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/aktuelles/projekte/tiefe/deutschland/TG_2012_Projektname_GtV-BV.pdf.
- HALLIBURTON (2008): Coalbed Methane – Principles and Practices, http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf (13.06.2012).
- HARTWIG, A., KÖNITZER, S., BOUCSEIN, B., HORSFIELD, B. & SCHULZ, H.-M. (2010): Applying classical shale gas evaluation concepts to Germany—Part II: Carboniferous in Northeast Germany. [Hrsg.] Elsevier. Chemie der Erde. 70, 2010, Bd. S3, S. 93-106.
- HOMUTH, S. & SASS, I. (2010): Risikomanagement bei Projekten der Tiefen Geothermie.- Erdöl Erdgas Kohle 126, Jg. 2010, Heft 4, Urban-Verlag, Hamburg/Wien.
- HOSSAIN, M.M., RAHMAN, M.K. & RAHMAN, S.S. (2000): Hydraulic fracture initiation and propagation: roles of wellbore trajectory, perforation and stress regimes. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2000, Bd. 27, 3-4.
- HUBBERT, M.K. & WILLIS, D.G. (1957): Mechanics of Hydraulic Fracturing. Transactions of AIME. 1957.

- JORDAN, H. & KOCH, J. (1979): Inkohlung der Unterkarbon- und Eifelschichten im Nordwestharz und ihre Ursachen. - Geol. Jb. A 51, 39 - 55, Hannover.
- Khristianovich, S.A. & Zheltov, Y.P. (1955): "Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Liquid," Proc., Fourth World Pet. Congress, Rome (1955) 2, 579-586.
- KING, G.E. (2011): Explaining and Estimating Fracture Risk: Improving Fracture Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. Apache Corporation,
http://gekengineering.com/Downloads/Free_Downloads/Estimating_and_Explaining_Fracture_Risk_and_Improving_Fracture_Performance_in_Unconventional_Gas_and_Oil_Wells.pdf (13.06.2012).
- LEOPOLD, K., PETERS, B., WEIß, D., & WIEGAND, J. (2002): German national report to levels and inventory of TENORM - EU-project TENORMHARM, 53 S., GRS - Gesellschaft für Anlagen und Reaktorsicherheit & Universität Duisburg-Essen (unveröffentlichter Bericht).
- LYONS, W.C. & PLISGA, G.J. (2005): Stimulation and Remedial Operations. Standard handbook of petroleum & natural gas engineering. 2nd ed. Oxford : Gulf Professional Publishing/Elsevier, 2005.
- MELCHERS, C (2008): Methan im südlichen Münsterland Genese, Migration und Gefährdungspotential. Dissertation Universität Münster.
- MOHR, K. (1992): Geologie und Minerallagerstätten des Harzes. - 2. Auflage, Schweizerbart.
- NEU, T. & GEDZIUS, I. (2009): Bohr- und Sprengtechnik für die Gewinnung tiefer Erdwärme. Bergbau. 2009, Bd. 60, 6.
- NEUE OSNABRÜCKER ZEITUNG (2012): ExxonMobil-Chef Kalkoffen für besseres Fracking-Verfahren: „Wir wollen auf giftige Chemie verzichten“. Neue Osnabrücker Zeitung vom 31.01.2012. <http://www.noz.de/drucken/60481362/2601-wir-interview-kalkoffen-1> (03.06.2012).
- NIEDERSÄCHSISCHER LANDTAG (2011): Drucksache 16/3591, http://www.landtag-niedersachsen.de/drucksachen_wp_16/ (01.03.2012).
- NORDGREN, R.P. (1972): Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. SPE 7834. SPE Journal. 1972, Bd. 8, 12.
- NYSDEC, New York State Department of Environmental Conservation (2011): Revised Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement. Chapter 5: Natural gas development activities & high-volume hydraulic fracturing,
http://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/rdsgeisch50911.pdf (01.03.2012).
- PERKINS, T.K. & KERN, L.R. (1961): Widths of Hydraulic Fractures. SPE 89. Journal of Petroleum Technology. 1961, Bd. 13, 9.
- PINE, R.J. & BATCHELOR, A.S. (1984): Downward migration of shearing in jointed rock during hydraulic injections. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. Oktober 1984, Bd. 5, 21, S. 249-263.
- RAG (2011): Grubenwasserbericht 2010.- unveröffentlichter Bericht.

- Rickman, R., Mullen, M., Petre, E., Grieser, B. & Kundert, D. (2008): A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale. In: Society of Petroleum Engineers, SPE 11258.
- ROHWER, C.; GARCES, C.; CRABB, H., III (2006): Designing limited-entry fracture completions for horizontal wells. Worldoil, Vol. 227 No. 6. Schulte, T., et al. (2010): Enhancing Geothermal Reservoirs. [Hrsg.] Ernst Huenges. Geothermal Energy Systems. Weinheim : Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2010.
- 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 Informations- und Dialogprozess über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking Technologie für die Erdgasgewinnung, <http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/Gutachten%20zur%20Abwasserentsorgung%20und%20Stoffstrombilanz%20ISAH%20Mai%202012.pdf> (17.05.2012).
- RP Freiburg, LGRB (ohne Datum): Erläuterungen zum Projekt „Tiefe Geothermie/Hydrogeothermie Regionalverband Bodensee – Oberschwaben, 26 Anlagen
- RWE DEA AG (2012), Fracen in konventionellen Erdgas-Lagerstätten, <http://www.rwe.com/web/cms/de/712746/rwe-dea/know-how/technische-expertise/fracen/fracen-in-konventionellen-erdgaslagerstaetten/> (18.05.2012).
- SCHMITT-JANSEN, M.; AULHORN, S.; FAETSCH, S.; RIEDL, J.; ROTTER, S.; ALTENBURGER, R. (2012): Ökotoxikologische Beurteilung von beim hydraulischen Fracking eingesetzten Chemikalien. Gutachten im Rahmen des Informations- und Dialogprozesses der ExxonMobil Production Deutschland GmbH über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung, <http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/Gutachten-Oekotoxikologie.pdf> (17.05.2012).
- SELLEY, R. C. (1998): Elements of Petroleum Geology. Academic Press, Second edition. ISBN 0-12-636370-6.
- SÖNTGERATH, K. (2011): Licensing and Permitting in Lower Saxony (North-West Germany). European Unconventional Gas Developments Environmental Issues and Regulatory Challenges in the EU and the US. Vortrag am 14.03.2011, Conseil Central de l'Economie, Brüssel.
- STRUCKMEIER W. (1990): Wasserhaushalt und hydrogeologische Systemanalyse des Münsterländer Beckens, LWA Schriftenreihe Heft 45
- TYNDALL CENTRE (2011): Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. University of Manchester. <http://www.tyndall.ac.uk/shalegasreport> (21.05.2012).
- UMWELTBUNDESAMT (2011): Stellungnahme: Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland - Stand Dezember 2011. Umweltbundesamt. [Online] 2011. [Zitat vom: 21. Dezember 2011.] http://www.umweltbundesamt.de/chemikalien/publikationen/stellungnahme_fracking.pdf.

- US DOE, U.S. Department of Energy (2009): Modern shale gas development in the United States: A primer. Prepared by Ground Water Protection Council and ALL Consulting, http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/epreports/shale_gas_primer_2009.pdf (04.01.2012).
- US EPA, U. S. Environmental Protection Agency (2004): Evaluation of impacts to underground sources of drinking water by hydraulic fracturing of coalbed methane reservoirs. Washington, D.C., http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/wells_coalbedmethane_study.cfm (04.01.2012).
- US EPA, U. S. Environmental Protection Agency (2011): Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, November 2011, http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/hf_study_plan_110211_final_508.pdf (04.01.2012).
- VALKO, P.; ECONOMIDES, M. J. (1995): Hydraulic Fracture Mechanics. John Wiley & Sons; First edition. ISBN 0-471-95664-3.
- VEIL, J., PUDER, M.G., ELCOCK, D. & REDWEIK Jr., R.J. (2004): A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane. Available at <http://www.ead.anl.gov/pub/doc/ProducedWatersWP0401.pdf> . (13.06.2012).
- VILLINGER, E. (1977): Über Potentialverteilung und Strömungssysteme im Karstwasser der Schwäbischen Alb (Oberer Jura, SW – Deutschland). – Geolog. Jahrbuch, Reihe C, 18, Anl. 1 (mod.); Hannover.
- VILLINGER, E. (1988): Hydrogeologische Ergebnisse.- In: BERTLEFF, B. et al. - Ergebnisse der Hydrogeothermiebohrungen in Baden-Württemberg.- Jh. d. Geol. Landesamtes Baden-Württemberg 30: 27 - 116, Freiburg.
- WACHENDORF, H. (1986): Der Harz – variszischer Bau und geodynamische Entwicklung. –Geol. Jb., A 91: 3-67, Hannover 1986.
- WACHENDORF, H., BUCHHOLZ, P. & ZELLMER, H. (1995): Fakten zum Harz-Paläozoikum.- Nova Acta Leopoldina, 71, 129: 119-150; Halle/Saale.
- WALTER, R., GIESE, P., WALTER, H.W. & DILL, H. (1995): Geologie von Mitteleuropa.-6. Aufl., 566 S.; Stuttgart (Schweizerbart).
- WEG (2006): Leitfaden Futterrohrberechnung. Technische Regel. s.l. : Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., 2006.
- WEGNER, T. (1924): Das Auftreten von Kohlenwasserstoffen im Bereiche des westfälischen Karbons GLÜCKAUF Nr. 30, 60 Jahrg. 1924, S.631-642.
- WIEGAND, J. & FEIGE, S. (2002): Origin of radium in high-mineralised waters. – IAEA-TEDOC-1271, IAEA (Wien).

Teil B: Evaluierung rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen

Der rechtliche Teil des Gutachtens konzentriert sich auf Fragen, die mit der Beschaffung, dem Umgang, dem Einbringen und der Entsorgung der eingebrachten und zurückgeflossenen Flüssigkeiten zusammenhängen. Maßgeblich hierfür sind in erster Linie berg- und wasserrechtliche Regelungen sowie Regelungen über die Umweltverträglichkeitsprüfung, die wir zunächst in Grundzügen darstellen (Kap. B1).

Anschließend geben wir einen Überblick über die rechtlichen Anforderungen an die Beschaffung, Lagerung und Beförderung der Frack-Fluide (Kap. B2). Vertiefte rechtliche Prüfungen und Darstellungen betreffen sodann die Anforderungen an das Einbringen von Stoffen beim eigentlichen Frack-Vorgang (Kap. B3) und den Umgang mit dem Flowback und dessen Entsorgung (Kap. B4).

B1 Grundlagen

Die für das Fracking relevanten Anforderungen ergeben sich im Wesentlichen aus dem Bergrecht, dem Wasserrecht und dem UVP-Recht.

B1.1 Bergrecht

Bergrechtliche Anforderungen an Fracking-Vorhaben bei Aufsuchung und Gewinnung von Bodenschätzen wie Kohlenwasserstoffen, aber auch Erdwärme, ergeben sich im Wesentlichen aus dem Bundes-Berggesetz (BBergG), der Allgemeinen Bundesbergverordnung (ABBergV) des Bundes und den Tiefbohrverordnungen der Länder (BVOT).

Europarechtliche Anforderungen bestehen in erster Linie bezüglich umweltrelevanter Teile des Bergrechts. So gilt die Richtlinie 2011/92/EU über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten¹ auch für bergbauliche Vorhaben. Die Richtlinie 2006/21/EG über die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie² enthält Regelungen zum Umgang mit Abfällen und zur Störfallvorsorge. Beide Richtlinien werden durch das Bundesberggesetz und bergrechtliche Verordnungen (UVP-V Bergbau und ABBergV) in nationales Recht umgesetzt.

¹ Richtlinie vom 13.12.2011 (ABl.EU Nr. L 26 v. 28.01.2012, S. 1 ff.). Sie ersetzt die Richtlinie 85/337/EWG v. 27.06.1985 mit Wirkung ab dem 17.02.2012. Die Neuregelung ist lediglich eine konsolidierte Fassung ohne inhaltliche Änderungen, weshalb sie ohne Umsetzungsfrist unmittelbar ab Inkrafttreten gilt.

² Vom 15.03.2006 (ABl.EG Nr. L 102 vom 11.04.2006, S. 15).

Das Bundesberggesetz dient dem Ziel, zur Sicherung der Rohstoffversorgung das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von Bodenschätzen zu ordnen und zu fördern (dazu Abschn. B1.1.1), die Sicherheit der Betriebe und der Beschäftigten des Bergbaus zu gewährleisten sowie Vorsorge gegen Gefahren, die sich aus bergbaulicher Tätigkeit für Leben, Gesundheit und Sachgüter Dritter ergeben, zu verstärken und den Ausgleich unvermeidbarer Schäden zu verbessern (dazu Abschn. B1.1.2; § 1 BBergG).

B1.1.1 Ordnung der Aufsuchung und Gewinnung

Dem Ziel der Ordnung der Aufsuchung und Gewinnung von Bodenschätzen dienen die Regelungen über grundeigene und bergfreie Bodenschätze sowie über Bergbauberechtigungen für bergfreie Bodenschätze.

Zunächst unterscheidet das Bundes-Berggesetz zwischen grundeigenen und bergfreien Bodenschätzen (§ 3 BBergG). Grundeigene Bodenschätze sind Bestandteil des Grundeigentums und deshalb dem jeweiligen Grundeigentümer zugeordnet. Auf bergfreie Bodenschätze erstreckt sich das Grundstückseigentum dagegen nicht (§ 3 Abs. 2 BBergG).

Den Bodenschatz, auf den die unkonventionelle Gasförderung gerichtet ist, bezeichnet das Bundesberggesetz als bergfreien Bodenschatz „Kohlenwasserstoffe nebst den bei ihrer Gewinnung anfallenden Gasen“ (§ 3 Abs. 3 BBergG).

Ein Recht zur Aufsuchung und Gewinnung bergfreier Bodenschätze hat nur der Inhaber einer Bergbauberechtigung. Bergbauberechtigungen sind Erlaubnis, Bewilligung, Bergwerkseigentum und alte Rechte. Die bergrechtliche Erlaubnis begründet das ausschließliche Recht zur Aufsuchung von Bodenschätzen in einem näher bestimmten Aufsuchungsfeld (§ 7 BBergG). Aufsuchung ist die mittelbar oder unmittelbar auf die Entdeckung oder Feststellung der Ausdehnung von Bodenschätzen gerichtete Tätigkeit (§ 4 Abs. 1 BBergG), also die Erkundung oder Exploration eines Gebietes auf das Vorhandensein eines gewinnbaren Bodenschatzes.

Die Bewilligung (§ 8 BBergG) und das Bergwerkseigentum (§ 9 BBergG) berechtigen zur Gewinnung des Bodenschatzes im jeweiligen Gewinnungsfeld. Gewinnung ist das Lösen oder Freisetzen von Bodenschätzen einschließlich der damit zusammenhängenden vorbereitenden, begleitenden und nachfolgenden Tätigkeiten (§ 4 Abs. 2 BBergG).

Daneben kann sich eine Bergbauberechtigung aus einem fortbestehenden alten Recht herleiten (§§ 149 ff. BBergG). Ihr Inhalt richtet sich nach dem jeweiligen Recht.

Eine Bergbauberechtigung gilt stets nur für die darin bezeichneten Bodenschätze (§ 7 Abs. 1 Nr. 1, § 8 Abs. 1 Nr. 1 BBergG). Die Bezeichnung der Bodenschätze kann nach Maßgabe der gesetzlichen Bezeichnung erfolgen, aber auch enger gefasst werden.

So werden Erlaubnisfelder regelmäßig für den Bodenschatz Kohlenwasserstoffe erteilt.³ Bewilligungen können sich ebenfalls auf alle Kohlenwasserstoffe erstrecken⁴, aber auch auf Erdgas beschränkt sein.⁵

Für die Aufsuchung oder Gewinnung unkonventioneller Gas-Vorkommen ist deshalb eine Bergbauberechtigung für Kohlenwasserstoffe erforderlich und ausreichend. Eine Erlaubnis oder Bewilligung für die unkonventionelle Gasförderung muss sich also nicht von derjenigen für eine konventionelle Gasförderung unterscheiden. Eine zunächst auf die konventionelle Gasförderung gerichtete Berechtigung erstreckt sich somit ohne Weiteres auch auf die unkonventionelle Gasförderung.

Deshalb können für dasselbe Feld bzw. für sich überschneidende Felder verschiedene Berechtigungen für verschiedene Bodenschätze erteilt werden. Im Oberrheingraben und im süddeutschen Molassebecken überschneiden sich beispielsweise häufig Erlaubnisfelder für Erdwärme und Kohlenwasserstoffe.

Bergbauberechtigungen werden nach dem Bundes-Berggesetz nur noch befristet erteilt. Voraussetzung für die Erteilung ist, dass der Bergbauunternehmer seine Leistungsfähigkeit glaubhaft macht, Bodenschätze und deren Aufsuchung oder Gewinnung nicht gefährdet werden und überwiegende öffentliche Interessen die geplante Tätigkeit im gesamten Feld nicht ausschließen (vgl. §§ 11, 12 BBergG). Die jeweilige Berechtigung kann entzogen oder eine Verlängerung kann versagt werden, wenn Aufsuchung oder Gewinnung nicht dem mit dem Antrag vorgelegten Arbeitsprogramm entsprechen (§§ 16, 18 BBergG).

Eine Bergbauberechtigung begründet (ähnlich wie das Grundeigentum bei grundeigenen Bodenschätzen) ein ausschließliches Recht, den jeweiligen Bodenschatz im jeweiligen Feld aufzusuchen bzw. zu gewinnen (§§ 7, 8 BBergG). Sie ordnet also Aufsuchungs- oder Gewinnungsrechte einem Inhaber zu. Die Bergbauberechtigung sagt jedoch nichts darüber aus, ob und unter welchen Bedingungen zur Gewährleistung des Schutzes von Menschen und Umwelt ein bergbauliches Vorhaben zur Aufsuchung oder Gewinnung durchgeführt werden darf (s.u. Abschn. B1.1.2).

³ Z.B. die Erlaubnisfelder Nordrhein-Westfalen Nord (Bohrung Nordwalde; Quelle: Bezirksregierung Arnsberg, Karte der erteilten und beantragten Aufsuchungsfelder für Kohlenwasserstoffen in NRW, www.bezreg-arnsberg.nrw.de); Bramsche-Erweiterung der BEB Erdöl & Erdgas GmbH (Bohrung Lünne) und Rotenburg der RWE Dea AG in Niedersachsen (Bohrungen Völkersen, Quelle: NIBIS-Kartenserver des LBEG unter www.lbeg.niedersachsen.de).

⁴ So z.B. das Bewilligungsfeld Rotenburg-Scheeßel der RWE Dea AG in Niedersachsen (Quelle: NIBIS-Kartenserver des LBEG unter www.lbeg.niedersachsen.de).

⁵ So z.B. das Bewilligungsfeld Rotenburg-Völkersen I der RWE Dea AG in Niedersachsen (Quelle: NIBIS-Kartenserver des LBEG unter www.lbeg.niedersachsen.de).

Im Rahmen des Erlaubnis- und Bewilligungsverfahrens erfolgt danach in erster Linie eine Regelung konkurrierender Interessen an der Nutzung des Untergrundes. So ist beispielsweise eine Erlaubnis oder Bewilligung zur Gewinnung von Kohlenwasserstoffen zu untersagen, wenn durch sie eine sinnvolle und planmäßige Aufsuchung oder Gewinnung anderer bergfreier oder grundeigener Bodenschätze gefährdet würde (§ 11 Nr. 8 BBergG). Dadurch sind bestehende und konkret beabsichtigte bergbauliche Nutzungen geschützt.⁶ Eine Versagung zum Schutz potenzieller künftiger Nutzungen kommt vor allem in Betracht, wenn Bodenschätze beeinträchtigt würden, deren Schutz im öffentlichen Interesse liegt (§ 11 Nr. 9 BBergG). So wäre eine Erlaubnis oder Bewilligung zu versagen, wenn eine beabsichtigte unkonventionelle Gasgewinnung eine Verunreinigung eines anderen Bodenschatzes zur Folge hätte, der nach Abwägung des volkswirtschaftlichen Interesses Vorrang hat.⁷

Diese Aspekte könnten zum Tragen kommen, wenn sich eine unkonventionelle Gasförderung als unverträglich mit einer Geothermienutzung erweisen sollte. Meist wird diese Frage erst im Rahmen eines Bewilligungsverfahrens zu entscheiden sein, wenn es um die Berechtigung für ein konkretes Gewinnungsvorhaben geht. Für die Abwägung des öffentlichen Interesses an der einen oder anderen Nutzung des Untergrundes haben die Behörden allerdings nur dann einen handhabbaren Abwägungsmaßstab, wenn sich beispielsweise aus Zielen der Raumplanung ein Vorrang für die eine oder die andere Nutzung ergibt. Andernfalls dürfte eine konkret beantragte Gewinnung schon deshalb einen nur schwer überwindbaren Vorteil haben, weil sich das volkswirtschaftliche Interesse im konkreten Antrag gewissermaßen manifestiert, während sich das volkswirtschaftliche Interesse an einem bloßen Potenzial, dessen Nutzbarkeit noch offen ist, naturgemäß nur schwer bewerten lässt.⁸

Andere öffentliche Interessen, insbesondere Belange des Umweltschutzes, sind nur relevant, wenn sie die Aufsuchung oder Gewinnung von vornherein im gesamten Feld ausschließen (§ 11 Nr. 10, § 12 Abs. 1 Satz 1 BBergG). Mit dieser Regelung will der Gesetzgeber verhindern, dass Bergbauberechtigungen verliehen werden, die nicht die Erwartung rechtfertigen, jemals ausgeübt werden zu können, und sich dann als substanzlos erweisen. Gleichwohl umfasst die Bergbauberechtigung nicht die Befugnis, von dem erteilten Rechtstitel auch tatsächlich Gebrauch zu machen. Sie besagt nichts darüber, ob, in welchem Umfang und unter welchen Voraussetzungen eine Aufsuchung oder Gewinnung mit den öffentlich-rechtlichen Vorschriften vereinbar ist, der Inhaber die Berechtigung also letztlich ausüben darf. Dafür sind eine beson-

⁶ Vgl. OVG Lüneburg, Urt. v. 30.10.2003, 7 L 3421/00, ZfB 2004, 12 ff., unter B.2.b) zur Berücksichtigung der Konkurrenz zwischen einem alten Salzrecht und der zur Erkundung des Salzstocks Gorleben erforderlichen Salzgewinnung im Rahmen von Entscheidungen über Bergbauberechtigungen.

⁷ Vgl. z.B. Boldt/Weller, BBergG, § 11 Rn. 12.

⁸ Vgl. hierzu die intensive Diskussion zur Konkurrenz zwischen Kohlendioxidablagerung (CCS) und Geothermie im Zusammenhang mit den Entwürfen eines CCS-Gesetzes (BT-Drs. 16/12782, vgl. S. 9, 22 und 32 und 17/5750, vgl. S. 10, 26, 39 und 40) im Bundesrat (BT-Drs. 16/3324, S. 3 f.), im Umweltausschuss des Bundestages (BT-Drs. 17/6507, S. 2, 6 und 7 f.) und in einschlägigen Stellungnahmen des GtV-Bundesverbandes Geothermie unter www.geothermie.de.

dere bergrechtliche Betriebsplanzulassung und ggf. weitere öffentlich-rechtliche Genehmigungen erforderlich. In der Regel kann es also erst auf dieser zweiten Stufe zu einer Kollision zwischen bergbaulichen Interessen und Belangen des Umweltschutzes kommen.⁹

Im Verfahren zur Erteilung einer Bergbauberechtigung ist eine Beteiligung anderer Behörden deshalb nur vorgesehen, soweit zu ihren Aufgaben die Wahrnehmung öffentlicher Interessen im Sinne dieser Vorschrift gehört (§ 15 BBergG).

B1.1.2 Gefahrenvorsorge: Betriebsplanpflicht

Die Prüfung öffentlich-rechtlicher Anforderungen zum Schutz von Gesundheit, Eigentum und Sachgütern erfolgt im Betriebsplanzulassungsverfahren.

Für die Errichtung und Führung eines Bergbaubetriebes, insbesondere für das Niederbringen und den anschließenden Betrieb von Bohrungen sind Betriebspläne aufzustellen, die von der Bergbehörde zugelassen werden müssen (§§ 52, 54 BBergG). Das gilt unabhängig davon, ob die Bohrung der Aufsuchung oder der Gewinnung eines Bodenschatzes dient, also auf Grundlage einer Aufsuchungserlaubnis oder einer Bewilligung oder eines Bergwerkseigentums erteilt wird.

Betriebspläne werden in der Regel als Hauptbetriebspläne für einen Zeitraum von zwei Jahren aufgestellt und zugelassen (§ 52 Abs. 1 Satz 1 BBergG). Die Bergbehörde kann verlangen, dass für bestimmte Teile des Betriebes oder für bestimmte Vorhaben Sonderbetriebspläne aufgestellt werden (§ 52 Abs. 2 Nr. 2 BBergG).

Für längere Zeiträume kann die Bergbehörde die Aufstellung von Rahmenbetriebsplänen verlangen, die allgemeine Angaben über das beabsichtigte Vorhaben, dessen technische Durchführung und dessen voraussichtlichen zeitlichen Ablauf enthalten müssen (fakultativer Rahmenbetriebsplan, § 52 Abs. 2 Nr. 1 BBergG). Ein fakultativer Rahmenbetriebsplan kann wie ein Haupt- oder Sonderbetriebsplan in einem einfachen Verwaltungsverfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung zugelassen werden. Müssen Arbeiten und Einrichtungen von mehreren Unternehmen nach einheitlichen Gesichtspunkten durchgeführt, errichtet oder betrieben werden, kann die Bergbehörde von den beteiligten Unternehmen verlangen, hierfür gemeinschaftliche Betriebspläne aufzustellen (§ 52 Abs. 2 BBergG). Weitere besondere Regelungen gelten für die Zulassung des Abschlussbetriebsplans (§ 55 Abs. 2 BBergG) und die Zulassung von Betriebsplänen für Abfallentsorgungseinrichtungen (§ 22 a Abs. 3 i. V. m. Anhang 6 ABergV).

Soweit ein bergbauliches Vorhaben einer Umweltverträglichkeitsprüfung bedarf, muss die Bergbehörde die Aufstellung eines Rahmenbetriebsplans verlangen (obligatorischer Rahmenbetriebsplan) und für dessen Zulassung ein Planfeststellungsverfahren mit umfassender Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung durchführen (§ 52 Abs. 2 a bis 2 c sowie §§ 57 a und 57 b BBergG i. V. m. der UVP-V Bergbau). Die UVP wird also nur für den dann zwingenden Rahmenbetriebsplan durchgeführt; für die Zulassung der nachfolgenden Haupt- und Sonderbe-

⁹ So BVerwG, Beschl. v. 15.10.1998, 4 B 94.98, NVwZ 1999, 876 f., zur Kollision zwischen bergbaulichen und gemeindlichen Belangen.

triebspläne ist eine ergänzende UVP nicht erforderlich, wenn sie sich innerhalb des zugelassenen Rahmenbetriebsplans bewegen.

Sinn und Zweck der Umweltverträglichkeitsprüfung und der Grundsatz der Problembewältigung verlangen, im obligatorischen Rahmenbetriebsplan nicht nur einzelne Zeitabschnitte, sondern das Gesamtvorhaben in den Blick zu nehmen. Das schließt allerdings nicht aus, aus der Zulassung des Rahmenbetriebsplans solche Fragen auszuklammern, die sich sachgerecht erst beantworten lassen, wenn räumlich und zeitlich beschränkte Abschnitte genauer betrachtet werden können.¹⁰

Wird durch die in einem Betriebsplan vorgesehenen Maßnahmen der Aufgabenbereich anderer Behörden oder der Gemeinden als Planungsträger berührt, so sind diese vor der Betriebsplanzulassung zu beteiligen; eine weitergehende Beteiligung der Gemeinden kann durch Landesrecht vorgeschrieben werden, soweit in einem Betriebsplan Maßnahmen zur Lagerung oder Ablagerung von Bodenschätzen, Nebengestein oder sonstigen Massen vorgesehen sind (§ 54 Abs. 2 BBergG).

Eine Öffentlichkeitsbeteiligung ist außer im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung nur erforderlich, wenn Rechte von voraussichtlich mehr als 300 Personen betroffen sind oder der Kreis der Betroffenen nicht abschließend bekannt ist (§ 48 Abs. 2 Satz 2 bis 5 BBergG i.V.m. § 73 VwVfG). Rechte Dritter sind betroffen, wenn bergbauliche Vorhaben ihre Gesundheit oder ihr Eigentum beeinträchtigen können.¹¹ Das Eigentumsrecht steht einer Betriebsplanzulassung aber nur entgegen, wenn es unverhältnismäßig beeinträchtigt wird, also mit Schäden von einigem Gewicht mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu rechnen ist.¹²

Das bergrechtliche Betriebsplanverfahren ist nach der Rechtsprechung ein dem Bergrecht eigenes, die bergbaulichen Maßnahmen ständig begleitendes behördliches Kontrollinstrument. Regelmäßig wird nicht das ganze Vorhaben, sondern immer nur ein bestimmter Zeitabschnitt des Vorhabens Gegenstand der Betriebsplanzulassung. Der Unsicherheit von bergbaulichen Prognosen entspricht die Bewältigung der mit dem Bergbau verbundenen Sicherheit und sonstigen Probleme durch Zulassungsentscheidungen nach Zeitabschnitten. Ergibt sich im Lauf des bergbaulichen Betriebs, dass die Zulassungsvoraussetzungen nicht mehr gegeben sind, kann sich der Bergbauunternehmer nicht auf einen durch zuvor erteilte Betriebsplanzulassung begründeten Vertrauensschutz berufen, sondern hat das damit verbundene Investitionsrisiko zu tragen. Die Betriebsplanzulassung kann deshalb nicht ohne Weiteres mit einer immissionschutz- oder atomrechtlichen Genehmigung verglichen werden. Sie ist, verglichen mit dem Anlagenrecht, Genehmigungs- und Aufsichtsverfahren in einem.¹³

¹⁰ BVerwG, Urt. v. 15.12.2006, 7 C 6.06, BVerwGE 127, 272, 277, Rn. 25 ff. (Walsum).

¹¹ Vgl. zuletzt BVerwG, Urt. v. 29.04.2010, 7 C 18.09, Rn. 18, 35, ZUR 2010, 430 ff.

¹² BVerwG, Urt. v. 16.03.1989, 4 C 36.85, BVerwGE 81, 329, 344 f. (Moers-Kapellen).

¹³ BVerwG, Urteil v. 13.12.1991, 7 C 25.90, BVerwGE 89, 246, 251 ff. (Gasspeicher).

Im Bohrlochbergbau ist es üblich, gesonderte Betriebspläne für die Herrichtung des Bohrplatzes, die Durchführung der Bohrung und ggf. Testarbeiten für eine etwaige Verfüllung der Bohrung aufzustellen.

Welche Art von Betriebsplänen verlangt wird, ist unterschiedlich.

In Niedersachsen betreffen Hauptbetriebspläne den gesamten Förderbetrieb eines Unternehmens im ganzen Bundesland.¹⁴ Für einzelne Bohrungen werden Rahmenbetriebspläne und für die einzelnen Tätigkeiten (Bohrplatzbau, Bohrung, Testarbeiten, Verfüllung) jeweils Sonderbetriebspläne verlangt.¹⁵ Außerdem sind Sonderbetriebspläne für die Errichtung oder Änderung von Rohrleitungen erforderlich.

In Nordrhein-Westfalen bezieht sich der Hauptbetriebsplan auf die einzelne Bohrung. Gleichwohl sind Sonderbetriebspläne z.B. für den Bohrplatzbau üblich.¹⁶

In der Praxis hängt die Abgrenzung des Inhalts von Rahmen-, Haupt- und Sonderbetriebsplänen häufig auch davon ab, welche Behörden von den jeweiligen Maßnahmen betroffen sein können. Dabei wird der Inhalt des Rahmen- oder Hauptbetriebsplans so festgelegt, dass er die für den Aufgabenbereich der jeweiligen Behörde erforderlichen Angaben so hinreichend enthält, dass gegebenenfalls erforderliche weitere Konkretisierungen in Haupt- oder Sonderbetriebsplänen ohne erneute Behördenbeteiligung erfolgen können.

B1.1.3 Voraussetzungen der Betriebsplanzulassung

Voraussetzungen für die Betriebsplanzulassung sind neben dem Vorliegen einer Berechtigung zur Aufsuchung oder Gewinnung des Bodenschatzes, dass die erforderliche Vorsorge gegen Gefahren für Leben, Gesundheit und zum Schutz von Sachgütern Beschäftigter im Betrieb getroffen ist, dass die anfallenden Abfälle ordnungsgemäß verwendet oder beseitigt werden, dass die erforderliche Vorsorge zur Wiedernutzbarmachung der Oberfläche getroffen ist und dass gemeinschädliche Einwirkungen der Aufsuchung oder Gewinnung nicht zu erwarten sind (§ 55 Abs. 1 Satz 1 BBergG). Unabhängig davon kann die Bergbehörde unbeschadet anderer öffentlich-rechtlicher Vorschriften eine Aufsuchung oder eine Gewinnung beschränken oder untersagen, soweit ihr überwiegende öffentliche Interessen entgegenstehen (§ 48 Abs. 2 Satz 1 BBergG).

¹⁴ Vgl. die Antwort des Wirtschaftsministers Bode vom 10.05.2012 auf eine mündliche Anfrage von SPD-Landtagsabgeordneten (unter www.mw.niedersachsen.de), in der zu 1. die Zulassung des Hauptbetriebsplans RWE Dea AG, Förderbetrieb Niedersachsen vom 29.11.2010 aufgeführt wird.

¹⁵ Vgl. den mit Bescheid des LBEG v. 14.08.2009 zugelassenen Rahmenbetriebsplan der ExxonMobilProduction Deutschland GmbH für die Aufschlussbohrung in Lünne v. 15.05.2009, im Internet veröffentlicht unter www.erdgassuche-in-deutschland.de.

¹⁶ Vgl. die von EMPG veröffentlichten Hauptbetriebspläne vom 17.08.2010 und vom 22.02.2012 sowie den Sonderbetriebsplan Bohrplatzbau vom 28.09.2010, im Internet veröffentlicht unter www.erdgassuche-in-deutschland.de.

Aus Sicht des Umweltschutzes sind vor allem die Voraussetzungen hinsichtlich der Gefahrenvorsorge (§ 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 BBergG), der Abfallentsorgung (§ 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 6 BBergG) sowie gemeinschädlicher Einwirkungen (§ 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9 BBergG) und die Beachtlichkeit anderer öffentlich-rechtlicher Vorschriften (§ 48 Abs. 2 Satz 1 BBergG) relevant.

Die Betriebsplanzulassung setzt voraus, dass die erforderliche Vorsorge gegen Gefahren für Leben, Gesundheit und zum Schutz von Sachgütern, Beschäftigten und Dritten im Betrieb insbesondere durch die den allgemein anerkannten Regeln der Sicherheitstechnik entsprechenden Maßnahmen eingehalten wird sowie Vorsorge dafür getroffen ist, dass die für die Errichtung und Durchführung eines Betriebes geltenden berg- und arbeitsschutzrechtlichen Vorschriften eingehalten werden (§ 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 BBergG).

Mit den allgemein anerkannten Regeln der Sicherheitstechnik gelten als allgemeiner bergrechtlicher Schutzmaßstab tendenziell geringere Anforderungen als beispielsweise im Immissionsschutz- und Abwasserrecht, die die Einhaltung eines fortschrittlicheren Standes der Technik verlangen (§ 5 Abs. 1 Nr. 2, § 3 Nr. 6 i.V.m. der Anlage zu § 3 Nr. 6 BImSchG, § 57 Abs. 1 WHG), und im Atomrecht, das die höchste Anforderungsstufe der nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erforderlichen Vorsorge aufstellt (§ 7 Abs. 2 Nr. 3 AtG).

Nach dem Rammelsberg-Urteil des BVerwG von 1995 sind Veränderungen der Wasserbeschaffenheit, die nach dem Wasserhaushaltsgesetz die Merkmale einer Gewässerverunreinigung aufweisen, zugleich gemeinschädliche Einwirkungen im Sinne des § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9 BBergG.¹⁷ Danach ist eine Betriebsplanzulassung zu versagen, wenn das Vorhaben zu Gewässerverunreinigungen führt, die bei normalem Geschehensablauf nach allgemeiner Lebenserfahrung wahrscheinlich und ihrer Natur nach vorhersehbar sind.¹⁸

Im Tongruben-Urteil von 2005 hat das BVerwG dagegen festgestellt, dass das Vorliegen gemeinschädlicher Einwirkungen voraussetzt, dass der Betrieb eine ganz erhebliche Gefahrenschwelle überschreitet. Es muss ein Schaden in solchem Umfang drohen, dass er sich auf das Allgemeinwohl auswirkt. Mit dieser hohen Schwelle ist der Begriff der Gemeinschaftlichkeit nicht geeignet, die Einhaltung der Anforderungen an den Einbau bergbaufremder Abfälle sicherzustellen. Auch mit anderen Anforderungen des § 55 BBergG lassen sich schädliche Einwirkungen auf die Schutzgüter Boden und Grundwasser nicht ausschließen.¹⁹

Demgegenüber eröffnet die Vorschrift des § 48 Abs. 2 BBergG der Bergbehörde die Möglichkeit, eine Aufsuchung oder Gewinnung zu beschränken oder zu untersagen, soweit ihr überwiegende öffentliche Interessen entgegenstehen. Diese Kann-Bestimmung ist keine Ermessens-, sondern eine Befugnisnorm. Sie erweitert die Befugnisse der Bergbehörde bei der Betriebsplanzulassung und ergänzt insoweit die Zulassungsvoraussetzungen des § 55 BBergG. Liegen bereits bei der Entscheidung der Bergbehörde über die Betriebsplanzulassung Umstände vor, die eine Beschränkung oder Untersagung rechtfertigen, so hat sie dies bei ihrer Entscheidung durch

¹⁷ BVerwG, Urteil v. 09.11.1995, 4 C 25.94, BVerwGE 100, 31, Leitsatz 1 und S. 35 (Rammelsberg).

¹⁸ BVerwGE 100, 31, 36 (Rammelsberg); OVG Münster, Urt. v. 26.01.2012, 11 A 2635/09, unter II.1.b)cc).

¹⁹ BVerwG, Urt. v. 14.04.2005, 7 C 26.03, BVerwGE 123, 247, 253 f.

Beschränkung oder Versagung der Zulassung zu berücksichtigen. § 48 Abs. 2 Satz 1 BBergG stellt einen Auffangtatbestand dar; nach ihm sind die Belange zu prüfen und abzuarbeiten, die nicht bereits im Rahmen von § 55 BBergG oder in Verfahren zu prüfen sind, die mangels einer Konzentrationswirkung der Zulassungsentscheidung nach anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften erforderlich sind (§ 48 Abs. 1 BBergG).²⁰

Zu den öffentlichen Interessen gehören neben der Beachtung der abfallrechtlichen Grundpflichten der Erzeuger und Besitzer von Abfällen auch die Anforderungen des Bodenschutzes. Sie dienen dem Ziel, im öffentlichen Interesse schädliche Einwirkungen auf die Umwelt abzuwehren und stehen in Verbindung mit untergesetzlichen Vorschriften darüber, welches Risiko dem Einzelnen durch den Umgang mit Abfällen zuzumuten ist und welche Risikoschwelle nicht überschritten werden darf. Sie fügen sich damit ein in den Gesetzeszweck, die Vorsorge gegen Gefahren, die sich aus bergbaulicher Tätigkeit für Leben, Gesundheit und Sachgüter Dritter ergeben, zu verstärken und den Ausgleich unvermeidbarer Schäden zu verbessern (§ 1 Nr. 3 BBergG). Soweit die Art und Weise der auf die bergbauliche Tätigkeit beschränkten Wiedernutzbarmachung nachteilige Folgen für Boden und Grundwasser hervorrufen kann, ist die Bergbehörde verpflichtet, diese Folgen bereits bei Zulassung des Abschlussbetriebsplans zu berücksichtigen.²¹

Zu notwendigen Hochwasserschutzmaßnahmen als Folgemaßnahmen planfeststellungsbedürftiger Steinkohlenabbauvorhaben hat das Bundesverwaltungsgericht 2006 und 2010 entschieden, dass die wasserrechtlichen Anforderungen des Hochwasserschutzes in erster Linie im wasserrechtlichen Verfahren zu prüfen sind (vgl. die Regelung für Folgemaßnahmen in § 57 b Abs. 3 Satz 3 BBergG). Zur Prüfung, ob dem bergbaulichen Vorhaben überwiegende Gründe des Hochwasserschutzes entgegenstehen (§ 48 Abs. 2 BBergG) ist erforderlich, aber ausreichend, dass die wasserrechtliche Problematik im dafür vorgesehenen Verfahren gelöst werden kann.²²

B1.1.4 Inhalt von Betriebsplänen und Betriebsplanzulassungen

Der Inhalt von Betriebsplänen und Betriebsplanzulassungen ist gesetzlich nicht geregelt. Als notwendiger Inhalt eines Betriebsplans wird die Darstellung von Umfang, technischer Durchführung, Dauer des Vorhabens und der Zulassungsvoraussetzungen des § 55 BBergG angesehen.²³ Die Anforderungen werden teilweise durch bergbehördliche Richtlinien konkretisiert. Gleichwohl bleibt ein erheblicher Spielraum hinsichtlich des Detaillierungsgrades des Betriebsplans.

²⁰ BVerwG, Urt. v. 29.06.06, 7 C 11.05, BVerwGE 126, 205, 209, Rn. 17 f. (Garzweiler); BVerwGE 123, 247, 254 (Tongrube), BVerwGE 74, 315, 322 f. Vgl. hierzu Kremer / Neuhaus gen. Wever, Bergrecht, 2001, Rn. 253 ff.

²¹ BVerwG, Urt. v. 14.04.2005, 7 C 26.03, BVerwGE 123, 247, 254 f.

²² BVerwG, Urt. v. 29.04.2010, 7 C 18.09, Rn. 22 ff. (Hochwasserschutz); Urt. v. 15.12.2006, 7 C 6.06, BVerwGE 127, 272, 281, Rn. 35 ff., 40 f. (Walsum); OVG Münster, Urt. v. 21.12.2007, 11 A 94.02, unter A. II. 2. c). (Garzweiler).

²³ So z.B. VG Düsseldorf, Urt. v. 28.09.2010, 17 K 3996/09; Piens/Schulte/Graf Vitzthum, BBergG, 1983, § 52 Rn. 14.

Bei immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftigen Vorhaben ist es üblich, dass der Antragsteller sein Vorhaben und die vorgesehenen Schutzmaßnahmen detailliert beschreibt. Auf dieser Grundlage bewertet die Genehmigungsbehörde, ob das geplante Vorhaben den gesetzlichen Anforderungen entspricht und fordert gegebenenfalls ergänzende Schutzmaßnahmen.

In bergbehördlichen Verfahren scheint dagegen teilweise eine allgemeine Beschreibung des Vorhabens in den Antragsunterlagen zu genügen. Für erforderliche Schutzmaßnahmen wird teilweise lediglich darauf verwiesen, dass gesetzliche oder untergesetzliche Vorschriften bzw. die Anforderungen technischer Regelwerke eingehalten werden, ohne zugleich in den Antragsunterlagen näher zu beschreiben, wie diese Vorgaben eingehalten werden.

So enthielt beispielsweise eine Hauptbetriebsplanzulassung der Bezirksregierung Arnsberg für eine Grubengasgewinnungsanlage die Nebenbestimmung, die Anlage sei nach dem Stand der Technik unter Einhaltung der Grubengasgewinnungs-Richtlinien zu errichten und zu betreiben, ohne konkrete Maßnahmen vorzugeben. Die Bezirksregierung verwies darauf, dass die Tiefbohrverordnung ausreichende Bestimmungen enthalte. Das VG Düsseldorf hielt diese Nebenbestimmung für hinreichend bestimmt: Es könne ausreichen, wenn die zu erfüllende Vorgabe eindeutig bestimmt und dem Betreiber freigestellt sei, mit welchem Mittel diese Vorgabe erfüllt werde.²⁴

B1.1.5 Rechtsverordnungen, insbesondere ABergV und Tiefbohrverordnungen (BVOT)

Die zur Einhaltung der Zulassungsvoraussetzungen des § 55 BBergG erforderlichen Schutzmaßnahmen werden durch Rechtsverordnungen des Bundes und der Länder näher konkretisiert.

Bundeseinheitliche Anforderungen für alle bergbaulichen Bereiche enthält die Allgemeine Bundesbergverordnung.²⁵ Sie enthält in erster Linie arbeitsschutzrechtliche Regelungen und dient insoweit der Umsetzung einschlägiger unionsrechtlicher Richtlinien. Außerdem werden durch § 22a ABergV die Anforderungen der Richtlinie 2006/21/EG über die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie²⁶ umgesetzt.

Die Tiefbohrverordnungen (Bergverordnung für Tiefbohrungen, BVOT) der Länder gehen zurück auf einen bundeseinheitlichen Entwurf, den der Länderausschusses Bergbau (LAB) am 18.05.2006 beschlossen hat.

²⁴ VG Düsseldorf, Urt. v. 28.09.2010, 17 K 3996/09.

²⁵ Bergverordnung für alle bergbaulichen Bereiche (Allgemeine Bundesbergverordnung – ABergV) vom 23. Oktober 1995 (BGBl. I S. 1466), zuletzt geändert durch Gesetz vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212).

²⁶ Richtlinie 2006/21/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. März 2006 über die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie und zur Änderung der Richtlinie 2004/35/EG, ABl. EG Nr. L 102 vom 11.4.2006, S. 15 ff.

Die BVOT der Länder sind deshalb sowohl im Aufbau als auch inhaltlich weitgehend identisch, auch wenn die Bundesländer teilweise die Möglichkeit zur länderspezifischen Anpassung genutzt haben.²⁷ Nachfolgend wird deshalb stellvertretend für die Tiefbohrverordnungen der Länder Niedersachsen,²⁸ Nordrhein-Westfalen²⁹ und Thüringen³⁰ nur auf „die“ BVOT Bezug genommen. In Sachsen-Anhalt gelten die entsprechenden Regelungen der in Form der als Verwaltungsvorschrift erlassenen Technischen Verfügung 23/2007.³¹ Abweichend vom LAB-Entwurf ist die zuletzt im Jahr 2004 geänderte Tiefbohr- und Gasspeicher-Bergpolizeiverordnung (TGBPVO) Baden-Württemberg aufgebaut.³²

Die BVOT konkretisieren die bergrechtlichen Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb der bergrechtlichen Betriebsanlagen und Betriebseinrichtungen zur Aufsuchung und Gewinnung von Bodenschätzen und zum Einleiten von Stoffen in den Untergrund durch über Tage angesetzte Bohrungen (vgl. § 1 Abs. 1 Nr. 1 BVOT). Sie enthalten neben allgemeinen Vorschriften (Nr. 1, §§ 3 ff. BVOT) Anforderungen an den Bohr- und Förderbetrieb (Nrn. 4 und 5, §§ 18 ff. und 33 ff. BVOT), an Lagerung und Umschlag von entzündlichen Flüssigkeiten (Nr. 7, §§ 45 ff. BVOT) und an Rohrleitungen (Nr. 8, §§ 49 ff. BVOT).

Die Bundesverordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau) bezeichnet die Vorhaben, für die eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist, und enthält ergänzende Verfahrensanforderungen (dazu unten B1.4.1). Sie enthält keine materiellen Zulassungsvoraussetzungen.

²⁷ Vgl. den Einführungserlass der Abteilung Bergbau und Energie in NRW der Bezirksregierung Arnsberg vom 30.11.2006, im Internet verfügbar unter <http://esb.bezreg-arnsberg.nrw.de>, und die Erläuterungen des LAGB Sachsen-Anhalt zur Technischen Verfügung Nr. 23/2007, im Internet verfügbar unter <http://www.sachsen-anhalt.de/index.php?id=26103>.

²⁸ Bergverordnung für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Land Niedersachsen (Tiefbohrverordnung – BVOT) vom 20.09.2006, Nds. MBL S. 887.

²⁹ Bergverordnung für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Land Nordrhein-Westfalen (Tiefbohrverordnung – BVOT) vom 31.10.2006, ABl. BezReg Arnsberg 2006 Nr. 48 (Beilage), im Internet verfügbar unter <http://esb.bezreg-arnsberg.nrw.de>.

³⁰ Bergverordnung für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Freistaat Thüringen (Thüringer Tiefbohrverordnung – ThürBVOT) vom 12.06.2007, im Internet verfügbar unter <http://www.tlba.de>.

³¹ Technische Verfügung 23/2007 des Landesamtes für Geologie und Bergwesen Sachsen-Anhalt vom 18. September 2007 für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Land Sachsen-Anhalt, veröffentlicht unter <http://www.sachsen-anhalt.de/index.php?id=26103>.

³² Bergpolizeiverordnung des Wirtschaftsministeriums über Tiefbohrungen, die Gewinnung von mineralischen Bodenschätzen durch Bohrungen sowie die Errichtung und den Betrieb von Gasspeichern (Tiefbohr- und Gasspeicher-Bergpolizeiverordnung- TGBPVO Baden-Württemberg) vom 27.10.1981 (GBl. S. 534), zuletzt geändert am 01.07.2004 (GBl. S. 469).

B1.1.6 Zuständigkeit

Zuständig für den Vollzug des Bergrechts sind die Bergbehörden. In den meisten Bundesländern gibt es nur noch eine einstufige Bergverwaltung, also nur noch eine Bergbehörde und keine Aufteilung in Obere und Untere Bergbehörden.

Zuständige Bergbehörde für ganz Nordrhein-Westfalen ist die Bezirksregierung Arnsberg³³ (Abteilung 6), für Niedersachsen das Landesamt für Bergbau, Energie und Rohstoffe (LBEG) in Hannover, für Baden-Württemberg das Regierungspräsidium Freiburg³⁴ (Abteilung 9, Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe – LGRB), für Thüringen das Thüringer Landesbergamt (TLBA)³⁵ und für Sachsen-Anhalt das Landesamt für Geologie und Bergbau (LAGB)³⁶.

In Hessen obliegt jedem der drei Regierungspräsidien (RP) Kassel, Gießen und Darmstadt die Wahrnehmung von Aufgaben der Bergaufsicht; für einige Aufgaben wie die Erteilung von Bergbauberechtigungen ist allerdings das RP Darmstadt zentral für ganz Hessen zuständig.³⁷

Die Bergbehörden unterstehen der Fachaufsicht der Obersten Bergbehörden. Das sind traditionell die Wirtschaftsministerien der Länder,³⁸ neuerdings aber in Hessen³⁹ und Baden-Württemberg⁴⁰ die Umweltministerien.

³³ § 1 Abs. 1 der Verordnung zur Regelung von Zuständigkeiten und zur Übertragung von Verordnungsermächtigungen auf dem Gebiet des Bergrechts vom 02.03.2010 (GV. NRW.2010 S. 163).

³⁴ § 1 Abs. 1 der Verordnung der Landesregierung über die Bestimmung der zuständigen Behörden nach dem Bundesberggesetz (BBergGZuVO).

³⁵ § 1 Abs. 1 der Thüringer Verordnung zur Bestimmung von Zuständigkeiten nach dem Bundesberggesetz und dem Lagerstättengesetz sowie zur Übertragung von Ermächtigungen.

³⁶ Erlass des Ministeriums für Wirtschaft über Zuständigkeiten der Behörden nach dem Bundesberggesetz im Land Sachsen-Anhalt vom 12.03.1991 i.V.m. dem Beschluss der Landesregierung über die Verschmelzung der Bergämter Halle und Staßfurt und des Geologischen Landesamtes Sachsen-Anhalt vom 27.11.2001 in der Fassung vom 19.07.2005.

³⁷ §§ 1 und 2 der Verordnung über bergrechtliche Zuständigkeiten und Anerkennungsverfahren nach der Markscheider-Bergverordnung (Bergrechtliche Zuständigkeits- und Anerkennungsverordnung – BergZAV).

³⁸ Vgl. z.B. Ziff. 9 des Beschlusses der Niedersächsischen Landesregierung vom 20.12.2005 zur Errichtung des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (Nds. MBl. 2006, S. 56).

³⁹ Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, vgl. Ziff. 819 des Beschlusses über die Zuständigkeit der einzelnen Ministerinnen und Minister nach Art. 104 Abs. 2 der Verfassung des Landes Hessen, GVBl. I 2009, S. 140, 149.

⁴⁰ Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft (Umweltministerium; UM), vgl. VI.9. der Bekanntmachung der Landesregierung über die Abgrenzung der Geschäftsbereiche der Ministerien vom 24.07.2001 in der Fassung des Hinweises der Landesregierung vom 05.07.2011 (GBl. S. 382).

B1.2 Wasserrecht

Wasserrechtliche Anforderungen an Frackingvorhaben ergeben sich im Wesentlichen aus dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG) und der Grundwasserverordnung (GrwV) des Bundes sowie den Wassergesetzen und den Verordnungen über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAwS, sog. Anlagenverordnungen) der Länder. Die Anlagenverordnungen der Länder sollen durch eine geplante bundeseinheitliche Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAUwS) ersetzt werden.⁴¹

Das Wasserrecht des Bundes gilt zwar seit Inkrafttreten des WHG 2010 unmittelbar für das gesamte Bundesgebiet, ist also nicht mehr nur Rahmenrecht für die Wassergesetze der Länder; gleichwohl haben die Länder verschiedene, im Einzelnen recht komplizierte Abweichungsrechte, von denen sie auch regen Gebrauch gemacht haben. Bei der Anwendung des Wasserrechts muss also stets im Einzelfall geprüft werden, ob Bundes- und Landeswasserrecht voneinander abweichen. Ist dies der Fall, muss die Vorrangfrage in Abhängigkeit vom Zeitpunkt des Erlasses und der Vereinbarkeit mit Bundesrecht beantwortet werden.

Das Wasserrecht des Bundes und der Länder dient auch der Umsetzung umfangreicher europarechtlicher Vorgaben, insbesondere der grundlegenden Anforderungen der Wasserrahmenrichtlinie 2000/60/EG und der Grundwasserrichtlinie 2006/118/EG.

Aus dem Wasserrecht sind für Fracking-Vorhaben die allgemeinen Sorgfaltspflichten, die Regelungen über erlaubnisbedürftige Benutzungen, über Lagerung und Ablagerung von Stoffen, über Erdaufschlüsse, über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen, über die Abwasserbeseitigung und über Wasserschutzgebiete relevant. Für den Grundwasserschutz hat der Besorgnisgrundsatz zentrale Bedeutung. Außerdem gelten bei bergbaulichen Vorhaben Sonderregeln für die Zuständigkeit für die Gewässeraufsicht.

B1.2.1 Allgemeine Sorgfaltspflichten

Jede Person ist verpflichtet, bei Maßnahmen, mit denen Einwirkungen auf ein Gewässer verbunden sein können, die nach den Umständen erforderliche Sorgfalt anzuwenden, um (unter anderem) eine nachteilige Veränderung der Gewässereigenschaften zu vermeiden und die Leistungsfähigkeit des Wasserhaushalts zu erhalten (§ 5 Abs. 1 Nr. 1 und 3 WHG).

Eine nachteilige Veränderung fällt nach der Gesetzesbegründung unter den Oberbegriff der schädlichen Gewässerveränderungen.⁴² Das sind Veränderungen von Gewässereigenschaften, die das Wohl der Allgemeinheit, insbesondere die öffentliche Wasserversorgung, beeinträchtigen oder die nicht den Anforderungen entsprechen, die sich aus wasserrechtlichen Vorschriften ergeben (§ 3 Nr. 10 WHG). Gewässereigenschaften sind die auf die Wasserbeschaffenheit, die Wassermenge, die Gewässerökologie und die Hydromorphologie bezogenen Eigenschaften

⁴¹ Vgl. den Entwurf der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAUwS) v. 27.01.2012, veröffentlicht unter www.bmu.de.

⁴² Vgl. die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 16/12275, S. 53; dazu kritisch Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 3 Rn. 69.

von Gewässern und Gewässerteilen (§ 3 Nr. 7 WHG). Wasserbeschaffenheit ist die physikalische, chemische oder biologische Beschaffenheit des Wassers eines oberirdischen Gewässers oder Küstengewässers sowie des Grundwassers (§ 3 Nr. 9 WHG).

Mit dem Gebot der Vermeidung nachteiliger Veränderungen der Gewässereigenschaften wird im Sinne des umweltpolitischen Vorsorgegebotes eine Verpflichtung begründet, Verunreinigungen des Wassers schlechthin zu vermeiden („Minimierungsgebot“), wenn es nur dem Gütezustand des Gewässers dient, gleichviel wie belastbar das Gewässer ist.⁴³

B1.2.2 Benutzungen

Nach dem Wasserrecht bedarf eine Gewässerbenutzung der Erlaubnis oder der Bewilligung (§ 8 Abs. 1 WHG).

Erlaubnisbedürftige Benutzungen sind beispielsweise das Entnehmen von Wasser aus oberirdischen Gewässern, das Einbringen und Einleiten von Stoffen in Gewässer und das Entnehmen und Zutagefördern von Grundwasser (echte Benutzungen, § 9 Abs. 1 Nr. 1, 4 und 5 WHG). Als Benutzungen gelten außerdem Maßnahmen, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen (unechte Benutzungen, § 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG).

Wasserrechtliche Erlaubnis und Bewilligung unterscheiden sich allein in der Art der durch sie gewährten Rechtsstellung.⁴⁴ Die wasserrechtliche Erlaubnis gewährt lediglich eine widerrufliche Befugnis zur Benutzung, die unbeschadet privater Rechte erteilt wird (§ 10 WHG). Dagegen begründet die Bewilligung ein nur beschränkt widerrufliches und private Abwehransprüche ausschließendes Recht zur Gewässerbenutzung (§§ 10, 16 und 18 WHG). Eine Bewilligung darf aber für die im Zusammenhang mit dem Fracking relevanten Benutzungen, namentlich das Einbringen von Stoffen in das Grundwasser und die in Frage kommenden unechten Benutzungen, nicht erteilt werden (§ 14 Abs. 1 Nr. 3 WHG). Sie kommt deshalb hier nicht in Betracht. Zwischen Erlaubnis und Bewilligung steht die gehobene Erlaubnis, die wie die einfache Erlaubnis uneingeschränkt widerruflich ist, aber wie die Bewilligung privatrechtliche Abwehransprüche ausschließt (§§ 15, 16 und 18 WHG).

Da eine gehobene Erlaubnis oder eine Bewilligung privatrechtliche Abwehransprüche ausschließen, müssen sie in einem Verfahren erteilt werden, in dem die Betroffenen Einwendungen geltend machen können (§ 11 Abs. 2, § 15 Abs. 2 WHG).

Die wasserrechtliche Erlaubnis regelt sowohl die Befugnis zur Gewässerbenutzung als auch die Bedingungen, die zum Schutz von Mensch und Umwelt einzuhalten sind. Die für das Bergrecht typische Unterscheidung zwischen der Erteilung von Nutzungsrechten (Berechtigung) und der Vorhabenzulassung (Betriebsplanzulassung) kennt das Wasserrecht also nicht. Trotz gleicher Bezeichnungen sind wasser- und bergrechtliche Erlaubnisse und Bewilligungen deshalb nicht miteinander vergleichbar.

⁴³ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 3 Rn. 69 mit Hinweis auf OVG Münster, ZfW 1999, 57.

⁴⁴ So BVerwGE 41, 58 (Leitsatz 1).

In einer wasserrechtlichen Erlaubnis müssen Art und Maß der Benutzung näher bestimmt werden (§ 10 Abs. 1 WHG). Bei Entnahmen muss also regelmäßig eine maximale Entnahmemenge innerhalb einer bestimmten Zeiteinheit festgelegt werden.⁴⁵ In entsprechender Weise müssen auch bei einer Einleitung Art und Maß der zugelassenen Benutzung näher bestimmt werden.

Die Erlaubnis ist zu versagen, wenn schädliche, auch durch Nebenbestimmungen nicht vermeidbare oder nicht ausgleichbare Gewässerveränderungen zu erwarten sind oder andere Anforderungen nach öffentlich-rechtlichen Vorschriften erfüllt werden (§ 12 Abs. 1 WHG). Schädliche Gewässerveränderungen sind Veränderungen von Gewässereigenschaften, die das Wohl der Allgemeinheit beeinträchtigen oder nicht den wasserrechtlichen Anforderungen entsprechen (§ 3 Nr. 10 WHG).

Wasserrechtliche Anforderungen für Grundwasserbenutzungen ergeben sich aus den einschlägigen Regelungen der §§ 47 bis 49 WHG. Danach ist das Grundwasser so zu bewirtschaften, dass eine Verschlechterung seines mengenmäßigen und chemischen Zustands vermieden wird, alle signifikanten und anhaltenden Trends ansteigender Schadstoffkonzentrationen aufgrund der Auswirkungen menschlicher Tätigkeiten umgekehrt werden und ein guter mengenmäßiger und chemischer Zustand erhalten oder erreicht wird (§ 47 WHG). Durch Einbringen und Einleiten von Stoffen in das Grundwasser darf eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit nicht zu besorgen sein (§ 48 Abs. 1 WHG). Außerdem gelten besondere Regelungen für Erdaufschlüsse (§ 49 WHG).

Kriterien für die Ermittlung, Einstufung und Überwachung des Grundwasserzustands werden durch die Grundwasserverordnung konkretisiert. Für weitere Regelungen über zulässige Schadstoffeinträge liegt ein Entwurf einer sogenannten Mantelverordnung vor, durch die unter anderem die Grundwasserverordnung ergänzt werden soll.⁴⁶

Auch wenn keine schädliche Gewässerveränderung zu erwarten ist, besteht kein Rechtsanspruch zur Erteilung der Erlaubnis. Vielmehr steht die Erteilung der Erlaubnis und der Bewilligung im pflichtgemäßen Ermessen (Bewirtschaftungsermessen) der zuständigen Behörde (§ 12 Abs. 2 WHG).

B1.2.3 Lagern und Ablagern von Stoffen, Erdaufschlüsse

Unabhängig davon, ob es sich um erlaubnisbedürftige Benutzungen handelt, enthält das Wasserrecht spezielle Anforderungen an die Lagerung und Ablagerung von Stoffen und das Befördern von Flüssigkeiten und Gasen durch Rohrleitungen (§ 32 Abs. 2 und § 48 Abs. 2 WHG) sowie an Erdaufschlüsse (§ 49 WHG).

Stoffe dürfen nur so gelagert oder abgelagert werden, dass eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit oder des Wasserabflusses eines oberirdischen Gewässers (§ 32 Abs. 2

⁴⁵ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 10 Rn. 16.

⁴⁶ Vgl. den Entwurf eines § 13 a GrwV im Arbeitsentwurf einer Verordnung zur Festlegung von Anforderungen für das Einbringen und Einleiten von Stoffen in das Grundwasser, an den Einbau von Ersatzbaustoffen und für die Verwendung von Boden und bodenähnlichem Material, Stand 06.01.2011, veröffentlicht unter www.bmu.de.

Satz 1 WHG) oder der Grundwasserbeschaffenheit (§ 48 Abs. 2 Satz 1 WHG) nicht zu besorgen ist. Das Gleiche gilt für das Befördern von Flüssigkeiten und Gasen durch Rohrleitungen (§ 32 Abs. 2 Satz 2 und § 48 Abs. 2 Satz 2 WHG).

Für Arbeiten, die so tief in den Boden eindringen, dass sie sich unmittelbar oder mittelbar auf die Bewegung, die Höhe oder die Beschaffenheit des Grundwassers auswirken können (Erdaufschlüsse) enthält § 49 WHG eine Anzeigepflicht. Diese tritt im Fall eines Einbringens von Stoffen in das Grundwasser an die Stelle einer Erlaubnis, wenn sich das Einbringen nicht nachteilig auf die Grundwasserbeschaffenheit auswirken kann (§ 49 Abs. 1 WHG). Ist in diesem Zusammenhang eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit zu besorgen oder eingetreten und kann der Schaden nicht anderweitig vermieden oder ausgeglichen werden, hat die zuständige Behörde die Einstellung oder die Beseitigung der Erschließung sowie die sonst ggf. erforderlichen Maßnahmen anzuordnen (§ 49 Abs. 3 WHG). Durch Landesrecht können abweichende Regelungen getroffen werden.⁴⁷

B1.2.4 Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen

Anlagen zum Lagern, Abfüllen, Herstellen und Behandeln wassergefährdender Stoffe sowie Anlagen zum Verwenden wassergefährdender Stoffe im Bereich der gewerblichen Wirtschaft sowie die in einem betrieblichen Zusammenhang stehenden Rohrleitungsanlagen müssen so beschaffen sein und so errichtet, unterhalten, betrieben und stillgelegt werden, dass eine nachteilige Veränderung der Eigenschaften von Gewässern nicht zu besorgen ist (§ 62 Abs. 1 WHG). Sie müssen entsprechend den allgemein anerkannten Regeln der Technik beschaffen sein sowie errichtet, unterhalten, betrieben und stillgelegt werden (§ 62 Abs. 2 WHG).

Wassergefährdende Stoffe sind solche, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen (§ 62 Abs. 3 WHG).

Anlagen zum Lagern, Abfüllen oder Umschlagen wassergefährdender Stoffe dürfen in der Regel nur errichtet und betrieben werden, wenn ihre Eignung von der zuständigen Behörde festgestellt worden ist (Eignungsfeststellung, § 63 WHG). Darüber hinaus sehen die einschlägigen Regelungen vor, dass bestimmte Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen beispielsweise anzeigepflichtig sind, nur durch Fachbetriebe errichtet werden dürfen und bzw. oder in bestimmten Fällen durch anerkannte Sachverständige überprüft werden müssen.

Die Vorschriften für Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen gelten auch für Rohrleitungsanlagen, die den Bereich eines Werkgeländes nicht überschreiten, Zubehör einer Anlage zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen sind oder Anlagen verbinden, die im engen räumlichen und betrieblichen Zusammenhang miteinander stehen (§ 62 Abs. 1 Satz 2 WHG).

⁴⁷ § 49 Abs. 4 WHG. Sonderregelungen enthalten z.B. § 37 WG BW, § 50 ThürWG, Art. 30 BayWG.

Die gesetzlichen Anforderungen werden durch die Verordnungen über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAwS) und die Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe (VwVwS), die von der geplanten VAUwS des Bundes abgelöst werden sollen, konkretisiert.

Für Rohrleitungsanlagen, die nicht in einem entsprechenden Zusammenhang mit Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen stehen, gelten die Vorschriften des UVPG und der Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen. Solche Anlagen bedürfen bei Überschreitung bestimmter Schwellenwerte und ggf. nach einer UVP-Vorprüfung einer Planfeststellung mit Umweltverträglichkeitsprüfung oder einer Plangenehmigung (§ 20 UVPG i.V.m. Nr. 19.3 bis 19.9 der Anlage 1 UVPG). Werden die Schwellenwerte für eine UVP-Vorprüfung nicht erreicht, ist die Errichtung einer solchen Anlage anzeigepflichtig (§ 4 a RohrfernleitungsV). Auch hier sind in näher bestimmten Fällen Prüfungen durch Sachverständige oder andere Prüfstellen erforderlich (§§ 5, 6 RohrfernleitungsV).

Die Vorschriften über Anlagen mit wassergefährdenden Stoffen verdrängen nach wohl überwiegender, durch höchstrichterliche Rechtsprechung bisher aber nicht abgesicherter Meinung die Regelungen über erlaubnispflichtige Benutzungen.⁴⁸ Für Errichtung und Betrieb solcher Anlagen ist deshalb kein Erlaubnisverfahren erforderlich. Entweder erfüllen die Anlagen die Voraussetzungen des § 62 WHG, dann können sie so errichtet und betrieben werden, oder sie erfüllen diese Anforderungen nicht, dann müssen sie nachgerüstet oder außer Betrieb genommen werden, was die Wasserbehörde im Rahmen der Gewässeraufsicht anordnen kann (§ 100 Abs. 1 WHG).

B1.2.5 Abwasserbeseitigung

Das Wasserrecht regelt auch die Anforderungen an die Abwasserbeseitigung. Es definiert Abwasser als das durch häuslichen, gewerblichen, landwirtschaftlichen oder sonstigen Gebrauch in seinen Eigenschaften veränderte Wasser (Schmutzwasser) und Niederschlagswasser (§ 54 Abs. 1 WHG).

Abwasser ist so zu beseitigen, dass das Wohl der Allgemeinheit nicht beeinträchtigt wird (§ 55 WHG).

Die unmittelbare Einleitung von Abwasser in Gewässer (Direkteinleitung) bedarf einer wasserrechtlichen Erlaubnis, die voraussetzt, dass Menge und Schädlichkeit des Abwassers so gering gehalten werden, wie dies bei Einhaltung der jeweils in Betracht kommenden Verfahren nach dem Stand der Technik möglich ist (§ 57 WHG). Auch das Einleiten von Abwasser in öffentliche Abwasseranlagen (Indirekteinleitung) bedarf einer Genehmigung durch die zuständige Behörde, sofern in der Abwasserverordnung Anforderungen an die Einleitung geregelt sind (§ 58 WHG).

Abwasseranlagen sind so zu errichten, zu betreiben und zu unterhalten, dass die Anforderungen an die Abwasserbeseitigung und die allgemein anerkannten Regeln der Technik eingehalten werden (§ 60 Abs. 1 WHG). Errichtung, Betrieb und wesentliche Änderung einer Abwasser-

⁴⁸ Vgl. *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 62, Rn. 8.

behandlung bedürfen einer Genehmigung, sofern dafür nach dem UVPG eine UVP durchgeführt werden muss (§ 60 Abs. 3 WHG). Wer Abwasser einleitet oder eine Abwasseranlage betreibt, hat bestimmte Anforderungen zur Selbstüberwachung zu erfüllen (§ 61 WHG).

B1.2.6 Wasser- und Heilquellenschutzgebiete

Soweit das Wohl der Allgemeinheit erfordert, Gewässer im Interesse einer bestehenden oder künftigen öffentlichen Wasserversorgung vor nachteiligen Einwirkungen zu schützen, das Grundwasser anzureichern oder den Eintrag bestimmter Schadstoffe in Gewässer zu vermeiden, können die zuständigen Behörden Wasserschutzgebiete festsetzen (§ 51 Abs. 1 WHG). Diese sollen in Zonen mit unterschiedlichen Schutzbestimmungen unterteilt werden (§ 51 Abs. 2 WHG). Das sind nach dem einschlägigen Regelwerk üblicherweise drei Zonen, nämlich die Fassungszone (Schutzzone I), die engere Schutzzone (Schutzzone II) und die weitere Schutzzone (Schutzzone III), die teilweise weiter in eine Schutzzone III A und III B unterteilt ist.

In den Schutzgebietsfestsetzungen können, soweit der Schutzzweck dies erfordert, bestimmte Handlungen verboten oder für nur eingeschränkt zulässig erklärt oder die Eigentümer und Nutzungsberechtigten von Grundstücken zu bestimmten Handlungen, Aufzeichnungen oder zur Duldung bestimmter Maßnahmen verpflichtet werden (§ 52 Abs. 1 Satz 1 WHG). Die zuständige Behörde kann hiervon eine Befreiung erteilen, wenn der Schutzzweck nicht gefährdet wird oder überwiegende Gründe des Allgemeinwohls dies erfordern (§ 52 Abs. 1 Satz 2 WHG).

Typischerweise werden bestimmte für den Gewässerschutz relevante Maßnahmen, die nach dem WHG erlaubt oder erlaubnisfähig sind, verboten oder unter einen Genehmigungsvorbehalt gestellt. Der Genehmigungsvorbehalt dient meist der Sicherstellung, dass die erforderlichen Vorsorgemaßnahmen getroffen werden (Kontrollerlaubnis). Bei einem Verbot ist dagegen die Maßnahme grundsätzlich unzulässig, nur im Einzelfall kann eine Befreiung in Betracht kommen. Zu den in den jeweiligen Schutzzonen typischerweise verbotenen oder unter Genehmigungsvorbehalt gestellten Maßnahmen gehören beispielsweise:

- Beförderung, Behandlung oder Entsorgung von Abwasser,
- Umgang mit und Beförderung von wassergefährdenden Stoffen,
- Lagern und Ablagern von Abfällen,
- Bodeneingriffe wie Erdaufschlüsse und Bohrungen.

Behördliche Entscheidungen können auch außerhalb eines Wasserschutzgebietes getroffen werden, wenn andernfalls der mit der Festsetzung verfolgte Zweck gefährdet wäre (§ 52 Abs. 3 WHG).

Entsprechende Regelungen können für Heilquellenschutzgebiete zum Schutz staatlich anerkannter Heilquellen getroffen werden (§ 53 WHG).

Die Schutzgebietsfestsetzungen beruhen meist auf Muster-Wasserschutzgebietsverordnungen⁴⁹ und technischen Regelwerken.⁵⁰

Nach dem Niedersächsischen Wassergesetz (NWG) kann das Fachministerium durch Verordnung auch Schutzbestimmungen für alle oder mehrere Wasserschutzgebiete treffen (§ 92 NWG). Die auf dieser Grundlage erlassene Verordnung über Schutzbestimmungen in Wasserschutzgebieten (SchuVO)⁵¹ enthält ergänzende Regelungen, die unmittelbar ergänzend zu und neben den Regelungen der jeweiligen Schutzgebietsverordnungen gelten. Die getroffenen Einzelregelungen sind aber für das Aufsuchen oder Gewinnen von unkonventionellem Erdgas nicht relevant.⁵²

In einer Wasserschutzgebietsverordnung können zwar besondere wasserrechtliche Anforderungen geregelt werden, diese schließen aber die Anwendung der allgemeinen wasserrechtlichen Regelungen nicht aus.⁵³ Deshalb folgt daraus, dass eine Wasserschutzgebietsverordnung eine Maßnahme nicht verbietet, noch nicht, dass die Maßnahme zulässig ist.

B1.2.7 Zuständigkeiten

Die für die Gewässeraufsicht zuständige Behörde ordnet nach pflichtgemäßem Ermessen die Maßnahmen an, die im Einzelfall notwendig sind, um Beeinträchtigungen des Wasserhaushalts zu vermeiden oder zu beseitigen oder die Erfüllung wasserrechtlicher Verpflichtungen sicherzustellen (§ 100 Abs. 1 Satz 2 WHG).

Die Zuständigkeit für die Gewässeraufsicht richtet sich nach Landesrecht. In Nordrhein-Westfalen ist die Bergbehörde für bergbauliche Vorhaben allgemein Umweltschutzbehörde;⁵⁴ dort gilt auch für andere industrielle und gewerbliche Anlagen das sogenannte Zaunprinzip, wonach für die Überwachung aller umweltrechtlichen Anforderungen eines Betriebes grundsätzlich nur eine Umweltbehörde zuständig ist.

Auch in allen anderen Ländern ist die Bergbehörde für wasserrechtliche Aufgaben zuständig. Die Zuständigkeiten sind jedoch unterschiedlich geregelt. Einen Überblick über die jeweiligen Zuständigkeiten der Bergbehörde für wasserrechtliche Aufgaben in ausgewählten Bundesländern enthält Tabelle B 1.

⁴⁹ Vgl. z.B. die Musterverordnung für Wasserschutzgebiete in Bayern unter <http://www.lfu.bayern.de/wasser/trinkwasserschutzgebiete/index.htm>.

⁵⁰ Insbesondere dem DVGW-Arbeitsblatt W 101, Richtlinien für Trinkwasserschutzgebiete.

⁵¹ Verordnung über Schutzbestimmungen in Wasserschutzgebieten (SchuVO) v. 09.11.2009 (Nds. GVBl. 2009, 431).

⁵² Die Gewinnung von Bodenschätzen ist nur für den Fall geregelt, dass sie mit einer Freilegung des Grundwassers verbunden ist; sie ist dann in der Schutzzone II und III A verboten und unterliegt in der Schutzzone III B einem Genehmigungsvorbehalt (Ziff. 11 der Anlage zur SchuVO).

⁵³ BVerwG, Urt. v. 26.06.1970, IV C 99.67, NJW 1970, 1890, 1891 (Heizöltank im Wasserschutzgebiet).

⁵⁴ So in Nordrhein-Westfalen, vgl. § 1 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4, § 2 Abs. 1 Satz 2 ZustVU NRW.

Tab. B 1: Zuständigkeit der Bergbehörden für wasserrechtliche Aufgaben für ausgewählte Bundesländer

Aufgabe	Nieder-sachsen	NRW ⁵⁵	Baden-Württemberg	Thüringen	Sachsen-Anhalt
Bergbehörde ist zugleich Wasserbehörde		X			
Erteilung wasserrechtlicher Erlaubnisse (§ 19 WHG)	X (Einvernehmen Wasserbehörde)				
Aufgaben im Zusammenhang mit Anlagen in, an über und unter oberirdischen Gewässern (§ 36 WHG)	X ⁵⁶	X			
Anordnungen im Zusammenhang mit Erdaufschlüssen (§ 49 WHG)		X	X (Einvernehmen Wasserbehörde) ⁵⁷		
Einvernehmen bei der Festsetzung von Wasserschutzgebieten (§§ 51 f. WHG)		bei Entnahmen von mehr als 600.000 m ³ /a, sofern in dem Gebiet abbauwürdige Mineralien anstehen ⁵⁸			
Einvernehmen bei Entscheidungen im Zusammenhang mit Heilquellschutzgebieten (§ 53 WHG)		sofern in dem Gebiet abbauwürdige Mineralien anstehen ⁵⁹	wenn abbauwürdige Mineralien anstehen ⁶⁰	X ⁶¹	
Aufgaben im Zusammenhang mit Abwasseranlagen (§§ 60 f. WHG)		X	X (Einvernehmen Wasserbehörde) ⁶²		
Aufgaben im Zusammenhang mit Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (§§ 62 f. WHG)	X ⁶³	X	X (Einvernehmen Wasserbehörde) ⁶⁴		X ⁶⁵
Allgemeine Gewässeraufsicht (§ 100 WHG)	X ⁶⁶	X			X ⁶⁷

⁵⁵ § 1 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4, § 2 Abs. 1 Satz 2 ZustVU NRW.

⁵⁶ § 5 Satz 1 Nr. 1 ZustVO-Wasser.

⁵⁷ § 37 Abs. 5 Satz 1 WG BW. Ähnlich für Bayern Art. 30 Abs. 5 BayWG, der allerdings kein Einvernehmen verlangt.

⁵⁸ Ziff. 20.1.24 des Anhangs II ZustVU NRW.

⁵⁹ Ziff. 20.1.27 des Anhangs II ZustVU NRW.

⁶⁰ § 40 Abs. 1 Satz 3 WG BW.

⁶¹ § 52 Abs. 3 ThürWG.

⁶² § 98 Abs. 1 WG BW: Ist ein Vorhaben, das einer wasserrechtlichen Genehmigung oder Eignungsfeststellung bedarf, auch Gegenstand eines bergrechtlichen Betriebsplans, so entscheidet die Bergbehörde im Einvernehmen mit der Wasserbehörde auch über die Genehmigung oder Eignungsfeststellung.

⁶³ § 105 NWG, § 5 Satz 1 Nr. 3 ZustVO-Wasser.

⁶⁴ § 98 Abs. 1 WG BW (s.o. Fn. 62).

⁶⁵ § 87 WG LSA.

⁶⁶ § 5 Satz 1 Nr. 2 ZustVO-Wasser.

⁶⁷ § 4 Nr. 2 Wasser-ZustVO Sachsen-Anhalt.

Nach dem WHG hat bei Benutzungen, die in einem bergrechtlichen Betriebsplan vorgesehen sind, die Bergbehörde im Einvernehmen mit der zuständigen Wasserbehörde über die Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis zu entscheiden (§ 19 Abs. 2 und 3 WHG). Vor diesem Hintergrund erstrecken sich die den Bergbehörden durch Landesrecht zugewiesenen Aufgaben der Gewässeraufsicht nicht auf die Erteilung der wasserrechtlichen Erlaubnis; hier ergibt sich die Zuständigkeit aus dem Bundesrecht. Damit bleibt die allgemeine Wasserbehörde Einvernehmensbehörde bei wasserrechtlichen Erlaubnissen, auch wenn die wasserbehördlichen Aufgaben im Übrigen weitgehend der Bergbehörde zugewiesen sind.

Soweit die Bergbehörde bei bergbaulichen Vorhaben auch für die Gewässeraufsicht zuständig ist, obliegt ihr auch die Entscheidung, ob in Zweifelsfällen eine wasserrechtliche Erlaubnis einzuholen ist. Nur sie kann im Rahmen der Gewässeraufsicht gegenüber dem Bergbauunternehmen anordnen, dass für eine wasserrechtliche Benutzung eine Erlaubnis einzuholen ist. Auch wenn – wie in Baden-Württemberg – für Anordnungen im Zusammenhang mit Erdaufschlüssen das Einvernehmen der Wasserbehörde erforderlich ist, bedeutet das, dass die Bergbehörde keine Anordnung erlassen muss, wenn sie dies nicht für erforderlich hält.

In Nordrhein-Westfalen ist die Bergbehörde zugleich Wasserbehörde und untersteht damit der Fachaufsicht des Umweltministeriums als oberster Wasserbehörde.⁶⁸ In Niedersachsen ist die Fachaufsicht des NMU über das LBEG dagegen beschränkt auf die Wahrnehmung hydrogeologischer Aufgaben;⁶⁹ sie erstreckt sich damit wohl nicht auf die wasserrechtlichen Aufgaben der Bergbehörde.

Zuständige allgemeine Wasserbehörde ist regelmäßig die Untere Wasserbehörde, meist der Landkreis oder eine kreisfreie Gemeinde.⁷⁰ Besondere Aufgaben sind höheren Behörden zugewiesen (Tab. B 2).

⁶⁸ § 139 Abs. 2 LWG NRW i.V.m. § 1 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 ZustVU NRW.

⁶⁹ Nr. 9 a) des Beschlusses der Landesregierung vom 20.12.2005 zur Errichtung des LBEG und zur Auflösung des LBA Clausthal-Zellerfeld sowie des Niedersächsischen Landesamtes für Bodenforschung (Nds. MBl. 2006, S. 56).

⁷⁰ §§ 91, 127 NWG; § 14 LWG NRW i. V. m. § 1 Abs. 3 ZustVU NRW; § 96 WG BW.

Tab. B 2: Zuständigkeit höherer Wasserbehörden in ausgewählten Bundesländern

Aufgabe	Niedersachsen	NRW	Baden-Württemberg	Thüringen
Erteilung besonderer Erlaubnisse (§ 8 WHG)	NLWKN z.B. bei Einleiten radioaktiver Stoffe ⁷¹			
Festsetzung von Wasserschutzgebieten (§§ 51 f. WHG)		Bezirksregierung bei Entnahmen von mehr als 600.000 m ³ /a ⁷²		Landesverwaltungsamt ⁷³
Entscheidungen im Zusammenhang mit Heilquellenschutzgebieten (§ 53 WHG)		Bezirksregierung ⁷⁴		Landesverwaltungsamt ⁷⁵
Aufgaben im Zusammenhang mit größeren Abwasseranlagen (§ 60 WHG)			Regierungspräsidium ⁷⁶	Landesverwaltungsamt ⁷⁷
Zulassung von Rohrfernleitungen (§ 20 UVPg)			Regierungspräsidium ⁷⁸	

Für bestimmte Vorhaben von besonderer Bedeutung ist ferner nach Landesrecht die Beteiligung wasserwirtschaftlicher Fachdienste erforderlich. So ist in Niedersachsen der Gewässerkundliche Landesdienst (GLD) bei allen Entscheidungen zu beteiligen, es sei denn, dass wesentliche Auswirkungen auf den Wasserhaushalt nicht zu erwarten sind (§ 29 Abs. 3 NWG). Dazu gehören namentlich Betriebsplanverfahren nach dem BBergG mit möglichen wesentlichen Auswirkungen auf den Wasserhaushalt.⁷⁹ Dienststellen des GLD sind der Niedersächsische Landesbetrieb für Wasserwirtschaft, Küsten- und Naturschutz (NLWKN) und das LBEG als Staatlicher Geologischer Dienst.

⁷¹ § 1 Nr. 1 Buchst. e) ZustVO Wasser.

⁷² So Ziff. 20.1.24 des Anhangs II ZustVU NRW.

⁷³ § 105 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 Buchst. a) ThürWG.

⁷⁴ So Ziff. 20.1.27 des Anhangs II ZustVU NRW.

⁷⁵ § 105 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 Buchst. d) ThürWG.

⁷⁶ § 96 Abs. 2 Nr. 1 Buchst. e) WG BW: Einleiten von Stoffen aus Abwasserbehandlungsanlagen, die für organisch belastetes Abwasser von mehr als 6.000 kg/d BSBS (roh) ausgelegt sind, oder wenn die Menge bei anorganisch belastetem Abwasser (einschließlich Kühlwasser) 3.000 m³ in zwei Stunden übersteigt.

⁷⁷ § 105 Abs. 2 Satz 1 Nr. 7 ThürWG.

⁷⁸ § 96 Abs. 2 Nr. 2 WG BW: Einleiten von Stoffen aus Abwasserbehandlungsanlagen, die für organisch belastetes Abwasser von mehr als 6.000 kg/d BSBS (roh) ausgelegt sind, oder wenn die Menge bei anorganisch belastetem Abwasser (einschließlich Kühlwasser) 3.000 m³ in zwei Stunden übersteigt.

⁷⁹ So Nr. 3.1.5 des Runderlasses des NMU vom 13.10.2009 zum Gewässerkundlichen Landesdienst, Beratungspflicht und Beteiligungserfordernis nach § 52 Abs. 3 NWG 2007 (Nds. MBl. 2009, S. 818).

Koordinierende Dienststelle ist der NLWKN.⁸⁰ In Nordrhein-Westfalen kann die Wasserbehörde den Landesbetrieb Geologischer Dienst (GD NRW) beauftragen, der dem Wirtschaftsministerium untersteht.⁸¹

B1.3 Verhältnis zwischen Berg- und Wasserrecht

Das Verhältnis zwischen Berg- und Wasserrecht lässt sich zunächst so beschreiben, dass beide Rechtsgebiete grundsätzlich unabhängig voneinander und nebeneinander anwendbar sind. Das ergibt sich zunächst aus dem Geltungsanspruch jedes der beiden Gesetze für seinen Regelungsbereich und der tatsächlichen Überschneidung der Regelungsbereiche. Eine (sonst übliche) Abgrenzungsregelung, wonach für bestimmte Maßnahmen nur das eine oder nur das andere Rechtsgebiet gelten solle, gibt es nicht. Dagegen ist umgekehrt beispielsweise in der bergrechtlichen Regelung über Bohrungen ausdrücklich geregelt, dass die wasserrechtlichen Vorschriften unberührt bleiben (§ 127 Abs. 2 BBergG). Auch aus der Zuständigkeitsregelung, wonach die Bergbehörde über die Erteilung der wasserrechtlichen Erlaubnis bei im Betriebsplan vorgesehenen Gewässerbenutzungen entscheidet (§ 19 Abs. 2 WHG) ergibt sich, dass Bergrecht und Wasserrecht nebeneinander anwendbar sind und die Betriebsplanzulassung eine nach Wasserrecht erforderliche Erlaubnis nicht ersetzt. Generell hat sich der Gesetzgeber des BBergG gegen eine Konzentrationswirkung der Betriebsplanzulassung entschieden mit der Folge, dass die Zuständigkeiten anderer Behörden, über Genehmigungen, Erlaubnisse, Bewilligungen oder Zulassungen nach anderen Vorschriften zu entscheiden, unberührt bleiben.⁸²

Nur die Planfeststellung eines obligatorischen Rahmenbetriebsplans nach Durchführung einer UVP hat Konzentrationswirkung. Deshalb sind neben dieser Planfeststellung andere behördliche Entscheidungen oder Genehmigungen grundsätzlich nicht erforderlich (§ 5 BBergG i. V. m. § 75 Abs. 1 Satz 1 VwVfG).

Eine Ausnahme gilt allerdings für wasserrechtliche Erlaubnisse: Hier schließt die Rechtsprechung aus der Regelung, dass die Planfeststellungsbehörde über die Erteilung der wasserrechtlichen Erlaubnis oder Bewilligung entscheidet (§ 19 Abs. 1 WHG), dass eine solche Erlaubnis oder Bewilligung neben dem Planfeststellungsbeschluss erteilt werden muss.⁸³ Folge ist, dass

⁸⁰ Nr. 1 des Runderlasses des NMU vom 13.10.2009 zum Gewässerkundlichen Landesdienst, Beratungspflicht und Beteiligungserfordernis nach § 52 Abs. 3 NWG 2007 (Nds. MBl. 2009, S. 818) in Verbindung mit dem Beschluss der Landesregierung vom 20.12.2005 zur Errichtung des LBEG und zur Auflösung des LBA Clausthal-Zellerfeld sowie des Niedersächsischen Landesamtes für Bodenforschung (Nds. MBl. 2006, S. 56).

⁸¹ Vgl. § 14a Landesorganisationsgesetz (LOG) NRW und §§ 1 bis 3 und 7 der Betriebssatzung des GD NRW, RdErl.d. Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Energie vom 30.6.2009, MBl. NRW 2009, 347.

⁸² So die Gesetzesbegründung zum BBergG 1980, BT-Drs. 8/1315, S. 109; hierzu auch *Boldt/Weller*, BBergG, vor § 50, Rn. 9 und *Boldt/Weller/ von Mäßenhausen*, BBergG, Ergänzungsband, 1992, zu § 57, Rn. 2 jeweils m.w.N.

⁸³ BVerwG, Urt. v. 16.03.2006, 4 A 1075.04, BVerwGE 125, 116, 279 f., Rn. 449 f. (Flughafen Schönefeld); ebenso zuvor BVerwGE 123, 241, 243; *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 19 Rn. 5.

die wasserrechtliche Erlaubnis ein Eigenleben führt, insbesondere allein nach Maßgabe der wasserrechtlichen Voraussetzungen widerrufen werden kann, um auf veränderte Situationen effektiv reagieren zu können.⁸⁴

B1.3.1 Überschneidung von Anforderungen

Trotz der Selbstständigkeit berg- und wasserrechtlicher Verfahren ergeben sich vielfache Überschneidungen. So richtet sich die Voraussetzung der Betriebsplanzulassung, dass gemeinschädliche Einwirkungen nicht zu erwarten sein dürften (§ 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9 BBergG), danach, ob wasserrechtliche Anforderungen eingehalten sind.⁸⁵ Außerdem können sich die Voraussetzungen für eine Untersagung oder Beschränkung der Betriebsplanzulassung wegen überwiegender öffentlicher Interessen (§ 48 Abs. 2 Satz 1 BBergG) aus dem Wasserrecht oder jeder anderen Vorschrift des öffentlichen Rechts ergeben. Umgekehrt ist eine wasserrechtliche Erlaubnis zu versagen, wenn andere Anforderungen nach öffentlich-rechtlichen Vorschriften nicht erfüllt werden (§ 12 Abs. 1 Nr. 2 WHG). Demnach ist die Nichteinhaltung bergrechtlicher Anforderungen auch ein Rechtsgrund zur Versagung der wasserrechtlichen Erlaubnis.

Eine solche Überschneidung von Anforderungen durch eine Generalklausel, wonach in einem Zulassungsverfahren auch andere öffentlich-rechtliche Vorschriften beachtlich sind, ist im öffentlichen Recht keine Besonderheit. So darf auch eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung nur erteilt werden, wenn neben der Erfüllung der immissionsschutzrechtlichen Anforderungen auch keine anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften und Belange des Arbeitsschutzes der Errichtung und dem Betrieb der Anlage nicht entgegenstehen (§ 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG). Im Baurecht enthalten die Bauordnungen der Länder unterschiedliche Regelungen: Teilweise sind im Baugenehmigungsverfahren nur die baurechtlichen Vorschriften zu prüfen, teilweise setzt die Baugenehmigung auch die Einhaltung anderer öffentlich-rechtlicher Vorschriften voraus.

Solche Generalklauseln geben der Behörde die Möglichkeit, in einem Genehmigungsverfahren nicht nur die Einhaltung der Vorschriften des jeweiligen Fachrechts, sondern auch die Einhaltung anderer einschlägiger Vorschriften zu überprüfen. Die Frage, ob und inwieweit hieraus eine Verpflichtung der jeweiligen Fachbehörde folgt, die Einhaltung auch anderer öffentlich-rechtlicher Vorschriften umfassend zu prüfen, wird im jeweiligen Fachrecht unterschiedlich beantwortet. Teilweise wird verlangt, dass an der Einhaltung der sonstigen Vorschriften kein ernsthafter Zweifel bestehen darf.⁸⁶ In der Rechtsprechung zum Bauordnungsrecht wird teilweise verlangt, dass die Baugenehmigung erst erteilt werden darf, wenn die Bauaufsicht die Einhaltung der jeweils in Betracht kommenden öffentlich-rechtlichen Vorschriften geprüft hat. Die Baugenehmigung und die damit verbundene Gestattung, mit dem Bau zu beginnen (Bau-

⁸⁴ BVerwG, Urt. v. 16.03.2006, 4 A 1075.04, BVerwGE 125, 116, 280, Rn. 450. (Flughafen Schönefeld).

⁸⁵ BVerwGE 100, 31 ff. (Rammelsberg), siehe dazu Abschn. B1.1.3.

⁸⁶ So *Jarass*, BImSchG, 9. Aufl. 2012, § 6 Rn. 23 f. zum Immissionsschutzrecht und unabhängig davon, ob die jeweilige Fachgenehmigung von der Konzentrationswirkung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erfasst wird.

freigabe) darf dann als Schlusspunkt des Genehmigungsverfahrens erst erteilt werden, wenn die Baugenehmigungsbehörde die Einhaltung der anderen Vorschriften geprüft und positiv festgestellt hat (Schlusspunkttheorie).⁸⁷

Für das Bergrecht hat die höchstrichterliche Rechtsprechung in jüngerer Zeit mehrfach bestätigt, dass die Bergbehörde bereits bei der Betriebsplanzulassung verpflichtet ist, boden- und wasserrechtliche Aspekte zu berücksichtigen.⁸⁸ Auch wenn später ohnehin ein separates, z.B. wasserrechtliches Verfahren durchzuführen ist, muss die Bergbehörde gleichwohl schon im Rahmen der Prüfung, ob dem Vorhaben überwiegende öffentliche Interessen entgegenstehen (§ 48 Abs. 2 Satz 1 BBergG), klären, ob die einschlägigen Fragen in den dafür vorgesehenen Verfahren gelöst werden können.⁸⁹

Der bergbehördlichen Praxis scheint eine solche umfassende Prüfung aber nicht immer zu entsprechen. So hat jüngst das VG Arnsberg festgestellt, dass eine Betriebsplanzulassung unabhängig davon erteilt werden darf, ob durch das bergbauliche Vorhaben Verbote einer Wasserschutzgebietsverordnung tangiert werden: Nur wenn in der Wasserschutzgebietsverordnung geregelt sei, dass eine besondere Genehmigung nach der Wasserschutzgebietsverordnung erforderlich ist, bedeute das, dass die Anforderungen der Wasserschutzgebietsverordnung im Rahmen der Betriebsplanzulassung zu prüfen seien.⁹⁰

B1.3.2 Abgrenzung der Verfahren und Zuständigkeiten

Wenn zwei Gestattungsverfahren parallel durchgeführt werden, ist eine Abgrenzung der beiden Verfahrensgegenstände erforderlich, um widersprüchliche Entscheidungen der jeweils zuständigen Behörden in beiden Verfahren zu denselben Rechtsfragen zu verhindern. Deshalb endet nach der Rechtsprechung bei parallelen Gestattungsverfahren die Prüfungs- und Entscheidungskompetenz einer Behörde dort, wo ein gesondertes Verfahren einer anderen Behörde mit eigenen rechtlichen Voraussetzungen und besonderen Rechtsfolgen besteht, das durch eine rechtlich selbständige Entscheidung mit Außenwirkung abgeschlossen wird.⁹¹

⁸⁷ Vgl. zur Rechtsprechung unterschiedlicher Senate des OVG Münster in Nordrhein-Westfalen *Heintz*, in: Gädtke / Temme / Heintz / Czepuck, BauO NRW, 11. Aufl. 2008, § 75 Rn. 8 und 81 ff. m.w.N.; hierzu auch Große-Suchsdorf / Lindorf / Schmaltz / Wiechert, Niedersächsische Bauordnung, 8. Aufl. 2008, § 75 Rn. 37 ff.

⁸⁸ Siehe dazu Abschn. B1.1.3 mit Hinweis auf BVerwGE 123, 247, 254 f. (Tongrube).

⁸⁹ Siehe dazu Abschn. B1.1.3 mit Hinweis auf BVerwGE 127, 272, 281, Rn. 40 (Walsum).

⁹⁰ VG Arnsberg, Urt. v. 29.11.2011, 7 K 2895/09.

⁹¹ So die Formulierung von *Kasper/Reinhardt*, NVwZ 1993, 1059, 1063; hierzu BVerwGE 74, 315 = NJW 1987, 1713, 1715; *BVerwG*, NVwZ 1988, 535, 536; BVerwGE 80, 259 = NVwZ 1989, 258; BVerwGE 81, 347, 351; BVerwGE 82, 61 = NVwZ 1989, 1163; ähnlich *Kremer / Neuhaus gen. Weber*, Bergrecht, 2001, Rn. 253, *Gaentzsch*, NJW 1986, 2787 ff.

Für das Bergrecht bedeutet dies, dass immer dann, wenn ein wasserrechtliches Erlaubnisverfahren durchzuführen ist, die maßgeblichen wasserrechtlichen Fragen primär im wasserrechtlichen Verfahren und damit im Einvernehmen mit der Wasserbehörde entschieden werden müssen. Ist dagegen ein wasserrechtliches Verfahren nicht erforderlich, sind zwar die wasserrechtlichen Anforderungen gleichwohl einzuhalten. Hierüber entscheidet aber allein und abschließend die Bergbehörde, ohne dass es dafür eines Einvernehmens der Wasserbehörde bedarf. Umgekehrt darf die Wasserbehörde ihr Einvernehmen zu einer wasserrechtlichen Erlaubnis nicht aus Gründen versagen, die außerhalb des Wasserrechts in dem dafür vorgesehenen bergrechtlichen Verfahren zu prüfen sind.⁹²

Für das Verfahren bedeutet dies, dass bei parallelen Gestattungsverfahren jede Behörde diejenigen Umstände, die in den Zuständigkeitsbereich der anderen Behörde fallen, nicht anders als diese beurteilen darf.⁹³ So hat das Bundesverwaltungsgericht für das Verhältnis von atomrechtlicher Genehmigung und wasserrechtlicher Erlaubnis entschieden, dass eine wasserrechtliche Gestattung von der Wasserbehörde nicht mit einer Begründung versagt werden darf, die nach dem Atomgesetz im atomrechtlichen Verfahren zu prüfen ist. Die Entscheidungen der Atombehörde sind hinsichtlich der in ihnen ausgesprochenen Zulassungen für die Wasserbehörde in der Weise verbindlich, dass die Wasserbehörde für die in ihre Zuständigkeit fallende Entscheidung von der atomrechtlichen Entscheidung auszugehen hat.⁹⁴ In einer anderen Entscheidung zum Verhältnis zwischen Atom- und Wasserrecht hat das Bundesverwaltungsgericht festgestellt, dass die Wasserbehörde bei der Gestattung des Einleitens von Abwasser aus einem Kernkraftwerk eigenständig Grenzwerte der radioaktiven Kontamination festsetzen kann und dabei nicht an die Entscheidung der Atombehörde über die zulässige Belastung des Abwassers mit radioaktiver Strahlung gebunden ist.⁹⁵ Die für diese Entscheidung relevante Grenzwertfestsetzung betraf aber nicht die (atomrechtliche Frage) der zulässigen Ableitungswerte eines Kernkraftwerks, sondern die originär wasserrechtliche Frage der zulässigen radioaktiven Belastung des aufnehmenden Gewässers. Diese Belastung wird im Atom- und Strahlenschutzrecht nicht berücksichtigt.

B1.3.3 Verfahrensrechtliches Verhältnis und Ablauf paralleler Verfahren

Verfahrensrechtlich regelt das Bergrecht lediglich die Verpflichtung, andere Behörden im Fall einer etwaigen Betroffenheit zu beteiligen (§ 54 Abs. 2 Satz 1 BBergG). Dagegen ist nicht geregelt, in welchem zeitlichen Ablauf die beiden Entscheidungen erfolgen müssen.

⁹² *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 12, Rn. 30 m.w.N.

⁹³ Vgl. für das Wasserrecht *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 12, Rn. 30 mit Hinweis auf BVerwG, ZfW 1980, 308 u.a.

⁹⁴ BVerwG, Beschl. v. 22.11.1979, 4 B 162/79, NJW 1980, 1406.

⁹⁵ BVerwG, Urt. v. 18.09.1987, 4 C 36/84, NVwZ 1988, 535 f.

Der oben dargestellten Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts lässt sich entnehmen, dass die Betriebsplanzulassung zumindest voraussetzt, dass geklärt wird, ob sich die in einem parallelen Verfahren zu prüfenden Fragen lösen lassen.⁹⁶ Eine zeitliche Verknüpfung wird damit nicht vorausgesetzt. Nach dem erwähnten Urteil des VG Arnsberg ist eine Koordinierung paralleler Verfahren generell nicht erforderlich, so dass die Betriebsplanzulassung völlig unabhängig von einem etwaigen wasserrechtlichen Verfahren erteilt werden darf.⁹⁷

B1.3.4 Rohstoffsicherungsklausel

Eine besondere Querschnittsregelung enthält die sogenannte Rohstoffsicherungsklausel (§ 48 Abs. 1 Satz 2 BBergG). Sie verlangt eine bergbaufreundliche Anwendung von Rechtsvorschriften außerhalb des Bergrechts.

Sie gilt für Rechtsvorschriften, die auf Grundstücken solche Tätigkeiten verbieten oder beschränken, die ihrer Art nach der Aufsuchung oder Gewinnung dienen können, wenn die Grundstücke durch Gesetz oder aufgrund eines Gesetzes einem öffentlichen Zweck gewidmet oder im Interesse eines öffentlichen Zwecks geschützt sind (§ 48 Abs. 1 Satz 1 BBergG). Davon sind alle Grundstücke erfasst, die durch Rechtsverordnung, Satzung oder Verwaltungsakt einem öffentlichen Zweck gewidmet oder im Interesse eines öffentlichen Zwecks geschützt sind. Hierunter fallen öffentliche Verkehrswege, Wasserstraßen, Wasserschutz-, Naturschutz- oder Landschaftsschutzgebiete oder militärische Schutzbereiche.⁹⁸

Diese Rechtsvorschriften bleiben an sich unberührt (§ 48 Abs. 1 Satz 1 BBergG). Bei ihrer Anwendung ist aber dafür Sorge zu tragen, dass Aufsuchung und Gewinnung so wenig wie möglich beeinträchtigt werden (§ 48 Abs. 1 Satz 2 BBergG).

Diese Vorschrift schränkt beispielsweise bei der Anwendung von Befreiungsvorschriften ein der jeweiligen Fachbehörde eingeräumtes Ermessen zu Gunsten des Bergbaus wesentlich ein und räumt dem Interesse an der Aufsuchung und Gewinnung von Bodenschätzen einen Vorrang ein.⁹⁹ Ist das hinter der jeweiligen Rechtsvorschrift stehende öffentliche Schutzinteresse nicht zumindest ebenso gewichtig wie das an der Rohstoffsicherung, dann ist das behördliche Ermessen auf Null reduziert.¹⁰⁰

Der Vorrang der Rohstoffsicherung gilt allerdings nur für die Anwendung der Rechtsvorschriften im Einzelfall, nicht bereits für den Erlass der in Rede stehenden Schutzgebietsverordnungen. Dass bei Schutzgebietsfestsetzungen auch das Interesse an der Aufsuchung und Gewinnung von Bodenschätzen in die Abwägung einzustellen ist, ist selbstverständlich. Das bedeutet indes nicht, dass der Plan- oder untergesetzliche Normgeber dem Aufsuchungs- oder Gewin-

⁹⁶ Siehe dazu Abschn. B1.1.3 mit Hinweis auf BVerwGE 127, 272, 281, Rn. 40 (Walsum).

⁹⁷ Siehe dazu Abschn. B1.1.3 mit Hinweis auf VG Arnsberg, Urt. v. 29.11.2011, 7 K 2895/09.

⁹⁸ So die Gesetzesbegründung zu § 47 des Entwurfs, BT-Drs. 8/1315, S. 104.

⁹⁹ BVerwG, Urt. v. 04.07.1986, 4 C 31/84, BVerwGE 74, 315 ff. = NJW 1987, 1713, 1714.

¹⁰⁰ BVerwG, Urt. v. 04.07.1986, 4 C 31/84, BVerwGE 74, 315 ff. = NJW 1987, 1713, 1714.

nungsinteresse stets den Vorrang einräumen oder dass er in den unter Schutz gestellten Gebieten stets Grundstücke bezeichnen müsste, auf denen zumindest ausnahmsweise Bodenschätze aufgesucht oder gewonnen werden dürfen. Die Entscheidung, ob und in welchem Umfang in einem insgesamt schutzbedürftigen Gebiet im Einzelfall – ausnahmsweise – die Zulassung einer Abgrabung auf einzelnen Grundstücken den Zweck des Gebietsschutzes möglicherweise nicht gefährdet, kann er dem administrativen Vollzug des Plans oder der untergesetzlichen Norm überlassen.¹⁰¹

B1.4 Umweltverträglichkeitsprüfung und Strategische Umweltprüfung

B1.4.1 Umweltverträglichkeitsprüfung

Die Richtlinie 2011/92/EU über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten¹⁰² verlangt, dass bestimmte Vorhaben, bei denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist, vor ihrer Umsetzung in einem Genehmigungsverfahren umfassend auf ihre Umweltauswirkungen untersucht und diese Umweltauswirkungen bei der Entscheidung über die Genehmigung berücksichtigt werden (Art. 2, 3 und 8 der Richtlinie). Die Richtlinie unterscheidet zwischen Projekten des Anhangs I, für die eine UVP zwingend durchzuführen ist, und Projekten des Anhangs II, für die die Mitgliedstaaten bestimmen können, dass entweder aufgrund einer Einzelfalluntersuchung oder nach Maßgabe von allgemein festgelegten Schwellenwerten oder Kriterien entschieden wird, ob eine UVP durchzuführen ist (Art. 4 der Richtlinie). Die Umweltverträglichkeitsprüfung ist mit einer umfassenden Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung verbunden (Art. 6 der Richtlinie) und kann gerichtlich eingeklagt werden (Art. 11 der Richtlinie).

Die UVP-Richtlinie ist in Deutschland in erster Linie durch das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) umgesetzt, das nach seinem Erlass 1990¹⁰³ zur Umsetzung der UVP-Änderungsrichtlinie von 1997¹⁰⁴ und zwischenzeitlich ergangener Rechtsprechung des EuGH im Jahr 2001¹⁰⁵ wesentlich geändert wurde. Für bergbauliche Vorhaben sind aber wesentliche Teile des UVPG nicht anwendbar (§ 18 UVPG). Stattdessen gelten die Regelungen des BBergG,

¹⁰¹ BVerwG, Beschl. v. 25.08.1995, 4 B 191/95, NVwZ-RR 1996, 140, 141.

¹⁰² Richtlinie v. 13.12.2011 (ABl. EU Nr. L 26 v. 28.01.2012, S. 1 ff.). Sie ersetzt die Richtlinie 85/337/EWG v. 27.06.1985 mit Wirkung ab dem 17.02.2012. Die Neuregelung ist lediglich eine konsolidierte Fassung ohne inhaltliche Änderungen, weshalb sie ohne Umsetzungsfrist unmittelbar ab Inkrafttreten gilt.

¹⁰³ Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie vom 27.06.1985 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten (85/337/EWG) (BGBl. I S. 205).

¹⁰⁴ Richtlinie 97/11/EG des Rates vom 3. März 1997 zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten (ABl. EG Nr. L 73 vom 14.3.1997, S. 5 ff.).

¹⁰⁵ Gesetz zur Umsetzung der UVP-Änderungsrichtlinie, der IVU-Richtlinie und weiterer EG-Richtlinien zum Umweltschutz vom 27.01.2001 (BGBl. I S. 1950).

die 1990 parallel zum Erlass des UVPG in das Bundesberggesetz eingefügt worden waren,¹⁰⁶ und die konkretisierenden Regelungen der UVP-V Bergbau.

Die Vorhaben, für die zwingend oder nach einer Vorprüfung des Einzelfalls (UVP-Vorprüfung, Screening) eine UVP durchzuführen ist, sind für Deutschland im Wesentlichen in der Liste „UVP-pflichtige Vorhaben“, Anlage 1 UVPG, geregelt. Die nach Branchen geordnete Liste enthält u.a. wasserwirtschaftliche Vorhaben (Nr. 13), wie Errichtung und Betrieb einer Abwasserbehandlungsanlage (Nr. 13.1) und das Entnehmen von Grundwasser (Nr. 13.3), sowie einen Verweis auf die in der UVP-V geregelten bergbaulichen Vorhaben (Nr. 15) und Rohrfernleitungsanlagen (Nr. 19). Eine Auswahl von Vorhaben aus der Liste enthält Tabelle B 3.

Tab. B 3: Liste UVP-pflichtiger Vorhaben (Auszug aus der Anlage 1 UVPG)

Nr.	Vorhaben	Sp.1	Sp.2
13.	Wasserwirtschaftliche Vorhaben mit Benutzung oder Ausbau eines Gewässers:		
13.1	Errichtung und Betrieb einer Abwasserbehandlungsanlage, die ausgelegt ist für		
13.1.1	organisch belastetes Abwasser von 9.000 kg/d oder mehr biochemischen Sauerstoffbedarfs in fünf Tagen (roh) oder anorganisch belastetes Abwasser von 4.500 m ³ oder mehr Abwasser in zwei Stunden (ausgenommen Kühlwasser),	X	
13.1.2	organisch belastetes Abwasser von 600 kg/d bis weniger als 9.000 kg/d biochemischen Sauerstoffbedarfs in fünf Tagen (roh) oder anorganisch belastetes Abwasser von 900 m ³ bis weniger als 4.500 m ³ Abwasser in zwei Stunden (ausgenommen Kühlwasser),		A
13.1.3	organisch belastetes Abwasser von 120 kg/d bis weniger als 600 kg/d biochemischen Sauerstoffbedarfs in fünf Tagen (roh) oder anorganisch belastetes Abwasser von 10 m ³ bis weniger als 900 m ³ Abwasser in zwei Stunden (ausgenommen Kühlwasser);		S
13.3	Entnehmen, Zutagefördern oder Zutageleiten von Grundwasser oder Einleiten von Oberflächenwasser zum Zwecke der Grundwasseranreicherung, jeweils mit einem jährlichen Volumen an Wasser von		
13.3.1	10 Mio. m ³ oder mehr,	X	
13.3.2	100.000 m ³ bis weniger als 10 Mio. m ³ ,		A
13.3.3	5.000 m ³ bis weniger als 100.000 m ³ , wenn durch die Gewässerbenutzung erhebliche nachteilige Auswirkungen auf grundwasserabhängige Ökosysteme zu erwarten sind;		S
13.4	Tiefbohrung zum Zweck der Wasserversorgung;		A
15.	Bergbau:		
15.1	Bergbauliche Vorhaben einschließlich der zu deren Durchführung erforderlichen betriebsplanpflichtigen Maßnahmen dieser Anlage nur nach Maßgabe der aufgrund des § 57c Nummer 1 des Bundesberggesetzes erlassenen Rechtsverordnung;		
19.	Leitungsanlagen und andere Anlagen [vgl. dazu Abschn. B 4.2.6 mit Tab. B.5]		

Legende:

- X in Spalte 1 = Vorhaben ist UVP-pflichtig
- A in Spalte 2 = allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls: siehe § 3c Satz 1
- S in Spalte 2 = standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls: siehe § 3c Satz 2

¹⁰⁶ Gesetz zur Änderung des Bundesberggesetzes vom 12.02.1990 (BGBl. I S. 215).

Teilweise wird differenziert, dass für Vorhaben ab bestimmten Schwellenwerten eine zwingende UVP und unterhalb dieser Schwellenwerte eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls, unterhalb weiterer Schwellenwerte eine standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen ist. Bei einer standortbezogenen UVP-Vorprüfung kommt eine UVP-Pflicht nur aufgrund besonderer örtlicher Gegebenheiten in Betracht (§ 3 c Satz 2 UVPG).

Für bergbauliche Vorhaben, die einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen, ist die UVP-Pflicht in Nr. 1 der Anlage 1 UVPG geregelt (z.B. Brikettfabriken, Anlage 1 Nr. 1.7 UVPG). Im Übrigen verweist Anlage 1 Nr. 15 UVPG für bergbauliche Vorhaben auf die Bestimmung der UVP-pflichtigen Vorhaben in der UVP-V Bergbau. Danach sind UVP-pflichtig: die Gewinnung von Erdgas zu gewerblichen Zwecken mit Fördervolumen von täglich mehr als 500.000 m³ (§ 1 Nr. 2 Buchst. a UVP-V Bergbau), bestimmte besonders gefährliche Abfallentsorgungseinrichtungen (§ 1 Nr. 4 Buchst. a UVP-V Bergbau), bestimmte Wassertransportleitungen zum Fortleiten von Wässern aus der Tagebautwässerung (§ 1 Nr. 6 UVP-V Bergbau) und Tiefbohrungen zur Gewinnung von Erdwärme ab 1.000 m Teufe in bestimmten Schutzgebieten (§ 1 Nr. 8 UVP-V Bergbau). Eine Auswahl von Vorhaben nach § 1 UVP-V Bergbau enthält Tabelle B 4.

Tab. B 4: Liste UVP-pflichtiger bergbaulicher Vorhaben (Auszug aus § 1 UVP-V Bergbau)

Nr.	Vorhaben	Sp.1	Sp.2
2.	Gewinnung von Erdöl und Erdgas zu gewerblichen Zwecken mit		
a)	Fördervolumen von täglich mehr als 500 Tonnen Erdöl oder von täglich mehr als 500 000 Kubikmeter Erdgas oder	X	
b)	Errichtung und Betrieb von Förderplattformen im Bereich der Küstengewässer und des Festlandsockels;	X	
4.	Schlammlagerplätze und Klärteiche mit einem Flächenbedarf von 5 ha oder mehr;	X	
4a.	Abfallentsorgungseinrichtungen der Kategorie A gemäß Anhang III der Richtlinie 2006/21/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. März 2006 über die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie und zur Änderung der Richtlinie 2004/35/EG (ABl. EU Nr. L 102 S. 15);	X	
6.	Wassertransportleitungen zum Fortleiten von Wässern aus der Tagebautwässerung, die den Bereich des Betriebsgeländes überschreiten,		
	mit einer Länge von 25 km oder mehr außerhalb des Betriebsgeländes	A	
	mit einer Länge von 2 km bis weniger als 25 km außerhalb des Betriebsgeländes		S
8.	Tiefbohrungen zur Gewinnung von Erdwärme ab 1 000 m Teufe in ausgewiesenen Naturschutzgebieten oder gemäß den Richtlinien 79/409/EWG oder 92/43/EWG ausgewiesenen besonderen Schutzgebieten;	X	
9.	sonstige betriebsplanpflichtige Vorhaben einschließlich der zur Durchführung bergbaulicher Vorhaben erforderlichen betriebsplanpflichtigen Maßnahmen, soweit diese Vorhaben oder Maßnahmen als solche nach Maßgabe der Anlage 1 (Liste "UVP-pflichtige Vorhaben") zum Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung der Umweltverträglichkeitsprüfung bedürfen und ihrer Art oder Gruppe nach nicht unter die Nummern 1 bis 8 fallen.		

Legende:

- X in Spalte 1 = Vorhaben ist UVP-pflichtig
- A in Spalte 2 = allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls: siehe § 3c Satz 1
- S in Spalte 2 = standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls: siehe § 3c Satz 2

Für UVP-pflichtige bergbauliche Vorhaben ist ein Rahmenbetriebsplan in einem Planfeststellungsverfahren nach Maßgabe des BBergG festzustellen (§ 52 Abs. 2a, §§ 57 b und 57 c BBergG, § 18 Satz 1 UVPG).

Die Umweltverträglichkeitsprüfung selbst ist ein unselbstständiger Teil des Planfeststellungsverfahrens (§ 2 Abs. 1 Satz 1 UVPG). Sie ist also kein besonderes Verfahren. Vielmehr sollen besondere verfahrensrechtliche Anforderungen an das Planfeststellungsverfahren sicherstellen, dass die Umweltverträglichkeit des Vorhabens im Rahmen des Verfahrens umfassend und mit umfassender Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung durchgeführt wird.

Anforderungen zum Inhalt des vom Unternehmer vorzulegenden Rahmenbetriebsplans und zu weiteren Angaben enthalten § 57 a Abs. 2 BBergG und § 2 UVP-V Bergbau. Die Verfahrensvorschriften der §§ 5 bis 14 UVPG sind nicht anwendbar (§ 18 Satz 2 UVPG).

Die Umweltverträglichkeitsprüfung umfasst die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der unmittelbaren und mittelbaren Auswirkungen eines Vorhabens auf Menschen – einschließlich der menschlichen Gesundheit –, Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt, Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft, Kulturgüter und sonstige Sachgüter sowie die Wechselwirkung zwischen den vorgenannten Schutzgütern (§ 2 Abs. 1 Satz 2 UVPG).

Die Entscheidung über die Planfeststellung nach Durchführung einer UVP ist nach Maßgabe der hierfür geltenden Vorschriften zu treffen (§ 57 a Abs. 4 Satz 1 BBergG; vgl. auch den bei bergbaulichen Vorhaben nach § 18 Satz 2 UVPG nicht anwendbaren § 12 UVPG). Die Begründung des Planfeststellungsbeschlusses muss eine zusammenfassende Darstellung der Umweltauswirkungen enthalten (§ 57a Abs. 4 Satz 3 BBergG, vgl. § 11 UVPG).

Durch die UVP-Pflicht werden deshalb nach der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts die materiellrechtlichen Zulassungsvoraussetzungen nicht verschärft.¹⁰⁷ Die UVP-Pflicht führt deshalb nicht zu strengeren Anforderungen, trägt aber dazu bei, dass die umweltrelevanten Auswirkungen eines Vorhabens vollständig ermittelt, bewertet und bei der Entscheidung berücksichtigt werden.

Die UVP-Pflicht kann ferner zur Folge haben, dass ein Raumordnungsverfahren durchzuführen ist, wenn das Vorhaben im Einzelfall raumbedeutsam ist und überörtliche Bedeutung hat (§ 1 Nr. 16 RaumordnungsV). In diesem Fall wird die Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem Planungsstand des jeweiligen Vorhabens einschließlich der Standortalternativen im Raumordnungsverfahren durchgeführt, soweit durch Landesrecht nicht etwas anderes bestimmt ist (§ 16 Abs. 1 UVPG). So findet die UVP in einem möglichst frühen Verfahrensstadium statt.¹⁰⁸ Im nachfolgenden Zulassungsverfahren kann die UVP dann auf zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen des Vorhabens beschränkt werden (§ 16 Abs. 2 UVPG).

B1.4.2 Strategische Umweltprüfung

Die Richtlinie 2001/42/EG über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme (sog. SUP- oder PlanUP-Richtlinie) verlangt, dass während der Ausarbeitung und vor der Annahme eines Plans oder Programms eine Umweltprüfung durchgeführt wird (Art. 4

¹⁰⁷ BVerwG, Urt. v. 25.01.1996, 4 C 5.95, BVerwGE 100, 238, 243 f.; Beschl. v. 10.10.2006, 9 B 27/05, NVwZ 2007, 84; vgl. auch zu Gegenauffassungen *Wulforst*, in: Landmann/Rohmer, UVPG, § 12, Rn. 22 ff.

¹⁰⁸ Vgl. dazu *Wulforst*, in: Landmann/Rohmer, UVPG, § 16, Rn. 18.

Abs. 1 SUP-RL). Diese Anforderung wird durch §§ 14a ff. UVPG und Regelungen des Bau- und Planungsrechts umgesetzt.

Größere bergbauliche Vorhaben können ein Planungsbedürfnis auf übergeordneter räumlicher Ebene begründen. So sollen landesweite Raumordnungspläne und Regionalpläne der Länder Festlegungen zur Raumstruktur enthalten, insbesondere zu Standorten für die vorsorgende Sicherung sowie die geordnete Aufsuchung und Gewinnung von standortgebundenen Rohstoffen (§ 8 Abs. 5 Satz 1 Nr. 2 Buchst. b Raumordnungsgesetz – ROG). In solchen Plänen können Gebiete bezeichnet werden, die für bestimmte Funktionen oder Nutzungen vorgesehen sind und andere, damit unvereinbare Nutzungen ausschließen (Vorranggebiete), Gebiete, in denen bestimmten Funktionen oder Nutzungen besonderes Gewicht beizumessen ist (Vorbehaltsgebiete) und Gebiete, in denen Maßnahmen oder Nutzungen im Außenbereich andere Belange nicht entgegenstehen, diese Maßnahmen oder Nutzungen aber an anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen sind (Eignungsgebiete; § 8 Abs. 7 ROG).

Bei der Aufstellung solcher Raumordnungs- oder Regionalpläne ist eine Strategische Umweltprüfung (SUP) durchzuführen (§ 9 ROG, § 14b Abs. 1 Nr. 1, Anlage 3 Nr. 1.5 und § 16 Abs. 4 UVPG). Diese Umweltprüfung bezieht sich auf das, was nach gegenwärtigem Wissensstand und allgemein anerkannten Prüfmethoden sowie nach Inhalt und Detaillierungsgrad des Raumordnungsplans angemessenerweise verlangt werden kann (§ 9 Abs. 1 Satz 3 ROG).

Einige Landesplanungsgesetze, wie dasjenige in Nordrhein-Westfalen, enthalten besondere Regelungen für Braunkohlenpläne (§§ 25 ff. LPlG NRW). Die Braunkohlenpläne legen Ziele der Raumordnung fest, soweit es für eine geordnete Braunkohlenplanung erforderlich ist (§ 25 Abs. 1 LPlG NRW). Zu ihrem Mindestinhalt gehören Darstellungen über Abbaugrenzen und Haldenflächen (§ 25 Abs. 2 LPlG NRW). Im Braunkohleplanverfahren werden die Strategische Umweltprüfung und die Umweltverträglichkeitsprüfung in einem gemeinsamen Verfahren durchgeführt, das sowohl den Anforderungen des Bundesberggesetzes an die Umweltverträglichkeitsprüfung als auch denjenigen des Raumordnungsgesetzes an die Umweltprüfung entspricht (§ 27 Abs. 1 LPlG NRW). Für Gewinnungsbetriebe, die im Rahmen eines solchen Planes geführt werden, ist die Planfeststellung eines Rahmenbetriebsplans mit gesonderter Umweltverträglichkeitsprüfung nicht mehr erforderlich (§ 52 Abs. 2 b Satz 2 i.V.m. § 54 Abs. 2 Satz 3 BBergG). Diese Regelungen gelten aber nur für Braunkohle; eine Anwendung auf Frackingvorhaben wäre nur nach entsprechenden Gesetzesänderungen möglich.

B1.5 Andere umweltrechtliche Anforderungen

Andere umweltrechtliche Anforderungen können sich beispielsweise aus dem Chemikalienrecht, dem Immissionsschutzrecht, dem Naturschutzrecht, dem Abfallrecht oder dem Bauplanungs- und Raumordnungsrecht ergeben.

Wie im Verhältnis zum Wasserrecht gilt auch hier, dass die einfache bergrechtliche Rahmenbetriebsplanzulassung keine Konzentrationswirkung entfaltet. Sofern das jeweils einschlägige Fachrecht spezielle Zulassungen oder Erlaubnisse vorsieht, werden diese durch eine einfache bergrechtliche Betriebsplanzulassung nicht ersetzt. Sie müssen gesondert nach Maßgabe des jeweiligen Fachrechts eingeholt werden (z.B. etwaige chemikalienrechtliche Zulassungen oder Baugenehmigungen für übertägige Anlagen, soweit nach dem jeweiligen Landesbauordnungs-

recht erforderlich). Die Anforderungen des Fachrechts sind dann vorrangig im jeweiligen Zulassungsverfahren zu prüfen.

Sieht das Fachrecht keine besonderen Zulassungsverfahren vor, sind die Anforderungen des Fachrechts im Rahmen des Betriebsplanzulassungsverfahrens mit zu prüfen. Ein Betriebsplan darf nicht zugelassen werden, wenn Anforderungen anderer öffentlich-rechtlicher Vorschriften, z.B. des Chemikalienrechts oder des Planungs- und Raumordnungsrechts, nicht erfüllt sind (§ 48 Abs. 2 Satz 1 BBergG).¹⁰⁹

Ist ein Vorhaben UVP-pflichtig, sind die Anforderungen anderer umweltrechtlicher Fachgesetze Maßstab für die im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung erforderliche Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der Umweltauswirkungen (§ 57 a Abs. 4 Satz 1 BBergG).¹¹⁰

Die Überwachung der Einhaltung dieser Anforderungen obliegt der jeweils zuständigen Fachbehörde. Für Vorhaben, die einer bergrechtlichen Betriebsplanzulassung bedürfen, ist nach dem einschlägigen Landesrecht allerdings – ähnlich wie beim Wasserrecht – meist die Bergbehörde zugleich die nach Chemikalien-,¹¹¹ Abfall- oder Immissionsschutzrecht zuständige (Umweltschutz-¹¹²) Behörde.

B1.6 Integrierte untergesetzliche Regelungen

Ist die Bergbehörde auch Umweltschutzbehörde, liegt es nahe, dass sie berg- und umweltrechtliche Anforderungen, die bei bergbaulichen Vorhaben einzuhalten und im Betriebsplanzulassungsverfahren zu prüfen sind, in untergesetzlichen Erlassen oder Empfehlungen umfassend berücksichtigt.

Solche auf mehreren Rechtsgrundlagen beruhenden untergesetzlichen Regelungen gibt es bisweilen. So hat der Länderausschuss Bergbau eine Handlungsempfehlung zur Behandlung von Förderbohrungen mit Stand vom 21.09.2007 erlassen,¹¹³ die chemikalienrechtliche und bergrechtliche Anforderungen konkretisiert (vgl. Nr. 3 der Handlungsempfehlungen). Obwohl das mit solchen Bohrlochbehandlungen verbundene Einbringen von teilweise hochgiftigen Chemikalien auch erhebliche wasserrechtliche Relevanz haben kann, behandelt die Handlungsempfehlung aber ausschließlich arbeitsschutzrechtliche Aspekte (Unfallverhütung, vgl. Nr. 1 der Handlungsempfehlungen).

¹⁰⁹ Dazu oben B1.1.3 mit Hinweis auf *BVerwG*, Urt. v. 29.06.06, 7 C 11.05, *BVerwGE* 126, 205, 209, Rn. 17 f. (Garzweiler); *BVerwGE* 123, 247, 254 (Tongrube), *BVerwGE* 74, 315, 322 f.

¹¹⁰ Dazu oben B1.4.1.

¹¹¹ Ziff. 3.5 ZustVO-Umwelt-Arbeitsschutz Niedersachsen; § 1 Abs. 2 i. V. m. Teil I Nr. 9 Anlage ZustVO ArbTG NRW.

¹¹² So die Terminologie in Nordrhein-Westfalen, vgl. § 1 ZustVU NRW.

¹¹³ Veröffentlicht mit Einführungserlass des Thüringer Landesbergamtes vom 05.10.2009 unter http://www.tlba.de/docs/Handlungsempfehlung_Foerderbohrung.PDF.

Nach diesen Handlungsempfehlungen ist für gewöhnliche Bohrlochbehandlungen im Regelfall eine Beschreibung der Arbeiten und Verfahren, verbunden mit einer Benennung der eingesetzten Stoffe und der zu ergreifenden Sicherheitsmaßnahmen im Hauptbetriebsplan, ausreichend. Abweichend davon bedarf die Verwendung bestimmter Stoffe oder Stoffgruppen, z.B. bestimmter anorganischer Säuren oder Breaker, einer gesonderten Betriebsplanzulassung (Nr. 3.2 der Handlungsempfehlungen zur Behandlung von Förderbohrungen).

B2 Beschaffung, Lagerung und Beförderung

Die für den Frack-Vorgang benötigten Flüssigkeiten bestehen aus Wasser und Additiven, die bei der Injektion vermischt werden (s. Kap. A4).

Bei der Beschaffung des Wassers sind wasserrechtliche, bei der Beschaffung der Additive stoffrechtliche Anforderungen zu beachten. Für die Lagerung und Beförderung (Umgang) ist zwischen der innerbetrieblichen Lagerung und Beförderung und der außerbetrieblichen Beförderung zu unterscheiden.

B2.1 Beschaffung von Wasser

Die Beschaffung des für Frack-Vorgänge notwendigen Wassers erfolgt in der Regel über den Transport per LKW oder ortsnah durch Entnahme von Grundwasser oder Oberflächenwasser.

Entnahmen von Grund- oder Oberflächenwasser sind Benutzungen im Sinne des § 9 Abs. 1 Nr. 1 WHG (Entnehmen von Wasser aus oberirdischen Gewässern) oder § 9 Abs. 1 Nr. 5 WHG (Entnehmen von Grundwasser). Sie bedürfen grundsätzlich einer wasserrechtlichen Erlaubnis, die die Bergbehörde im Einvernehmen mit der Wasserbehörde erteilt (§ 19 WHG).

Grundwasserentnahmen sind erlaubnisfrei, wenn sie in geringen Mengen zu einem vorübergehenden Zweck erfolgen, soweit keine signifikanten Auswirkungen auf den Wasserhaushalt zu besorgen sind (§ 46 Abs. 1 Nr. 1 WHG). Weitere Ausnahmen von der Erlaubnispflicht können die Länder regeln (§ 46 Abs. 3 WHG). Schließlich kann ein Entnahmerecht aus einem alten Recht folgen (vgl. § 20 f. WHG).

Das Vorliegen einer geringen Menge ist nach der Kommentarliteratur nicht an eine generelle Obergrenze geknüpft, sondern soll vom Einzelfall, insbesondere vom Verhältnis der entnommenen zur insgesamt verfügbaren Menge abhängen. Anhaltspunkte sind die in diesem Zusammenhang ebenfalls geregelten Beispiele erlaubnisfreier Grundwasserbenutzungen, nämlich die Entnahme für Haushalt, landwirtschaftlichen Hofbetrieb und Tränken von Vieh außerhalb des Hofbetriebs (§ 46 Abs. 1 Nr. 1 WHG). Die Entnahme geringer Mengen zu einem vorübergehenden Zweck ist deshalb beispielsweise angenommen worden für das Abpumpen von Grundwasser aus Baugruben und für Pumpversuche aus Probebohrungen, nicht dagegen für die Entwässerung von Großbaustellen oder für Dauerpumpversuche.¹¹⁴ Als nicht mehr geringe Menge hat die Rechtsprechung eine Förderung von täglich 500 m³ Wasser (entspricht ca. 180.000 m³ im Jahr) angesehen, wenn das Einzugsgebiet einer Bohrung landwirtschaftlich genutzte Flächen auf zum Teil klüftigen Kalkschichten mit kalkähnlichem Charakter umfasst.¹¹⁵ Zweckmäßig erscheint darüber hinaus eine Orientierung an den UVP-Vorprüfungsschwellen des UVPG. Danach kommt das Vorliegen einer geringen Menge jedenfalls dann nicht mehr in Betracht, wenn die UVP-Vorprüfungsschwelle erreicht wird, also bei Entnahmen von mehr als

¹¹⁴ Czichowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 46, Rn. 17 mit Hinweis auf *OVG Münster*, ZFW 1964, 233.

¹¹⁵ *OVG Münster*, Urteil v. 04.02.1965, ZFW 1965, 233.

100.000 m³ im Jahr, an empfindlichen Standorten aber schon bereits ab 5.000 m³ im Jahr (vgl. Nr. 13.3.2 und Nr. 13.3.3 Anlage 1 UVPg). Weitere Schwellenwerte und Differenzierungen lassen sich teilweise untergesetzlichen Regelungen, zum Beispiel über Beteiligungserfordernisse, entnehmen.¹¹⁶ In einer Stellungnahme zur Stimulation geothermischer Reservoirs heißt es, eine wasserrechtliche Genehmigung zur Entnahme müsse (erst) bei Entnahmemengen von mehr als 50.000 m³ eingeholt werden.¹¹⁷ Grundlage dafür ist vermutlich, dass Bergbehörden diese Menge noch als geringe Menge eingestuft haben.

Als besondere landesrechtliche Regelung über erlaubnisfreie Benutzungen enthält § 86 Abs. 3 NWG eine Ermächtigung, die Erlaubnisfreiheit von Benutzungen für gewerbliche Betriebe per Verordnung zu regeln, wobei bestimmt werden muss, welche Mengen als gering anzusehen sind (§ 86 Abs. 3 NWG). Eine entsprechende Verordnung ist bisher nicht erlassen.

Für das Bergrecht ist vertreten worden, dass aufrechterhaltene, alte Rechte auch eine Befugnis des Bergbauunternehmers zur Benutzung „erschrotenen“, also beim Bergbau angetroffenen Grundwassers beinhalten würden, zumindest für Betriebszwecke unter Tage.¹¹⁸ Bei alten Rechten ist stets eine Einzelfallprüfung erforderlich, ob und inwieweit daraus abgeleitete Rechte oder Befugnisse nach Berg- und Wasserrecht reichen.

Demnach kommt eine erlaubnisfreie Grundwasserentnahme für einzelne Fracks im Rahmen einer Aufsuchung in Betracht, wenn die dafür benötigte Menge sich für den jeweiligen Grundwasserkörper noch als geringe Menge darstellt. Muss dagegen für eine dauerhafte Gewinnung mit mehrfachen Entnahmen für mehrfache Fracks gerechnet werden, dürfte unabhängig von der benötigten Menge schon kein vorübergehender Zweck mehr vorliegen, weshalb dann eine wasserrechtliche Erlaubnis für die Entnahme erforderlich ist.

Sind trotz geringer Menge und vorübergehendem Zweck signifikante nachteilige Auswirkungen auf den Wasserhaushalt zu besorgen, bedarf die Entnahme einer Erlaubnis (§ 46 Abs. 1 Satz 1 letzter Halbsatz WHG).

Die Erlaubnis ist zu versagen, wenn infolge der Entnahme eine Veränderung der Wasserbeschaffenheit, der Wassermenge, der Gewässerökologie oder der Hydromorphologie von Gewässern zu erwarten ist, die das Wohl der Allgemeinheit, insbesondere die öffentliche Wasserversorgung, beeinträchtigt, oder wenn sie nicht den wasserrechtlichen Anforderungen entspricht

¹¹⁶ Vgl. beispielsweise den Runderlass des *NMU* v. 13.10.2009, Gewässerkundlicher Landesdienst; Beratungspflicht und Beteiligungserfordernis nach § 52 Abs. 3 NWG (Niedersächsisches Ministerialblatt 2009, Nr. 43, S. 936), nach dem für den Umfang der Beteiligung des Gewässerkundlichen Landesdienstes bei wasserwirtschaftlichen Entscheidungen unterschiedliche Schwellenwerte für Lockergesteine (> 250.000 m³ je Jahr oder 5.000 m³ je Tag) und Festgesteine (> 100.000 m³ je Jahr oder 2.000 m³ je Tag) oder das Verhältnis der beantragten Wasserentnahme zum nutzbaren Grundwasserdargebot des Grundwasserkörpers in Bezug genommen wird (Nr. 3.1.1.3 des Erlasses).

¹¹⁷ GTV – Bundesverband Geothermie, Hintergrundpapier zur Stimulation geothermischer Reservoirs, 2012, S. 13.

¹¹⁸ Vgl. hierzu *OVG Koblenz*, Urteil v. 25.11.1976, 1 A 91/75, ZFW 1978, S. 240, 242 mit Hinweis auf *Franke*, ZFW 1971, 130 und *Ebel/Weller*, Kommentar zum Preußischen allgemeinen Berggesetz, 2. Aufl. 1963, § 54, Anm. C1.

(§ 3 Nr. 7 und 10 WHG). Zu den bei Entnahmen zu prüfenden wasserrechtlichen Anforderungen gehört bei Oberflächengewässern die Erhaltung der Abflussmenge, die für die Erhaltung der Bewirtschaftungsziele erforderlich ist (Mindestwasserführung, § 33 WHG). Bei Grundwasserentnahmen muss eine Verschlechterung des mengenmäßigen und des chemischen Zustands vermieden und ein guter mengenmäßiger und chemischer Zustand erhalten oder erreicht werden. Zu einem guten mengenmäßigen Zustand gehört insbesondere ein Gleichgewicht zwischen Grundwasserentnahme und Grundwasserneubildung (§ 47 Abs. 1 WHG).

Ist zu erwarten, dass die Entnahme auf das Recht eines Dritten, z.B. eines Wasserversorgungsverbandes, nachteilig einwirkt, darf sie nur erlaubt oder bewilligt werden, wenn die nachteiligen Wirkungen vermieden oder ausgeglichen werden oder Gründe des Allgemeinwohls dies erfordern und der Betroffene entschädigt wird (§ 14 Abs. 3 WHG, der über das wasserrechtliche Rücksichtnahmegebot auch für die Erlaubnis gilt¹¹⁹). Hat ein Dritter ohne Beeinträchtigung eines Rechts nachteilige Wirkungen zu erwarten, gilt Entsprechendes, allerdings bleiben geringfügige nachteilige Wirkungen außer Betracht. Außerdem hat ein überwiegendes Entnahmeinteresse Vorrang, ohne dass der Betroffene entschädigt werden muss (§ 14 Abs. 4 WHG). Abweichend davon besteht in Niedersachsen auch hier eine Entschädigungspflicht (§ 5 Abs. 2 NWG).

Für das Verfahren gelten unterschiedliche Vorschriften in Abhängigkeit davon, ob eine Erlaubnis, eine gehobene Erlaubnis oder eine Bewilligung beantragt wird und ob eine UVP-Vorprüfung oder UVP durchgeführt werden muss (vgl. §§ 11, 14 und 15 WHG). Eine UVP ist zwingend erforderlich im Fall einer Grundwasserentnahme von mehr als 10 Mio. m³ Wasser/Jahr. Bei Entnahmen ab 100.000 m³/Jahr ist eine allgemeine Vorprüfung, bei Entnahmen ab 5.000 m³/a Jahr eine standortbezogene UVP-Vorprüfung erforderlich, wenn durch die Entnahme erhebliche nachteilige Auswirkungen auf grundwasserabhängige Ökosysteme zu erwarten sind (Anlage 1 Nr. 13.3 UVPG).

Wird eine gehobene Erlaubnis oder eine Bewilligung beantragt, müssen auch ohne UVP-Pflicht Betroffene und Behörden beteiligt werden (§ 11 Abs. 2, § 15 Abs. 2 WHG).

Durch dieses wasserrechtliche Instrumentarium kann sichergestellt werden, dass eine für das Fracking erforderliche Wasserentnahme nicht zu Beeinträchtigungen des Grundwassers oder der Wasserwirtschaft führt. Soweit eine Wasserentnahme nicht erlaubt werden kann, müsste Wasser ggf. über größere Entfernungen antransportiert werden.

B2.2 Additive

Die verwendeten Additive unterfallen in Abhängigkeit von ihrer Gefährlichkeit chemikalienrechtlichen Anforderungen. Zu unterscheiden sind allgemeine Verwendungsverbote und Verwendungsbeschränkungen sowie Zulassungserfordernisse, spezielle Anforderungen an Biozide, allgemeine Anforderungen der REACH-Verordnung und Anforderungen bergrechtlicher Rege-

¹¹⁹ BVerwG, Urt. v. 15.07.1987, 4 C 56/83, BVerwGE 78, 40 = NJW 1988, 434, 435. Vgl. hierzu *Breuer*, öffentliches und privates Wasserrecht, 3. Aufl. 2004, Rn. 725 ff., 731.

lungen und der Gefahrstoffverordnung an den Umgang mit Gefahrstoffen. Hinweise dazu enthält die Handlungsempfehlung der Länderarbeitsgemeinschaft Bergbau zur Behandlung von Förderbohrungen vom 21.09.2007 (siehe dazu Abschn. B1.6).¹²⁰

B2.2.1 Allgemeine chemikalienrechtliche Verbote, Beschränkungen und Zulassungserfordernisse

Zunächst ist zu prüfen, ob ein für den Einsatz vorgesehener Stoff, ein Gemisch oder ein Erzeugnis den Verboten oder sonstigen Verwendungsbeschränkungen des Art. 67 in Verbindung mit Anhang XVII der EU-REACH-Verordnung unterfällt. Bis zum 01.06.2013 (vgl. Art. 67 Abs. 3 REACH-Verordnung) sind außerdem etwaige strengere Anforderungen der Chemikalien-Verbotsverordnung (ChemVerbotsV) zu beachten, nach der bestimmte Chemikalien gar nicht oder nur nach Maßgabe näher bezeichneter Ausnahmen in den Verkehr gebracht werden dürfen.¹²¹

Außerdem dürfen bestimmte Stoffe nur in den Verkehr gebracht oder verwendet werden, wenn ein dafür vorgesehenes Zulassungsverfahren durchgeführt und die vorgesehene Verwendung der Stoffe zugelassen worden ist (Art. 55 ff. i.V.m. Anhang XIV REACH-Verordnung). Wenn Bergbauunternehmen als nachgeschaltete Anwender einen zulassungspflichtigen Stoff verwenden, müssen sie die Bedingungen der Zulassung einhalten (Art. 56 Abs. 2 REACH-Verordnung), es sei denn, die in Art. 56 Abs. 6 REACH-Verordnung geregelten Konzentrationsgrenzwerte für Gemische werden unterschritten. Außerdem müssen sie die Verwendung des Stoffes der Europäischen Chemikalienagentur mitteilen (Art. 66 Abs. 1 REACH-Verordnung).

B2.2.2 Biozide

Biozide und Biozidprodukte unterfallen derzeit den Regelungen des Chemikaliengesetzes, durch die die Anforderungen der Biozidrichtlinie 98/8/EG umgesetzt werden. Ab dem 01.09.2013 werden diese Regelungen durch diejenigen der neuen, am 17.07.2012 in Kraft getretenen Biozidverordnung (EU) Nr. 528/2012 abgelöst (vgl. Art. 97 der Verordnung).¹²²

Beim Fracking verwendete Additive sind Biozidprodukte, wenn sie Biozid-Wirkstoffe enthalten, zur Bekämpfung von Schadorganismen bestimmt sind und einer Produktart gemäß Anhang V der Biozid-Richtlinie 98/08/EG zugehören (§ 3 b Abs. 1 Nr. 1 ChemG). Einschlägig ist die Hauptgruppe 2 Schutzmittel, und zwar entweder die Produktart 11 „Schutzmittel für Flüssigkeiten in Kühl- und Verfahrenssystemen“ oder die Produktart 12 „Schleimbekämpfungsmittel“.

Schutzmittel für Flüssigkeiten in Kühl- und Verfahrenssystemen sind Produkte zum Schutz von Wasser und anderen Flüssigkeiten in Kühl- und Verfahrenssystemen gegen Befall durch Schad-

¹²⁰ Veröffentlicht mit Einföhrungserlass des Thüringer Landesbergamtes vom 05.10.2009 unter http://www.tlba.de/docs/Handlungsempfehlung_Foerderbohrung.PDF.

¹²¹ Vgl. die Verbote nach § 1 ChemVerbotsV in Spalte 2 und die jeweils geltenden Ausnahmen in Spalte 3 des Anhangs zur ChemVerbotsV.

¹²² Verordnung (EU) Nr. 528/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Mai 2012 über die Bereitstellung auf dem Markt und die Verwendung von Biozidprodukten (ABl.EU Nr. L 167 vom 27.06.2012, S. 1).

organismen wie z.B. Mikroben, Algen und Muscheln. Schleimbekämpfungsmittel sind Produkte zur Verhinderung oder Bekämpfung der Schleimbildung auf Materialien, Einrichtungen und Gegenständen, die in industriellen Verfahren Anwendung finden, z.B. auf porösen Sandschichten bei der Ölförderung (Anhang V Biozid-Richtlinie 98/08/EG). Im Entscheidungshandbuch der Kommission für die Umsetzung der Biozidrichtlinie wird die Einstufung der Verwendung des Biozidprodukts THPS durch die Ölindustrie erörtert. Das Produkt wird bei der Erdölgewinnung in der Nordsee dem Meerwasser zugesetzt, das in Erdöl-Lagerstätten gepumpt wird. Ziel des Einsatzes ist es, sulfatreduzierende Bakterien zu bekämpfen, die Schwefelwasserstoff produzieren, der sehr giftig, für weichen unlegierten Stahl hochgradig korrosiv und potenziell explosionsgefährlich ist. Nach dem Entscheidungshandbuch ist die Produktgruppe 11 einschlägig, da sich die Produktart 12 Schleimbekämpfungsmittel spezifisch mit Produkten befasst, die angewandt werden, um die Schleimbildung auf Materialien, Geräten und an Bauwerken zu verhindern.¹²³

Beim Fracking dienen Biozidprodukte sowohl der Verhinderung von Biofilmen als auch der Reduzierung der Schwefelwasserstoffbildung (siehe dazu Abschn. A4.1). Deshalb kommt sowohl eine Zuordnung zur Produktgruppe 11 als auch zur Produktgruppe 12 in Betracht.

Biozidprodukte dürfen grundsätzlich nur verwendet werden, wenn sie von der Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin (BAuA) zugelassen wurden oder dieses die Zulassung eines Drittstaates anerkannt hat (§§ 12 a ff. ChemG). Voraussetzung für die Zulassung ist unter anderem, dass die Wirkstoffe des Produkts in Anhang I oder IA der Biozidrichtlinie aufgeführt sind (§ 12 b Abs. 1 ChemG). Die Zulassung regelt den zulässigen Verwendungszweck, die zulässige Verwenderkategorie sowie ggf. sonstige Inhaltsbestimmungen, Auflagen und Bedingungen zum Inverkehrbringen und zur Verwendung des Biozid-Produkts (§ 12 b Abs. 2 Satz 1 ChemG). Für die Produktart 11 ist derzeit aber gar kein, für die Produktart 12 nur der Wirkstoff Acrolein (Nr. 30 des Anhangs I) in die Biozidrichtlinie aufgenommen.

Der Zulassungs- bzw. Anerkennungsvorbehalt gilt nicht für

- Biozidprodukte mit niedrigem Risikopotenzial, die nur Wirkstoffe des Anhangs IA der Biozidrichtlinie enthalten und ein Registrierungsverfahren durchlaufen haben (§ 12 a Satz 2 Nr. 1 ChemG i.V.m. Art. 2 Abs. 1 Buchst. b der Biozidrichtlinie und § 12 f ChemG),
- Grundstoffe, wenn sie in Anhang IB der Biozidrichtlinie aufgenommen worden sind (§ 12 a Satz 2 Nr. 2 ChemG i.V.m. Art. 2 Abs. 1 Buchst. c der Biozidrichtlinie),
- Biozid-Produkte, die ausschließlich zu Zwecken der wissenschaftlichen oder verfahrensorientierten Forschung und Entwicklung in den Verkehr gebracht und verwendet werden, sofern dafür geltende besondere Dokumentations-, Informations- und ggf. Genehmigungsanforderungen eingehalten werden (§ 12 a Satz 2 Nr. 3 i.V.m. § 12 i ChemG),

¹²³ EU-Kommission, Manual of Decisions for Implementation of Directive 98/8/EC concerning the placing on the market of biocidal products, Stand 21.12.2011, Nr. 2.5.8.1, mit deutscher Übersetzung veröffentlicht unter www.baua.de, Rubriken Chemikalien/REACH/Biozide / Biozide / Antworten auf häufig gestellte Fragen (FAQ) / Downloads.

- Biozid-Produkte, die ausschließlich Wirkstoffe enthalten, die bereits vor dem 14.05.2000 zu anderen als zu Zwecken der wissenschaftlichen oder der verfahrensorientierten Forschung und Entwicklung in Verkehr waren (sog. alte Wirkstoffe) und noch nicht in Anhang I oder IA der Biozidrichtlinie aufgeführt sind, solange über die Aufnahme des Wirkstoffs oder der Wirkstoffe in Anhang I oder IA der Richtlinie 98/8/EG noch nicht entschieden ist, längstens jedoch bis zum 14. Mai 2014 (§ 28 Abs. 8 Satz 1 ChemG, Art. 16 Abs. 1 Satz 1 Biozidrichtlinie),
- Biozid-Produkte, die lediglich einen in Anhang I oder IA Biozidrichtlinie enthaltenen Wirkstoff enthalten, für die Dauer des Zulassungsverfahrens, wenn rechtzeitig ein vollständiger Zulassungsantrag vorgelegt wird (§ 28 Abs. 8 Satz 2 bis 4 ChemG, Art. 16 Abs. 1 Satz 2 bis 4 Biozidrichtlinie).

Besondere praktische Bedeutung haben derzeit noch die zuletzt genannten Übergangsvorschriften. Die EU-Kommission prüft im Rahmen eines Arbeitsprogramms systematisch die Aufnahme alter Wirkstoffe in die Anhänge der Biozidrichtlinie (Art. 16 Abs. 2 Biozidrichtlinie). Dazu ist in der Durchführungsverordnung (EG) Nr. 1451/2007¹²⁴ geregelt, bis wann die Verantwortlichen welche Unterlagen für welche Wirkstoffe und Produktarten vorzulegen haben und welcher Mitgliedstaat für die Beurteilung der Wirkstoffe zuständig ist (vgl. Art. 3, 7, 8 und 9 und die Anhänge der Verordnung 1451/2007).

Danach waren Anträge für die Produktarten 11 und 12 mit den Wirkstoffen des Anhangs II der Verordnung (EG) Nr. 1451/2007 im Zeitraum von Mai bis Oktober 2008 vorzulegen (Art. 9 Abs. 2 Buchst. d der Verordnung 1451/2007).

Für einige Wirkstoffe (z.B. Formaldehyd) hat kein Hersteller Interesse an der Aufnahme in die Biozidrichtlinie bekundet (vgl. Art. 11 f. der Verordnung 1451/2007). Für solche Wirkstoffe hat die Kommission bereits entschieden, diese Wirkstoffe nicht in Anhang I oder IA der Biozidrichtlinie aufzunehmen.¹²⁵ Damit fallen diese Wirkstoffe nicht mehr unter die Übergangsvorschrift (vgl. § 28 Abs. 8 Satz 1 ChemG).

Mit der neuen EU-Biozidverordnung wird der Begriff der Biozidprodukte allgemein, also ohne unmittelbare Bezugnahme auf eine Produktart definiert (Art. 3 Abs. 1 Buchst. a EU-Biozidverordnung). Die hier einschlägigen Produktarten bleiben unverändert (Anhang V EU-Biozidverordnung). Ferner dürfen nach wie vor nur zugelassene Biozidprodukte verwendet werden (Art. 17 ff. EU-Biozidverordnung). Neben die Möglichkeit einer nationalen Zulassung, die in anderen Mitgliedstaaten nur nach besonderer Anerkennung gilt (Art. 17 Abs. 2 i.V.m. Art. 29 ff. EU-Biozidverordnung), tritt die Möglichkeit einer Unionszulassung durch die Europäische Chemikalienagentur, die unmittelbar in der gesamten EU gilt (Art. 17 Abs. 2 i.V.m. Art. 41

¹²⁴ Verordnung (EG) Nr. 1451/2007 der Kommission vom 4. Dezember 2007 über die zweite Phase des Zehn-Jahres-Arbeitsprogramms gemäß Artikel 16 Absatz 2 der Richtlinie 98/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über das Inverkehrbringen von Biozid-Produkten, ABl.EU Nr. L 325 vom 11.12.2007, S. 3 ff.

¹²⁵ Entscheidung 2008/681/EG der Kommission vom 28. Juli 2008 über die Nichtaufnahme bestimmter Wirkstoffe in Anhang I, IA oder IB der Richtlinie 98/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über das Inverkehrbringen von Biozid-Produkten, ABl.EU Nr. L 222 vom 20.08.2008, S. 7 ff.

ff. EU-Biozidverordnung). Für die Produktarten 11 und 12 ist eine Unionszulassung aber erst ab 2020 vorgesehen (Art. 42 Abs. 1 Satz 2 EU-Biozidverordnung).

B2.2.3 Allgemeine Anforderungen der REACH-Verordnung

Nach der EU-REACH-Verordnung muss der Hersteller und ggf. Importeur neue und ggf. auch alte Stoffe unabhängig davon, ob sie gefährlich sind, bei der Europäischen Chemikalienagentur anmelden (Art. 6. f. EU-REACH-Verordnung 1907/2006) und dabei alle identifizierten Verwendungen des Registranten angeben [Art. 10 Buchst. a) iii) EU-REACH-Verordnung 1907/2006]. Anmeldepflichtig ist aber nur der Hersteller oder der Importeur der Stoffe. Ist das Bergbauunternehmen nur nachgeschalteter Anwender, trifft es insoweit keine Verpflichtung.

Für näher bestimmte gefährliche Stoffe muss der Lieferant des Stoffes ein Sicherheitsdatenblatt zur Verfügung stellen, das Informationen für die Gefährlichkeit des Stoffes oder Gemisches und über Risikomanagementmaßnahmen bei bestimmten Expositionsszenarien enthält (Art. 31 EU-REACH-Verordnung 1907/2006).

Entspricht die beabsichtigte Verwendung keinem im Sicherheitsdatenblatt beschriebenen Expositionsszenarium, muss der nachgeschaltete Anwender des Stoffes oder des Gemisches selbst einen verwendungsbezogenen Sicherheitsbericht erstellen (Art. 37 Abs. 4 EU-REACH-VO 1907/2006). Diesen Sicherheitsbericht hat er der Europäischen Chemikalienagentur (ECHA) mitzuteilen und dort registrieren zu lassen (Art. 38 EU-REACH-VO 1907/2006).

Von der Verpflichtung, einen Sicherheitsbericht zu erstellen und registrieren zu lassen, gibt es Ausnahmen, etwa wenn in einem Gemisch bestimmte Konzentrationswerte unterschritten werden (vgl. Art. 37 Abs. 4 e i. V. m. Art. 14 Abs. 2 EU-REACH-VO 1907/2006).

Nach Angaben der ECHA ist die Verwendung gefährlicher Stoffe für das Fracking bisher nicht registriert. Ob dies daran liegt, dass die maßgeblichen Konzentrationswerte unterschritten werden, ist uns nicht bekannt.

B2.2.4 Gefahrstoffverordnung und bergrechtliche Sonderregelungen

Für den Umgang mit Gefahrstoffen ist zu beachten, dass vorrangig besondere bergrechtliche Regelungen gelten.

Spezielle Anforderungen an den Umgang mit Gefahrstoffen enthält die Gesundheitsschutz-Bergverordnung (GesBergV). Danach darf der Unternehmer Personen nur so beschäftigen, dass sie mit bestimmten kennzeichnungspflichtigen Gefahrstoffen nicht oder nur insoweit umgehen, als ein bestimmter Umgang allgemein oder ausnahmsweise im Einzelfall zugelassen worden ist (§ 4 GesBergV).

Die ABergV verlangt eine Gefährdungsbeurteilung, deren Ergebnisse in einem Sicherheits- und Gesundheitsschutzdokument niederzulegen sind (§ 3 Abs. 1 Satz 5 Nr. 1 ABergV). Bei der Gefährdungsbeurteilung sind unter anderem Gefährdungen zu berücksichtigen, die sich durch die Auswahl und den Einsatz von sowie dem Umgang mit Arbeitsstoffen ergeben (§ 3 Abs. 2 Nr. 2 ABergV).

Soweit die bergrechtlichen Regelungen keine entsprechenden Regelungen enthalten, gilt ergänzend die Gefahrstoffverordnung (§ 1 Abs. 4 GefStoffV). Sie verlangt, dass der Arbeitgeber im

Rahmen der Gefährdungsbeurteilung feststellt, ob die Beschäftigten Tätigkeiten mit Gefahrstoffen ausüben oder ob bei Tätigkeiten Gefahrstoffe entstehen oder freigesetzt werden können. Ist das der Fall, hat er alle hiervon ausgehenden Gefährdungen der Gesundheit und Sicherheit der Beschäftigten unter einer Vielzahl von Gesichtspunkten zu beurteilen, zu denen unter anderem die Möglichkeit einer Substitution gehört (§ 6 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4 GefStoffV). Das Ergebnis der Substitutionsprüfung ist vor Aufnahme der Tätigkeit zu dokumentieren, und der Verzicht auf eine technisch mögliche Substitution ist zu begründen (§ 6 Abs. 8 Nr. 2 und 3 GefStoffV). Auf der Grundlage des Ergebnisses der Substitutionsprüfung hat der Arbeitgeber vorrangig eine Substitution durchzuführen. Er hat Gefahrstoffe oder Verfahren durch Stoffe, Zubereitungen oder Erzeugnisse oder Verfahren zu ersetzen, die unter den jeweiligen Verwendungsbedingungen für die Gesundheit und Sicherheit der Beschäftigten nicht oder weniger gefährlich sind (§ 7 Abs. 3 GefStoffV). Dementsprechend muss der nach den Handlungsempfehlungen zur Behandlung von Förderbohrungen (vgl. dazu Abschn. B1.6) bei Verwendung bestimmter Stoffe oder Stoffgruppen, z.B. bestimmter anorganischer Säuren oder Breaker, erforderliche gesonderte Betriebsplan bestimmte Mindestangaben wie Bezeichnung, Menge, Konzentration der Stoffe sowie über geprüfte Alternativen enthalten (Nr. 3.2 i.V.m. Anlage 2 der Handlungsempfehlungen zur Behandlung von Förderbohrungen).

Die gefahrstoffrechtliche Substitutionsprüfung und das Substitutionsgebot sind danach beschränkt auf Gesichtspunkte des Arbeitsschutzes. Der Grundwasserschutz spielt keine Rolle.

B2.3 Innerbetriebliche Lagerung und Beförderung von Additiven und Fracking-Fluiden

Die für das Fracking erforderlichen Additive werden in Tankbehältern vor Ort gelagert. Sie werden in der Regel erst während des Einbringens beim eigentlichen Frackvorgang zusammen mit Stützmitteln mit dem Wasser vermischt. Während des Verpressens werden die Anteile der jeweiligen Additive in der Mischung gezielt verändert, um mit der jeweiligen Zusammensetzung im Verlauf des Fracking-Vorgangs unterschiedliche Effekte zu erzielen.

Die innerbetriebliche Lagerung und Beförderung dieser Stoffe unterliegt dem Bergrecht und dem Wasserrecht.

B2.3.1 Bergrecht

Bergrechtliche Anforderungen an Lagerung und Umschlag von entzündlichen Flüssigkeiten sowie an Rohrleitungen enthalten die Tiefbohrverordnungen (BVOT) der Länder, insbesondere die §§ 45 f. (Lagerung und Umschlag) und § 49 ff. (Rohrleitungen) der BVOT.

Diese Anforderungen dienen nach Maßgabe der Verordnungsermächtigung zum Schutz der Beschäftigten und Dritter vor Gefahren im Betrieb und zur Wahrung der in den gesetzlichen Voraussetzungen der Betriebsplanzulassung bezeichneten Rechtsgüter und Belange (§ 66 i. V. m. § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 bis 13 und Abs. 2 BBergG). Sie dienen damit primär dem Schutz von Gesundheit und Eigentum von Beschäftigten und Dritten (vgl. insbesondere § 55 Abs. 1 Nr. 3 BBergG), aber auch dem Schutz vor gemeinschädlichen Einwirkungen (§ 55 Abs. 1 Nr. 9 BBergG). Da der Schutz des Grundwassers wichtiges, über § 55 Abs. 1 Nr. 9 BBergG geschütztes Gemeingut ist, dienen die bergrechtlichen Anforderungen in gewissem Maß auch dem Gewässerschutz.

Zu den Anforderungen der Tiefbohrverordnung gehört beispielsweise, dass Einrichtungen zur Lagerung von entzündlichen Flüssigkeiten so zu errichten sind, dass auftretende Undichtheiten leicht erkennbar sind und etwa auslaufende Flüssigkeiten aufgefangen und beseitigt werden können (§ 45 Abs. 3 Satz 1 BVOT). Außerdem dürfen ausgelaufene Flüssigkeiten nicht in oberirdische Gewässer oder in öffentliches Entwässerungsnetz gelangen oder in den Untergrund versickern können (§ 45 Abs. 3 Satz 2 BVOT).

Diese bergrechtlichen Regelungen sind indes nicht abschließend. In § 45 Abs. 3 Satz 2 BVOT ist ausdrücklich geregelt, dass die Anforderungen unbeschadet wasserrechtlicher Vorschriften gelten.

B2.3.2 Wasserrecht

Wasserrechtliche Anforderungen ergeben sich aus den Regelungen für Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen, also primär den Anlagenverordnungen und der VwVwS.

Den Anforderungen an Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen unterliegen auch Anlagen von Bergbaubetrieben. Das ergibt sich schlicht daraus, dass diese Anlagen nicht vom Anwendungsbereich ausgenommen sind. Dementsprechend enthalten die BVOT Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen den Hinweis auf wasserrechtliche Vorschriften und das Niedersächsische Wassergesetz eine ausdrückliche Zuständigkeitsregelung zu Gunsten der Bergbehörde für Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen, die im Rahmen eines bergrechtlichen Betriebsplans errichtet und betrieben werden (§ 105 NWG).

Auch der aktuelle Entwurf einer Bundes-VAUwS geht davon aus, dass die Verordnung grundsätzlich auf bergbauliche Anlagen anwendbar ist, da lediglich Untergrundspeicher in ihrem Anwendungsbereich ausgenommen werden sollen (§ 1 Abs. 2 Nr. 3 VAUwSE).¹²⁶

Die Einschränkung des Anwendungsbereichs des § 62 Abs. 1 Satz 1 WHG auf den Bereich der gewerblichen Wirtschaft steht der Anwendbarkeit der Vorschriften auf bergbauliche Betriebe nicht entgegen. Zunächst bezieht sich diese Einschränkung nach der Gesetzesbegründung nur auf Anlagen zum Verwenden wassergefährdender Stoffe,¹²⁷ insbesondere Produktionsanlagen, bei denen wassergefährdende Stoffe verwendet werden.¹²⁸ Insoweit wird zwar unter Hinweis auf die Definition des Gewerbebegriffes im Gewerberecht vertreten, dass der Bergbau als Urproduktion nicht zum Bereich der gewerblichen Wirtschaft zähle¹²⁹, für diese Einschränkung besteht aber kein Anlass. Zu Recht weisen andere Kommentatoren darauf hin, dass ausweislich

¹²⁶ Auch in der Begründung des Entwurfs heißt es, dass oberirdische Anlagen, die dem Bergrecht unterliegen, vom Anwendungsbereich des Kapitels III nicht ausgenommen sind (S. 8 der Begründung zur VAUwS, Stand 27.01.2012, unter www.bmu.de).

¹²⁷ BT-Drs. 10/5727, S. 21 (zu § 19 g Abs. 1 WHG a. F.).

¹²⁸ Vgl. Gößl, in: Sieder/Zeitler/Dahme/Knopp, WHG, § 19 g WHG a. F., Rn. 62 c.

¹²⁹ So Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 62 Rn. 28.

der Gesetzesmaterialien lediglich die Landbewirtschaftung ausgenommen werden sollte.¹³⁰ Außerdem geht das Bergrecht selbst davon aus, dass bergbauliche Tätigkeiten gewerbliche Tätigkeiten sind, indem die Aufsuchungserlaubnis zu Zwecken des Bergbaus ausdrücklich als „Erlaubnis zu gewerblichen Zwecken“ bezeichnet wird (§ 7 Abs. 2 BBergG).

Die bergbehördliche Praxis geht offenbar davon aus, dass die wasserrechtlichen Anforderungen an Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen nicht für Bohrplätze gelten, deren geplante Nutzungsdauer als Bohrplatz maximal sechs Monate beträgt.¹³¹ Das entspricht der für § 2 Nr. 8 VAUwSE geplanten Begriffsbestimmung für Anlagen als ortsfeste oder ortsfest benutzte Einheiten, wonach Einheiten als ortsfest oder ortsfest benutzt gelten sollen, wenn sie länger als ein halbes Jahr an einem Ort zu einem bestimmten betrieblichen Zweck betrieben werden. In der Begründung des VAUwS-Entwurfs vom 27.01.2012 heißt es, dass eine Anlage nur unter den Anlagenbegriff falle, wenn eine Anlage eine definierte und unveränderte Aufgabe erfüllt und wenn diese Aufgabe für mehr als ein halbes Jahr erhalten bleibt.¹³² Eine ähnliche Regelung enthielt das Gewerberecht vor Erlass des BImSchG, nach der ortsveränderliche Anlagen, von denen den Umständen nach zu erwarten ist, dass sie nicht länger als sechs Monate an demselben Ort betrieben werden, nicht nach § 16 GewO a.F. genehmigungsbedürftig waren.¹³³ Diese Auffassung wird teilweise heute noch für das Immissionsschutzrecht vertreten, ist dort aber kaum von praktischer Relevanz.¹³⁴

Die derzeit noch geltenden VAWs der Länder definieren Anlagen zwar ebenfalls als ortsfeste oder ortsfest benutzte Funktionseinheiten, enthalten aber keinen Hinweis auf eine Sechsmonatsfrist.¹³⁵

Deshalb dürfte nach geltendem Recht eine ortsfeste Anlage bereits dann vorliegen, wenn sie aufgrund ihrer Art oder Konstruktion an ihren Standort gebunden ist und im Normalfall nicht bewegt werden soll. Die geplante Betriebsdauer ist dabei ohne Relevanz.¹³⁶

¹³⁰ Gößl, in: Sieder/Zeitler/Dahme/Knopp, WHG, § 19 g WHG a. F., Rn. 62 e mit Hinweis auf BT-Drs. 10/5727, S. 21.

¹³¹ So jedenfalls Nr. 1 Abs. 1 des WEG-Leitfadens „Gestaltung des Bohrplatzes“, Stand 08/06, im Internet für angemeldete Benutzer unter www.erdoel-erdgas.de.

¹³² BMU, Begründung zur Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen VAUwS – Stand 27.01.2012, S. 10, veröffentlicht unter www.bmu.de.

¹³³ So § 2 der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen nach § 16 der Gewerbeordnung vom 4. 8. 1960 (BGBl. I S. 690), abgedruckt bei Hansmann/Röckinghausen, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 4. BImSchV, vor § 1 Rn. 9. Vgl. dagegen heute § 1 Abs. 1 Nr. 1 der 4. BImSchV: Genehmigungsbedürfnis besteht nur, soweit den Umständen nach zu erwarten ist, dass die Anlagen länger als während der zwölf Monate, die auf die Inbetriebnahme folgen, an demselben Ort betrieben werden.

¹³⁴ So Kutscheidt, in: Landmann/Rohmer, UmweltR, BImSchG § 3 Rn. 27.

¹³⁵ § 2 Nr. 1 VAWs Nds., § 2 Abs. 1 VAWs NRW, § 2 Abs. 1 LAWA-Muster-VAWs 2001. Vgl. auch § 1 Abs. 2 Nr. 2 VAUwSE, wonach die Verordnung auf nicht ortsfeste und nicht ortsfest benutzte Anlagen keine Anwendung finden soll.

Weder § 62 WHG, dessen Geltung ohnehin nicht auf ortsfeste Anlagen beschränkt ist, noch dem Begriff der ortsfesten Anlage der VAWs lässt sich die Unanwendbarkeit der Vorschriften der VAWs für weniger als sechs Monate betriebene Anlagen entnehmen. Die Beschränkung des Anwendungsbereichs auf ortsfeste Anlagen dient vielmehr der Abgrenzung des anlagenbezogenen Wasserrechts zum Transportrecht: Vom Anwendungsbereich der VAWs nicht erfasst sind ortsveränderliche Anlagen wie Fahrzeuge und Behälter, die ausschließlich dem Gefahrgutbeförderungsrecht unterliegen. Andernfalls wäre die Ausnahmeregelung für die Eignungsfeststellung bei lediglich kurzzeitiger Lagerung in Verbindung mit dem Transport [§ 63 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. a) WHG] von vornherein entbehrlich, weil gar keine ortsfeste Anlage vorläge.¹³⁷

Zu den Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen gehören somit alle Tanks und Rohrleitungen, in denen wassergefährdende Stoffe gelagert und transportiert werden und Lagerung und Transport nicht mehr dem Gefahrgutbeförderungsrecht unterliegen.

Die Einstufung von Stoffen oder Gemischen in eine Wassergefährdungsklasse erfolgt durch den Betreiber nach Maßgabe näherer Bestimmungen, soweit nicht bereits eine generelle Einstufung in der Verwaltungsvorschrift wassergefährdender Stoffe (VwVwS) erfolgt ist oder der Hersteller oder Inverkehrbringer den Stoff bereits eingestuft hat (Nr. 3 VwVwS, § 4 VAUwSE).

Stoffe werden eingestuft als nicht wassergefährdend, schwach wassergefährdend (WGK I), (deutlich) wassergefährdend (WGK 2) oder stark wassergefährdend (WGK 3, vgl. Nr. 1.2 und 2.1.2 VwVwS und § 3 VAUwSE). Auch Gemische müssen entsprechend eingestuft werden. Die Einstufung kann entweder anhand der Komponenten oder anhand von Prüfdaten am Gemisch erfolgen (Nr. 2.2 i. V. m. Anhang 2 und Anhang 4 VwVwS; § 8 i. V. m. Anhang 1 VAUwSE).

In Abhängigkeit von der Wassergefährdungsklasse und der Menge der Stoffe in den jeweiligen Anlagen muss der Betreiber die Anlage einer Gefährdungsstufe A, B, C oder D zuordnen.¹³⁸

Für Anlagen zum Lagern, Abfüllen oder Umschlagen wassergefährdender Stoffe (sog. LAU-Anlagen) ist grundsätzlich eine behördliche Eignungsfeststellung erforderlich (§ 63 Abs. 1 WHG). Die Eignungsfeststellung ist eine behördliche Bescheinigung, dass bestimmte Anlagen oder Anlagenteile sowie technische Schutzvorkehrungen den wasserrechtlichen Anforderungen genügen und damit aus Sicht des Gewässerschutzes keine Bedenken bestehen. Sie ist ein Instrument der behördlichen Vorabkontrolle, aber keine Anlagengenehmigung.¹³⁹

Sind Errichtung und Betrieb von Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen oder deren wesentliche Änderung nicht ohnehin zulassungspflichtig, müssen sie in Niedersachsen der zuständigen Behörde angezeigt werden.¹⁴⁰

¹³⁶ So für das Immissionsschutzrecht zutreffend *Jarass*, BImSchG, 9. Aufl. 2012, § 3 Rn. 69 m.w.N.

¹³⁷ So zutreffend OVG Münster, Beschl. v. 26. 10. 2000, 21 B 1468/00, NVwZ-RR 2001, 231 f., Gößl, in: Sieder/Zeitler, § 19 g WHG a.F., Rn. 54 ff. und 67.

¹³⁸ § 6 VAWsNds., § 6 MusterVAwS 2001, §§ 39 ff. VAUwS-E.

¹³⁹ *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 63, Rn. 6.

¹⁴⁰ § 7 VAWs Nds., § 40 VAUwSE.

Unabhängig von der Eignungsfeststellung müssen bestimmte Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen durch Fachbetriebe mit bestimmter Qualifikation aufgestellt und instand gehalten und in näher bezeichneten Fällen durch zugelassene Sachverständige bei bestimmten Anlässen und in regelmäßigen Abständen überprüft werden (§§ 1 und 3 der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen vom 31.03.2010, §§ 45 ff. VAUwSE).

B2.4 Außerbetriebliche Beförderung

Für die außerbetriebliche Beförderung von Flüssigkeiten in Rohrleitungen gelten die Vorschriften des UVPG und der Rohrfernleitungsverordnung über Rohrfernleitungsanlagen. Sie bedürfen bei Überschreitung bestimmter Schwellenwerte und ggf. nach einer UVP-Vorprüfung einer Planfeststellung mit Umweltverträglichkeitsprüfung oder einer Plangenehmigung (§ 20 i. V. m. Anlage 1 Nr. 19.3 bis 19.9 UVPG). Werden die Schwellenwerte für eine UVP-Vorprüfung nicht erreicht, ist die Errichtung einer solchen Anlage anzeigepflichtig (§ 4 a RohrfernleitungsVO). Auch hier sind in näher bestimmten Fällen Prüfungen durch Sachverständige oder andere Prüfstellen erforderlich (§§ 5, 6 RohrfernleitungsVO).

B3 Bohrung und Einbringen von Stoffen beim Fracking

Die Bohrungen und deren Verrohrung sowie das Einbringen von Stoffen beim Fracking-Vorgang unterliegen ebenfalls dem Berg- und dem Wasserrecht.

B3.1 Bergrechtliche Anforderungen

Die bergrechtlichen Anforderungen an Errichtung und Betrieb von Bohrungen sind im Wesentlichen durch Anforderungen der ABergV und der BVOT der Länder sowie ergänzend durch die allgemein anerkannten Regeln der Sicherheitstechnik konkretisiert.

Die ABergV regelt die Sicherheit und den Gesundheitsschutz sowie den Umweltschutz beim Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von Bodenschätzen (§ 1 Nr. 1 ABergV). Sie verlangt die Erstellung eines Sicherheits- und Gesundheitsschutzdokuments nach Maßgabe einer Gefährdungsbeurteilung (§ 3 ABergV), Vorkehrungen bei erheblichen Gefahren (§ 10 ABergV) sowie spezifische Schutzmaßnahmen für Gefahren- und Notfälle entsprechend der Art und Größe des Betriebes (§ 11 ABergV), insbesondere die Erstellung eines Notfallplans für vorhersehbare größere Ereignisse, sofern die erforderlichen Maßnahmen nicht im Sicherheits- und Gesundheitsschutzdokument festgelegt sind (§ 11 Abs. 1 Nr. 6 ABergV).

Spezifische Anforderungen an Bohrungen ergeben sich aus § 13 ABergV, der beispielsweise Vorkehrungen gegen Notfälle durch einen Ausbruch verlangt (§ 13 Abs. 2 bis 5 ABergV).

Obwohl die ABergV nach ihrem § 1 auch dem Umweltschutz dient, dienen diese Vorschriften ausschließlich der Sicherheit und dem Gesundheitsschutz in erster Linie der Beschäftigten.¹⁴¹

Das ergibt sich aus der Entstehungsgeschichte der Norm: Der Umweltschutz wurde ausschließlich in Zusammenhang mit der Einfügung der Anforderungen des § 22a ABergV an die Entsorgung von bergbaulichen Abfällen in die Verordnung eingefügt; im Übrigen wurde die Verordnung nicht geändert.¹⁴²

Weitere Anforderungen enthalten die Tiefbohrverordnungen der Länder. Sie unterscheiden zwischen Anforderungen an den Bohrbetrieb (Nr. 4, §§ 18 ff. BVOT Niedersachsen/NRW) und Förderbohrungen (Nr. 5, §§ 33 ff. BVOT Niedersachsen/NRW).

B3.1.1 Bohrbetrieb

Bohrbetrieb ist der Betrieb zum Erstellen oder Aufwältigen einer Bohrung einschließlich Einbau, Ausbau und Wiedereinbau der Untertageausrüstung (§ 2 Nr. 2 BVOT).

¹⁴¹ Vgl. die in der Fußnote zur ABergV genannten europäischen Richtlinien, deren Umsetzung die Verordnung dient.

¹⁴² Art. 1 Nrn. 1 und 2 der Dritten Verordnung zur Änderung bergrechtlicher Verordnungen vom 24.01.2008, BGBl. I S. 85.

Für den Bohrbetrieb gelten besondere Anforderungen an Verrohrung und Zementation (§ 19 BVOT). So sind Erdgasbohrungen mit Standrohren zu versehen und durch Verrohrung zu sichern (§ 19 Abs. 1 BVOT). Die Ankerrohrfahrt ist einzubauen, bevor die Bohrung mögliche erdgasführende Gebirgsschichten erreicht, und so abzusetzen, dass eine zuverlässige Verankerung der Absperreinrichtungen und der nachfolgenden Rohrfahrten gewährleistet ist (§ 19 Abs. 2 BVOT). Dabei sind die Absetzteufen der einzelnen Rohrfahrten unter Berücksichtigung der Gebirgsfestigkeit und des zu erwartenden Lagerstättendrucks so festzusetzen, dass ein Aufbrechen des Gebirges in dem jeweils unverrohrten Teil des Bohrlochs beim Auftreten von Erdgas vermieden wird (§ 19 Abs. 3 BVOT). Weiter wird eine näher bestimmte Zementation der Verrohrung im Gebirge gefordert, wobei die Zementationsstrecken so zu bemessen sind, dass nutzbare Wasserstockwerke und laugenführende Gebirgsschichten abgedichtet werden und ein Eindringen von Wasser in nutzbare Salz-Lagerstätten vermieden wird. Während der Zementation muss der Betriebsdruck in der Zementierleitung ständig überwacht werden. Die Lage der Zementationsstrecken muss durch Messung ermittelt werden. Ein Misslingen der Zementation ist der zuständigen Behörde unverzüglich anzuzeigen (§ 19 Abs. 4 bis 7 BVOT).

Außerdem muss der Bohrlochkopf mit Absperreinrichtungen ausgerüstet sein, die im Fall eines Ausbruchs den Vollabschluss des Bohrlochs und den Abschluss des Ringraumes gewährleisten (§ 20 Abs. 1 BVOT). Die Druckstufen der Absperreinrichtungen müssen den höchsten Kopfdrücken genügen, die bis zum Erreichen der Einbauteufe der nächsten Rohrfahrt oder nach Einbau der letzten Rohrfahrt bis zum Erreichen der Endteufe zu erwarten sind (§ 20 Abs. 2 BVOT). Menge und Beschaffenheit der umlaufenden Bohrspülung müssen eine ausreichende Sicherung des Bohrlochs gewährleisten (§ 22 Abs. 1 BVOT).

Zum Schutz nutzbarer Lagerstätten, Solquellen und Wasserhorizonte sind Bohrungen so auszuführen, dass diese nicht nachteilig beeinflusst werden (§ 29 Abs. 1 BVOT). Sie sind zu erkunden, wenn Gründe der Sicherheit oder des Lagerstättenschutzes dies erfordern (§ 29 Abs. 2 BVOT).

Der Bohrlochverlauf ist zu überwachen und mehrfach zu vermessen (§ 30 BVOT). Die durchbohrten Gebirgsschichten sind geologisch zu bestimmen und Proben mindestens bis zur Beendigung der Bohrarbeiten aufzubewahren (§ 32 Abs. 1 BVOT). Über den Verlauf jeder Bohrung muss ein Bohrbericht erstellt werden, der bestimmte Mindestangaben enthalten muss. Er muss bei Bohrungen, die in Förderung genommen werden, mindestens ein Jahr über den Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme, in allen anderen Fällen mindestens ein Jahr über den Zeitpunkt ihrer Verfüllung hinaus aufbewahrt werden (§ 32 Abs. 6 BVOT).

B3.1.2 Förderbetrieb

Förderbetrieb ist umfassend definiert als jeder Betrieb, der nicht dem Bohrbetrieb zuzuordnen ist. Förderbohrung ist jede dem Förderbetrieb dienende Bohrung. Als Förderbohrung gilt auch eine Bohrung, die nach Beendigung des Bohrbetriebes auf Förderfähigkeit getestet wird (§ 2 Nrn. 5 und 6 BVOT).

Die Anforderungen an Förderbohrungen ergeben sich aus Nr. 5, §§ 33 ff. BVOT. Da die Tiefbohrverordnungen auch für das Einleiten von Stoffen in den Untergrund durch über Tage angesetzte Bohrungen gelten (§ 1 Abs. 1 Nr. 1 dritter Spiegelstrich BVOT), unterfällt diesen Anforderungen sowohl das Einbringen von Stoffen beim eigentlichen Fracking als auch ein Verpressen des Flowback (siehe dazu Abschn. B4.3).

Die Anforderungen in § 33 BVOT gelten für Förderbohrungen allgemein. Von besonderer Bedeutung ist der mit der Neufassung der Tiefbohrverordnungen der Länder in den Jahren 2006/2007¹⁴³ aufgrund der Muster-BVOT angefügte § 33 Abs. 8 BVOT. Er lautet:

„Vor der Einleitung von festen, flüssigen oder gasförmigen Stoffen in Förderbohrungen sind die mit dem Einsatz dieser Stoffe verbundenen Gefährdungen zu beurteilen und die ggf. erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen festzulegen.“

Damit werden an alle Förderbohrungen, bei denen Stoffe eingeleitet werden, besondere Anforderungen gestellt. Insbesondere ist die mit dem Einsatz der Stoffe verbundene Gefährdung zu beurteilen. Die Bestimmung bezieht sich nicht nur auf Einpress- und Versenkbohrungen, sondern auf jedes Einbringen von Stoffen in Bohrlöcher im Zusammenhang mit der Förderung. Dazu zählen u.a. Stimulationen, Korrosionsschutz und Reinigung.¹⁴⁴

§ 36 regelt Anforderungen an Einpress- und Versenkbohrungen. Einpressbohrungen sind dabei Förderbohrungen, die sekundären oder tertiären Fördermaßnahmen dienen. Sekundäre und tertiäre Fördermaßnahmen sind aus der Erdölgewinnung stammende Begrifflichkeiten, wobei unter sekundärer Fördermaßnahme das Einpressen von Wasser oder Erdgas verstanden wird, unter tertiären Fördermaßnahmen verschiedene Verfahren, bei denen Wärme oder Stoffe verpresst werden, um die Erdölförderung zu erleichtern. Aufgrund der Vergleichbarkeit der Zweckrichtung (Gewinnung) und der angewendeten Methoden (Einpressen von Stoffen) ist davon auszugehen, dass die Bohrung beim Frack-Vorgang als Einpressbohrung unter § 36 BVOT fällt.

Andernfalls läge eine Versenkbohrung im Rechtssinne vor, da hierunter jede Förderbohrung fällt, die zur sonstigen Einleitung von Stoffen in den Untergrund bestimmt ist (§ 36 Abs. 1 BVOT). Vom Wortsinn her liegt es allerdings näher, als Versenkbohrung nur solche Bohrungen anzusehen, deren Hauptzweck die Einleitung der Stoffe selbst und nicht eine dadurch unterstützte Gewinnung ist. Vom Regelungszweck her ist zu beachten, dass für Versenkbohrungen besondere Anforderungen gelten, sollten schädliche Gase, Nebel oder Dämpfe auftreten (§ 36 Abs. 6 und 7 BVOT). Vor diesem Hintergrund ist unabhängig von der Einstufung der Bohrung als Einpress- oder Versenkbohrung zu prüfen, inwieweit diese Anforderungen relevant werden können.

Für Einpress- und Versenkbohrungen ist Vorsorge zu treffen, dass die durch die Bohrung eingeleiteten Stoffe nicht in andere als die dafür bestimmten Gebirgsschichten oder Hohlräume gelangen können (§ 36 Abs. 1 BVOT). Weiterhin sind die in § 36 Abs. 2 bis 7 genannten Voraussetzungen einzuhalten. Dazu gehören etwa die Anbringung eines Rückschlagventils oder eine Einsperrvorrichtung (Abs. 2), eine Absperrmöglichkeit des Förderstranges (Abs. 3) und die Möglichkeit, den Förderringraum dicht abzusperren, soweit korrosive Stoffe eingeleitet werden (Abs. 5).

¹⁴³ Vgl. zu den Tiefbohrverordnungen der einzelnen Bundesländer (Abschn. B1.1.5).

¹⁴⁴ Nr. 2.2.5 des BVOT-Einführungserlasses NRW vom 30.11.2006, Ziff. 2.2 zu Abschnitt 5 der Erläuterungen zur Technischen Verfügung Nr. 23/2007 des LAGB Sachsen-Anhalt.

Die Handlungsempfehlung zur Behandlung von Förderbohrungen mit Stand vom 21.09.2007 enthält keine aus Sicht des Grundwasserschutzes relevanten Hinweise. Ihre Regelungen betreffen ausschließlich Aspekte des Arbeitsschutzes, die auf chemikalienrechtlichen und bergrechtlichen Anforderungen beruhen (siehe dazu Abschn. B1.6). Zur Einhaltung wasserrechtlicher Anforderungen ist sie weder bestimmt noch geeignet.

B3.1.3 Allgemein anerkannte Regeln der Sicherheitstechnik

Nach Maßgabe der Zulassungsvoraussetzungen für Betriebspläne sind zur Einhaltung der erforderlichen Vorsorge gegen Gefahren für Leben, Gesundheit und zum Schutz von Sachgütern, Beschäftigten und Dritten im Betrieb Maßnahmen entsprechend den allgemein anerkannten Regeln der Sicherheitstechnik zu treffen (§ 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 BBergG).

Soweit die bekannten Normungsorganisationen DIN, EN und ISO sowie Normungsorganisationen der Wasserwirtschaft wie die Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (DWA) keine einschlägigen Regelwerke erlassen haben, können spezielle technische Regeln für Tiefenbohrungen des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG)¹⁴⁵, aber auch internationale Regelwerke, z.B. der International Association of Drilling Contractors (IADC)¹⁴⁶ oder US-amerikanische Regelwerke wie diejenigen der American Association of Drilling Engineers (AADE)¹⁴⁷, herangezogen werden.

B3.2 Wasserrechtliche Tatbestände

Erlaubnisbedürftige echte Benutzungen sind das Einbringen und Einleiten von Stoffen in Gewässer (§ 9 Abs. 1 Nr. 4 und 5 WHG). Als unechte Benutzungen gelten Maßnahmen, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen (§ 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG).

Als danach erlaubnisbedürftige Maßnahmen kommen in Betracht:

- Durchführung der Bohrung,
- Einbringen der Verrohrung und Zementation,
- Frack-Behandlungen (einzeln oder mehrere).

Grundsätzlich ist eine Bohrung, die einen Grundwasserleiter erreicht oder durchörtert, mit dem Einbringen von Stoffen in dieses Grundwasser verbunden. Eingbracht werden nicht nur (vorübergehend) der Bohrer selbst und die Bohrspülung sondern auch (dauerhaft) die Verrohrung

¹⁴⁵ Vgl. den Überblick über technische Regeln des WEG unter <http://www.erdoel-erdgas.de>. So verweist beispielsweise der von EMPG eingereichte Hauptbetriebsplan für die Explorationsbohrung Nordwalde Z 1 vom 22.02.2012 unter I.6.1 und Anlage 8 auf den als Anlage 8 beigefügten WEG-Leitfaden „Gestaltung Bohrplatz“ (vgl. <http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/kommunikation/betriebsplanunterlagen.html>).

¹⁴⁶ www.iadc.org.

¹⁴⁷ www.aade.org.

und die Zementation. Eine Bohrung erfüllt somit den Benutzungstatbestand des § 9 Abs. 1 Nr. 4 WHG und ist deshalb grundsätzlich erlaubnispflichtig (§ 8 WHG).

Bei Arbeiten, die so tief in den Boden eindringen, dass sie sich unmittelbar oder mittelbar auf die Beschaffenheit des Grundwassers auswirken können (Erdaufschlüsse), ist eine Erlaubnis allerdings nur erforderlich, wenn sich das Einbringen nachteilig auf die Grundwasserbeschaffenheit auswirken kann; im Übrigen genügt eine Anzeige (§ 49 Abs. 1 WHG). Zu solchen Arbeiten gehören auch Bohrungen.¹⁴⁸

Danach hängt die Erlaubnisbedürftigkeit einer Bohrung davon ab, ob sich das damit verbundene Einbringen von Stoffen nachteilig auf die Grundwasserbeschaffenheit auswirken kann.

Bei einer Frack-Behandlung wird das Fracking-Fluid unter hohem Druck durch die Bohrung in die jeweilige Schicht verpresst, um Wegsamkeiten für das zu fördernde Erdgas zu schaffen. Das kann eine echte Benutzung in Gestalt einer Einleitung von Stoffen in das Grundwasser sein, wenn das Fracking-Fluid unmittelbar am Bohrlochfuß oder über die geschaffenen Wegsamkeiten ins Grundwasser gelangt (§ 9 Abs. 1 Nr. 4 WHG). Ist dies nicht der Fall, liegt gleichwohl eine unechte Benutzung vor, wenn die Maßnahme geeignet ist, dauernd oder in einem nicht unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen (§ 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG).

Ist auch das nicht der Fall, sind unter Umständen auch ohne Erforderlichkeit eines Erlaubnisverfahrens materielle Anforderungen einzuhalten, z.B. dass Stoffe nur so gelagert oder abgelagert werden dürfen, dass eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit nicht zu besorgen ist (§ 48 Abs. 2 WHG).

Die bisherige Genehmigungspraxis scheint uneinheitlich zu sein. In Niedersachsen verlangen das LBEG und die jeweils zuständigen Wasserbehörden bislang, soweit ersichtlich, weder für das Niederbringen der Bohrung noch für Frack-Behandlungen eine wasserrechtliche Erlaubnis. Dagegen hat ExxonMobilProduction GmbH (EMPG) für eine Frack-Bohrung im nordrhein-westfälischen Nordwalde eine wasserrechtliche Erlaubnis für das Einbringen von Stoffen in das Grundwasser beim Niederbringen einer Erkundungsbohrung nach § 9 Abs. 1 Nr. 4 und § 49 Abs. 1 Satz 2 WHG beantragt.¹⁴⁹

Die wasserrechtliche Bewertung der Frack-Behandlungen stößt auf besondere Schwierigkeiten, weil dabei (Schad-)Stoffe in tiefe geologische Formationen eingebracht werden, in denen zwar Wasser vorhanden ist; dieses Formationswasser liegt aber – je nach den lokalen geologischen Verhältnissen – anders als oberflächennahes Grundwasser häufig nicht als Grundwasserleiter in Fließsystemen vor, sondern steht, wenn überhaupt, nur in schwacher Verbindung und schwachem Austausch mit oberflächennahem Grundwasser. Es ist ferner häufig stark versalzen (mineralisiert) und mit geogenen Schadstoffen (Schwermetalle, radioaktive Stoffe) belastet. Gleich-

¹⁴⁸ Vgl. zu Bohrungen für Erdwärmesonden *VGH Kassel*, Beschl. v. 17.08.2011, 2 B 1448/11, Juris Rn. 14; Gesetzesbegründung, BT-Drs. 16/12275, S. 55; Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 49, Rn. 6.

¹⁴⁹ Vgl. den im Internet unter www.erdgassuche-in-deutschland.de unter „Betriebsplanunterlagen“ veröffentlichten Antrag vom 24.03.2011.

wohl kann auch in tiefen Formationen nutzbares Grundwasser vorkommen. Auch ein geringer Austausch mit oberflächennahem Grundwasser kann langfristig die Qualität des oberflächennahen Grundwassers beeinflussen.

Fraglich ist daher, inwiefern tiefes Formationswasser überhaupt als Grundwasser im wasserrechtlichen Sinn einzustufen ist, wann eine Maßnahme als erlaubnisbedürftige Benutzung einzustufen und welches Schutzniveau einzuhalten ist.

Dafür stellen wir zunächst eine aktuelle Untersuchung zur wasserrechtlichen Bewertung der Endlagerung radioaktiver Stoffe vor. Darin ist die wasserrechtliche Bewertung vergleichbarer Maßnahmen zum Einbringen von Schadstoffen in den tiefen Untergrund dargestellt worden (Abschn. B3.3).

Anschließend prüfen wir, ob und in welchen Fällen das Einpressen von Stoffen überhaupt wasserrechtlich relevant ist, weil Grundwasser als wasserrechtlich geschütztes Gewässer betroffen sein kann (Abschn. B3.4).

Sodann prüfen wir, unter welchen Voraussetzungen eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit vorliegt, die zu einer Erlaubnisbedürftigkeit als unechte Benutzung führen kann oder zur Versagung einer wasserrechtlichen Erlaubnis führen muss (Abschn. B3.5).

Anschließend ist zu klären, welche weiteren Anforderungen insbesondere an die Wahrscheinlichkeit einer nachteiligen Veränderung zu stellen sind, um als unechte Benutzung erlaubnisbedürftig (Abschn. B3.6) und als erlaubnisbedürftige Benutzung erlaubnisfähig zu sein (Abschn. B3.7).

Schließlich ergänzen wir Überlegungen zum wasserrechtlichen Bewirtschaftungsermessen (Abschn. B3.8).

B3.3 Andere Schadstoffeinträge in Tiefengrundwasser

Die Auswirkungen von Schadstoffeinträgen in tiefes Grundwasser sind ausführlich im Forschungsbericht „Chemisch-toxische Stoffe in einem Endlager für hoch radioaktive Abfälle (CHEMOTOX)“ des Öko-Instituts, der DBE Technology GmbH und der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) vom 31.08.2009 behandelt.¹⁵⁰ Im Arbeitspaket 1 – Regulierung, Vorschriften, Anwendungsfälle – Analyse des Ist-Zustandes werden wichtige praktische Anwendungsfälle dargestellt, namentlich die Erdölbevorratung in Salzkavernen, die Entsorgung gefährlicher Abfälle in einer Untertagedeponie, die stoffliche Verwertung gefährlicher Abfälle zum Versatz in einem Salzbergwerk und einem Erzbergwerk, die Flutung eines ehemaligen Uranbergwerks sowie internationale Beispiele der Endlagerung radioaktiver Abfälle unter Einschluss des rechtskräftig planfestgestellten Endlagers für nicht wärmeentwickelnde radioaktive Abfälle Schacht Konrad in Salzgitter.

¹⁵⁰ Im Internet unter www.chemotox.oeko.info.

Zusammenfassend kommen die Autoren zu dem Schluss, dass der Nachweis des erforderlichen Grundwasserschutzes auf zwei Wegen erbracht werden kann: Entweder wird nachgewiesen, dass eine nachteilige Veränderung nicht zu besorgen ist, weil die Schadstoffe vollständig eingeschlossen werden, oder es wird nachgewiesen, dass eine nachteilige Veränderung aufgrund der Einhaltung von Geringfügigkeitsschwellen oder vergleichbaren Vorsorgewerten ausgeschlossen werden kann.

Beispielsfall für den Nachweis eines sicheren Einschlusses ist die Regelung der Deponieverordnung für Untertagedeponien (UTD). Diese verlangt, dass die geologische Barriere einer UTD im Salzgestein gegenüber Flüssigkeiten und Gasen dicht ist (Anhang 2 Ziff. 1 Satz 2 Nr. 1 DepV 2009). Es ist ein Langzeitsicherheitsnachweis unter Berücksichtigung planmäßiger und außerplanmäßiger (hypothetischer) Ereignisabläufe zu führen, wobei den standortspezifischen Gegebenheiten Rechnung zu tragen ist (Anhang 2 Ziff. 2.1.1 Abs. 1 Satz 1 DepV 2009). Ist der vollständige Einschluss durch den geotechnischen Standsicherheitsnachweis belegt, kann auf Modellrechnungen zu nicht planmäßigen Ereignisabläufen verzichtet werden, sofern plausibel dargelegt wird, ob und wie sich nicht planbare Ereignisse auswirken werden. Hierzu wird in der Regel eine verbal-argumentative Betrachtung als ausreichend angesehen, die jedoch standortbezogen zu verifizieren ist. Ist der vollständige Einschluss im geotechnischen Standsicherheitsnachweis belegt, kann auch beim Langzeitsicherheitsnachweis auf Modellrechnungen zur Schadstoffausbreitung im Deckgebirge verzichtet werden (Anhang 2 Ziff. 2.1.1 Abs. 2 DepV 2009). In der Praxis sei hierzu eine verbalargumentative Szenarienbetrachtung mit vereinfachter Verdünnungsrechnung durchgeführt worden.¹⁵¹ Weil die Abfälle in wasserdichten Salzformationen vollständig eingeschlossen seien, liege eine Benutzung des Grundwassers nicht vor, eine wasserrechtliche Erlaubnis und eine Überwachung eines potenziellen Schadstoffaustrags in das Grundwasser seien daher nicht erforderlich.¹⁵²

Weitere Nachweismöglichkeit sei der Nachweis der Geringfügigkeit der Grundwasserveränderung durch Ermittlung und Bewertung des Schadstoffeintrags in das zu schützende Grundwasser. Dieser werde bei einem Untertageversatz durch die Anforderung der Versatzverordnung erfüllt, so dass wasserrechtliche Belange nicht gesondert behandelt werden müssten.¹⁵³ Nach der auf Grundlage des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes erlassenen Versatzverordnung ist der Einsatz von Abfällen für Versatzmaterial nur zulässig, wenn bestimmte Feststoffgrenz- und Zuordnungswerte im jeweiligen verwendeten unvermischten Abfall nicht überschritten werden und beim Einsatz des Versatzmaterials keine schädlichen Verunreinigungen des Grundwassers oder von oberirdischen Gewässern zu besorgen ist; dafür darf das Versatzmaterial bestimmte Eluatwerte nicht überschreiten (§ 4 i.V.m. Anlage 2 VersatzV). Die zulässigen Eluatgehalte sind vergleichbar mit denen mineralischer Abfällen der Zuordnungswerte Z 1.2 bis

¹⁵¹ CHEMOTOX, AP I, S. 126 f., 206 f., jeweils unter Bezugnahme auf die inhaltsgleichen Anforderungen des Anhangs 2 Ziff. 2.1 DepV 2006.

¹⁵² CHEMOTOX, AP I, S. 123 f., 129.

¹⁵³ CHEMOTOX, S. 110, 134, 146, 209.

Z 2 nach den LAGA-Mitteilungen M 20.¹⁵⁴ Alternativ zum Nachweis der Einhaltung dieser Werte kann bei Betrieben im Salzgestein ein Langzeitsicherheitsnachweis geführt werden, der im Wesentlichen den gleichen Anforderungen entsprechen muss wie derjenige der Deponieverordnung für UTD (§ 4 Abs. 3 i.V.m. Anlage 4 VersatzV).

Eine weitere Möglichkeit für den Nachweis der Geringfügigkeit von Schadstoffeinträgen sei der Nachweis von Immissionswerten im schutzwürdigen Grundwasservorkommen wie bei den Endlagern für radioaktive Abfälle in Morsleben (ERAM) und Schacht Konrad in Salzgitter.¹⁵⁵

Im Planfeststellungsverfahren für das Endlager Konrad sind die Auswirkungen der eingelagerten Schadstoffe im Rahmen der atomrechtlich zu gewährleistenden Schadensvorsorge und im Rahmen einer gesondert erteilten gehobenen wasserrechtlichen Erlaubnis für die Endlagerung radioaktiver Abfälle (Anhang 4 des Planfeststellungsbeschlusses für das Endlager Konrad vom 22.05.2002¹⁵⁶) geprüft worden. Das NMU hat in der Endlagerung selbst eine erlaubnisbedürftige unechte Benutzung gesehen, weil neben der (atomrechtlich geprüften und bewerteten) Kontamination des salzhaltigen Grundwassers mit Radionukliden auch eine Kontamination mit sonstigen Schadstoffen zu erwarten und als Ergebnis der durchgeführten Modellrechnungen ein Eintrag von Schadstoffen in das oberflächennahe Grundwasser nicht auszuschließen sei.¹⁵⁷

Zum Nachweis der Einhaltung der wasserrechtlichen Anforderungen sei unterstellt worden, dass die in den Abfällen enthaltenen Schadstoffe bei Lösung und Verfrachtung mit dem Tiefengrundwasser möglicherweise in oberflächennahes Grundwasser gelangen können. Vor diesem Hintergrund habe das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) als Antragsteller Plausibilitätsbetrachtungen angestellt und festgestellt, dass organisch-chemische Stoffe vor ihrem Eintrag in die Biosphäre abgebaut würden und durch anorganisch-chemische Stoffe das Gefährdungspotenzial der in den Sedimenten des Einlagerungshorizontes geogen vorhandenen Schadstoffe nicht nennenswert erhöht werde. Durch Analogie zu den Modellrechnungen zur Radionuklid- ausbreitung hätten sich auf drei verschiedenen Ausbreitungswegen vom Grubengebäude bis zum quartären Grundwasser Verdünnungsfaktoren ergeben, aufgrund derer keine nachteilige Veränderung des oberflächennahen Grundwassers zu besorgen sei.¹⁵⁸

Im CHEMOTOX-Gutachten dargestellt, aber als für die Endlagerung radioaktiver Abfälle nicht bzw. nur sehr beschränkt analogiefähig bewertet wurde ferner die Erdölspeicherung in Salzka-vern und die Flutung des Uranbergwerks Ronneburg.

¹⁵⁴ Länderarbeitsgemeinschaft Abfall (LAGA), Mitteilungen M 20: Anforderungen an die stoffliche Verwertung von mineralischen Abfällen, 2003; dazu CHEMOTOX, S. 109.

¹⁵⁵ CHEMOTOX, S. 190 ff., 209 f.

¹⁵⁶ www.bfs.de/transport/endlager/konrad_pfb.pdf.

¹⁵⁷ CHEMOTOX, S. 194.

¹⁵⁸ CHEMOTOX, S. 193 ff.

Bei der Erdölspeicherung in Salzkavernen am Standort Wilhelmshaven-Rüstringen sei auf Grundlage der Tiefbohrverordnung die Erkundung des Gebirges auf Eignung und der Nachweis der Standsicherheit der Kaverne verlangt worden. Eine gesonderte Behandlung wasserrechtlicher Belange sei nicht erfolgt.¹⁵⁹ Im Hinblick auf die Langzeitsicherheit werde im bzw. neben dem Abschlussbetriebsplan kein gesonderter Nachweis gefordert. Szenarien zu nicht planbaren Ereignisabläufen würden nicht betrachtet; hierzu würden auch keine Berechnungen durchgeführt. Etwaige Anforderungen an die Restentleerung einer stillzulegenden Speicherkaverne sind unklar, dafür gebe es noch keine Praxisbeispiele. Emissionen aus dem Normalbetrieb würden als nicht signifikant betrachtet, weshalb eine Überwachung von Schadstoffeinträgen in das Grundwasser nicht erfolge.¹⁶⁰ Letztlich entspreche ihre Endverwahrung einem Hohlraumversatz bzw. einer Flutung, deren technische Realisierung noch nicht absehbar sei.¹⁶¹

Die besonders komplexe Flutung des ehemaligen Uranbergwerks Ronneburg werde stets durch eine wasserrechtliche Erlaubnis begleitet. Grundlage sei ein Erlass des Thüringer Umweltministeriums über die Bestimmung und die Zusammenarbeit der zuständigen Behörde im wasserrechtlichen Verfahren im Rahmen der Einstellung der Wismuttätigkeit vom 23.10.1996 gewesen.¹⁶² Diese Maßnahme ist aber mit Fracking-Vorhaben kaum vergleichbar, weil sie einerseits vergleichsweise oberflächennah stattfindet, weil wohl verschiedene Benutzungstatbestände erfüllt sind und weil es sich um ein Sanierungsprojekt handelt, in dem die Anforderungen des vorsorgenden Grundwasserschutzes nicht eingehalten werden können.¹⁶³

B3.4 Grundwasser

Zur wasserrechtlichen Bewertung des Einbringens von Stoffen in tiefe geologische Formationen muss zunächst geklärt werden, für welche dort angetroffenen Wässer das Wasserrecht überhaupt gilt.

Das Wasserrecht gilt für oberirdische Gewässer, Küstengewässer, Grundwasser und deren Teile (§ 2 Abs. 1 Nr. 3 WHG). Das hier allein in Frage kommende Grundwasser wird gesetzlich definiert als „das unterirdische Wasser in der Sättigungszone, das in unmittelbarer Berührung mit dem Boden oder dem Untergrund steht“ (§ 3 Nr. 3 WHG, ebenso in Art. 2 Nr. 2 WRRL¹⁶⁴).

¹⁵⁹ CHEMOTOX, S. 116.

¹⁶⁰ CHEMOTOX, S. 117 ff.

¹⁶¹ CHEMOTOX, S. 168.

¹⁶² CHEMOTOX, S. 160 f.

¹⁶³ Vgl. zur beschränkten Analogiefähigkeit für Endlager CHEMOTOX, S. 170.

¹⁶⁴ Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 23.10.2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik, Abl. L 327 v. 22.12.2000.

Nach der Gesetzesbegründung dient die Definition der Klarstellung und entspricht sinngemäß der Definition der DIN 4049.¹⁶⁵ In der DIN 4049 ist Grundwasser definiert als *unterirdisches Wasser, das die Hohlräume der Erdrinde zusammenhängend ausfüllt und dessen Bewegung ausschließlich oder nahezu ausschließlich von der Schwerkraft und den durch die Bewegung selbst ausgelösten Reibungskräften bestimmt wird*.¹⁶⁶

Zu klären ist, wie weit der Grundwasserschutz in Bezug auf die Tiefe des Grundwassers reicht, ob Sole Grundwasser sein kann und welche Bedeutung der Sättigungszone zukommt.

B3.4.1 Tiefe und Verbindung mit anderem Grundwasser

Für die Einstufung von Wasser als Grundwasser spielt es zunächst keine Rolle, in welcher Tiefe es sich befindet und ob es mit anderem Grundwasser in hydraulischer Verbindung steht. Das ist höchstrichterlich geklärt und in der wasserrechtlichen Literatur einhellige Meinung. Gleichwohl ist fraglich, ob diese Rechtsauffassung auch in der bergbehördlichen Praxis zum Tragen kommt.

Leitentscheidung zur Tiefe und zur hydraulischen Verbindung mit anderem Grundwasser ist ein Urteil des Bundesverwaltungsgerichts aus dem Jahr 1967. Darin ging es um die Bohrung nach Thermalwasser in Bad Füssing durch den Freistaat Bayern. Der Freistaat hielt eine wasserrechtliche Erlaubnis für entbehrlich und bezweifelte, ob das Wasservorkommen überhaupt dem WHG unterfalle. Dazu gehöre laut Freistaat Bayern nicht bloß, dass die Natur Wasser darbiete, sondern auch, dass das Wasser in den natürlichen Wasserkreislauf eingeschaltet sei; daran sei zu zweifeln, weil es sich um Grundwasser aus rund 1.200 m Tiefe handle, das durch dicke Felsschichten abgeschirmt sei. Dies hat das Bundesverwaltungsgericht abgelehnt und entschieden, dass mit Grundwasser das gesamte unterirdische Wasser gemeint ist, gleich, in welcher Tiefe es sich befindet, gleich auch, ob es fließt oder sich gespannt in Hohlräumen befindet. Über diese umfassende Bedeutung habe während der ganzen Entstehungsgeschichte nicht die leiseste Ungewissheit bestanden. Ob das Wasser in den Kreislauf eingeschaltet ist, ist unerheblich.¹⁶⁷

Dementsprechend hat der VGH Kassel die Einleitung von bei der Verarbeitung von Rohsalzen anfallendem Salzabwasser über Versenkbohrungen in den Plattendolomit in mehreren hundert Metern Tiefe als Einleitung von Stoffen in das Grundwasser im Plattendolomit angesehen.¹⁶⁸

¹⁶⁵ BT-Drs. 14/7755, S. 15.

¹⁶⁶ So Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 3, Rn. 45 mit Hinweis auf DIN 4049 Teil 1 Nr. 4.2.

¹⁶⁷ BVerwG, Urteil v. 07.06.1967, VI C 208/65, BVerwGE 27, 176, 178.

¹⁶⁸ VGH Kassel, Beschl. v. 03.11.2010, 7 B 1704/10, unter II.1.a); die Tiefe der Versenkbohrung lässt sich nur mittelbar aus der Beschreibung des geologischen Aufbaus im Sachverhalt erschließen.

Auch sonst wird in Rechtsprechung und Literatur einhellig bestätigt, dass die Tiefe unterirdischer Wasservorkommen für die Einstufung als Grundwasser unerheblich ist.¹⁶⁹ Der VGH München hat ferner ein Gebot größtmöglicher Schonung des Tiefengrundwassers aus Zielsetzungen des Landesentwicklungsprogramms hergeleitet. Danach soll Tiefengrundwasser, das sich nur langsam erneuert, besonders geschont werden.¹⁷⁰ In den einschlägigen Entscheidungen geht es allerdings meist um Grundwasser in eher geringen Tiefen von bis zu 100 m.

Auch aus der Wasserrahmenrichtlinie lässt sich schließen, dass Wasser in großen Tiefen Grundwasser ist. Sie verpflichtet die EU-Mitgliedstaaten, Maßnahmenprogramme zu erstellen und dabei grundlegende Maßnahmen festzusetzen, wozu auch das Verbot einer direkten Einleitung von Schadstoffen in das Grundwasser gehört. Ausnahmsweise darf aber geothermisch genutztes Wasser in den Grundwasserleiter, aus dem es stammt, wieder eingeleitet werden. Außerdem kann die Einleitung bestimmter Wässer in geologische Formationen, aus denen z.B. Kohlenwasserstoffe gewonnen wurden oder die aus natürlichen Gründen für andere Zwecke auf Dauer ungeeignet sind, gestattet werden (siehe Art. 11 Abs. 3 Buchstabe j WRRL). Daran zeigt sich, dass die Richtlinie davon ausgeht, dass auch das Wasser in tieferen Schichten dem Grundwasserbegriff unterfällt. Andernfalls wären diese Ausnahmeregelungen nicht erforderlich gewesen.

Eine Verbindung zu anderem Grundwasser ist nicht erforderlich, wie das Bundesverwaltungsgericht schon im ‚Bad-Füssing-Urteil‘ bestätigt hat. Die in der Literatur vertretene Auffassung, Tiefengrundwasser unterfalle schon nicht mehr dem Grundwasserbegriff und sei aus dem Geltungsbereich des WHG ausgenommen, wenn Auswirkungen auf nutzbare Grundwasserhorizonte und Oberflächengewässer ausschließbar seien,¹⁷¹ widerspricht damit sowohl dem Wortlaut des WHG als auch der höchstrichterlichen Rechtsprechung.

Unerheblich ist auch, ob das unterirdische Wasser steht oder fließt oder ob die umgebende geologische Formation hinreichende Porosität und Permeabilität aufweist, so dass ein nennenswerter Grundwasserstrom oder die Entnahme erheblicher Wassermengen möglich ist.¹⁷²

Das zeigt sich unter anderem an den Legaldefinitionen für Grundwasserleiter (siehe Art. 2 Nr. 11 WRRL) und Grundwasserkörper (siehe § 3 Nr. 6 Alt. 2 WHG, Art. 2 Nr. 12 WRRL). Danach spielen Grundwasserstrom und potenzielle Entnahmemengen zwar für die Einstufung als

¹⁶⁹ *OVG Münster*, Beschl. v. 08.08.1997, 20 A 5730/96, ZfW 1998, 455 ff.; Beschl. v. 18.12.1996, 20 A 6862/95, ZfW 1999, 52 ff.; *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 3, Rn. 47; *Knopp*, in: Sieder/Zeitler, § 1 WHG, Rn. 12.

¹⁷⁰ *VGH München*, Beschl. v. 19.03.2008, 22 ZB 06.2431, juris Rn. 10 f. mit Hinweis auf Teil B I 3.1.1.1 des Landesentwicklungsprogramms Bayern vom 8. August 2006; bestätigt durch Urt. v. 01.10.2008, 22 B 08/1660, juris Rn. 23.

¹⁷¹ So *Seuser*, Unkonventionelles Erdgas, NuR 2012, 8, 13.

¹⁷² *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 3 Rn. 45.

Grundwasserleiter eine Rolle, sind aber nicht gleichzeitig Voraussetzung für die Einstufung als Grundwasser.¹⁷³

Das OVG Lüneburg hat freilich in einem Beschluss aus dem Jahr 2008 in Zusammenhang mit der Flutung eines Salzbergwerks im Anschluss an den Vortrag der Bergbehörde die Auffassung vertreten, das eingeflutete Wasser nehme nicht am unterirdischen Wasserkreislauf teil und sei deshalb weder Grundwasser im Sinne des WHG noch werde es bewirtschaftet.¹⁷⁴

Diese nicht näher begründete Auffassung überzeugt nicht. Zwar liegt kein Gewässer im Sinne des WHG und damit auch kein Grundwasser vor, wenn Wasser künstlich gefasst ist, z.B. in Rohren oder Leitungen¹⁷⁵; das Wasser in einem gefluteten Bergwerk ist aber gerade nicht dauerhaft gefasst und künstlich vom natürlichen Wasserkreislauf abgetrennt, sondern wird mit dem endgültigen Schachtverschluss der natürlichen Entwicklung überlassen. Dabei vermischt sich das eingeflutete Wasser mit anderem Grundwasser entweder, wenn es infolge des Gebirgsdrucks aus den gefluteten Hohlräumen herausgepresst wird oder wenn infolge einer umgekehrten Potenzialdifferenz umgebendes Grundwasser in den Flutungsbereich eindringt.

B3.4.2 Wasser und Sole

Zur Frage, ob und inwieweit die Qualität des Wassers dazu führen kann, dass es nicht mehr als Grundwasser anzusehen ist, werden unterschiedliche Auffassungen vertreten. Das gilt vor allem für die Frage, ob salzhaltiges Wasser, das bergrechtlich als Sole einzustufen ist, nur noch dem Bergrecht oder auch dem Wasserrecht unterfällt.

Nach einem Erlass des schleswig-holsteinischen Umweltministeriums vom 14.01.1999 soll das Wasserrecht ab einem NaCl-Gehalt von 5 % (= 16 g NaCl/l Wasser) keine Anwendung mehr finden, weil das salzhaltige Wasser dann Sole im Sinne des Bergrechts ist.¹⁷⁶ In Hessen soll es nach telefonischer Mitteilung eines dortigen Bediensteten einen ähnlichen Erlass geben. In der rechtswissenschaftlichen Literatur wird diese Auffassung gelegentlich geteilt.¹⁷⁷

In der wasserrechtlichen Literatur wird diese Auffassung zu Recht überwiegend abgelehnt.¹⁷⁸ Es ist zwar ausdrücklich geregelt, dass Wasser als solches kein Bodenschatz ist und deshalb nicht dem Bergrecht unterfällt (§ 3 Abs. 1 BBergG). Umgekehrt gibt es aber keine entsprechende

¹⁷³ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 3 Rn. 45.

¹⁷⁴ OVG Lüneburg, Beschl. v. 21.10.2008, 7 ME 170/07, unter 2.2.

¹⁷⁵ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 3 Rn. 46.

¹⁷⁶ Ziff. 2.1 Abs. 3 des Runderlasses des Ministeriums für Umwelt, Natur und Forsten zum Vollzug des Bundesberggesetzes und der Wassergesetze, hier: Zusammenarbeit zwischen Berg- und Wasserbehörden, RdErl. v. 14.01.1999, ABL. 1999, S. 18 (im Internet unter <http://shvv.juris.de/shvv/vvsh-7520.6-0001.htm>).

¹⁷⁷ Große, ZUR 2009, 535, 539.

¹⁷⁸ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 3 Rn. 48, 34; Breuer, Öffentliches und privates Wasserrecht, 4. Aufl. 2004, Rn. 146.

Ausnahmeregelung für das Wasserrecht; lediglich Heilquellen können die Länder vom Anwendungsbereich des WHG ausnehmen (§ 2 Abs. 2 Satz 1 WHG).¹⁷⁹

Eine solche Ausnahme widerspräche auch dem Regelungszweck des Wasserrechts. Das Wasserrecht zielt auf einen umfassenden Gewässerschutz. Dagegen regelt das Bergrecht allein die Nutzung von Bodenschätzen.

Dementsprechend hängt die Einstufung von salzhaltigem Wasser als Sole im Bergrecht davon ab, ab welcher Salzkonzentration das Salz gewinnbar ist. Schon ab Salzgehalten von 5 % wird Salzwasser als Sole eingestuft.¹⁸⁰ Für das Wasserrecht spielt dieses Abgrenzungskriterium dagegen keine Rolle. Es liegt auch nur knapp über den üblichen Salzgehalten von Meerwasser (ca. 3,5 %)¹⁸¹, aus dem bekanntlich ebenfalls Salz gewonnen werden kann, das aber gleichfalls dem Wasserrecht unterfällt (§§ 43 ff., 45a ff. WHG).

Es ist deshalb nicht ersichtlich, weshalb der Anwendungsbereich des Wasserrechts bei Grundwasser anders als bei Meerwasser von dem für den Gewässerschutz unbeachtlichen Gewinnbarkeitskriterium bestimmt werden sollte.

B3.4.3 Sättigungszone

Nach der gesetzlichen Definition ist Grundwasser nur das unterirdische Wasser in der Sättigungszone (§ 3 Nr. 3 WHG, ebenso in Art. 2 Nr. 2 WRRL). Beim Fracking stellt sich damit die Frage, unter welchen Voraussetzungen das unterirdische Formationswasser unmittelbar am Bohrlochfuß und das Wasser in der umgebenden geologischen Formation, bis zu der das verpresste Fracking-Fluid gelangen kann oder soll, als Grundwasser einzustufen sind. Davon hängt unter anderem ab, ob Stoffe in das Grundwasser eingebracht oder eingeleitet werden und damit eine echte Benutzung im Sinne des § 9 Abs. 1 Nr. 4 WHG vorliegt.

Da Fracking nur in kompakten, also nicht per se durchlässigen Formationen erforderlich und sinnvoll ist, dürfte eine 100 %ige Sättigung wie bei einem Grundwasserleiter eher eine Ausnahme sein. Der Wasseranteil dürfte in den erschlossenen und umgebenden geologischen Formationen variieren. Er wird zudem häufig nur unmittelbar am Bohrlochfuß genau zu ermitteln sein. Möglicherweise können im Einwirkungsbereich der Fracks auch alte Wässer als „Wasserblasen“ eingeschlossen sein.

In der Rechtsprechung und der wasserrechtlichen Literatur wird die gesetzliche Beschränkung des Grundwassers auf das Wasser in der Sättigungszone überwiegend im Zusammenhang mit der Begriffsbestimmung des Bodens im Bundes-Bodenschutzgesetz gesehen.

¹⁷⁹ Vgl. zu früheren Ausnahmen für Solquellen Piens/Schulte/Graf Vitzthum, BBergG, § 56 Rn. 328 mit Hinweis auf den 1989 aufgehobenen § 169 LWG NRW 1979.

¹⁸⁰ Ziff. 2.1 Abs. 3 des Runderlasses des Ministeriums für Umwelt, Natur und Forsten zum Vollzug des Bundesberggesetzes und der Wassergesetze, hier: Zusammenarbeit zwischen Berg- und Wasserbehörden, RdErl. v. 14.01.1999, ABl. 1999, S. 18 (im Internet unter <http://shvv.juris.de/shvv/vvsh-7520.6-0001.htm>).

¹⁸¹ Vgl. den Wikipedia-Artikel „Salinität“.

Nach dem Bundes-Bodenschutzgesetz ist Boden die obere Schicht der Erdkruste, soweit sie Träger der in § 2 Abs. 2 BBodSchG genannten Bodenfunktionen ist, einschließlich der flüssigen Bestandteile (Bodenlösung) und der gasförmigen Bestandteile (Bodenluft) ohne Grundwasser und Gewässerbetten (§ 2 Abs. 1 BBodSchG). Zu den Bodenfunktionen zählen seine natürliche Funktion als Bestandteil des Naturhaushalts, insbesondere mit seinen Wasserkreisläufen (§ 2 Abs. 2 Nr. 1 Buchst. b) BBodSchG) und seine Nutzungsfunktion als Rohstofflagerstätte (§ 2 Abs. 2 Nr. 3 Buchst. a) BBodSchG).

Das legt nahe, dass die Beschränkung des Grundwassers auf Wasser in der Sättigungszone der Abgrenzung zwischen Wasser- und Bodenschutzrecht dient. Danach unterfällt unterirdisches Wasser in der Sättigungszone ausschließlich dem Wasserrecht, während unterirdisches Wasser außerhalb der Sättigungszone (Bodenfeuchte, Bodenlösung) ausschließlich dem Bodenschutzrecht unterfällt. Schon mit der Errichtung eines eigenständigen Schutzregimes für den Boden durch das BBodSchG von 1999 wurde eine Abgrenzung der Regelungsbereiche notwendig, die mit der im Jahr 2002 in das WHG aufgenommenen Legaldefinition so bestimmt wurde, dass unterirdisches Wasser im Boden erst mit Eintreffen in die gesättigte Zone dem Regelungsbereich des WHG unterfällt.¹⁸²

Dadurch wird beispielsweise diejenige Bodenfeuchte ausgeschlossen, die sich in der Sickerzone befindet.¹⁸³

Für Uferfiltrat haben das OVG Münster und der VGH Kassel allerdings ungeachtet dessen auch nach Inkrafttreten des BBodSchG und – im Fall des OVG Münster – auch nach Inkrafttreten der Legaldefinition des Grundwassers im WHG entschieden, dass das Wasserhaushaltsgesetz allein von den Alternativen oberirdisches Gewässer und Grundwasser ausgehe, weshalb Wasser mit dem Verlassen eines oberirdischen Gewässers und dem Eintritt in das Erdreich Grundwasser werde, da das Gesetz etwas Drittes im Sinne eines Zwischenstadiums nicht vorsehe.¹⁸⁴ Der VGH Kassel hielt auch die Definition der DIN 4049 für nicht maßgebend, weil es sich um eine nicht normative, privatrechtliche Regel handle, die wassertechnischen Zwecken diene.

Entgegen dieser Rechtsprechung ist der überwiegenden Literatur zuzustimmen. Spätestens mit der Legaldefinition des Grundwassers und dem ausdrücklichen Hinweis in der Gesetzesbegründung auf die DIN 4049 ist klargestellt, dass unterirdisches Wasser nur Grundwasser ist, wenn es sich in der Sättigungszone befindet.¹⁸⁵

¹⁸² Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 3, Rn. 45.

¹⁸³ BGH, NVwZ-RR 2007, 754, 755.

¹⁸⁴ So zuletzt OVG Münster, Beschl. v. 27.07.2010, 9 A 2967/08; zuvor schon VGH Kassel, Urt. v. 11.04.2001, 5 UE 2176/00, NVwZ-RR 2002, 376

¹⁸⁵ Knopp, in: Sieder/Zeidler/Dahme/Knopp, WHG und AbwAG, 2. Band, 42. Ergänzungslieferung 2011, § 1 WHG, Rn. 12; Faßbender, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 63. Erg.-Lfg. 2011, WHG § 3 Rn. 47.

Zur Sättigungszone heißt es in der wasserrechtlichen Literatur teilweise, dass diese erst vorliege, wenn alle Hohlräume in Poren-, Kluft- und Karstgrundwasser zu 100 % mit Wasser ausgefüllt seien.¹⁸⁶ Nach Maßgabe der Gesetzesbegründung liegt es allerdings näher, den Begriff der Sättigungszone unter Rückgriff auf die DIN 4049 auszulegen. Danach liegt Grundwasser vor, wenn das unterirdische Wasser die Hohlräume der Erdrinde zusammenhängend ausfüllt und dessen Bewegung ausschließlich oder nahezu ausschließlich von der Schwerkraft und den durch die Bewegung selbst ausgelösten Reibungskräften bestimmt wird.¹⁸⁷ Danach ist eine 100 %ige Sättigung nicht erforderlich; es genügt ein zusammenhängendes Ausfüllen, so dass ein gewisser Anteil von Gasen der Einstufung als Grundwasser nicht entgegensteht.

Da es nach der Definition der DIN 4049 vor allem darauf ankommt, ob die Position des Wassers durch die Schwerkraft (dann Grundwasser) oder durch Kapillarkräfte (dann kein Grundwasser) bestimmt wird, dürfte für das Vorliegen von Grundwasser am Bohrlochfuß entscheidend sein, ob sich dieser infolge der Schwerkraft mit Wasser aus der umgebenden Formation füllt oder ob er mangels ausreichender Wasservorkommen bzw. wegen der überwiegenden Kapillarkräfte der umgebenden Formation trocken bleibt.

Für den beabsichtigten und darüber hinaus nicht auszuschließenden Einwirkungsbereich der Fracks muss dagegen die Grundwassereigenschaft vorhandener Wässer aufgrund vorliegender Erkenntnisse (z.B. aus geophysikalischen Untersuchungen) beurteilt werden, soweit festgestellt werden muss, ob es sich um Grundwasser handelt.

Die Feststellung, ob und in welchen Bereichen tatsächlich Grundwasser vorkommt, könnte allerdings entbehrlich sein, wenn ohnehin eine erlaubnispflichtige unechte Benutzung vorliegt. Das ist der Fall bei Maßnahmen, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen (§ 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG). Dafür ist zu klären, ob es für die Eignung zur nachteiligen Veränderung der Wasserbeschaffenheit genügt, wenn möglicherweise schutzwürdiges Grundwasser vorhanden ist und nachteilig verändert werden kann. Dazu prüfen wir zunächst, wann eine nachteilige Veränderung vorliegt (Abschn. B3.5) und wann die erforderliche Eignung vorliegt (Abschn. B3.6).

B3.4.4 Fazit

Der Grundwasserbegriff des WHG erfasst Wasser unabhängig davon, in welcher Tiefe es sich befindet. Das ist durch Rechtsprechung geklärt.

Unterschiedliche Auffassungen bestehen zu der Frage, ob Wasser mit einem so hohen Salzgehalt, dass es bergrechtlich als Sole einzustufen ist, noch dem Wasserrecht unterfällt. Richtig ist, dass die Einstufung als Sole der Anwendbarkeit des Wasserrechts nicht entgegensteht. Die Bergbehörden vertreten insoweit zumindest teilweise eine andere Auffassung.

Grundwasser liegt nur vor, soweit sich unterirdisches Wasser in der Sättigungszone befindet. Das ist der Fall, wenn sich ein Bohrloch mit Wasser füllt, weil die umgebende Formation Was-

¹⁸⁶ *Faßbender*, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 63. Erg.-Lfg. 2011, WHG § 3 Rn. 47.

¹⁸⁷ So *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 3, Rn. 45 mit Hinweis auf DIN 4049 Teil 1 Nr. 4.2.

ser enthält und deren Kapillarkraft schwächer ist als die Schwerkraft. Lässt sich nicht bestimmen, ob im Einwirkungsbereich eines Fracks Grundwasser vorliegt, muss geprüft werden, ob eine unechte Benutzung vorliegt.

B3.5 Nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit

Neben dem Grundwasserbegriff ist die Frage, wann eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit vorliegt, eine zentrale Frage für die Erlaubnisbedürftigkeit und die Erlaubnisfähigkeit einer grundwasserrelevanten Maßnahme.

Die Erlaubnisbedürftigkeit einer Maßnahme als unechte Benutzung hängt bei Maßnahmen, die keine echten Benutzungen im Sinne des § 9 Abs. 1 WHG sind, davon ab, ob die Maßnahme geeignet ist, nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen (§ 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG).

Die Erlaubnisfähigkeit hängt davon ab, ob schädliche Gewässerveränderungen zu erwarten sind (§ 12 Abs. 1 Nr. 1 WHG). Schädliche Gewässerveränderungen sind einerseits Veränderungen, die das Wohl der Allgemeinheit beeinträchtigen, andererseits Veränderungen, die nicht den wasserrechtlichen Anforderungen entsprechen (§ 3 Nr. 10 WHG). Zu den wasserrechtlichen Anforderungen gehört im Fall eines Einbringens von Stoffen in das Grundwasser, dass eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit nicht zu besorgen sein darf (§ 48 Abs. 1 WHG).

Sowohl die Erlaubnisbedürftigkeit als unechte Benutzung als auch die Erlaubnisfähigkeit einer Benutzung hängen damit davon ab, wann eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit vorliegt. Insoweit stellt sich die Frage, welches Schutzniveau einzuhalten ist und ob und inwieweit dabei ein einheitliches Schutzniveau für alle Gewässer zu Grunde gelegt werden muss bzw. ob und nach welchen Kriterien eine Differenzierung erforderlich oder zulässig ist.

B3.5.1 Unterfall einer schädlichen Gewässerveränderung

Die nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit wird im WHG nicht definiert. Es handelt sich um einen Unterfall der schädlichen Gewässerveränderung, der sich nur auf die Wasserbeschaffenheit, also nicht auf andere Gewässereigenschaften wie die Wassermenge, Gewässerökologie und Hydromorphologie bezieht (vgl. § 3 Nr. 10 WHG).¹⁸⁸

Das Verbot nachteiliger Veränderungen bezieht sich sowohl auf das Grundwasser insgesamt in einem bestimmten Gebiet (z.B. in einem Grundwasserkörper) als auch auf nicht näher eingegrenzte, ggf. auch sehr kleinräumige Grundwasserteile.¹⁸⁹ Das ergibt sich aus den Begriffsbestimmungen des WHG: Schädliche Gewässerveränderungen sind Veränderungen von Gewäs-

¹⁸⁸ So auch die Gesetzesbegründung in BT-Drs 16/12275, S. 53; Posser, in: Giesberts/Reinhardt, BeckOK Umweltrecht, WHG § 48 Rn. 16.

¹⁸⁹ Vgl. die Gesetzesbegründung in BT-Drs 16/12275, S. 53.

sereigenschaften (§ 3 Nr. 10 WHG). Gewässereigenschaften beziehen sich definitionsgemäß auf Gewässer und Gewässerteile (§ 3 Nr. 7 WHG). Dagegen bezieht sich der Gewässerzustand auf einen Wasserkörper (§ 3 Nr. 8 WHG). Wasserkörper werden für das Grundwasser als abgegrenztes Grundwasservolumen definiert (§ 3 Nr. 6 WHG).

Ob eine schädliche Gewässerveränderung vorliegt, richtet sich gemäß der Legaldefinition entweder nach näher konkretisierten wasserrechtlichen Anforderungen oder danach, ob eine Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit vorliegt (§ 3 Nr. 10 WHG).

Wasserrechtliche Anforderungen für Grundwasserbenutzungen ergeben sich aus den einschlägigen Regelungen der §§ 47 und 48 WHG. Danach müssen bestimmte Bewirtschaftungsziele erreicht werden (§ 47 WHG) und durch Einbringen und Einleiten von Stoffen in das Grundwasser darf eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit nicht zu besorgen sein (§ 48 Abs. 1 WHG). Diese Anforderungen werden durch die Grundwasserverordnung weiter konkretisiert.

§ 47 und § 48 WHG haben jeweils einen eigenen Anwendungsbereich, so dass keiner der beiden Vorschriften ein Vorrang vor der anderen zukommt: § 47 WHG legt die Bewirtschaftungsziele auf den Grundwasserkörper bezogen fest, deren Verfehlen (Sanierungs-)Maßnahmen auslöst. Dagegen adressiert § 48 WHG Vorsorgeanforderungen, die die Einhaltung der Bewirtschaftungsziele schon im Vorfeld sicherstellen sollen.¹⁹⁰

B3.5.2 Bewirtschaftungsziele (§ 47 WHG)

Konkrete wasserrechtliche Anforderungen ergeben sich zunächst aus den Bewirtschaftungszielen für das Grundwasser (§ 47 WHG). Danach ist das Grundwasser so zu bewirtschaften, dass

- eine Verschlechterung seines mengenmäßigen und seines chemischen Zustands vermieden wird,
- alle signifikanten und anhaltenden Trends ansteigender Schadstoffkonzentrationen aufgrund der Auswirkungen menschlicher Tätigkeiten umgekehrt werden,
- bis zum 22.12.2015 ein guter mengenmäßiger und ein guter chemischer Zustand erhalten oder erreicht werden; zu einem guten mengenmäßigen Zustand gehört insbesondere ein Gleichgewicht zwischen Grundwasserentnahme und Grundwasserneubildung.

In begründeten Ausnahmefällen können weniger strenge Bewirtschaftungsziele festgelegt werden (§ 47 Abs. 2 Satz 2 und Abs. 3 WHG).

Der im WHG verwendete Begriff des Bewirtschaftungsziels entspricht dem Begriff des Umweltziels in der Wasserrahmenrichtlinie.¹⁹¹ Eine Liste der Bewirtschaftungs- bzw. Umweltziele ist in jeden Bewirtschaftungsplan für jede Flussgebietseinheit aufzunehmen (§ 83 Abs. 2 Satz 1 WHG i.V.m. Anhang VII Nr. 5 WRRL).

¹⁹⁰ So zutreffend Rechenberg, in: Giesberts/Reinhardt, BeckOK Umweltrecht, WHG § 47, vor Rn 1. Anders Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 47 Rn. 4: Spezialität und Vorrang des § 48 WHG.

¹⁹¹ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 83 Rn. 22 und § 27 Rn. 2.

Kriterien für die Ermittlung, Einstufung und Überwachung des Grundwasserzustands enthält die Grundwasserverordnung. Wenn die dort geregelten Schwellenwerte für die Beurteilung des chemischen Zustands (§ 5 i.V.m. Anlage 2 GrwV) und die Kriterien für den guten mengenmäßigen Zustand (§ 4 GrwV) nicht eingehalten werden, liegt eine schädliche Gewässerveränderung vor.¹⁹²

Tatsächlich dürften die Bewirtschaftungsziele für wasserrechtliche Erlaubnisverfahren in Zusammenhang mit Aufsuchung und Gewinnung unkonventioneller Gas-Vorkommen eine eher geringe Rolle spielen.

Das liegt in erster Linie daran, dass nach dem traditionellen deutschen Wasserrecht die Anforderungen an die Reinhaltung des Grundwassers (§ 48 WHG) unmittelbar an der Schadstoffquelle, also emissionsseitig so weit im Vorfeld einer nachteiligen Grundwasserveränderung greifen sollen, dass die Einhaltung von Immissionswerten oder Qualitätszielen im Grundwasser ohne Weiteres gewährleistet ist. Nach diesem Konzept sollten die zur Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie eingefügten Bewirtschaftungsziele und die zu deren Einhaltung erforderlichen, in Maßnahmenprogramme aufzunehmenden grundlegenden und ergänzenden Maßnahmen (§ 82 WHG) von vornherein nicht erforderlich werden.

Zu beachten ist, dass sich die Bewirtschaftungsziele auf den Grundwasserzustand, also auf den abgegrenzten Grundwasserkörper insgesamt beziehen (§ 3 Nr. 6 und 8 WHG). Aus den Bewirtschaftungszielen für Grundwasserkörper können sich demnach Anforderungen an Aufsuchung oder Gewinnung unkonventioneller Gas-Vorkommen allenfalls dann ergeben, wenn diese zu Veränderungen der Grundwasserbeschaffenheit im Grundwasserkörper insgesamt führen.

Damit stellt sich zugleich die Frage, ob und gegebenenfalls wo Grundwasserkörper in der Tiefe begrenzt sind. Dazu enthält das Wasserrecht keine klare Aussage. Aus der Begriffsbestimmung ergibt sich, dass ein Grundwasserkörper ein *abgegrenztes* Grundwasservolumen innerhalb eines oder mehrerer Grundwasserleiter sein muss (§ 3 Nr. 6 WHG). Das spricht dafür, dass Grundwasserkörper nicht nur seitlich, sondern auch in die Tiefe begrenzt sind, wobei die Grenze je nach geologischer Situation unterschiedlich zu ziehen sein kann.

Ferner ergibt sich aus den Anforderungen an einen guten mengenmäßigen und chemischen Zustand des Grundwassers und an den Regelungszwecken des Grundwasserrechts, dass der gute Zustand in Bezug auf bestimmte Funktionen des Grundwassers definiert wird, die nur das oberflächennahe Grundwasser bzw. das damit in Verbindung stehende Grundwasser erfüllt. So wird der gute mengenmäßige Zustand im Hinblick auf das nutzbare Grundwasserdargebot sowie potenzielle Auswirkungen auf Oberflächengewässer und auf grundwasserabhängige Landökosysteme definiert (§ 4 Abs. 2 GrwV). Diese Faktoren spielen auch im Hinblick auf den chemischen Zustand eine entscheidende Rolle (vgl. § 6 Abs. 1 Satz 2 GrwV). Auch in den Erwägungsgründen der Grundwasserrichtlinie wird die Bedeutung des Grundwassers für grundwasserabhängige Ökosysteme und für den menschlichen Gebrauch, insbesondere zur Trinkwassergewinnung, hervorgehoben (Erwägungsgründe 1 bis 3 der Richtlinie 2006/118/EG).

¹⁹² Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 12 Rn. 21.

Deshalb wird sich auch dann, wenn sich der Beschreibung der potenziell betroffenen Grundwasserleiter keine Tiefenbegrenzung entnehmen lässt (vgl. die Anforderungen an Bestimmung und Beschreibung der Grundwasserkörper in § 2 i.V.m. Anlage 1 GrwV), aus den natürlichen geologischen Gegebenheiten eine Tiefenbegrenzung des für diese Funktionen relevanten Grundwasserkörpers ableiten lassen. In diesem Tiefenbereich ist dann auch keine repräsentative Überwachung des Grundwasserkörpers mehr erforderlich (vgl. § 9 i.V.m. Anlagen 3 und 4 GrwV).

Daraus ergibt sich, dass die wasserrechtlichen Anforderungen an die Bewirtschaftungsziele im Hinblick auf einen guten Grundwasserzustand nur in den potenziell betroffenen oberflächennahen Grundwasserabschnitten erfüllt werden müssen, die als Bestandteil des jeweiligen Grundwasserkörpers anzusehen sind. Letztlich kommt es auf den Grundwasserzustand an den jeweiligen repräsentativen Überwachungsstellen an, wobei freilich durch geplante Maßnahmen die Repräsentativität der bisherigen Überwachungsstellen in Frage gestellt sein kann und dann entsprechend Abhilfe geschaffen werden muss.

B3.5.3 Maßnahmenprogramme (§ 82 WHG)

Die zur Erreichung der Bewirtschaftungsziele erforderlichen Maßnahmen sind in das für jede Flussgebietseinheit aufzustellende Maßnahmenprogramm aufzunehmen (§ 82 Abs. 3 und 4 WHG). Zu unterscheiden sind grundlegende und – soweit erforderlich – ergänzende Maßnahmen (§ 82 Abs. 2 WHG). Zu den zwingend aufzunehmenden grundlegenden Maßnahmen gehört insbesondere das Verbot einer direkten Einleitung von Schadstoffen in das Grundwasser (§ 82 Abs. 3 i.V.m. Art. 11 Abs. 3 Buchst. j WRRL 2000/60/EG). Ergänzende Maßnahmen werden aufgenommen, soweit dies zur Erreichung der Bewirtschaftungsziele erforderlich ist; sie können getroffen werden, um einen weitergehenden Gewässerschutz zu erreichen (§ 82 Abs. 4 WHG). Reichen diese Maßnahmen nicht aus, um die Bewirtschaftungsziele zu erreichen, sind die Ursachen dafür zu untersuchen und nachträglich erforderliche Zusatzmaßnahmen in das Maßnahmenprogramm aufzunehmen (§ 82 Abs. 5 WHG).

In die Maßnahmenprogramme sind auch Maßnahmen aufzunehmen, die den Eintrag der in Anlage 7 GrwV genannten Stoffe in das Grundwasser verhindern (§ 13 Abs. 1 Satz 1 GrwV) und den Eintrag von Schadstoffen der in Anlage 8 GrwV genannten Schadstoffgruppen begrenzen (§ 13 Abs. 2 GrwV 2010).

Eintrag wird in § 1 Nr. 4 GrwV im Anschluss an die Grundwasserrichtlinie (Art. 2 Nr. 4 Richtlinie 2006/118/EG) definiert als Gewässerbenutzung in Gestalt des Einleitens von Stoffen in ein Gewässer (§ 9 Abs. 1 Nr. 4 WHG) oder als unechte Benutzung durch sonstige Maßnahmen (§ 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG). Diese Anforderungen gelten in Übereinstimmung mit Art. 6 GrundwasserRL 2006/118/EG (anders als das nach Art. 11 Abs. 3 WRRL erforderliche Einleitungsverbot) nicht nur für die direkte Einleitung von Schadstoffen in das Grundwasser, sondern auch für indirekte, mittelbare Einträge von Schadstoffen in das Grundwasser.

Im Rahmen der Umsetzung der Maßnahmenprogramme, also bei der Entscheidung über beantragte Gewässerbenutzungen, dürfen Einträge von Schadstoffen des Anhangs 7 GrwV nicht zugelassen werden, es sei denn, die Menge und Konzentration der Schadstoffe ist so gering, dass eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit auszuschließen ist (§ 13 Abs. 1 Satz 2 und 3 GrwV).

Damit lässt sich der Grundwasserverordnung entnehmen, dass auch die grundsätzlich verbotene Einleitung von Schadstoffen des Anhangs 7 GrwV nicht stets als nachteilige Grundwasser-Veränderung eingestuft werden muss, sondern nur dann, wenn Menge und Konzentration der Schadstoffe eine Geringfügigkeitsschwelle überschreiten.

Soweit ersichtlich verweisen die Ende 2009 von den jeweils zuständigen Landesbehörden erlassenen Maßnahmenprogramme auf den gesetzlichen Erlaubnistatbestand des Wasserrechts, ohne dessen Voraussetzungen und dessen Anwendung näher zu konkretisieren.¹⁹³ Besondere Maßnahmen nach § 13 GrwV sind also bislang nicht in die Maßnahmenprogramme aufgenommen worden.

Damit verweisen die Maßnahmenprogramme im Kern auf den vorsorgenden, emissionsorientierten Grundwasserschutz durch das in § 48 WHG enthaltene Reinhaltungsgebot, ohne das Vorliegen einer schädlichen Gewässer-Veränderung jenseits der Bewirtschaftungsziele des § 47 WHG näher zu konkretisieren.

B3.5.4 Wohl der Allgemeinheit

Soweit die Grundwasserverordnung und die Maßnahmenprogramme nicht abschließend konkretisieren, wann eine nachteilige Grundwasser-Veränderung vorliegt, muss die Einstufung unter Rückgriff auf den unbestimmten Rechtsbegriff des Wohls der Allgemeinheit erfolgen (§ 3 Nr. 10 WHG). Das gilt insbesondere für die Konkretisierung einer nachteiligen Grundwasser-Veränderung von kleineren Gewässerteilen als dem Grundwasserkörper und für die Konkretisierung einer nachteiligen Veränderung von Grundwasser unterhalb des abgegrenzten Grundwasserkörpers.

Der 4. Senat des Bundesverwaltungsgerichts hat den Begriff des Allgemeinwohls in Bezug auf den Grundwasserschutz seit jeher weit verstanden. Er hat die Schutzrichtung der Norm darin erkannt, unabhängig von konkreten Nutzungsabsichten oder Bewirtschaftungszielen nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit zu verhüten, damit dieses äußerst sensible Umweltmedium über den gegenwärtigen Bedarf hinaus als intaktes Trinkwasserreservoir auch für die Zukunft erhalten bleibt.¹⁹⁴

¹⁹³ Vgl. z.B. Anhang I Nr. 9 des Maßnahmenprogramms für die nordrhein-westfälischen Anteile von Rhein, Weser, Ems und Maas 2010 – 2015 (www.flussgebiete.nrw.de), auch in Verbindung mit dem Maßnahmencode PQ_GW_U37 (www.wiki.flussgebiete.nrw.de/index.php?title=Maßnahmen/Katalog); Nr. 4 i.V.m. Anhang B und D des Maßnahmenprogramms 2009 für die Flussgebietseinheit Weser (www.fgg-weser.de).

¹⁹⁴ BVerwG, Urt. v. 16.03.2006, 4 A 1075/04, BVerwGE 125, 116, 288, Rn. 471 (Flughafen Schönefeld) mit Hinweis auf Urt. v. 16.11.1973, 4 C 44.69, DÖV 1974, 207; Urt. v. 18.09.1987, 4 C 36.84, ZfW 1988, 344, 346 und Urt. v. 17.03.1989, BVerwGE 81, 347, 350 ff.

Nach der Rechtsprechung des früheren Bayerischen Obersten Landesgerichts,¹⁹⁵ die auch in der aktuellen Kommentarliteratur noch zitiert wird,¹⁹⁶ liegt eine nachteilige Veränderung vor, wenn sich die Wasserbeschaffenheit gegenüber dem vorherigen oder dem natürlichen Zustand verschlechtert, sei es auch nur graduell und in geringstem Ausmaß.¹⁹⁷

Entscheidend ist, dass und wie sich die Gewässereigenschaften auf die Gewässergüte auswirken. Eine schon vorhandene Verunreinigung schließt somit eine weitere nachteilige Veränderung nicht aus. Nicht erforderlich ist, dass die Nutzbarkeit des Gewässers beeinträchtigt ist; erst recht brauchen keine konkreten materiellen Nachteile oder Schäden eingetreten zu sein. Nicht verlangt wird, dass das Wasser zum Gebrauch oder Verbrauch untauglich werden müsse; es genügt eine Herabsetzung seines Ge- oder Verbrauchswertes für Mensch, Tier oder Pflanze.¹⁹⁸

So hat das Bundesverwaltungsgericht nicht beanstandet, dass eine Behörde eine Grundwassergefährdung schon wegen des Hineingelagens von Öl in das Grundwasser angenommen hat, auch wenn eine unmittelbare Gefährdung des Trinkwassers, insbesondere eine Überschreitung von Grenzwerten der Trinkwasserverordnung nicht festgestellt worden ist.¹⁹⁹

Allerdings ist nicht schon jede ganz geringfügige und belanglose Veränderung als nachteilige Veränderung anzusehen.²⁰⁰ Das ergibt sich schon aus der Wertung des § 13 Abs. 1 Satz 3 GrwV, wonach auch die grundsätzlich verbotene Einleitung von Schadstoffen des Anhangs 7 GrwV zulässig sein kann, wenn die in das Grundwasser eingetragene Menge und Konzentration so gering sind, dass eine nachteilige Grundwasserveränderung ausgeschlossen ist.

Indem die Begriffsbestimmung der schädlichen Gewässerveränderung auf das Wohl der Allgemeinheit Bezug nimmt (§ 3 Nr. 10 WHG), verweist sie auf die Anforderung des § 6 WHG alter Fassung (a.F.), nach der eine wasserrechtliche Erlaubnis zu versagen war, soweit von der beabsichtigten Benutzung eine Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit zu erwarten war.²⁰¹

Das legt nahe, auch jetzt für die Konkretisierung der schädlichen Gewässerveränderung allgemein und damit auch für die Konkretisierung der nachteiligen Grundwasserveränderung auf die Auslegung des Wohls der Allgemeinheit nach § 6 WHG a.F. zurückzugreifen. Danach war bei der Beurteilung der Erlaubnisfähigkeit einer Benutzung stets zwischen den für und gegen die Benutzung sprechenden Gründen des Gemeinwohls abzuwägen. Dementsprechend wurde und wird auch für die Bewertung einer Gewässerveränderung vertreten, dass eine für das All-

¹⁹⁵ BayObLG, BayVBl. 1976, 601.

¹⁹⁶ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 9 Rn. 83, § 32, Rn. 37; § 48, Rn. 12.

¹⁹⁷ BayObLG, BayVBl. 1976, 601; ebenso Knopp, in: Sieder/Zeitler, WHG, § 26 Rn. 26; Gößl, in: Sieder/Zeitler, WHG, § 100 Rn. 81.

¹⁹⁸ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 9 Rn. 83, § 32, Rn. 37 m.w.N., § 48, Rn. 12.

¹⁹⁹ BVerwG, Beschl. v. 24.08.1989, Az.: 4 B 59./89, NVwZ 1990, 474, 475.

²⁰⁰ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 48, Rn. 12 mit Hinweis auf BayObLG, BayVBl. 1974, 590.

²⁰¹ Diesen Verweis enthält auch die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 16/12275, S. 53.

gemeinwohl bedeutsame Benutzung auch dann zugelassen werden kann, wenn eine weniger bedeutsame Beeinträchtigung zu erwarten ist.²⁰² Das soll insbesondere für die Kollision mit bergbaulichen Belangen gelten.²⁰³

B3.5.5 Konkretisierung durch Grenz- und Schwellenwerte

Zur Konkretisierung, ob eine nachteilige Veränderung vorliegt, können die für die jeweiligen Schadstoffe einschlägigen Grenz- und Schwellenwerte aus gesetzlichen und untergesetzlichen Regelungen und Empfehlungen herangezogen werden.

So liegt eine nachteilige Grundwasserveränderung jedenfalls dann vor, wenn gesundheitsbezogene Werte der Trinkwasserverordnung überschritten werden.²⁰⁴ Die Rechtsprechung hat auch die Heranziehung bodenschutzrechtlicher Grenzwerte der sog. „Holland-Liste“ oder Empfehlungen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA) bestätigt.²⁰⁵

Von besonderer Bedeutung ist das sog. Geringfügigkeitsschwellenkonzept der LAWA. Nach ihrem GFS-Bericht aus dem Jahr 2004²⁰⁶ bilden Geringfügigkeitsschwellen (GFS) die Grenze zwischen einer geringfügigen Veränderung der chemischen Beschaffenheit des Grundwassers und einer schädlichen Verunreinigung.²⁰⁷ GFS werden definiert als Konzentration, bei der trotz einer Erhöhung der Stoffgehalte gegenüber regionalen Hintergrundwerten keine relevanten ökotoxischen Wirkungen auftreten können und die Anforderungen der Trinkwasserverordnung oder entsprechend abgeleiteter Werte eingehalten werden.²⁰⁸ Damit soll das Grundwasser überall als Trinkwasser nutzbar bleiben und als Lebensraum intakt gehalten werden, unter anderem weil es Bestandteil des Naturhaushalts ist.²⁰⁹ Anders als die Bewirtschaftungsziele nach § 47 GrwV sind die Geringfügigkeitsschwellen als Maßstab für die Beurteilung lokal begrenzter Schadstoffeinträge und nicht für die Beurteilung des Zustands eines Grundwasserkörpers insgesamt abgeleitet worden.²¹⁰

²⁰² So *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 12, Rn. 15, ähnlich, aber tendenziell zurückhaltender Knopp, in: Sieder/Zeitler, WHG a.F., § 6 Rn. 11.

²⁰³ So *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 12, Rn. 15.

²⁰⁴ *BVerwG*, Urt. v. 17.03.1989, 4 C 30/88, BVerwGE 81, 347 ff.

²⁰⁵ *OVG Lüneburg*, Beschl. v. 03.05.2000, Az.: 7 M 550/00, NVwZ 2000, 1194; Beschl. v. 07.03.1997, Az.: 7 M 3628/96, NJW 1998, 97; *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 48, Rn. 12.

²⁰⁶ Vgl. LAWA, Ableitung von Geringfügigkeitsschwellenwerten für das Grundwasser, Dezember 2004 (www.lawa.de); dazu *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 48, Rn. 12 m.w.N. und Rechenberg, ZUR 2007, 235, 238 f.

²⁰⁷ Nr. 1 Absatz 1 GFS-Bericht 2004.

²⁰⁸ Nr. 2.1 Absatz 2 GFS-Bericht 2004.

²⁰⁹ Nr. 2.1 Absatz 2 GFS-Bericht 2004.

²¹⁰ Rechenberg, ZUR 2007, 235, 239.

Im September 2006 hat die LAWA ergänzende Hinweise für die Anwendung der Geringfügigkeitsschwellen bei Benutzungen des Grundwassers in bestimmten Fallgestaltungen veröffentlicht.²¹¹ Diese enthalten Hinweise zur Verwendung von Spülflüssigkeiten bei Bohrungen (Nr. 3.6.4) und die chemische Brunnenregenerierung (Nr. 3.6.5). Danach ist das Geringfügigkeitschwellenkonzept bei Bohrungen insbesondere aufgrund der Kurzzeitigkeit des Eingriffs nicht direkt anwendbar (Nr. 3.6.4 i.V.m. Nr. 3.6 der Hinweise). Stattdessen werden praktische Empfehlungen zur Vermeidung nachteiliger Grundwasserverunreinigungen gegeben. Diese Hinweise beziehen sich aber primär auf oberflächennahe Bohrungen und berücksichtigen weder die Besonderheiten bei Tiefbohrungen des Bergbaus allgemein noch die besonderen Umstände des Frackings.

In Berlin,²¹² Brandenburg²¹³ und Hessen²¹⁴ ist das Geringfügigkeitsschwellenkonzept bereits umgesetzt.²¹⁵ Durch einen neuen § 13a GrwV soll es als bundesweit einheitliche und unmittelbar außenverbindliche Regelung im Rahmen einer geplanten Mantelverordnung erlassen werden.²¹⁶ Nach dem Arbeitsentwurf dieser Verordnung mit Stand vom 06.01.2011 soll eine nachteilige Grundwasserveränderung nicht vorliegen, wenn die in einer Anlage 9 zu regelnden Schwellenwerte unmittelbar nach Eintritt der Stoffe in das Grundwasser nicht überschritten werden und die Schadstoffmenge gering ist (§ 13 a Abs. 1 i.V.m. Anlage 9 GrwVE). Abweichend davon soll an die Stelle des Schwellenwertes der Hintergrundwert des Schadstoffs oder der Schadstoffgruppe im Grundwasser der für den Grundwasserkörper maßgeblichen hydrogeologischen Einheit treten, wenn dieser höher ist (§ 13 a Abs. 2 GrwVE). Werden die Werte überschritten, soll eine Erlaubnis dennoch erteilt werden können, wenn nachgewiesen wird, dass die Schadstoffmengen gering sind und eine schädliche Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit nicht zu erwarten ist (§ 13 a Abs. 1 Satz 3 GrwVE).

²¹¹ Vgl. z.B. unter <http://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/wasser/wasserrecht/pdf/lawa-hinweis.pdf>.

²¹² Senatsverwaltung für Stadtentwicklung, Bewertungskriterien für die Beurteilung von Grundwasserverunreinigungen in Berlin (Berliner Liste 2005), Bek. v. 01. 07. 2005, ABl. Bln. 2005, 2683 ff., vgl. insbesondere Nr. 2.1.

²¹³ Vgl. die Fachinformation des Landesumweltamtes Nr. 7, Altlastenbearbeitung im Land Brandenburg, März 2005, im Internet unter http://www.mugv.brandenburg.de/cms/media.php/2334/lab0_nr7.pdf.

²¹⁴ Vgl. Nr. 2 der Verwaltungsvorschrift des Ministeriums für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz zur Erfassung, Bewertung und Sanierung von Grundwasserverunreinigungen (GWS-VwV) vom 16. 2. 2011.

²¹⁵ Vgl. Galle-Bürgel / Schmitt, Zur Umsetzung von Geringfügigkeitsschwellen auf Landesebene, in: altlasten spektrum 2006, S. 93 ff.

²¹⁶ Vgl. den Entwurf eines § 13 a GrwV im Arbeitsentwurf einer Verordnung zur Festlegung von Anforderungen für das Einbringen und das Einleiten von Stoffen in das Grundwasser, an den Einbau von Ersatzbaustoffen und für die Verwendung von Boden und bodenähnlichem Material, Stand 06.01.2011, veröffentlicht unter www.bmu.de. Vgl. zur Rolle des Geringfügigkeitsschwellenkonzeptes im Gesetzgebungsverfahren zur Neufassung des WHG auch Mügenborg/Hentschel, Neues Wasser- und Naturschutzrecht, NJW 2010, 961 (963).

Solange diese Regelung nicht als Verordnung erlassen ist, ist sie zwar nicht verbindlich, gleichwohl sind die GFS maßgebliche Orientierungswerte dafür, ob eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit vorliegt.

B3.5.6 Differenzierung des Schutzniveaus?

Soweit tiefes, ohnehin stark salzhaltiges oder mit sonstigen Schadstoffen belastetes Grundwasser betroffen ist, stellt sich die Frage, ob deswegen höhere Schadstoffeinträge akzeptiert werden können als bei nutzbarem oberflächennahem Grundwasser.

Nach dem Geringfügigkeitsschwellenkonzept erfolgt eine Differenzierung zwar, soweit die zuständige Behörde an Stelle eines Geringfügigkeitsschwellenwertes den entsprechenden geogenen Hintergrundwert festlegt, wenn dieser höher ist²¹⁷; dies gilt aber nur für den jeweiligen Schadstoff. Für andere, insbesondere rein anthropogene Schadstoffe bleibt es bei den allgemeinen Geringfügigkeitsschwellen.

B3.5.7 Wasserrechtliche Erlaubnis für das Endlager Konrad

Im Rahmen einer wasserrechtlichen Erlaubnis für das Endlager Konrad für radioaktive Abfälle hat das Niedersächsische Umweltministerium (NMU) allerdings zwischen tiefem und oberflächennahem Grundwasser unterschieden.

Das NMU hatte als Planfeststellungsbehörde und damit zugleich als für die wasserrechtliche Erlaubnis zuständige Behörde (§ 19 Abs. 1 WHG) vom Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) als Betreiber der Anlage neben der atomrechtlichen Planfeststellung eine wasserrechtliche Erlaubnis für die Endlagerung der Abfälle verlangt.²¹⁸ Die gehobene Erlaubnis gestattet, radioaktive Abfälle und damit verbundene nicht radioaktive Stoffe im Endlager Konrad unter Beachtung von Inventarbeschränkungen und Nebenbestimmungen zur Erfassung und Bilanzierung der eingelagerten Stoffe endzulagern.

In der Begründung unterscheidet das NMU zwischen tiefem und oberflächennahem Grundwasser. Das oberflächennahe Grundwasser reicht nach den örtlichen geologischen Verhältnissen bis in Tiefen von unter 100 m unter Geländeoberfläche hinab. Das Tiefengrundwasser ist vom oberflächennahen Grundwasser durch äußerst gering durchlässige Unterkreideschichten abgetrennt und liegt in gering leitenden Horizonten vor. Es ist mit der Tiefe zunehmend stärker mineralisiert, weitgehend stagnierend und sehr alt. Eine Nutzung dieses Tiefengrundwassers findet nicht statt und ist unter Berücksichtigung von Beschaffenheit, Gewinnbarkeit und Ergiebigkeit nicht zu erwarten. Es hat schlechterdings keinen Ge- oder Verbrauchswert für Mensch, Tier oder Pflanze und wird deshalb nur insoweit betrachtet, als von diesem Tiefengrundwasser Auswirkungen auf das oberflächennahe Grundwasser ausgehen.²¹⁹ Für das oberflächennahe

²¹⁷ Vgl. § 13 a Abs. 2 GrwVE, Nr. 3 Abs. 2 des GFS-Berichts.

²¹⁸ Der Erlaubnisbescheid ist als Anhang 4 des Planfeststellungsbeschlusses vom 22.05.2002 im Internet unter www.bfs.de/transport/endlager/konrad_pfb.pdf veröffentlicht.

²¹⁹ Anhang 4-11 ff. PFB Konrad.

Grundwasser sind umfangreiche Modellrechnungen durchgeführt worden, um nachzuweisen, mit welchen Schadstoffkonzentrationen und Kontaminationen radioaktiver Stoffe im oberflächennahen Grundwasser zu rechnen ist. Unter Heranziehung der jeweils verfügbaren und geeigneten Grenz- und/oder Schwellenwerte zum Schutz von Mensch oder Umwelt für Radionuklide und nicht radioaktive Stoffe der Liste I und II der Grundwasserverordnung ist festgestellt worden, dass eine nachteilige Veränderung des oberflächennahen Grundwassers nicht vorliegt.²²⁰

In den Gerichtsverfahren zum Planfeststellungsbeschluss Konrad sind die damit verbundenen wasserrechtlichen Fragen seitens der Kläger zwar aufgeworfen, seitens der Gerichte aber nicht geprüft worden, weil diese – auch in Bezug auf die betroffenen Kommunen – den Drittschutz in Bezug auf Fragen der Langzeitsicherheit abgelehnt haben.²²¹

In der wasserrechtlichen Erlaubnis für die Endlagerung radioaktiver Abfälle hat das NMU das Formationswasser zwar als Tiefengrundwasser bezeichnet und damit wohl als Grundwasser im Sinne des Wasserrechts angesehen, es aber gleichwohl nicht als schutzwürdig eingestuft. Die fehlende Schutzwürdigkeit hat es fachlich, aber nicht rechtlich begründet.

B3.5.8 Zulässigkeit der Differenzierung

Rechtlich ergibt sich die Zulässigkeit einer Differenzierung unterschiedlich schutzwürdiger Grundwässer aus den Begriffsbestimmungen und den grundlegenden Wertungen des Wasserhaushaltsgesetzes.

Danach ist zwar grundsätzlich jede nachteilige Veränderung von Gewässereigenschaften zu vermeiden (§ 5 Abs. 1 Nr. 1 WHG). Eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit als Unterfall einer schädlichen Gewässerveränderung liegt allerdings jenseits konkreter Grenzwertfestlegungen nur vor, wenn die Veränderung das Wohl der Allgemeinheit beeinträchtigt (§ 3 Nr. 10 WHG). Das Wohl der Allgemeinheit wiederum ist nach Maßgabe der Zweckbestimmung des Wasserhaushaltsgesetzes zu bestimmen. Zweck des WHG ist es, durch eine nachhaltige Gewässerbewirtschaftung die Gewässer als Bestandteil des Naturhaushalts, als Lebensgrundlage des Menschen, als Lebensraum für Tiere und Pflanzen sowie als nutzbares Gut zu schützen (§ 1 WHG).

Im Hinblick auf das geforderte Schutzniveau ergibt sich daraus, dass das Vorliegen einer Gemeinwohlbeeinträchtigung und damit einer nachteiligen Veränderung auch davon abhängt, inwieweit das jeweils betroffene Grundwasser Bestandteil des Naturhaushalts, Lebensgrundlage des Menschen, Lebensraum für Tiere und Pflanzen oder nutzbares Gut ist.

Bei oberflächennahem Grundwasser stellt sich diese Frage in aller Regel nicht, weil jedes Grundwasser, auch wenn eine Nutzung als Trinkwasser derzeit weder besteht noch absehbar ist oder überhaupt realistisch erscheint, Teil des ökologischen Wasserhaushalts ist. Dennoch erge-

²²⁰ Anhang 4-13 bis 33 PFB Konrad.

²²¹ *OVG Lüneburg*, Urt. v. 08.03.2006, Az.: 7 KS 154/02, unter IV.1. und 7 KS 128/02, C.I.; *BVerwG*, Beschl. v. 26.03.2007, Az.: 7 B 75/06, Rn. 18 ff.; 7 B 74/06, Rn. 18 f.

ben sich auch bei oberflächennahem Grundwasser Differenzierungen, etwa wenn konkret zur Trinkwassergewinnung genutztes Grundwasser durch Wasserschutzgebietsverordnungen besonders geschützt wird.

Auch nach der höchstrichterlichen Rechtsprechung hängt die Frage, ob eine nachteilige Grundwasserveränderung zu besorgen ist, von der Abwägung aller Umstände ab, aus denen sich ein Anlass zur Sorge ergeben kann, unter anderem von der Möglichkeit, dass das auf diese Weise verunreinigte Grundwasser in Wasserentnahmestellen insbesondere für den Menschen gelangen wird.²²²

Schließlich hielt das Bundesverwaltungsgericht auch für berücksichtigungsfähig, ob und inwieweit in einem etwaigen Schadensfall auf andere Grundwasservorkommen zurückgegriffen werden kann. Konkret war nach der Entscheidung von 1970 die besondere Lage Berlins zu beachten, die es damals „bis auf weitere Zukunft“ verbot, auf außerhalb liegende Wasservorräte zurückzugreifen.²²³

Grundwasser in tiefen geologischen Formationen hat danach in der Regel sowohl für den Naturhaushalt als auch für eine menschliche Nutzung eine deutlich geringere Bedeutung für das Allgemeinwohl als das oberflächennahe Grundwasser. Das ist im Rahmen der Bestimmung, ob eine nachteilige Veränderung vorliegt, zu berücksichtigen. Die Höhe zulässiger Schadstoffeinträge hängt danach gerade bei tiefem Grundwasser von der Bewertung der Schutzwürdigkeit der konkret in Rede stehenden Grundwässer ab.

Zugleich ermöglicht der unbestimmte Rechtsbegriff des Wohls der Allgemeinheit, auch die Bedeutung der beabsichtigten Benutzung für das Allgemeinwohl zu berücksichtigen.²²⁴ Damit hängt das Vorliegen einer nachteiligen Gewässerveränderung als Versagungsgrund auch von der Bedeutung der jeweils geplanten Aufsuchung oder Gewinnung für das Allgemeinwohl ab. Je größer die volkswirtschaftliche Bedeutung des Gas-Vorkommens und seiner Gewinnung, desto eher kann eine Verunreinigung von wasserwirtschaftlich und gewässerökologisch unbedeutendem Tiefengrundwasser hingenommen werden.

B3.5.9 Differenzierungskriterien

Bei Tiefengrundwasser hängt das Vorliegen einer in Bezug auf das Wohl der Allgemeinheit nachteiligen Veränderung des Grundwassers damit nach Maßgabe der Zweckbestimmung des WHG davon ab, ob und inwieweit das jeweils betroffene Grundwasser tatsächlich mit dem Naturhaushalt und den Lebensgrundlagen von Menschen, Tieren oder Pflanzen in Verbindung steht oder ein nutzbares Gut ist.

²²² BVerwG, Urteil v. 26.06.1970, IV C 99/67, NJW 1970, 1890, 1892 f.

²²³ BVerwG, Urteil v. 26.06.1970, IV C 99/67, NJW 1970, 1890, 1893.

²²⁴ Siehe dazu Abschn. B3.5.4, mit Hinweis auf *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 12, Rn. 15, ähnlich, aber tendenziell zurückhaltender Knopp, in: Sieder/Zeitler, WHG a.F., § 6 Rn. 11.

Danach muss in Bezug auf Tiefengrundwasser anhand der konkreten geologischen und hydrogeologischen Situation geprüft und bewertet werden, ob und inwieweit es mit oberflächennahem Grundwasser in einem Zusammenhang und Austausch steht. Auch für abgeschlossenes Grundwasser ist die Nutzbarkeit des Grundwassers zu berücksichtigen. Diese ist nicht allein im Hinblick auf aktuelle Nutzungsinteressen, sondern nach dem wasserrechtlichen Vorsorgeprinzip auch unter Berücksichtigung potenzieller zukünftiger Nutzungen zu bewerten. So ist beispielsweise Tiefengrundwasser, das als Trinkwasser oder zur Bewässerung geeignet wäre, auch dann schutzwürdig, wenn eine solche Nutzung unter Kostenaspekten allenfalls bei erheblichen klimatischen Veränderungen an der Erdoberfläche (z.B. Wüstenbildung) realistisch wäre. Kommt dagegen eine Nutzung auch dann nicht in Frage, weil beispielsweise die Schüttung zu gering wäre, fehlt es an der Nutzbarkeit.

Unzulässig ist damit eine rein tiefenbezogene Abgrenzung zwischen (schutzwürdigem) oberflächennahem und (nicht schutzwürdigem) Tiefengrundwasser.

Die Nutzbarkeit ist auch nicht allein dadurch in Frage gestellt, dass Tiefengrundwasser eine hohe Mineralisation aufweist, wenn dennoch eine Nutzung beispielsweise nach einer entsprechenden Aufbereitung oder als Thermalwasser oder Sole in Betracht kommt. Potenzielle Nutzungen, die dem Bergrecht unterfallen (insbesondere die Nutzung von Erdwärme und Sole), müssen allerdings primär in bergrechtlichen Verfahren nach bergrechtlichen Maßstäben geprüft werden; die Erlaubnisbehörden (Bergbehörde im Einvernehmen mit der Wasserbehörde) dürfen sich insoweit zu den vorrangigen bergrechtlichen Regelungen nicht in Widerspruch setzen.

Ist danach nur Tiefengrundwasser betroffen, das mit oberflächennahem Grundwasser nicht im Austausch steht und wegen seiner Schadstoffgehalte und/oder wegen seiner geringen Ergiebigkeit keinen erkennbaren Nutzen als Brauch- oder Trinkwasser haben kann, bedarf das Tiefengrundwasser aus Sicht des Allgemeinwohls keines wasserrechtlichen Schutzes. Eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit liegt nicht vor, wenn die mit der Erhöhung von Schadstoffgehalten verbundene Veränderung der Wasserbeschaffenheit nicht zu einer Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit führt.

Steht tiefes Grundwasser nur eingeschränkt mit oberflächennahem Grundwasser in Verbindung oder kommt es nur für bestimmte Benutzungen in Betracht, muss jeweils im Einzelfall unter Berücksichtigung aller Umstände geprüft und bewertet werden, welche Schadstoffeinträge im Hinblick auf das Allgemeinwohl als nachteilig einzustufen sind. Hängt dies allein von der Verbindung mit oberflächennahem Grundwasser ab, kann – wie beim Endlager Konrad – z.B. im Rahmen einer Modellierung geprüft und bewertet werden, ob und inwieweit Veränderungen des tiefen Grundwassers zu einer nachteiligen Veränderung des oberflächennahen Grundwassers führen.

In die Bewertung ist auch die volkswirtschaftliche Bedeutung der Aufsuchung oder Gewinnung des jeweiligen Gas-Vorkommens mit einzubeziehen. Je größer deren Bedeutung ist, desto eher kann eine Verunreinigung von tiefem Grundwasser mit vernachlässigbarer wasserwirtschaftlicher und gewässerökologischer Bedeutung hingenommen werden.

B3.5.10 Fazit

Eine schädliche Gewässerveränderung in Gestalt einer nachteiligen Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit liegt vor, wenn im Grundwasser gesetzliche oder untergesetzliche Grenzwerte, insbesondere die Geringfügigkeitsschwellen, überschritten werden.

Bei tiefem Grundwasser, das weder mit oberflächennahem Grundwasser in Verbindung steht noch für menschliche Nutzungen in Betracht kommt, weil es dafür zu hohe Schadstoffgehalte aufweist oder nicht hinreichend ergiebig ist, sind auch Schadstoffeinträge jenseits der Geringfügigkeitsschwellenwerte keine im Hinblick auf das Wohl der Allgemeinheit nachteiligen Veränderungen der Wasserbeschaffenheit.

Steht tiefes Grundwasser nur eingeschränkt mit oberflächennahem Grundwasser in Verbindung oder kommt es nur für bestimmte Benutzungen in Betracht, muss jeweils im Einzelfall unter Berücksichtigung aller Umstände geprüft und bewertet werden, welche Schadstoffeinträge im Hinblick auf das Allgemeinwohl als nachteilig einzustufen sind. Hängt dies allein von der Verbindung mit oberflächennahem Grundwasser ab, kann z.B. im Rahmen einer Modellierung geprüft und bewertet werden, ob und inwieweit Veränderungen des tiefen Grundwassers zu einer nachteiligen Veränderung des oberflächennahen Grundwassers führen.

B3.6 Erlaubnisbedürftigkeit

Wie im Zusammenhang mit der Erläuterung des Begriffs „Grundwasser“ dargestellt, ist das Fracking eine erlaubnisbedürftige echte Benutzung in Gestalt einer Einleitung von Stoffen in das Grundwasser, wenn sich am Bohrlochtiefsten oder im Einwirkungsbereich der Fracks Grundwasser befindet.

Ist dies nicht der Fall oder steht nicht fest, ob sich im Einwirkungsbereich der Fracks Grundwasser befindet, stellt sich die Frage, ob die Maßnahme gleichwohl als unechte Benutzung einer Erlaubnis bedarf. Das ist der Fall, wenn die Maßnahmen geeignet sind, dauernd oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen (§ 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG). Nachdem die Voraussetzungen für das Vorliegen einer nachteiligen Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit bereits erörtert wurden, ist insbesondere zu prüfen, welche Anforderungen sich in Bezug auf die Dauerhaftigkeit und das Ausmaß der nachteiligen Veränderung sowie in Bezug auf die erforderliche Eignung gelten (siehe dazu Abschn. B3.6.1 bis B3.6.3).

In ähnlicher Weise hängt die Erlaubnisbedürftigkeit einer Bohrung als Erdaufschluss davon ab, ob sich das mit den jeweiligen Arbeiten verbundene Einbringen von Stoffen nachteilig auf die Grundwasserbeschaffenheit auswirken kann (§ 49 Abs. 1 Satz 2 WHG). Auch hier stellt sich die Frage, welche Anforderungen an die Möglichkeit einer solchen Auswirkung zu stellen sind (Abschn. B3.6.4).

In der bergbehördlichen Praxis und der juristischen Literatur wird zuweilen vertreten, sowohl die Bohrung und deren Ausbau als auch die Frack-Behandlungen seien keine Benutzungen, weil der Grundwasserschutz durch das Bergrecht gewährleistet sei (Abschn. B3.6.5) bzw. es sich nicht um zweckgerichtete, gewässerbezogene Verhaltensweisen handle (Abschn. B3.6.6 und B3.6.7). Darauf ist näher einzugehen.

Ist die Erlaubnisbedürftigkeit zu bejahen, ist weiter zu klären, auf welche Maßnahme bzw. auf welche Arbeiten sich die Erlaubnisbedürftigkeit erstreckt. Fraglich ist insbesondere, ob die Durchführung der Bohrungen und der Fracking-Vorgang als separate Maßnahmen jeweils für sich zu prüfen sind oder ob und inwieweit eine gemeinsame Betrachtung erforderlich ist (Abschn. B3.6.8).

B3.6.1 Dauerhaftigkeit und Ausmaß der nachteiligen Veränderung

Eine unechte Benutzung liegt nur vor, wenn sie mit nachteiligen Veränderungen der Wasserbeschaffenheit verbunden sein kann, die dauernd oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß eintreten können (§ 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG).

Eine dauernde nachteilige Veränderung liegt nach der Kommentarliteratur vor, wenn sie sich auf unabsehbare Zeit erstreckt oder mit ihrem Abklingen erst zu einem Zeitpunkt zu rechnen ist, der für wasserwirtschaftliche Bewertungen außer Betracht liegt.²²⁵ Diese Anforderung ist unseres Erachtens zu streng. Dauernd ist im Allgemeinen umgekehrt jede Veränderung, die nicht schon in absehbar kurzer Zeit abklingt. Entscheidend ist aber nicht die Länge des Zeitraums allein, sondern vor allem, ob die Dauer der in Rede stehenden Veränderung wasserrechtlich relevant ist.

Die Anforderung eines nicht nur unerheblichen Ausmaßes gilt besonders für Veränderungen, die nur vorübergehend, also nicht dauernd sind. Lässt sich die nachteilige Veränderung unter Bezugnahme auf Grenz- oder Schwellenwerte wie die Geringfügigkeitsschwellen konkretisieren, folgt daraus, dass eine Überschreitung solcher Grenz- oder Schwellenwerte für sich allein noch keine Erlaubnispflicht begründet, wenn nur eine kurzzeitige, wasserrechtlich irrelevante Überschreitung in Frage steht.

Das Fracking ist danach nicht erlaubnisbedürftig, wenn feststeht, dass im Einwirkungsbereich des Frackings keine Stoffe in Grundwasser eingebracht werden und jenseits des zu betrachtenden Einwirkungsbereichs jedenfalls dauerhafte oder erhebliche nachteilige Veränderungen ausgeschlossen werden können.

B3.6.2 Eignung zur erheblichen nachteiligen Veränderung

Eine erlaubnisbedürftige unechte Benutzung setzt voraus, dass die Maßnahme geeignet ist, erhebliche nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen (§ 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG). Die Anforderungen an die Eignung zur nachteiligen Veränderung sind entscheidend für die Einstufung der Erlaubnisbedürftigkeit, weil unter diesem Merkmal zu berücksichtigen ist, mit welcher Wahrscheinlichkeit die nachteilige Veränderung zu erwarten sein muss.

Nach der höchstrichterlichen Rechtsprechung weist eine Maßnahme die danach vorausgesetzte Eignung auf, wenn sich der Eintritt der erheblichen nachteiligen Veränderung nicht ausschließen lässt. Ist das Grundwasser betroffen, so genügt hierfür bereits ein entfernter Grad an Wahr-

²²⁵ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 9, Rn. 84; Knopp, in: Sieder/Zeidler, WHG a.F., § 3, Rn. 29; Breuer, Öffentliches und privates Wasserrecht, 3. Aufl. 2004, Rn. 247.

scheinlichkeit des Schadenseintritts.²²⁶ Nach der üblichen Formel der höchstrichterlichen Rechtsprechung reicht schon die nicht ganz entfernte, nur theoretische Möglichkeit einer schädlichen Einwirkung aus.²²⁷ Denn mit dem Auffangtatbestand des § 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG ist bezweckt, schon im Voraus zu überprüfen, ob sich aus bestimmten Vorhaben, die keine Gewässerbenutzung im eigentlichen Sinn zum Ziel haben, aber ein gewisses Gefährdungspotenzial in sich bergen, Gefahren für den Wasserhaushalt ergeben können.²²⁸

Der BGH hat in der einschlägigen Leitentscheidung von 1982 auf eine frühere Entscheidung verwiesen, wonach keine Erlaubnispflicht besteht, wenn die Möglichkeit der schädlichen Einwirkung auf das Grundwasser „praktisch ausgeschlossen“ ist.²²⁹ Mit dieser Terminologie knüpft die Rechtsprechung an die Anforderungen der Schadensvorsorge im Atomrecht an, wonach die Genehmigung einer kerntechnischen Anlage nur zulässig ist, wenn Gefahren und Risiken praktisch ausgeschlossen erscheinen.²³⁰

Ferner hat der BGH die Eignung zu schädlichen Einwirkungen auf das Grundwasser auch deshalb bejaht, weil es einer fachlichen Begutachtung bedurfte, um die geplante Maßnahme durch Benutzungsbedingungen und Auflagen auf einen für das Grundwasser unschädlichen Umfang zu beschränken.²³¹

Für die Auslegung der Anforderungen an die Geeignetheit kommt es nicht darauf an, ob nach dem Ergebnis der Prüfung im Einzelfall Bedenken gegen die Erlaubnisfähigkeit des Vorhabens bestehen. Entscheidend ist, ob wegen der abstrakt mit einer Maßnahme verbundenen Risiken für das Grundwasser ein Erlaubnisverfahren erforderlich ist, um zu prüfen, ob die Maßnahme erlaubnisfähig ist.

In der Kommentarliteratur wird teilweise verlangt, es müssten konkrete Anhaltspunkte für die positive Eignung der Maßnahmen zur Veränderung des Wassers bestehen.²³² Der Rechtsprechung lässt sich diese Anforderung nicht entnehmen. Vielmehr stellt die Rechtsprechung um-

²²⁶ *OVG Münster*, ZfW 1996, 473.

²²⁷ *BVerwG*, Beschl. v. 14.12.2001, Az.: 4 B 80/01, BauR 2002, 1359 f.; *BGH*, Urt. v. 03.06.1982, III ZR 107/78, BGHZ 34, 230 ff.; *VGH Mannheim*, Beschl. v. 24.02.2010, 3 S 3144/08, juris Rn. 9; vgl. *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 9, Rn. 86; *Knopp*, in: Sieder/Zeidler, WHG, § 9, Rn. 82.

²²⁸ *BVerwG*, Beschl. v. 14.12.2001, Az.: 4 B 80/01, BauR 2002, 1359 f.; *BGH*, Urt. v. 03.06.1982, III ZR 107/78, BGHZ 34, 230 ff.; vgl. *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 9, Rn. 86; *Knopp*, in: Sieder/Zeidler, WHG, § 9, Rn. 82.

²²⁹ *BGH*, Urt. v. 03.06.1982, Az.: III ZR 107/78, BGHZ 84, 230 ff. = NJW 1982, 2489, 2490 i.V.m. *BGH*, Urt. v. 07.02.1980, Az.: III ZR 44/78, BM 1980, 652 ff., juris Rn. 33.

²³⁰ Vgl. zuletzt *BVerwG*, Urt. v. 22.03.2012, Az.: 7 C 1.11, Rn. 25 m.w.N.; *BVerwGE* 49, 89, 143 (Kalkar); ähnlich *Poser*, in: Gießberts/Reinhardt, BeckOK Umweltrecht, WHG, § 32, Rn. 38.

²³¹ *BGH*, Urt. v. 03.06.1982, Az.: III ZR 107/78, BGHZ 84, 230 = NJW 1982, 2489, 2490.

²³² *Czychowski/Reinhardt*, a.a.O., § 9, Rn. 86.

gekehrt darauf ab, dass die erforderliche Eignung nicht mehr vorliegt, wenn es sich nur um eine ganz entfernte, theoretische Möglichkeit handelt.

B3.6.3 Fracking als unechte Benutzung

Für die Einstufung des Frackings als unechte Benutzung kommt es damit darauf an, ob und in welchen Fällen auch ein entfernter Grad der Wahrscheinlichkeit einer nachteiligen Grundwasseränderung praktisch ausgeschlossen werden kann.

Als dem Fracking in gewisser Weise vergleichbarer, in der Behörden- und Rechtsprechungspraxis relevanter Fall kann hier auf den Kies- oder Sandabbau oberhalb des Grundwasserspiegels (sog. Trockenaus Kiesung) verwiesen werden. Solche Abbaumaßnahmen führen regelmäßig dazu, dass die Deckschicht über dem Grundwasser reduziert wird, so dass deren Schadstoffrückhaltungs- und Filterwirkung zum Schutz des Grundwassers reduziert wird. Das Vorliegen einer erlaubnisbedürftigen unechten Benutzung ist hier in Abhängigkeit von den konkreten Umständen des Einzelfalls von den zuständigen Behörden teils bejaht und teils verneint worden; die Rechtsprechung hat beide Arten von Einstufungen jeweils bestätigt.²³³

Wie bei der Trockenaus Kiesung geht es auch bei einem Fracking, das nicht bereits als echte Benutzung einzustufen ist, darum, ob die Maßnahme gleichwohl zu Veränderungen des Grundwassers führen kann. In beiden Fällen kann die Eignung zur nachteiligen Grundwasseränderung durch hinreichende geologische Barrieren ausgeschlossen sein.

Wenn beim trockenen Kies- und Sandabbau schon mehrere Meter Abstand zum Grundwasserleiter ausreichen können, um nachteilige Veränderungen des Grundwassers hinreichend ausschließen zu können, scheint dies zunächst gegen eine hinreichende Eignung zur Grundwasserbeeinträchtigung beim Fracking zu sprechen, weil dort regelmäßig mehrere 100 m mächtige geologische Barrieren zwischen dem unmittelbaren Einwirkungsbereich des Fracks und dem oberflächennahen Grundwasser liegen.

Folgende Aspekte sprechen gleichwohl dafür, das Fracking in aller Regel als erlaubnisbedürftige unechte Benutzung einzustufen:

Der erste Aspekt ist, dass sich voraussichtlich häufig nicht mit hinreichender Sicherheit „praktisch“ ausschließen lässt, dass sich Grundwasser im oben beschriebenen Sinn im Einwirkungsbereich des Fracks befindet. Das dürfte schon für den Zielbereich des Fracks gelten, erst recht aber für den Bereich, in dem jenseits des eigentlichen Zielbereichs Klüfte wahrscheinlich sind oder jedenfalls nicht ausgeschlossen werden können.

Ein weiterer wesentlicher Unterschied besteht darin, dass beim Fracking mit hohem Druck gezielt Gesteine aufgebrochen werden. Auch wenn sich dieses Aufbrechen auf den jeweiligen Zielhorizont beschränken soll, begründet die Art der Maßnahme gleichwohl die Befürchtung,

²³³ Vgl. die bereits oben zitierten Entscheidungen des *BGH* im Urt. v. 03.06.1982, Az.: III ZR 107/78, BGHZ 84, 230 ff. und Urt. v. 07.02.1980, Az.: III ZR 44/78, BM 1980, 652 ff.; hierzu mit weiteren Beispielen aus der Rechtsprechung *Knopp*, in: *Sieder/Zeidler*, § 9 WHG, Rn. 82.

dass ohne hinreichende Schutzvorkehrungen auch deutlich jenseits dieses Zielbereichs Klüfte erzeugt werden können, die nachteilige Grundwasserveränderungen zur Folge haben können.

Weitere Besonderheit des Frackings gegenüber einer Trockenauskiesung ist, dass die Folgen einer Reduzierung der Deckschicht unter Berücksichtigung der jeweiligen lokalen Verhältnisse und von Art und Umfang der geplanten Maßnahmen vergleichsweise einfach ab- und eingeschätzt werden können. Dagegen liegen in Bezug auf das Fracking allgemein, aber auch über die konkreten geologischen Verhältnisse an den jeweiligen Standorten und die damit verbundenen Risiken für den Wasserhaushalt vergleichsweise wenige Kenntnisse vor. Schon die damit verbundenen Ungewissheiten und die abstrakte Möglichkeit, dass es zu nachteiligen Veränderungen des Grundwassers kommen kann, rechtfertigen die Durchführung eines Erlaubnisverfahrens für die Maßnahme am konkreten Standort, um darin die bisherigen Kenntnisse zu würdigen und ggf. weitere Untersuchungen im Rahmen des Erlaubnisverfahrens durchzuführen oder bestimmte begleitende Monitoringmaßnahmen im Wege von Auflagen anzuordnen.

Schließlich sind die unionsrechtlichen Anforderungen der Wasserrahmenrichtlinie zu beachten. Diese verlangt, dass die Einleitung von Wasser zu technischen Zwecken in tiefe geologische Formationen nur unter Festlegung der entsprechenden Bedingungen gestattet werden darf (Art. 11 Abs. 3 Buchst. j Unterabs. 3 Spiegelstrich 1 WRRL). Diese unionsrechtliche Anforderung wird durch das wasserrechtliche Erlaubnisverfahren (und nicht etwa durch das bergrechtliche Betriebsplanzulassungsverfahren) umgesetzt, indem die Einleitung von Wasser in tiefes Grundwasser als echte Benutzung erlaubnisbedürftig ist. Die Anforderung der Wasserrahmenrichtlinie gilt allerdings nicht nur für Einleitungen in Grundwasser, sondern für jede Einleitung in tiefe geologische Formationen, also auch wenn diese kein Grundwasser enthalten. Insoweit wird die unionsrechtliche Anforderung dadurch umgesetzt, dass solche Einleitungen im Fall einer Eignung zur nachteiligen Grundwasserveränderung als unechte Benutzung erlaubnisbedürftig sind. Um die Anforderung zu erfüllen, dass die entsprechenden wasserrechtlichen Bedingungen für sämtliche Einleitungen in tiefe geologische Formationen festgelegt werden, muss der Tatbestand der unechten Benutzung insoweit unionsrechtskonform ausgelegt werden. Die Eignung des Frackings zur nachteiligen Grundwasserveränderung ergibt sich damit bereits durch die entsprechende Regelung der Wasserrahmenrichtlinie aus dem Unionsrecht.

Im Ergebnis ist das Fracking danach schon wegen der gebotenen richtlinienkonformen Auslegung als erlaubnisbedürftige unechte Benutzung anzusehen, wenn es sich nicht ohnehin um eine erlaubnisbedürftige echte Benutzung handelt.

B3.6.4 Bohrungen

In Bezug auf die Bohrung ist wegen der Sonderregelung für Erdaufschlüsse eine Erlaubnis nur erforderlich, wenn sich das damit verbundene Einbringen von Stoffen nachteilig auf die Grundwasserbeschaffenheit auswirken kann (§ 49 Abs. 1 Satz 2 WHG).

Diese Formulierung weicht zwar sprachlich von der Anforderung an das Vorliegen einer unechten Benutzung ab, inhaltlich kommt es aber wie bei der Frage der Eignung einer Maßnahme zur nachteiligen Grundwasserveränderung darauf an, ob eine solche nachteilige Grundwasserveränderung möglich ist. Auch der Regelungszweck ist identisch: Es sollen jeweils diejenigen Maßnahmen, die eine hinreichende wasserrechtliche Relevanz besitzen, einem wasserrechtlichen Erlaubnisverfahren unterworfen werden. Deshalb kann für die Frage, unter welchen Voraussetzungen sich ein Einbringen nachteilig auf die Wasserbeschaffenheit auswirken kann, auf die Ausführungen zur Eignung der nachteiligen Grundwasserveränderung verwiesen werden. Außerdem kann auf die bestehende Rechtsprechung und Behördenpraxis vor Erweiterung der Benutzungstatbestände für die echte Benutzung um das Einbringen von Stoffen in das Grundwasser (§ 9 Abs. 1 Nr. 4 WHG) zurückgegriffen werden. Das wird durch die Gesetzesbegründung bestätigt, nach der die Neuregelung in der Praxis keine relevanten Auswirkungen haben wird, weil bereits nach altem Recht das Einbringen von festen Stoffen in das Grundwasser erlaubnispflichtig war.²³⁴

Damit genügt auch im Hinblick auf die Bohrung schon die nicht ganz entfernte, nur theoretische Möglichkeit einer schädlichen Einwirkung für die Erlaubnispflicht.

Zugleich ergibt sich aus der gesetzlichen Wertung des § 49 WHG, dass eine Bohrung nicht schon als solche erlaubnispflichtig ist. Erforderlich ist dafür, dass sich das Einbringen der Stoffe nachteilig auf die Grundwasserbeschaffenheit auswirken kann. Anhaltspunkte dafür können sich aus der Art der Bohrung, aus den eingebrachten Stoffen oder der Eigenart des Bohrstandortes ergeben.

In der Praxis der Wasserbehörden wurde nach Maßgabe des alten WHG eine Bohrung teilweise schon dann als unechte Benutzung eingestuft, wenn sie mehrere Grundwasserstockwerke durchteuft.²³⁵ Deshalb werden Erdwärmesonden, deren Tiefen sich meist im Bereich von 10 m bis 200 m bewegen, teilweise generell als erlaubnisbedürftige Benutzungen eingestuft.²³⁶ Teilweise wird die Erlaubnisbedürftigkeit im Einzelfall festgestellt²³⁷, teilweise enthält das Landeswasserrecht dafür besondere Vorschriften.²³⁸ Naturwissenschaftliche Aspekte zur Beurteilung der Eignung einer Bohrung zur nachteiligen Grundwasserveränderung beleuchten Nr. 3.6 und

²³⁴ So die Gesetzesbegründung zu § 9 Abs. 1 Nr. 4 WHG, BT-Drs. 16/12275, S. 55.

²³⁵ So das ehemalige Bayerische Landesamt für Wasserwirtschaft, Nr. 2 des Merkblatts Nr. 1.4/2, Vollzug der Wassergesetze; Bohrungen für Brunnen, Grundwassermessstellen u.ä., Stand 13.04.2000, im Internet unter [www.lfu.bayern.de / Merkblattsammlung](http://www.lfu.bayern.de/Merkblattsammlung).

²³⁶ Vgl. z.B. Nr. 6.1 des Merkblatts Nr. 48 des ehemaligen Landesumweltamtes NRW, Wasserwirtschaftliche Anforderungen an die Nutzung von oberflächennaher Erdwärme, 2004, im Internet unter [www.lanuv.nrw.de / Publikationen / Online-Shop / Publikationen der Vorläuferinstitutionen / LUA](http://www.lanuv.nrw.de/Publikationen/Online-Shop/Publikationen%20der%20Vorl%C3%A4uferinstitutionen/LUA);

²³⁷ So Nr. 5 des Leitfadens Erdwärmennutzung in Niedersachsen des NMU, Stand Dezember 2006, im Internet unter www.umwelt.niedersachsen.de.

²³⁸ Vgl. z.B. die Erlaubnisfiktion für Erdwärmepumpen in § 44 LWG NRW.

3.6.4 der LAWA-Hinweise für die Anwendung der Geringfügigkeitsschwellen bei Benutzungen des Grundwassers in bestimmten Fallgestaltungen.²³⁹

Für die Erlaubnisbedürftigkeit des Niederbringens einer Tiefenbohrung mag danach bereits der Umstand sprechen, dass sie bei Vorhandensein mehrerer Grundwasserleiter diese durchteufen muss und sich dadurch nachteilig auf die Grundwasserbeschaffenheit auswirken kann. Weitere Risiken können sich aus der Verwendung wassergefährdender Stoffe in Bohrspülungen ergeben. Die damit verbundenen Risiken für das oberflächennahe Grundwasser sind allerdings auf Störfallrisiken für den Fall der Undichtigkeit des Standrohres und der Ankerrohrtour sowie deren Zementation beschränkt, wenn das Niederbringen des Standrohres, das die oberflächennahen grundwasserführenden Schichten vor Stoffeinträgen schützt, ohne Verwendung wassergefährdender Stoffe erfolgt. Zur Beantwortung der Frage, ob sich eine Tiefenbohrung nachteilig auf die Grundwasserbeschaffenheit auswirken kann und deshalb schon das Niederbringen der Bohrung als solches einer wasserrechtlichen Erlaubnis bedarf, wäre deshalb eine gesonderte fachliche Beurteilung erforderlich. Möglicherweise lässt sich diese Frage nicht generell, sondern nur unter Berücksichtigung der Standortbedingungen, des gewählten Bohrverfahrens und der verwendeten Stoffe beurteilen.

Für Bohrungen, die zum Zwecke des Frackings verwendet werden sollen, besteht allerdings ein besonderes Risiko nachteiliger Grundwasserveränderungen dadurch, dass der mit dem Fracking verbundene Druckaufbau zu besonderen Beanspruchungen der Verrohrung und der Zementation führen kann.

Damit kommt es auch im Hinblick auf die Bohrung zwar letztlich auf eine Einzelfallbetrachtung an, es spricht jedoch viel dafür, dass zumindest der Ausbau der Bohrung einer wasserrechtlichen Erlaubnis bedarf, wenn eine Bohrung für Fracks verwendet werden soll.

Hier ist insbesondere der Zusammenhang zwischen der Zementation als Einbringen von Stoffen in das Grundwasser und dem geplanten späteren Fracking relevant. Auch wenn das Einbringen der Zementation in das Grundwasser als solches keine Besorgnis einer schädlichen Gewässer-
verunreinigung begründet, kann sich die Besorgnis im Fall eines späteren Frackings ergeben, wenn die Zementation dem damit verbundenen Druck nicht standhält. Eine insoweit ggf. bestehende Besorgnis muss im Rahmen eines wasserrechtlichen Erlaubnisverfahrens für das Einbringen der Zementation berücksichtigt werden. Würden Anforderungen an die Zementation erst zu einem späteren Zeitpunkt im Rahmen der Prüfung wasserrechtlicher Anforderungen an den Frackvorgang selbst geprüft, würde sich unter Umständen erst nach Abschluss der Zementation herausstellen, dass sie den erforderlichen Drücken gar nicht Stand hält. Außerdem können Nachweise für eine ordnungsgemäße Zementation nur während der Zementation geführt werden, so dass die Anforderungen an die Nachweisbarkeit der hinreichenden Ausführung der Zementation bereits in einem Verfahren vor Beginn der Bohrung geregelt werden müssen.

²³⁹ Veröffentlicht unter <http://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/wasser/wasserrecht/pdf/lawa-hinweis.pdf>, vgl. dazu oben Abschn. B3.5.5.

Man könnte daran denken, dass die Anforderungen der VAWs an Rohrleitungen auch für die Verrohrung der Bohrungen gelten. Dafür spricht, dass die Verrohrung vom Wortlaut her ohne Weiteres als Rohrleitung angesehen werden kann und eine Ausnahme nicht gesetzlich geregelt ist. Auch vom Schutzzweck her sind Anforderungen an Verrohrungen in Bohrungen zum Schutz des Grundwassers jedenfalls im oberflächennahen Bereich in gleicher Weise geboten wie bei sonstigen Rohrleitungen.

Gegen die Anwendbarkeit der Vorschriften über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen spricht, dass Errichtung und Betrieb einer Verrohrung von Errichtung und Betrieb einer „normalen“ Rohrleitung wesentlich abweichen. Das gilt beispielsweise hinsichtlich der Art der Errichtung, hinsichtlich der Zementation, hinsichtlich der Zwecke, insbesondere hinsichtlich der besonderen technischen Zwecke verschiedener Bestandteile der Verrohrung für eine Bohrung (z.B. Standrohr, Ankerrohrfahrt) sowie hinsichtlich der Anforderungen und der Schutzwürdigkeit der jeweiligen geologischen Umgebung (Bohrlochstabilität, Grundwasserleiter, Lagerstätten). Anforderungen an „normale“ Rohrleitungen lassen sich dagegen viel leichter typisieren.

Das spricht dafür, die Anforderungen an Verrohrungen in Bohrungen nicht dem Bereich der eher typisierenden Regelungen über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen zuzuordnen, sondern das Verpressen wassergefährdender Stoffe durch eine verrohrte Bohrung, bei entsprechendem Gefährdungspotenzial als erlaubnisbedürftige Benutzung anzusehen (§ 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG) und die Anforderungen im Einzelfall im Rahmen eines Erlaubnisverfahrens festzulegen.

Im Ergebnis hängt die Erforderlichkeit einer wasserrechtlichen Erlaubnis für die Bohrung selbst und das mit ihr verbundene Einbringen von Stoffen in das (oberflächennahe oder tiefer liegende) Grundwasser von den konkreten geologischen Verhältnissen, der Ausführung der Bohrung, insbesondere der verwendeten Bohrspülung, und der beabsichtigten Verwendung der Bohrung ab. Soll die Bohrung für Fracks verwendet werden, die aufgrund des Verpressdrucks oder der eingebrachten Stoffe mit erhöhten Risiken für Wirksamkeiten von Schadstoffen über die Bohrlochzementation in das Grundwasser verbunden sind, spricht dies für die Notwendigkeit einer wasserrechtlichen Erlaubnis.

B3.6.5 Verhältnis von Berg- und Wasserrecht bei unechten Benutzungen und Bohrungen

Gegen die Einstufung des Frackings als unechte Benutzung und gegen die Erlaubnisbedürftigkeit von Bohrungen wird teilweise eingewendet, dass eine Eignung zur nachteiligen Grundwasserveränderung deshalb nicht bestehe, weil solche Veränderungen durch die bergrechtlichen Anforderungen, namentlich das Betriebsplanzulassungsverfahren und die materiellrechtlichen Anforderungen der BVOT hinreichend auszuschließen seien.²⁴⁰ Die Bergbehörden verlangen

²⁴⁰ So für Bohrungen Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 9 Rn. 88 mit Hinweis auf Reinhardt, NuR 1999, 135 f.

für das Niederbringen von Bohrungen und deren Verrohrung und Zementation in aller Regel keine wasserrechtliche Erlaubnis.²⁴¹

Bergrechtlich unterliegen Bohrungen der Betriebsplanpflicht, wenn sie einem Betrieb zur Aufsuchung oder Gewinnung von Bodenschätzen dienen (§ 51 Abs. 1 i.V.m. § 2 Abs. 1 Nr. 3 BBergG) oder wenn sie mehr als 100 m in den Boden eindringen und die Bergbehörde die Betriebsplanpflicht im Einzelfall mit Rücksicht auf den Schutz Beschäftigter oder Dritter oder die Bedeutung des Betriebes für erforderlich erklärt (§ 127 Abs. 1 Nr. 2 BBergG). Für Bohrungen ist ausdrücklich bestimmt, dass wasserrechtliche Anforderungen unberührt bleiben (§ 127 Abs. 2 BBergG).

Die bergrechtliche Kommentarliteratur enthält keine Aussage zur wasserrechtlichen Erlaubnisbedürftigkeit von Bohrungen.²⁴² Immerhin mag die ausführliche Erörterung der Parallelität von Betriebsplanzulassung und wasserrechtlicher Erlaubnis bei Piens/Schulte/Graf Vitzthum als Indiz dafür dienen können, dass die dortigen Autoren eher davon ausgehen, dass bei Bohrungen typischerweise beide Zulassungsverfahren durchzuführen sind.²⁴³

Die Begründung der Erlaubnisfreiheit betriebsplanmäßig zugelassener Bohrungen entspricht gewissermaßen der Argumentation, mit der eine Erlaubnispflicht beim Umgang mit wassergefährdenden Stoffen abgelehnt wird, weil die Anforderungen an Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen die wasserrechtlichen Anforderungen abschließend regeln.²⁴⁴ Ähnlich heißt es in der Gesetzesbegründung zur Erlaubnisbedürftigkeit von Erdaufschlüssen, dass man im Allgemeinen von einer Erlaubnisfreiheit des Einbringens von Stoffen in das Grundwasser ausgehen kann, wenn für einen einzubringenden Baustoff eine europäische technische Zulassung oder eine bauaufsichtliche Zulassung des Deutschen Instituts für Bautechnik nach dem Bauprodukten-Gesetz (BauPG) vorliegt.²⁴⁵

Eine Regelung, die die wasserrechtliche Erlaubnisbedürftigkeit entbehrlich machen könnte, würde zunächst voraussetzen, dass sie den Schutz vor nachteiligen Grundwasserveränderungen ausreichend gewährleistet. Das ist bei den Anforderungen an Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen ohne Zweifel der Fall, weil sie spezifisch zum Zweck des Grundwasser-

²⁴¹ Vgl. z.B. Regierungspräsidium Darmstadt/Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie, Leitfaden Tiefengeothermie, Planung und Durchführung von Projekten, Bergrechtlicher Teil, Stand Juli 2011, (veröffentlicht unter www.hlug.de) nach dem wasserrechtliche Erlaubnisansprüche nur gegebenenfalls für die Einleitung und Entnahme von Wasser, auch für Pumpversuche, erforderlich sind (S. 26 und 40).

²⁴² Vgl. Boldt/Weller, BBergG, 1984, § 127 Rn. 6, wonach das Niederbringen einer Bohrung und die Verrohrung des Bohrlochs in der Regel keine echte Benutzung sind, aber als unechte Benutzung beachtlich sein können, und Piens/Schulte/Graf Vitzthum, BBergG, 1983, § 127 Rn. 4, die lediglich die Parallelität von berg- und wasserrechtlichem Verfahren erläutern.

²⁴³ Piens/Schulte/Graf Vitzthum, BBergG, 1983, § 127 Rn. 4.

²⁴⁴ Dazu Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 62, Rn. 8; siehe hierzu auch Abschn. B1.2.4.

²⁴⁵ So die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 16/12276, S. 66.

schutzes konzipiert wurden. Auch das Inverkehrbringen von Bauprodukten setzt voraus, dass die wesentlichen Anforderungen des Umweltschutzes erfüllt sind.²⁴⁶

Die Anforderungen der BVOT dienen von ihrer Ermächtigungsgrundlage her dem Schutz der Beschäftigten und Dritten vor Gefahren im Betrieb sowie zur Wahrung der den Voraussetzungen der Betriebsplanzulassung bezeichneten Rechtsgüter und Belange (§ 66 i. V. m. § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 bis 13 und Abs. 2 BBergG). Dazu gehört auch der Schutz vor gemeinschädlichen Auswirkungen, zu denen nach dem Rammelsberg-Urteil des Bundesverwaltungsgerichts auch schädliche Grundwasserveränderungen zählen (siehe dazu Abschn. B1.1.3).

Gegen eine Verdrängung der wasserrechtlichen Erlaubnisbedürftigkeit durch die bergrechtliche Betriebsplanzulassung spricht freilich das grundsätzliche Verhältnis zwischen Berg- und Wasserrecht. Die bergrechtliche Betriebsplanzulassung hat weder Konzentrationswirkung noch verdrängt sie das Wasserrecht als spezielle Rechtsmaterie, vielmehr gelten beide Regelwerke nebeneinander. Für die Abgrenzung kann deshalb nicht davon ausgegangen werden, dass ein an sich erforderliches wasserrechtliches Verfahren durch ein bergrechtliches Verfahren entbehrlich wird. Vielmehr gilt umgekehrt, dass im Fall eines Zusammentreffens von berg- und wasserrechtlichen Verfahren spezifisch wasserrechtliche Belange vorrangig im wasserrechtlichen Verfahren zu prüfen sind (siehe dazu Abschn. B1.4). Die besondere Zuständigkeit der Wasserbehörde als Einvernehmensbehörde bei im Betriebsplan vorgesehenen Benutzungen (§ 19 Abs. 3 WHG) gilt für jede Benutzung, also auch für unechte Benutzungen im Sinne des § 9 Abs. 2 WHG. Die Bergbehörde würde das auch für unechte Benutzungen gesetzlich geforderte Einvernehmen der Wasserbehörde unterlaufen, wenn sie eine Maßnahme nur deshalb nicht als unechte Benutzung einstufen würde, weil sie die erforderlichen Maßnahmen auch ohne Einvernehmen der Wasserbehörde im Betriebsplanzulassungsverfahren verlangen kann.

Aus diesem Grund hängt die Einstufung als unechte Benutzung nicht davon ab, welche Maßnahmen aufgrund bergrechtlicher Anforderungen zu treffen sind. Vielmehr ist eine eigenständige wasserrechtliche Entscheidung erforderlich, ob eine Maßnahme geeignet ist, eine schädliche Grundwasserveränderung herbeizuführen.

B3.6.6 Zweckgerichtetes Verhalten und echte Benutzung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat im Rahmen der Beantwortung einer parlamentarischen Anfrage die Auffassung vertreten, eine echte Benutzung durch Einleitung von Stoffen in das Grundwasser scheide aus, weil die Verpressung in der Regel nicht zielgerichtet im Hinblick auf das Grundwasser erfolge, und weil eine bloße Nebenfolge, selbst wenn sie wissentlich in Kauf genommen werde, nicht ausreiche.²⁴⁷ Zur Begründung dieser Auffassung verweisen Literaturstimmen, die diese Auffassung teilen, auf Rechtsprechung, nach der

²⁴⁶ § 4 Abs. 1, § 5 Abs. 1, 3 und 4, § 6 Abs. 1 BauPG.

²⁴⁷ So die Antwort der Bundesregierung auf Frage Nr. 7 der Kleinen Anfrage von Abgeordneten der Bundestagsfraktion Bündnis90/Die Grünen vom 30.04.2012, BT-Drs. 17/9516, S. 3, zur Verpressung des Flowback; *Seuser*, Unkonventionelles Erdgas, NuR 2012, 8, 14 zur Frack-Behandlung.

das Auslaufen von Öl infolge des Unfalls eines Tankwagens²⁴⁸ und das Aufbringen von Jauche auf Wiesen und dessen anschließendes Hineingelangen in Gewässer²⁴⁹ nicht als Benutzung des Grundwassers eingestuft worden sind.

In der Tat setzt eine Einleitung von Stoffen als echte Benutzung schon vom Wortsinn her eine Handlung voraus, die sich von ihrer Zielrichtung her als Einleitung bezeichnen lässt. Diese Wortlautgrenze ist im Falle eines Tankwagenunfalls überschritten. Wenn aber feststeht, dass am Bohrlochtiefsten Grundwasser ansteht und dort gezielt Stoffe eingebracht werden, liegt eine Einleitung ohne Weiteres vor. Dass damit nicht bezweckt ist, dass die eingeleiteten Stoffe in nutzbare Grundwasserleiter gelangen, ist unerheblich. Für die Einstufung als erlaubnisbedürftige Benutzung ist das Grundwasser maßgeblich, in das die Einleitung unmittelbar erfolgt; mittelbare Folgen für eventuell weiteres (nutzbares) Grundwasser sind für die Prüfung der Erlaubnisfähigkeit von Bedeutung, für den Benutzungstatbestand aber unbeachtlich.²⁵⁰

Wie sich aus der Rechtsprechung zum Kiesabbau ergibt, ist auch unerheblich, ob das Grundwasser für einen bestimmten Zweck „genutzt“ werden soll. Sowohl bei der Nass- als auch bei der Trockenauskiesung ist das Grundwasser stets nur zwangsläufig als ungewollte Nebenfolge der Maßnahme betroffen und nicht beabsichtigt. Gleichwohl werden die Abbaumaßnahmen in der Rechtsprechung zu Recht als echte (Zutageleiten von Grundwasser bei der Nassauskiesung)²⁵¹ oder unechte (bei der Trockenauskiesung)²⁵² Benutzung des Grundwassers eingestuft; im Fall der Nassauskiesung gilt dies freilich nur, wenn diese nicht ohnehin als Gewässerausbau planfeststellungsbedürftig ist.²⁵³

Unabhängig davon gehen auch diejenigen, die eine echte Benutzung aus diesem Grund ablehnen, davon aus, dass das Einbringen von Stoffen in tiefe geologische Formationen im Einzelfall²⁵⁴ oder regelmäßig²⁵⁵ als unechte Benutzung einzustufen ist.

B3.6.7 Einbringen von Stoffen als echte Benutzung

Ferner wird für die Bohrung vertreten, diese sei keine echte Benutzung in Gestalt des Einbringens von Stoffen, weil die eingebrachten Stoffe im Sinne der erforderlichen gewässerbezogenen Zweckrichtung weder – wie beispielsweise im Fall des Einbringens von Salz – auf eine Verbin-

²⁴⁸ BVerwG, Urt. v. 16.11.1973, IV C 44/69, NJW 1974, 815.

²⁴⁹ OVG Münster, Urt. v. 23.01.1985, 2 A 1332/84, NVwZ 1985, 776.

²⁵⁰ So auch VGH Kassel, Beschl. v. 03.11.2010, 7 B 1704/10, unter II.1.a).

²⁵¹ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 9 Rn. 69 m.w.N. aus der Rechtsprechung.

²⁵² Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 9 Rn. 91 m.w.N. aus der Rechtsprechung.

²⁵³ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 9 Rn. 69 und 95 m.w.N. aus der Rechtsprechung.

²⁵⁴ So die Antwort der Bundesregierung auf Frage Nr. 7 der Kleinen Anfrage von Abgeordneten der Bundestagsfraktion Bündnis90/Die Grünen vom 30.04.2012, BT-Drs. 17/9516, S. 3, zur Verpressung des Flowback.

²⁵⁵ So *Seuser*, Unkonventionelles Erdgas, NuR 2012, 8, 15 zur Frac-Behandlung.

dung oder Auflösung mit dem Grundwasser gerichtet seien noch – wie beispielsweise bei Erdwärmesonden – auf eine Nutzung des Wärmeinhalts des Grundwassers.²⁵⁶

Auch hier geht es um eine Abgrenzung der Maßnahmen, die nach dem Regelungszweck der Benutzungstatbestände noch dem Bewirtschaftungsregime unterfallen sollen. Mit dem Argument der mangelnden Verbindung mit dem Wasser wird beispielsweise begründet, dass das Zuwasserlassen eines Bootes oder einer Boje kein erlaubnisbedürftiges Einbringen von Stoffen in ein Gewässer sei.²⁵⁷ Dabei geht es auch um die bewirtschaftungsrechtliche Relevanz einer Maßnahme und um die Abgrenzung der Benutzungstatbestände von anderen Regelungsbereichen (z.B. die Regelung von Anlagen in und an oberirdischen Gewässern, § 36 WHG).

Insoweit ergibt sich aus der Gesetzesbegründung mit hinreichender Deutlichkeit, dass die mit der Neufassung des WHG erfolgte Erweiterung der Benutzungstatbestände um das Einbringen von (festen) Stoffen in das Grundwasser dazu diene, bisher lediglich vom Tatbestand der unechten Benutzungen erfasste Maßnahmen als echte Benutzungen einzustufen, und dass eine nicht beabsichtigte Ausdehnung der Erlaubnispflicht durch die Beschränkung der Erlaubnispflicht bei Erdaufschlüssen (§ 49 Abs. 1 WHG) vermieden werden soll.²⁵⁸ Das entspricht der auch in anderem Zusammenhang üblichen Regelungstechnik, Ausnahmen vom Erlaubnisvorbehalt in Zusammenhang mit einzelnen wasserwirtschaftlich untergeordneten Benutzungen zu regeln (vgl. z.B. §§ 26, 43 oder 46 WHG).

Dementsprechend hat der VGH Kassel die Einstufung einer Erdwärmebohrung durch die Wasserbehörde als unechte Benutzung zu Recht bezweifelt, die Einstufung aber letztlich offen gelassen.²⁵⁹

Letztlich gilt aber auch hier, dass eine Ablehnung der Einstufung als echte Benutzung am Ergebnis nichts ändern würde, weil die Zementation und Verrohrung im Hinblick auf deren Bedeutung zur Vermeidung schädlicher Grundwasserveränderung bei einem Fracking als unechte Benutzung anzusehen wäre.

B3.6.8 Erlaubnisbedürftige Maßnahmen

Schließlich ist zu klären, welche Maßnahmen jeweils einer wasserrechtlichen Erlaubnis bedürfen.

Grundsätzlich ist diejenige Maßnahme erlaubnisbedürftig, die zu einer nachteiligen Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit führen kann. Fraglich ist vor allem, ob und inwieweit zwischen Bohrung und Verrohrung einerseits und dem späteren Fracking andererseits ein regulatorischer Zusammenhang besteht. Wenn sich nämlich die Erlaubnisbedürftigkeit für Verrohrung und Zementation vor allem im Hinblick auf das geplante Fracking ergeben, müssen die

²⁵⁶ So *Seuser*, Unkonventionelles Erdgas, NuR 2012, 8, 14.

²⁵⁷ *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 9 Rn. 26 ff., 28, 30 f. m.w.N.

²⁵⁸ Vgl. BT-Drs. 16/12275, S. 55 und 66; *Czychowski/Reinhardt*, WHG, 10. Aufl. 2010, § 9 Rn. 64.

²⁵⁹ VGH Kassel, Beschl. v. 17.08.2011, 2 B 1484/11,

Randbedingungen des späteren Frackings bereits im Erlaubnisverfahren für die Bohrung berücksichtigt werden. Genau das ist, wie dargelegt, der Zweck des Erlaubnisverfahrens, weil beispielsweise qualitätssichernde Maßnahmen bei der Zementation in deren Vorfeld angeordnet werden müssen.

Der Zweck einer Benutzung ist nach dem WHG insofern von Bedeutung, als die Erlaubnis eine Benutzung nur zu einem bestimmten Zweck gestattet (§ 10 Abs. 1 WHG). Dementsprechend ist der Zweck der Benutzung im Rahmen der Prüfung der Erlaubnisfähigkeit zu berücksichtigen und im Antrag und in der Erlaubnis anzugeben. Damit soll verhindert werden, dass der Benutzer eine erteilte Erlaubnis zu einem anderen Zweck ausübt, was sich auf den Wasserhaushalt und im Hinblick auf die Berücksichtigung des Wohls der Allgemeinheit auswirken kann.²⁶⁰

Die wasserrechtliche Rechtsprechung bestätigt, dass die erlaubnisbedürftige Maßnahme nach ihrem jeweiligen Gesamtzusammenhang zu bewerten ist. So hat das Bundesverwaltungsgericht bereits in seiner Entscheidung zur Thermalwassergewinnung in Bad Füssing festgestellt, dass eine Benutzung in Gestalt des Zutageförderens von Grundwasser nicht erst mit der Wasserentnahme beginnt, sondern dass schon das Bohren auf Grundwasser jedenfalls dann, wenn nach der ganzen Sachlage anzunehmen ist, dass das Bohren mit großer Wahrscheinlichkeit zum Ziel führen wird, den Beginn der Ausführung des Vorhabens darstellt.²⁶¹ In ähnlicher Weise hat der VGH Mannheim eine angebliche Probebohrung als lediglich vorgelagerte Handlung und damit unselbstständigen Teil des Entnehmens von Grundwasser und damit als Bestandteil dieser Benutzung angesehen, wenn die Erkundungsbohrung allein zu dem Zweck erfolgt, bei Auffinden von Grundwasser dieses auch zu entnehmen.²⁶²

Diese Rechtsprechung spricht dafür, den gesamten Vorgang, im Grunde beginnend bei der Herrichtung des Bohrplatzes bis zu dessen Wiedernutzbarmachung, dem wasserrechtlichen Erlaubnistatbestand zu unterwerfen. Das erscheint indes angesichts des Zusammenspiels bergrechtlicher Betriebsplan- und wasserrechtlicher Erlaubnisverfahren für eine Bohrung, die dem Bergrecht unterliegt, als zu weitgehend. Vielmehr ist es hier geboten, das wasserrechtliche Verfahren auf die wasserrechtlich relevanten Aspekte zu beschränken. Gleichwohl muss die wasserrechtlich relevante Benutzung in ihrem vollen Umfang erfasst werden. Die wasserrechtliche Erlaubnis für die Verrohrung und Zementation einer zum Zweck eines späteren Frackings niedergebrachten Bohrung muss deshalb umfassend berücksichtigen, mit welchen Drücken und Risiken beim späteren Fracken zu rechnen ist. Die Gefährdungsbetrachtung darf sich also nicht auf das bloße Einbringen der Verrohrung und der Zementation beschränken.

Gleichwohl ist es zulässig und zweckmäßig, vor Beginn der Bohrung lediglich eine wasserrechtliche Erlaubnis für die Verrohrung und Zementation zu erteilen und das spätere Fracking in einem gesonderten Zulassungsverfahren zu regeln – dies jedenfalls dann, wenn zum Zeitpunkt vor dem Niederbringen der Bohrung noch nicht alle Informationen zur Verfügung stehen, die später nach Niederbringen der Bohrung und ggf. Auswertung der Bohrlochdaten und zusätzli-

²⁶⁰ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 10 Rn. 14 f.

²⁶¹ BVerwG, Urt. v. 07.06.1967, IV C 208.65, BVerwGE 27, 176, 179.

²⁶² VGH Mannheim, Beschl. v. 24.02.2010, 3 S 3144/08, juris Rn. 11 und 20.

cher geophysikalischer Messungen im Bohrloch vorliegen. Insoweit verbleibt allerdings Spielraum für das Verfahrensermessen der Behörde, ob sie jeweils separate Erlaubnisse für Verrohrung, Zementation und einzelne Fracks erteilt oder eine umfassende Erlaubnis, bei der einem späteren Erkenntnisgewinn durch entsprechende Auflagen und ggf. Freigabevorbehalte ebenfalls Rechnung getragen werden kann.

B3.6.9 Fazit

In Zusammenhang mit einem Fracking-Vorhaben bedürfen aus unserer Sicht die Verrohrung und die Zementation von Fracking-Bohrungen sowie das Fracking selbst einer wasserrechtlichen Erlaubnis.

Für Verrohrung und Zementation ergibt sich dies aus den besonderen Risiken einer fehlerhaften Zementation oder Verrohrung infolge des für Fracking-Vorhaben typischen Einleitens von Stoffen unter hohem Druck.

Der Fracking-Vorgang ist eine erlaubnisbedürftige echte Benutzung, sofern Stoffe unmittelbar in das Grundwasser eingebracht werden. Das ist der Fall, wenn im Bohrlochtiefsten Wasser steht. Denn dann befindet sich das Formationswasser in einer Sättigungszone.

Wenn am Bohrlochfuß kein Wasser steht, liegt eine erlaubnisbedürftige unechte Grundwasserbenutzung vor. Das ergibt sich aus der Anforderung der Wasserrahmenrichtlinie, wonach eine Einleitung in tiefe geologische Formationen einer Gestattung unter Festlegung der entsprechenden Bedingungen bedarf (Art. 11 Abs. 3 Buchst. j Unterabs. 3 Spiegelstrich 1 WRRL). Damit ergibt sich die Eignung solcher Maßnahmen zur nachteiligen Grundwasserveränderung aus dem Unionsrecht.

B3.7 Erlaubnisfähigkeit, Besorgnisgrundsatz

Die Erlaubnis ist zu versagen, wenn schädliche, auch durch Nebenbestimmungen nicht vermeidbare oder nicht ausgleichbare Gewässerveränderungen zu erwarten sind oder andere Anforderungen nach öffentlich-rechtlichen Vorschriften nicht erfüllt werden (§ 12 Abs. 1 WHG). Schädliche Gewässerveränderungen sind Veränderungen von Gewässereigenschaften, die das Wohl der Allgemeinheit beeinträchtigen oder nicht den wasserrechtlichen Anforderungen entsprechen (§ 3 Nr. 10 WHG).

Gegenüber den Bewirtschaftungszielen (§ 47 WHG) strengere und damit maßgebliche Anforderung ist, dass durch Einbringen und Einleiten von Stoffen in das Grundwasser eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit nicht zu besorgen sein darf (§ 48 Abs. 1 WHG).

In welchen Fällen eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit vorliegt, haben wir bereits erörtert (siehe dazu Abschn. B1.3.5). Danach liegt eine nachteilige Grundwasserveränderung nicht vor, wenn im oberflächennahen Grundwasser die Geringfügigkeitsschwellen oder vergleichbare Grenz- oder Schwellenwerte unterschritten werden. Für tiefer liegendes Grundwasser hängt die Bewertung einer Veränderung als nachteilig davon ab, ob und inwieweit das Wasser mit der Biosphäre in Verbindung steht oder für menschliche Nutzungen in Betracht kommt.

Zu klären sind die Anforderungen an die Besorgnis einer nachteiligen Grundwasserveränderung. Das betrifft zunächst den Anwendungsbereich des Besorgnisgrundsatzes. Ferner ist zu klären, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine nachteilige Grundwasserveränderung ausgeschlossen werden muss. Dies ist auch relevant für die Beurteilung von Störfällen oder von nicht planmäßigen Entwicklungen, für den Betrachtungszeitraum und die Langzeitsicherheit sowie für die Ausdehnung des Prüfungsraumes und die Berücksichtigung von Summenwirkungen.

B3.7.1 Anwendungsbereich

Die Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis setzt im Allgemeinen nur voraus, dass schädliche Gewässerveränderungen nicht zu *erwarten* sind (§ 12 Abs. 1 Nr. 1 WHG). Nach der Kommentarliteratur ist eine Beeinträchtigung zu erwarten, wenn sie nach allgemeiner Lebenserfahrung oder anerkannten fachlichen Regeln derart wahrscheinlich ist, dass eine überwiegende Mehrheit von Gründen dafür spricht, dass Nachteile eintreten können, und wenn sie ihrer Natur nach auch annähernd voraussehbar ist.²⁶³

Für das Einbringen und Einleiten von Stoffen in das Grundwasser gilt allerdings die strengere Anforderung, dass eine Erlaubnis nur erteilt werden darf, wenn eine nachteilige Grundwasserveränderung nicht zu *besorgen* ist (§ 48 Abs. 1 Satz 1 WHG).

Nach dem Wortlaut des § 48 Abs. 1 Satz 1 WHG gilt diese Anforderung nur für das Einbringen und Einleiten von Stoffen in das Grundwasser, das als echte Benutzung anzusehen ist (§ 9 Abs. 1 Nr. 4 WHG). Deshalb ist fraglich, ob der Besorgnisgrundsatz auch dann gilt, wenn eine Benutzung lediglich als unechte Benutzung einzustufen ist (§ 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG).²⁶⁴

Die Anforderung, dass schädliche Gewässerveränderungen nicht zu besorgen sein dürfen, gilt auch für die Lagerung und Ablagerung von Stoffen an oberirdischen Gewässern (§ 32 Abs. 2), an Küstengewässern (§ 45 Abs. 2 WHG) und generell für die Lagerung und Ablagerung von Stoffen im Hinblick auf das Grundwasser (§ 48 Abs. 2 WHG) sowie für den Betrieb von Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (§ 62 Abs. 1 WHG).

Die Rechtsprechung hat daraus abgeleitet, dass das Wasserrecht mit dem Besorgnisgrundsatz eine materielle Grundentscheidung enthält, die darauf abzielt, den allgemeinen Schutz der öffentlichen Wasserversorgung durch besondere Absicherungen für die Reinhaltung des Grundwassers zu verstärken.²⁶⁵ Danach ist entsprechend dem allgemeinen ordnungsrechtlichen Grundsatz, dass an die Wahrscheinlichkeit des Schadenseintritts umso geringere Anforderungen zu stellen sind, je größer und folgenschwerer der möglicherweise eintretende Schaden ist, der Besorgnisgrundsatz umfassend so auszulegen, dass jeder auch noch so wenig naheliegenden Wahrscheinlichkeit der Verunreinigung des besonders schutzwürdigen und schutzbedürf-

²⁶³ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 12, Rn. 25 m.w.N.

²⁶⁴ Offen gelassen von *VGH Kassel*, Beschl. v. 17.08.2011, 2 B 1484/11 zur wasserrechtlichen Einstufung einer Bohrung zum Zwecke des Einbringens und des Betriebs einer Erdwärmesonde.

²⁶⁵ *BVerwG*, Urteil v. 12.09.1980, 4 C 89/77, ZfW 1981, 87 = VerwRspr 1981, 416, 418.

tigen Grundwassers vorzubeugen ist.²⁶⁶ Verboten sind demnach alle Handlungen, die nachteilige Grundwasserveränderungen besorgen lassen.²⁶⁷ Das gilt nach der einschlägigen Rechtsprechung sogar dann, wenn ein nicht zweckgerichtetes Verhalten und damit gar keine Grundwasserbenutzung vorliegt, z.B. bei einem Tankwagenunfall.²⁶⁸

Wenn der Besorgnisgrundsatz somit auch für Handlungen gilt, die nicht einmal als Benutzungen einzustufen sind, ist kein Grund ersichtlich, weshalb er für unechte Grundwasserbenutzungen nicht gelten sollte.

B3.7.2 Besorgnisgrundsatz

Eine schädliche Veränderung des Grundwassers ist nach der höchstrichterlichen Rechtsprechung zu besorgen, wenn die Möglichkeit eines entsprechenden Schadenseintritts nach den gegebenen Umständen und im Rahmen einer sachlich vertretbaren, auf konkreten Feststellungen beruhenden Prognose nicht von der Hand zu weisen ist.²⁶⁹

Eine ausführliche Erörterung des maßgeblichen Wahrscheinlichkeitsmaßstabes findet sich in einem Urteil des Bundesverwaltungsgerichts aus dem Jahr 1970, in dem es um die Zulässigkeit eines Heizöltanks in der Schutzzzone II eines Wasserschutzbereiches in Berlin ging. Die Behörde hatte die Aufstellung des Heizöltanks – auch unter Ergreifung aller erdenklichen Schutzvorkehrungen – strikt verboten. Die Verwaltungsgerichte hatten das Verbot aufgehoben. Das Bundesverwaltungsgericht stellte klar, dass das Verbot schon im Fall einer entfernten Wahrscheinlichkeit gerechtfertigt sein kann, dass diese aber konkret festgestellt werden müsse. Wegen dazu notwendiger ergänzender Feststellungen verwies es die Sache an die Vorgerichte zurück.²⁷⁰

Das Bundesverwaltungsgericht stellte zunächst darauf ab, dass das Gesetz nicht von „wenn zu besorgen ist“ spricht, sondern umgekehrt (negativ) formuliert: „dass *nicht* zu besorgen ist.“ Das will besagen, dass eine gewisse Wahrscheinlichkeit geradezu ausgeräumt sein muss. Reine Möglichkeiten werden allerdings nie völlig ausgeschlossen werden können. Die Formulierung „nicht zu besorgen“ ist aber dahin zu deuten, dass keine auch noch so wenig nahe liegende Wahrscheinlichkeit einer Gewässerverunreinigung bestehen darf, diese also nach menschlicher Erfahrung unwahrscheinlich sein muss. Das Gesetz ist hier überaus streng.²⁷¹

²⁶⁶ BVerwG, Urt. v. 12.09.1980, 4 C 89/77, ZfW 1981, 87, 88; Urt. v. 16.11.1973, IV C 44/69, NJW 1974, 815, 817 = ZfW 1974, 301 ff.

²⁶⁷ OVG Lüneburg, Beschl. v. 07.03.1997, 7 M 3628/96, NJW 1998, 97; Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 48 Rn. 2.

²⁶⁸ BVerwG, Urt. v. 16.11.1973, IV C 44/69, NJW 1974, 815, 817 = ZfW 1974, 301 ff.

²⁶⁹ BVerwG, Urteil v. 12.09.1980, 4 C 89/77, ZfW 1981, 87, 89; Posser, in: Giesberts/Reinhardt, Beck OK Umweltrecht, § 32 WHG, Rn. 37 f.

²⁷⁰ BVerwG, Urteil v. 26.06.1970, IV C 99/67, NJW 1970, 1890, 1892 ff.

²⁷¹ BVerwG, Urteil v. 26.06.1970, IV C 99/67, NJW 1970, 1890, 1892; Urt. v. 16.07.1965, IV C 54/65, ZfW 65, 113; Gößl, in: Sieder/Zeitler, WHG, § 100, Rn. 82.

Ob die Anforderung, dass nachteilige Grundwasserveränderungen unwahrscheinlich sind, auch zur Folge hat, dass der Antragsteller die Beweislast trägt, hat das Bundesverwaltungsgericht offen gelassen; jedenfalls sind die Anforderungen bei der negativen Gesetzesfassung besonders hoch.²⁷²

Ist der möglicherweise eintretende Schaden sehr groß, können an die Wahrscheinlichkeit des Schadenseintritts nur entsprechend geringere Anforderungen gestellt werden. Das kann bei besonders großen Gefahren für das Grundwasser dazu führen, dass das Verlangen der Unwahrscheinlichkeit eines Schadenseintritts der Unmöglichkeit nahe- oder gleichkommt.²⁷³

Ob eine nachteilige Grundwasserveränderung zu besorgen ist, hängt von der Abwägung aller Umstände ab, aus denen sich ein Anlass zur Sorge ergeben kann, unter anderem davon, wie groß die Wahrscheinlichkeit ist, dass verunreinigende Stoffe in das Grundwasser gelangen können, und wie nahe die Möglichkeit liegt, dass das auf diese Weise verunreinigte Grundwasser in insbesondere von Menschen genutzte Wasserentnahmestellen gelangen wird.²⁷⁴

Die Besorgnis greift damit deutlich früher als die hinreichende Wahrscheinlichkeit eines konkreten Schadenseintritts im allgemeinen Polizeirecht. Nach der Kommentarliteratur ähnelt sie dem von der Rechtsprechung konturierten Gebot der Schadensvorsorge im Atomrecht.²⁷⁵ Wie dort ist auch im Wasserrecht vom Grundsatz der bestmöglichen Gefahrenabwehr und Risikovorsorge die Rede.²⁷⁶ Dieser Parallele entspricht auch die Anforderung der Rechtsprechung in Bezug auf die Erlaubnisbedürftigkeit, dass diese nur entfällt, wenn Gefahren und Risiken praktisch ausgeschlossen erscheinen.²⁷⁷

Für die Beurteilung, ob eine entsprechende Besorgnis besteht, ist von einer konkreten Betrachtungsweise auszugehen. Bezugspunkte sind die konkreten Umstände des Einzelfalls, nicht eine abstrakt mögliche Gefährdungslage.²⁷⁸ Abzustellen ist u.a. auf die in Rede stehenden Stoffe (Art, Menge, Gefährlichkeit), auf den Ort des Umgangs und seine Umgebung (Lage, Beschaffenheit,

²⁷² *BVerwG*, Urteil v. 26.06.1970, IV C 99/67, *NJW* 1970, 1890, 1892.

²⁷³ *BVerwG*, Urteil v. 26.06.1970, IV C 99/67, *NJW* 1970, 1890, 1892; vgl. auch Czychowski/Reinhardt, *WHG*, 10. Aufl. 2010, § 32, Rn. 41.

²⁷⁴ *BVerwG*, Urteil v. 26.06.1970, IV C 99/67, *NJW* 1970, 1890, 1892 f.

²⁷⁵ Posser, in: Giesberts/Reinhardt, *Beck OK Umweltrecht*, § 32 *WHG*, Rn. 38.

²⁷⁶ Czychowski/Reinhardt, *WHG*, 10. Aufl. 2010, § 48 Rn. 26.

²⁷⁷ Siehe dazu Abschn. B3.6.2 mit Hinweis auf *BGH*, Urt. v. 03.06.1982, Az.: III ZR 107/78, *BGHZ* 84, 230 ff. = *NJW* 1982, 2489, 2490 i.V.m. *BGH*, Urt. v. 07.02.1980, Az.: III ZR 44/78, *BM* 1980, 652 ff., juris Rn. 33, zum Wasserrecht und *BVerwG*, Urt. v. 22.03.2012, Az.: 7 C 1.11, Rn. 25 m.w.N.; *BVerwGE* 49, 89, 143 (Kalkar) zum Atomrecht.

²⁷⁸ *BVerwG*, Urteil v. 12.09.1980, 4 C 89/77, *ZfW* 1981, 87, 89; Posser, in: Giesberts/Reinhardt, *Beck OK Umweltrecht*, § 32 *WHG*, Rn. 39; Czychowski/Reinhardt, *WHG*, 10. Aufl. 2010, § 32 Rn. 40.

verbindende Faktoren mit Blick auf das Gewässer) die Eintragsmöglichkeiten sowie auf die Eintrittswahrscheinlichkeit und die Intensität einer Beeinträchtigung.²⁷⁹

Ferner ist zu berücksichtigen, ob und inwieweit das Risiko durch rechtzeitige Gegenmaßnahmen auf ein erträgliches Maß reduziert werden kann. Nach der Rechtsprechung zum Heizöltank im Wasserschutzgebiet kann theoretisch – als „reine Möglichkeit“ – von jedem Ort bei einem Ölunfall Öl in das Grundwasser gelangen; praktisch wird jedoch das Risiko im Regelfall durch Gegenmaßnahmen reduziert werden können. Wenn diese aber wegen der unmittelbaren Nähe eines Entnahmebrunnens nicht mehr oder nur noch unter sehr viel schwierigeren Umständen möglich ist, kann nicht mehr davon gesprochen werden, dass „keine auch noch so wenig naheliegende Wahrscheinlichkeit“ für eine schädliche Grundwasserverunreinigung besteht.²⁸⁰

Dieser Aspekt kann für die Bewertung der unkonventionellen Gasförderung eine wichtige Rolle spielen. Für den Fall, dass es bei Frack-Behandlungen wider Erwarten zu ungewollten Durchbrüchen mit dem Risiko von Schadstoffeinträgen in schutzwürdiges Grundwasser kommt, muss bewertet werden, ob diesem Risiko durch Gegenmaßnahmen wie dem sofortigen Abbruch der Behandlung nach der Feststellung von Druckverlusten und ggf. die Rückförderung des Frack-Fluides wirksam begegnet werden kann. Soweit die konkreten Standortbedingungen dafür eine Rolle spielen können, müssen sie in eine solche Bewertung einbezogen werden.

Auf den Nachweis eines Schadenseintritts im Einzelfall kann verzichtet werden, wenn einschlägige Rechtssätze (insbesondere Rechtsverordnungen über Wasserschutzgebiete) Regelungen für bestimmte typischerweise besonders gefährliche Situationen enthalten.²⁸¹

B3.7.3 Störfallsicherheit und unwahrscheinliche Entwicklungen

Das Wasserrecht enthält keine besondere Regelung zur Störfallvorsorge.

Gleichwohl ergibt sich aus dem im Besorgnisgrundsatz zu Grunde liegenden Wahrscheinlichkeitsmaßstab, dass nicht nur die beabsichtigten Folgen einer erlaubnisbedürftigen Maßnahme, sondern alle möglichen Schäden, die nach den gegebenen Umständen im Rahmen einer konkreten Prognose nicht hinreichend ausgeschlossen werden können, zur Versagung der Erlaubnis führen müssen. Damit müssen auch Folgen von Stör-, Un- oder Notfällen im Erlaubnisverfahren geprüft werden.

²⁷⁹ Vgl. *OLG Düsseldorf*, Beschl. v. 25.08.1986, 5 Ss (OWi) 291/86 – 218/86 I, ZfW 1987, 128, 130; *Posser*, in: Giesberts/Reinhardt, Beck OK Umweltrecht, § 32 WHG, § 32 WHG, Rn. 39; Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 32 Rn. 41.

²⁸⁰ *BVerwG*, Urteil v. 26.06.1970, IV C 99/67, NJW 1970, 1890, 1892 f.

²⁸¹ *BVerwG*, Urteil v. 12.09.1980, 4 C 89/77, ZfW 1981, 87, 89; *Posser*, in: Giesberts/Reinhardt, Beck OK Umweltrecht, § 32 WHG, Rn. 40; Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 32 Rn. 42.

So hat das Bundesverwaltungsgericht in seinem Urteil zur Heizöllagerung darauf hingewiesen, dass nicht nur die reine Lagerung in Rechnung zu stellen ist, sondern auch der Füllvorgang. Zu den insoweit wahrscheinlichen und deshalb zu berücksichtigenden Vorgängen gehören auch Schäden infolge menschlicher Unachtsamkeit.²⁸²

Entsprechendes gilt für unwahrscheinliche Ausbreitungsszenarien von Schadstoffen. Dazu zählt beispielsweise eine unerwartete Ausbreitung von Schadstoffen durch zuvor nicht erkannte Klüfte oder Altbohrungen, die auch beim bestimmungsgemäßen Betrieb auftreten können und deshalb nach den üblichen Störfalldefinitionen nicht als Störfall eingestuft werden können. So definiert beispielsweise die Störfallverordnung einen Störfall als Ereignis, das sich aus einer Störung des bestimmungsgemäßen Betriebs ergibt (§ 2 Nr. 3 12. BImSchV). Im Strahlenschutzrecht wird Störfall definiert als Ereignisablauf, bei dessen Eintreten der Betrieb einer Anlage oder eine Tätigkeit aus sicherheitstechnischen Gründen nicht fortgeführt werden kann und für den die Anlage auszulegen ist oder für den vorsorglich Schutzvorkehrungen vorzusehen sind (§ 3 Abs. 2 Nr. 28 StrlSchV; vgl. auch die Definition des Unfalls als Ereignisablauf, der für eine oder mehrere Personen eine effektive Dosis von mehr als 50 mSv zur Folge haben kann, in § 3 Abs. 2 Nr. 35 StrlSchV).

In den Sicherheitsanforderungen an die Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle vom 30.09.2010 wird der Grundsatz, dass an die Wahrscheinlichkeit des Schadenseintritts um so geringere Anforderungen zu stellen sind, je größer und folgenschwerer der möglicherweise eintretende Schaden ist, derart umgesetzt, dass für wahrscheinliche, weniger wahrscheinliche und unwahrscheinliche Entwicklungen unterschiedliche Schutzziele gelten. Für wahrscheinliche Entwicklungen ist nachzuweisen, dass für Einzelpersonen der Bevölkerung zu eine zusätzliche effektive Dosis im Bereich von 10 mSv im Jahr auftreten kann. Für weniger wahrscheinliche Entwicklungen ist nachzuweisen, dass die entsprechende zusätzliche effektive Dosis 0,1 mSv pro Jahr nicht überschreitet. Für unwahrscheinliche Entwicklungen wird kein Wert für zumutbare Risiken oder zumutbare Strahlenexpositionen festgelegt. Soweit diese Entwicklungen aber zu hohen Strahlenexpositionen führen können, ist im Rahmen der Optimierung zu prüfen, ob eine Reduzierung dieser Auswirkungen mit vertretbarem Aufwand möglich ist.²⁸³

Wahrscheinliche Entwicklungen werden definiert als die für den Standort prognostizierten normalen Entwicklungen und für vergleichbare Standorte oder ähnliche geologische Situationen normalerweise beobachteten Entwicklungen. Dabei ist für die technischen Komponenten des Endlagers die als normal prognostizierte Entwicklung ihrer Eigenschaften zu Grunde zu legen. Falls eine quantitative Angabe zur Eintrittswahrscheinlichkeit einer bestimmten Entwicklung möglich ist und ihre Eintrittswahrscheinlichkeit bezogen auf den Nachweiszeitraum mindestens 10 % beträgt, gilt diese als wahrscheinliche Entwicklung.

²⁸² BVerwG, Urteil v. 26.06.1970, IV C 99/67, NJW 1970, 1890, 1893

²⁸³ Vgl. Nr. 6.2 bis 6.4 der Sicherheitsanforderungen des BMU für die Endlagerung Wärme entwickelnder radioaktiver Abfälle, im Internet verfügbar unter www.bmu.de.

Weniger wahrscheinliche Entwicklungen sind dagegen solche, die für den Standort unter ungünstigen geologischen oder klimatischen Annahmen eintreten können und die bei vergleichbaren Standorten oder vergleichbaren geologischen Situationen selten aufgetreten sind. Auch hier ist für die technischen Komponenten des Endlagers eine als normal prognostizierte Entwicklung ihrer Eigenschaften bei Eintreten der jeweiligen geologischen Entwicklung zu Grunde zu legen. Außerdem sind auch von der normalen Entwicklung abweichende ungünstige Entwicklungen der Eigenschaften der technischen Komponenten zu untersuchen. Rückwirkungen auf das geologische Umfeld sind zu betrachten. Abgesehen von diesen Rückwirkungen sind dabei die jeweils erwarteten geologischen Entwicklungen zu berücksichtigen. Innerhalb einer derartigen Entwicklung ist das gleichzeitige Auftreten mehrerer unabhängiger Fehler nicht zu unterstellen. Falls eine quantitative Angabe zur Wahrscheinlichkeit einer bestimmten Entwicklung oder einer ungünstigen Entwicklung der Eigenschaften einer technischen Komponente möglich ist, sind diese hier zu betrachten, wenn die Wahrscheinlichkeit bezogen auf den Nachweiszeitraum mindestens 1 % beträgt.

Unwahrscheinliche Entwicklungen sind Entwicklungen, deren Eintreten am Standort selbst unter ungünstigen Annahmen nicht erwartet wird und die bei vergleichbaren Standorten oder vergleichbaren geologischen Situationen nicht beobachtet wurden. Zustände und Entwicklungen für technische Komponenten, die durch zu treffende Maßnahmen praktisch ausgeschlossen werden können sowie das gleichzeitige unabhängige Versagen von mehreren Komponenten werden den unwahrscheinlichen Entwicklungen zugeordnet.²⁸⁴

Diese Sicherheitsanforderungen gelten formal nur für die Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle. Für nicht wärmeentwickelnde radioaktive Abfälle wird inzwischen von der Strahlenschutzkommission ebenfalls eine Differenzierung zwischen wahrscheinlichen und weniger wahrscheinlichen Entwicklungen empfohlen. Da die entsprechende Empfehlung allerdings für das bereits existierende Endlager Morsleben mit eingeschränkten planerischen Möglichkeiten erstellt wurde, werden dort um den Faktor 10 höhere Schutzziele empfohlen, also 0,1 mSv im Jahr bei wahrscheinlichen und 1 mSv im Jahr bei weniger wahrscheinlichen Entwicklungen.²⁸⁵

Diese für radiologische Anforderungen entwickelten Maßstäbe lassen sich unseres Erachtens auch auf das Wasserrecht übertragen. Dafür spricht namentlich der von Rechtsprechung und Literatur für den Besorgnisgrundsatz ähnlich wie für die Schadensvorsorge im Atomrecht geltende strenge Wahrscheinlichkeitsmaßstab sowie die Parallele hinsichtlich der erforderlichen prognostischen Abschätzung des Verhaltens geologischer Systeme.

²⁸⁴ So die Begriffsdefinitionen und -erläuterungen in Nr. 2 der Sicherheitsanforderungen an die Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle vom 30.09.2010.

²⁸⁵ Empfehlung der Strahlenschutzkommission: Radiologische Anforderungen an die Langzeitsicherheit des Endlagers für radioaktive Abfälle Morsleben (ERAM), verabschiedet auf der 246. SSK-Sitzung am 02./03.12.2010, veröffentlicht unter www.ssk.de.

Demnach läge es nahe, auch für die wasserrechtliche Beurteilung von Auswirkungen des Frackings zwischen wahrscheinlichen, weniger wahrscheinlichen und unwahrscheinlichen Entwicklungen zu differenzieren und jeweils unterschiedliche Schutzziele zu Grunde zu legen.

Erforderlich ist aber in jedem Fall eine konkrete, also auf den jeweiligen Standort und die jeweils geplanten Maßnahmen bezogene Einzelfallbetrachtung. Sie erfordert eine Szenarien-Analyse, in der die Folgen jeweils ungünstiger Entwicklungen ermittelt und im Hinblick auf die Möglichkeit nachteiliger Veränderungen der Grundwasserbeschaffenheit bewertet werden.

In der wasserrechtlichen Erlaubnis für das Endlager Konrad erfolgte eine solche Differenzierung zwar nicht; zum Entscheidungszeitpunkt im Jahr 2002 entsprach aber auch die Differenzierung zwischen unterschiedlich wahrscheinlichen Entwicklungen im Bereich der radiologischen Anforderungen noch nicht dem Stand von Wissenschaft und Technik. Vielmehr wurde dort als Maßstab für langfristig zulässige Immissionen der Immissionsgrenzwert für die Ableitung radioaktiver Stoffe mit Wasser aus in Betrieb befindlichen kerntechnischen Anlagen in Höhe von 0,3 mSv (heute § 47 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 StrlSchV) zu Grunde gelegt.²⁸⁶ Dementsprechend ist auch für nicht radioaktive Stoffe von einem einheitlichen Schutzziel für maximale Schadstoffkonzentrationen in oberflächennahem Grundwasser ausgegangen worden, das sich an untergesetzlichen Grenz- und Schwellenwerten für die jeweiligen Stoffe bzw. Stoffgruppen orientierte.

B3.7.4 Zeiträume und Langzeitsicherheit

Auch hinsichtlich der zu betrachtenden Zeiträume und der Langzeitsicherheit enthält das Wasserrecht keine Anforderungen. Gleichwohl ergibt sich auch hier unmittelbar aus dem Gesetzeszweck und dem Besorgnisgrundsatz, dass auch langfristige Entwicklungen zu berücksichtigen sind, soweit die Möglichkeit nachteiliger Grundwasserveränderungen aufgrund einer Prognose anhand der konkreten Umstände des Einzelfalls nicht hinreichend sicher ausgeräumt werden kann.

Die im wasserrechtlichen Erlaubnisverfahren zu betrachtenden Zeiträume ergeben sich damit primär aus den Zeiträumen, innerhalb derer mit hinreichender Wahrscheinlichkeit nachteilige Veränderungen der Grundwasserbeschaffenheit möglich sind.

Auch das entspricht der Behördenpraxis in Zusammenhang mit der Endlagerung radioaktiver Abfälle. Dort ergaben die Modellrechnungen zwei signifikante Maxima an Radionuklidkonzentrationen im oberflächennahen Grundwasser nach ca. 300.000 und ca. 8,7 Mio. Jahren. Dieser Zeitrahmen wurde der Bewertung im wasserrechtlichen Erlaubnisverfahren zu Grunde gelegt.²⁸⁷

²⁸⁶ Vgl. Nr. 2 der Sicherheitskriterien für die Endlagerung radioaktiver Abfälle in einem Bergwerk vom 20.04.1983, GMBL 1983, S. 220, im Internet verfügbar als Nr. 3-13 des RS-Handbuchs unter www.bfs.de, i.V.m. § 45 StrlSchV 1976.

²⁸⁷ Vgl. Anhang 4-15 des PFB Konrad unter www.bfs.de.

B3.7.5 Prüfungsraum und Summenwirkung

In gleicher Weise wie hinsichtlich der Störfallsicherheit, unwahrscheinlicher Entwicklungen und des Betrachtungszeitraums ergibt sich der örtliche Prüfungsraum und die Notwendigkeit der Prüfung von Summenwirkungen aus den konkreten, vorhaben- und standortspezifischen Auswirkungen und dem für den Besorgnisgrundsatz maßgeblichen Wahrscheinlichkeitsmaßstab. Demnach ergibt sich die Größe des Betrachtungsraums daraus, bis in welche Entfernung nachteilige Veränderungen der Grundwasserbeschaffenheit nicht mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden können.

Die Frage nach der Berücksichtigung von Summenwirkungen stellt sich für die Summenwirkung eines geplanten Vorhabens mit bereits genehmigten Vorhaben einerseits und für mögliche künftige Vorhaben andererseits. Sie ist vor allem für die Aufsuchungsphase besonders schwierig zu beantworten. Denn solange die Aufsuchung nicht abgeschlossen ist, lässt sich nicht oder nur schwer beurteilen, in welchem Umfang eine spätere Gewinnung möglich sein wird und entsprechende Summenwirkungen haben kann.

Für die wasserrechtliche Beurteilung müssen in jedem Fall bereits bestehende und bereits genehmigte Maßnahmen, die zu einer Summenwirkung beitragen können, für die Beurteilung jeder hinzutretenden Benutzung uneingeschränkt mit berücksichtigt werden. Kann die Besorgnis einer nachteiligen Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit aufgrund einer Summenwirkung nicht hinreichend ausgeräumt werden, muss die wasserrechtliche Erlaubnis versagt werden. Allerdings ist es nicht stets ausschließlich Sache des Antragstellers einer neu hinzukommenden Benutzung, solche Summenwirkungen zu vermeiden. Vielmehr können Berg- und Wasserbehörde auch bestehende Benutzungen im Rahmen zulässiger nachträglicher Auflagen beschränken, um nachteilige Veränderungen der Grundwasserbeschaffenheit durch Summenwirkungen auszuschließen. Insbesondere kann eine hinzutretende Benutzung Anlass dafür sein, sowohl bei der hinzutretenden als auch bei bestehenden Benutzungen durch (nachträgliche) Auflagen Überwachungsmaßnahmen zu verlangen, um zu ermitteln, ob und in welchem Umfang Summenwirkungen, die zu nachteiligen Veränderungen der Grundwasserbeschaffenheit führen können, auftreten können.

Künftige Entwicklungen sind im Rahmen der Prüfung, ob die Erlaubnis wegen der Besorgnis einer nachteiligen Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit zu versagen ist, nur zu berücksichtigen, soweit diese Entwicklungen hinreichend voraussehbar und weder durch Nebenbestimmungen noch im Rahmen künftiger Erlaubnisverfahren vermeidbar sind und zu einer nachteiligen Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit führen können.

Wesentliche Bedeutung hat hier auch der jeweilige konkrete Gegenstand des Antrags und des Vorhabens. Im Rahmen einer Erkundungsbohrung bedarf es in der Regel keiner umfassenden Prüfung der Summenwirkung künftig möglicher Gewinnungsbohrungen. Regelmäßig soll die Erkundungsbohrung erst die tatsächliche Erkenntnisgrundlage dafür schaffen, ob und in welchem Umfang eine Gewinnung überhaupt wirtschaftlich möglich ist. Deswegen kann die Prüfung etwaiger Summenwirkungen erst zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen.

Ist dagegen die Fündigkeit bereits nachgewiesen, liegt die bergrechtliche Bewilligung für die Gewinnung von Kohlenwasserstoffen vor und ist eine beantragte Bohrung bzw. ein beantragter Frack zugleich der Beginn eines größeren, mehrere Bohrungen umfassenden Gewinnungsvorhabens, ist die Summenwirkung des gesamten Vorhabens bereits im Rahmen des ersten Er-

laubnisverfahrens zu berücksichtigen, soweit dies nach dem jeweiligen Erkenntnisstand und ggf. weiteren zumutbaren Erkundungsmaßnahmen möglich ist. Denn für die Beurteilung der Erlaubnisfähigkeit einer Maßnahme kommt es auf den jeweiligen Gesamtzusammenhang der Maßnahme an. Zeichnet sich die Besorgnis einer nachteiligen Grundwasserveränderung aufgrund einer Summenwirkung mehrerer Fracks oder mehrerer Bohrungen schon bei der ersten Bohrung oder dem ersten Frack ab, müssen im Wege von Inhalts- oder Nebenbestimmungen Maßnahmen im Hinblick auf etwaige Summenwirkungen verlangt werden.

B3.7.6 Vermeidbarkeit durch Nebenbestimmungen

Auch wenn die Besorgnis einer nachteiligen Grundwasserveränderung nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden kann, kann die Erlaubnisfähigkeit der Maßnahmen dadurch hergestellt werden, dass die Besorgnis benachteiligter Veränderungen durch Nebenbestimmungen vermieden wird. Nicht vermeidbare oder nicht ausgleichbare schädliche Gewässerveränderungen müssen zur Versagung der Erlaubnis führen (§ 12 Abs. 1 Nr. 1 WHG).

Wie bei jedem Genehmigungsverfahren ist unerheblich, ob eine Anforderung durch verbindliche Angaben in den Antragsunterlagen oder durch behördliche Inhalts- oder Nebenbestimmungen erfolgt.

Zwingend erforderlich sind Regelungen über eine geeignete Überwachung des Grundwassers, soweit die Einleitung von gefährlichen Schadstoffen oder Schadstoffgruppen der Anlage 7 GrwV gestattet wird (§ 13 Abs. 1 Satz 5 GrwV).

Als Inhalts- und Nebenbestimmung sind insbesondere zulässig (§ 13 Abs. 2 WHG):

- Anforderungen an die Beschaffenheit einzubringender oder einzuleitender Stoffe (§ 13 Abs. 2 Nr. 1 WHG),
- Maßnahmen zur Feststellung der Gewässereigenschaften vor der Benutzung oder der Beobachtung der Gewässerbenutzung und ihrer Auswirkungen (§ 13 Abs. 2 Nr. 2 c WHG),
- Verpflichtung zur Bestellung eines Betriebsbeauftragten (§ 13 Abs. 2 Nr. 3 WHG),
- Auferlegung von angemessenen Beiträgen zu den Kosten von Maßnahmen, die Körperschaften des öffentlichen Rechts treffen, um eine mit der Benutzung verbundene Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit zu vermeiden oder auszugleichen (§ 13 Abs. 2 Nr. 4 WHG).

Neben diesen im Gesetz genannten Beispielen kommen beliebige andere Inhalts- oder Nebenbestimmungen in Betracht, soweit sie geeignet und erforderlich sind, um die Erlaubnisfähigkeit der Maßnahme herzustellen.

Für den Ausbau von Bohrungen kommen insbesondere in Betracht:

- Anforderungen an die Verrohrung und die Zementation,
- Anforderungen an qualitätssichernde Maßnahmen bei der Verrohrung und Zementation, z.B.
 - Durchführung eines Qualitätssicherungsprogramms,

- qualitätssichernde Maßnahmen bei der Beschaffung,
- qualitätssichernde Maßnahmen bei der Ausführung,
- Überwachung bestimmter Maßnahmen durch qualifizierte Personen (z.B. qualifizierte Personen des Betreibers; unabhängige, vom Betreiber beauftragte Sachverständige; behördliche Sachverständige),
- Durchführung einmaliger und wiederkehrender Qualitätskontrollen,
- Anforderungen an die Dokumentation,
- Druckprüfungen vor Durchführung der Fracks,
- Anforderungen an den Rückbau der Bohrung.

Für Fracks kommen in Betracht:

- Untersuchungen zum Vorhandensein von Grundwasser, dessen Zustand und dessen hydrogeologische Einbindung als
 - Voruntersuchungen,
 - begleitende Untersuchungen und
 - Überwachungsmaßnahmen,
- Bestimmung und Beschränkung der zulässigen Additive,
- Begrenzung der zulässigen Konzentrationen und Frachten,
- Festlegung von Maßnahmen bei Druckverlusten (Maßnahmenplan),
- Anforderungen an Überwachung und Monitoring für den Betrieb (z.B. Druckverlauf) und ggf. die Umgebung,
- qualitätssichernde Maßnahmen (s. o.).

B3.7.7 Bedeutung des § 82 Abs. 6 WHG i. V. m. Art. 11 Abs. 3 Buchst. j WRRL

Im Zusammenhang mit der Regelung der für jede Flussgebietseinheit zu erstellenden Maßnahmenprogramme ist vorgesehen, dass die zuständige Behörde im Rahmen der §§ 47 und 48 auch die in Art. 11 Abs. 3 Buchst. j der WRRL 2000/60/EG genannten Einleitungen in das Grundwasser zulassen kann (§ 82 Abs. 6 WHG).

Zu den demnach zulassungsfähigen Einleitungen gehören nach Art. 11 Abs. 3 Buchst. j Anstrich 1 Satz 1 WRRL die Einleitung

- von Wasser, das Stoffe enthält, die bei der Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen anfallen sowie
- von Wasser zu technischen Zwecken

in

- geologische Formationen, aus denen Kohlenwasserstoffe oder andere Stoffe gewonnen worden sind, oder

- 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 genannten Arbeitsvorgängen anfallen (Art. 11 Abs. 3 Buchst. j Anstrich 1 Satz 2 WRRL).

Aus dieser Regelung könnte sich sowohl eine Erweiterung als auch eine Beschränkung der zulässigen Einleitungen ergeben.

Für eine Erweiterung der zulässigen Einleitungen spricht, dass es sich um eine Ausnahme vom grundsätzlichen Verbot einer direkten Einleitung von Schadstoffen in das Grundwasser handelt, das als grundlegende Maßnahme in jedes Maßnahmenprogramm aufgenommen werden muss (Art. 11 Abs. 3 Buchst. j Satz 1 WRRL). Gegen eine derart erweiternde Auslegung spricht allerdings, dass nach der nationalen Umsetzungsregelung die Zulassung solcher Einleitungen nur „im Rahmen der §§ 47 und 48“ WHG zulässig ist (§ 82 Abs. 6 Satz 2 WHG). Das spricht dafür, dass es sich lediglich um eine Klarstellung ohne eigenen Regelungscharakter handelt. Dafür spricht namentlich die Gesetzesbegründung, wonach die in Art. 11 Abs. 3 Buchst. j WRRL genannten Fälle lediglich den Status quo wiedergeben, weil die dort genannten Tätigkeiten in der Vergangenheit zugelassen worden sind und das durch die WRRL auch in Zukunft nicht untersagt werden soll.²⁸⁸

Damit lässt sich dem Verweis des § 82 Abs. 6 Satz 2 WHG auf die Wasserrahmenrichtlinie keine Ausnahme im Sinne einer erweiterten Zulässigkeit der dort genannten Einleitungen entnehmen. Vielmehr gilt uneingeschränkt der Besorgnisgrundsatz des § 48 WHG.

Umgekehrt könnte die Regelung der Wasserrahmenrichtlinie, dass die genannten Einleitungen nur Stoffe enthalten dürfen, die bei der Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen anfallen, als europarechtlich vorgegebene Beschränkung im Sinne eines Verbots der Verwendung von Additiven angesehen werden, die nicht unmittelbar bei der Exploration oder Förderung von Kohlenwasserstoffen angefallen sind, sondern aus externen Quellen stammen und absichtlich zugegeben worden sind. Diese Auffassung vertritt namentlich die Generaldirektion Umwelt der EU-Kommission in einer Zusammenfassung der für unkonventionelle Kohlenwasserstoffvorhaben geltenden Umweltrechtsvorschriften. Sie stützt ihre Auffassung darauf, dass eine Ausnahmebestimmung für konventionelle Kohlenwasserstoffvorhaben vorgesehen war.²⁸⁹

²⁸⁸ So die Gesetzesbegründung zur Vorläuferregelung des § 36 Abs. 6 WHG 2002, BT-Drs. 14/7755, S. 20. Ebenso Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 82, Rn. 37; *Knopp*, in: Sieder/Zeitler, WHG a.F., § 36, Rn. 24 und 39; *Appel*, in: Berendes / Frenz / Muggenborg, WHG, 2011, § 82 Rn. 52 mit Fn. 108.

²⁸⁹ Nr. 2 Abs. 1 des Annex II, EU environmental legislation applicable to unconventional hydrocarbon projects involving the use of advanced technologies such as horizontal drilling and high volume hydraulic fracturing, zum Schreiben der Kommission an die Mitgliedstaaten vom 12.12.2011 bzw. zum Schreiben des Umweltkommissars an den Vorsitzenden des Umweltausschusses des Europäischen Parlaments vom 26.01.2012, im Internet veröffentlicht unter http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/legal_assessment.pdf.

Eine weitere Beschränkung könnte darin liegen, dass die Einleitung nur in bestimmte Formationen zulässig ist, nämlich in ehemalige Kohlenwasserstoff-Lagerstätten und in Formationen, die aus natürlichen Gründen für andere Zwecke auf Dauer ungeeignet sind.

Gegen solche Beschränkungen spricht zunächst, dass sich § 82 Abs. 6 Satz 2 WHG auch für eine Beschränkung nichts entnehmen lässt und diese der ausweislich per Gesetzesbegründung lediglich beabsichtigten Klarstellung widerspräche.

Ungeachtet dessen könnten sich unmittelbar aus Art. 11 Abs. 3 Buchst. j Anstrich 1 WRRL entsprechende Beschränkungen ergeben, die unabhängig von der Regelung des § 82 Abs. 6 Satz 2 WHG im Rahmen einer unionsrechtskonformen Auslegung berücksichtigt werden müssten.

Hinsichtlich der Zulässigkeit der Einleitung von Additiven besteht aus unserer Sicht kein Grund dafür, den Begriff des „Anfallens“ so eng zu interpretieren, dass darunter nur solche Stoffe fallen, die nicht absichtlich zugegeben wurden, sondern sich lediglich aufgrund der jeweiligen geologischen Verhältnisse im Wasser befinden.

Wie die englische („substances resulting from the operations for exploration and extraction of hydrocarbons“) und die französische Fassung („des substances résultant d’opérations de prospection et détraction d’hydrocarbures“) der WRRL zeigen, sind „anfallende Stoffe“ die aus Aufsuchungs- oder Gewinnungsmaßnahmen „resultierenden“ Stoffe. Darunter lassen sich alle Stoffe fassen, die mit solchen Maßnahmen typischerweise unmittelbar verbunden sind, unabhängig davon, ob sie absichtlich zugegeben werden oder zufällig (geogen) vorhanden sind.

Zweck der Beschränkung der Einleitungen auf diejenigen Stoffe, die bei den genannten Arbeitsvorgängen anfallen, dürfte es sein, die Ausnahmevorschrift auf die mit solchen Tätigkeiten zur Erreichung des Tätigkeitszwecks erforderlichen Stoffe zu beschränken. Es soll also eine Entsorgung von Stoffen, die mit diesen Tätigkeiten nichts zu tun haben, verhindert werden. Dafür ist eine enge Auslegung nicht geboten.

Sofern von den Additiven ein spezifisches Gefahren- oder Besorgnispotenzial ausgeht, kann diesem dadurch hinreichend Rechnung getragen werden, dass die Mitgliedstaaten entsprechende Bedingungen für die Gestattung der Einleitungen festlegen und sie im Fall einer relevanten Grundwassergefährdung verbieten können (Art. 11 Abs. 3 Buchst. j Abs. 3 der Richtlinie 2000/60/EG). Diese Anforderung erfüllt das WHG, indem es die Einleitung unter den Vorbehalt einer wasserrechtlichen Erlaubnis stellt und deren Erteilung davon abhängig macht, dass eine nachteilige Grundwasserveränderung nicht zu besorgen ist.

Schließlich ist zu beachten, dass das nach Maßgabe der Wasserrahmenrichtlinie als grundlegende Maßnahme des Maßnahmenprogramms vorzusehende Einleitungsverbot (Art. 11 Abs. 3 Buchst. j WRRL) durch die Grundwasserrichtlinie weiter konkretisiert wird (Art. 6 GWRL). Danach können von den grundlegenden Einleitungsverboten und Beschränkungen im Sinne des Art. 6 Abs. 1 GWRL nicht nur die in Art. 11 Abs. 3 Buchst. j WRRL gestatteten direkten Einleitungen (Art. 6 Abs. 3 Buchst. a GWRL), sondern auch Schadstoffeinträge ausgenommen werden, die nach den Erkenntnissen der zuständigen Behörden in so geringen Mengen und Konzentrationen erfolgen, dass die Gefahr einer Verschlechterung der Qualität des aufnehmenden Grundwassers für die Gegenwart und Zukunft ausgeschlossen werden kann (Art. 6 Abs. 3 Buchst. b GWRL).

Diese Ausnahme, die durch die Anforderungen des Besorgnisgrundsatzes in nationales Recht umgesetzt wird, gilt unabhängig von der Formation, in die eine Einleitung erfolgen soll. Deshalb können innerhalb dieses, mit dem Besorgnisgrundsatz übereinstimmenden Rahmens auch Einleitungen in Formationen zugelassen werden, die auch zu anderen Zwecken grundsätzlich geeignet sind.

Allerdings ist die Eignung einer geologischen Formation zu anderen bergrechtlich geregelten Zwecken im Rahmen des bergrechtlichen Verfahrens zu berücksichtigen. Sie könnte unter dem Aspekt des Lagerstättenschutzes einer Zulassung entgegenstehen (vgl. dazu Abschn. B1.1.1). Auch sonstige Zwecke, beispielsweise die Untersuchung einer geologischen Formation auf ihre Eignung zur Endlagerung radioaktiver Abfälle, können als überwiegende öffentliche Interessen im Sinne des § 48 Abs. 2 BBergG der Zulassung eines Einleitens von Stoffen entgegenstehen.²⁹⁰ Dies allerdings nur dann, wenn überhaupt ein Nutzungskonflikt besteht, also eine andere Nutzung durch das Einleiten verhindert oder erschwert wird oder das Interesse an der anderweitigen Nutzung gegenüber dem Einleitungsinteresse überwiegt.

Die Eignung zu anderen wasserwirtschaftlichen Zwecken ist im wasserrechtlichen Verfahren dadurch zu berücksichtigen, dass möglicherweise betroffenes tiefes Grundwasser in gleichem Maß zu schützen ist wie oberflächennahes Grundwasser, wenn es entsprechend schutzwürdig ist. Nur wenn das betroffene Grundwasser nicht nutzbar ist und am Naturhaushalt keinen Anteil hat, ist dessen Veränderung nicht nachteilig im Sinne des WHG (vgl. dazu Abschn. B3.5). In solchen Fällen wäre aber auch die Voraussetzung erfüllt, dass die Formation aus natürlichen Gründen für andere (wasserrechtlich relevante) Zwecke auf Dauer nicht geeignet ist.

Im Ergebnis lassen sich damit dem Art. 11 Abs. 3 Buchst. j Anstrich 1 WRRL auch keine über die Anforderungen des Besorgnisgrundsatzes des § 48 WHG hinausgehenden Beschränkungen entnehmen.

Insgesamt führen damit die Regelungen des § 82 Abs. 6 WHG und des Art. 11 Abs. 3 Buchst. j WRRL weder zu einer Erweiterung noch zu einer Beschränkung der nach § 12 i.V.m. § 48 WHG zulässigen Benutzungen.

Sie bestätigen allerdings die Erlaubnisbedürftigkeit des Frackings, da nur im Rahmen einer wasserrechtlichen Erlaubnis die nach Art. 11 Abs. 3 Buchst. j Satz 3 WRRL erforderlichen „entsprechenden Bedingungen“ festgelegt werden können. Zugleich bestätigen sie die Notwendigkeit, auch gesättigtes Formationswasser dem Anwendungsbereich des Wasserrechts zu unterstellen und zu schützen, soweit es für wasserrechtlich relevante Zwecke in Frage kommt.

B3.7.8 Kein Technikstandard für Erlaubnisse im Wasserrecht

Anders als Berg-, Immissionsschutz- und Atomrecht verweist das Wasserrecht im Rahmen der Erlaubnisvoraussetzungen nicht generell auf technische Regeln (vgl. § 12 i.V.m. § 3 Nr. 10 WHG). Eine Erlaubnis für das Einleiten von Abwasser in ein Gewässer (Direkteinleitung) darf

²⁹⁰ So *OVG Lüneburg*, Urt. v. 17.07.2008, 7 LC 53/05, zur Endlagersuche am Standort Gorleben, bestätigt durch BVerwG, Beschl. v. 23.03.2009, 7 B 54.08.

aber nur erteilt werden, wenn Menge und Schädlichkeit des Abwassers so gering gehalten werden, wie dies bei Einhaltung von Verfahren nach dem Stand der Technik möglich ist (§ 57 Abs. 1 Nr. 1, § 3 Nr. 11 und Anlage 1 WHG). Im Übrigen müssen Abwasseranlagen (§ 60 Abs. 1 WHG) und Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (§ 62 Abs. 2 WHG) dagegen nur die allgemein anerkannten Regeln der Technik einhalten.

Außerhalb des Anwendungsbereichs dieser Regelungen sind technische Regelwerke zur Konkretisierung der wasserrechtlichen Erlaubnisvoraussetzungen nur heranzuziehen, soweit sie im Rahmen der Beurteilung des jeweiligen Einzelfalls Wege aufzeigen, wie die Besorgnis einer nachteiligen Grundwasserveränderung ausgeräumt werden kann. Sie bilden aber keinen eigenständigen, durch gesetzlichen Verweis maßgeblichen Standard, durch den das Ausmaß des erforderlichen Grundwasserschutzes konkretisiert und begrenzt wird. Deshalb kann sich ein Bergbauunternehmen zwar gegenüber der Bergbehörde, nicht aber gegenüber der Wasserbehörde darauf berufen, dass behördliche Anforderungen nicht über die allgemein anerkannten Regeln der Technik hinausgehen dürfen.

B3.7.9 Fazit

Eine wasserrechtliche Erlaubnis ist zu versagen, wenn die Möglichkeit einer nachteiligen Grundwasserveränderung nach den gegebenen Umständen und im Rahmen einer sachlich vertretbaren, auf konkreten Feststellungen beruhenden Prognose nicht von der Hand zu weisen ist. Dabei setzt die Erteilung der wasserrechtlichen Erlaubnis umgekehrt voraus, dass der Antragsteller nachweist, dass unter Berücksichtigung der von ihm getroffenen Vorkehrungen keine auch noch so wenig naheliegende Wahrscheinlichkeit einer Gewässerverunreinigung besteht. Das gilt auch dann, wenn ein Frack nicht als echte, sondern nur als unechte Nutzung eingestuft werden kann.

Der strenge Wahrscheinlichkeitsmaßstab des Besorgnisgrundsatzes verlangt vom Antragsteller auch den Nachweis, dass bei Störfällen oder unwahrscheinlichen Entwicklungen keine nachteilige Grundwasserveränderung eintreten wird. Außerdem sind der örtliche Betrachtungsraum und die Betrachtungszeit so zu wählen, dass alle möglichen, nicht nur theoretischen nachteiligen Veränderungen ausgeschlossen werden können.

Der erforderliche Nachweis kann entweder dadurch geführt werden, dass nachgewiesen wird, dass durch vorhandene geologische Barrieren keine Schadstofftransporte stattfinden können oder dadurch, dass durch Modellrechnungen nachgewiesen wird, dass etwaige Schadstoffeinträge in schutzwürdiges Grundwasser so gering sind, dass dieses nicht nachteilig verändert wird.

B3.8 Bewirtschaftungsermessen

Auch wenn keine nachteiligen Grundwasserveränderungen zu besorgen sind, hat der Antragsteller keinen Anspruch auf Erteilung der wasserrechtlichen Erlaubnis, vielmehr steht sie im pflichtgemäßen Ermessen (Bewirtschaftungsermessen) der zuständigen Behörden (§ 12 Abs. 2 WHG). Diese müssen ihr Ermessen entsprechend dem Zweck der Ermächtigung ausüben und die gesetzlichen Grenzen des Ermessens einhalten (§ 40 VwVfG).

Zweck des Bewirtschaftungsermessens ist es, die wasserwirtschaftlich relevanten öffentlichen Belange zu fördern, sie vor Beeinträchtigungen zu bewahren und hinsichtlich des vorhandenen Wassers eine gerechte Verteilungsordnung zu schaffen. Dazu gehört eine planende Vorsorge für zukünftige Nutzungsinteressen ebenso wie eine vorausschauende Erhaltung des Trinkwasserreservoirs über den gegenwärtigen Bedarf hinaus. Dafür verfügt die Wasserbehörde über einen planerischen Gestaltungsfreiraum.²⁹¹

In Zusammenhang mit der Aufsuchung und Gewinnung unkonventioneller Gas-Vorkommen ist allerdings eine Bewirtschaftung im Sinne einer ausgleichenden Regelung unterschiedlicher Nutzungsinteressen nicht erforderlich, wenn sichergestellt ist, dass nachteilige Grundwasser-Veränderungen nicht zu besorgen sind.

Ungeklärt ist, inwieweit nur theoretische Risiken, die so unwahrscheinlich sind, dass sie noch keine Besorgnis einer nachteiligen Grundwasserveränderung begründen, im Rahmen des Bewirtschaftungsermessens die Versagung einer Erlaubnis rechtfertigen können. Für die strukturell ähnliche Frage im Atomrecht, inwieweit Risiken jenseits der Gefahrgrenze dem Gebot der Schadensvorsorge oder der Ermessensbetätigung unterfallen, hat das Bundesverwaltungsgericht die Risikovorsorge zwar weitgehend dem tatbestandlichen Schadensvorsorgegebot zugeordnet, aber offen gelassen, ob und welche weiteren Gesichtspunkte im Rahmen einer Ermessenbetätigung berücksichtigt werden könnten.²⁹²

Unklar ist auch die Bedeutung der bergrechtlichen Rohstoffsicherungsklausel (§ 48 Abs. 1 Satz 2 BBergG). Diese gebietet, bei der Anwendung grundstücksbezogener Nutzungsbeschränkungen im öffentlichen Interesse, wie sie beispielsweise durch Wasserschutzgebiete oder Bebauungspläne geregelt werden, dafür Sorge zu tragen, dass Aufsuchung und Gewinnung so wenig wie möglich beeinträchtigt werden (§ 48 Abs. 1 Satz 2 BBergG, siehe dazu bereits Abschn. B1.3.4).²⁹³ Die Rohstoffsicherungsklausel gilt nach ihrem Wortlaut nur für besondere, zu Gunsten öffentlicher Zwecke nur beschränkt nutzbare Grundstücke, z.B. in Wasserschutzgebieten. Der allgemeine Erlaubnisvorbehalt des § 8 WHG ist keine entsprechend grundstücksbezogene Rechtsvorschrift. Gleichwohl wird vertreten, dass die Rohstoffsicherungsklausel des § 48 Abs. 1 Satz 1 BBergG das Ermessen der Wasserbehörde bis auf Null schrumpfen lassen könne.²⁹⁴ Außerdem dürfe die Wasserbehörde ihr Bewirtschaftungsermessen nur so ausüben, dass ihre

²⁹¹ BVerwG, Urt. v. 18.09.1987, 4 C 36.84, NVwZ 1988, 535, 536; Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 12, Rn. 33.

²⁹² BVerwG, Urt. v. 19.12.1985, 7 C 65.82, BVerwGE 72, 300, 314 ff., 318 (Wyhl).

²⁹³ Vgl. dazu die Gesetzesbegründung zu § 47 des Entwurfs, BT-Drs. 8/1315, S. 104 und 8/3965, S. 136 f. sowie BVerwG, Beschl. v. 25.08.1995, 4 B 191.95, NVwZ-RR 1996, 140 und Urt. v. 04.07.1986, 4 C 31.84, BVerwGE 74, 315 ff.

²⁹⁴ So Czychowski/Reinhardt, WHG, § 12, Rn. 42 mit Hinweis auf Müller/Schulz, Handbuch Recht der Bodenschätze-gewinnung, 2000, Rn. 668.

Entscheidung mit den bereits zuvor getroffenen bergrechtlichen Entscheidungen vereinbar sei.²⁹⁵

Nach unserer Einschätzung sollte in Zusammenhang mit der Aufsuchung oder Gewinnung unkonventioneller Gas-Vorkommen nur sehr zurückhaltend vom wasserwirtschaftlichen Bewirtschaftungsermessens Gebrauch gemacht werden. Im Vordergrund sollte stehen, etwaige Risiken für das Grundwasser aufzuklären und im Hinblick auf die Möglichkeit nachteiliger Grundwasserveränderungen im Licht des Besorgnisgrundsatzes zu bewerten.

Gleichwohl ist es denkbar, dass sich die Besorgnis nachteiliger Grundwasserveränderungen aufgrund von Erkenntnislücken weder hinreichend konkret begründen noch hinreichend konkret ausschließen lässt. In diesem Sinne wäre Raum dafür, die Abwägung der Gemeinwohlbelange einer sicheren Gasversorgung und einer sicheren Trinkwasserversorgung nicht nur in Zusammenhang mit der gerichtlich uneingeschränkt überprüfbaren Frage, ob eine Veränderung der Grundwassereigenschaft im Sinne des Wohls der Allgemeinheit nachteilig ist, sondern auch im Rahmen einer letztlich politisch zu verantwortenden Ermessensbetätigung durchzuführen.

So wäre es im Fall mangelnder Aufklärbarkeit der Risiken unter Berücksichtigung der Regelungszwecke des Wasser- und Bergrechts nachvollziehbar, die Erlaubnis für die erforderlichen Grundwasserbenutzungen im Wege der Ermessensbetätigung zumindest so lange zu versagen, wie eine anderweitige Gasversorgung z.B. durch Importe hinreichend gesichert erscheint. Das ließe rechtlich Raum für eine Änderung der Ermessensentscheidung, wenn die Gasversorgung durch Importe in Frage gestellt ist.

Zwar sind Aspekte der Rohstoffversorgung grundsätzlich nach Maßgabe des Bergrechts zu entscheiden. Dieses sieht für die Erteilung von Berechtigungen keine Bedarfsprüfung vor, überlässt es also den Bergbauunternehmen, unter welchen volkswirtschaftlichen Rahmenbedingungen Bodenschätze gewonnen oder für einen etwaigen künftigen Bedarf geschont werden.

Die Frage, ob und inwieweit zur Gewinnung von Bodenschätzen Risiken für das Grundwasser eingegangen werden, kann allein im Rahmen des Bergrechts dagegen nicht entschieden werden. Sie berührt gleichermaßen wasserwirtschaftliche Belange, die gegenüber bergrechtlichen Belangen mindestens gleichrangig sind.

Auch wenn die Rohstoffsicherungsklausel für die wasserrechtliche Ermessensbetätigung nicht unmittelbar anwendbar ist, ist der dahinterstehende Rechtsgedanke auch im Rahmen einer wasserrechtlichen Ermessensbetätigung zu berücksichtigen. Selbst die Rohstoffsicherungsklausel bedeutet aber keinen automatischen Vorrang der Rohstoffsicherung, sondern lässt Raum für eine Ermessensbetätigung, wenn das der Rohstoffsicherung entgegenstehende Interesse mindestens ebenso gewichtig ist.²⁹⁶ Das dürfte für die sichere Trinkwasserversorgung prinzipiell nicht in Frage stehen.

²⁹⁵ Vgl. *Salzwedel*, Garzweiler II im Spannungsfeld zwischen Bergrecht und Wasserrecht, in: Czajka u.a., Immissionschutz in der Bewährung, 25 Jahre BImSchG, Festschrift für Feldhaus, 1999, S. 281 ff.

²⁹⁶ *BVerwG*, Urt. v. 04.07.1986, 4 C 31/84, BVerwGE 74, 315 ff. = NJW 1987, 1713, 1714.

Deshalb wäre eine entsprechende wasserrechtliche Ermessensbetätigung in derartigen Grenzfällen zulässig.

B3.9 Dokumentation und Verzeichnisse

Das Bergrecht enthält Anforderungen an ein Berechtsamsbuch und eine Berechtsamskarte sowie die Vorlage von Risswerken.

In das von der Bergbehörde zu führende Berechtsamsbuch und die Berechtsamskarte sind Bergbauberechtigungen einzutragen und deren Änderungen sind zu dokumentieren (§ 75 BBergG).

Die bergbaulichen Tätigkeiten sind durch das sogenannte Risswerk detailliert zu dokumentieren (§ 63 BBergG i.V.m. der Markscheider-Bergverordnung – MarkschBergV von 1986).

Danach sind für alle Bohrungen Bohrlochbilder zu erstellen (§ 9 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Teil 1 Nr. 1.3 und Nr. 2 sowie Teil 2 Nr. 13 MarkschBergV), für Gewinnungsbohrungen zusätzlich ein geologischer Riss (§ 9 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Teil 1 Nr. 1.3 und Teil 2 Nr. 15 MarkschBergV). Das Bohrlochbild muss näher bestimmte Angaben enthalten über das Bohrloch, die umgebenden Gebirgsschichten, die Verrohrung, die Zementation, Bereiche mit Wasser- oder Laugenzuflüssen, Spülungsverlusten, Öl- oder Gasspuren sowie andere sicherheitlich bedeutsame Bereiche und die Art der Verfüllung (Teil 2 Nr. 13.1 MarkschBergV). Der geologische Riss muss die Grenzflächen der Lagerstätte und andere geologische Gegebenheiten enthalten, die für die Gewinnung bedeutsam sind (Teil 2 Nr. 15.1.3 MarkschBergV).

In sein Risswerk hat der Unternehmer bei der Aufsuchung oder Gewinnung von Kohlenwasserstoffen Grubenbaue und Bohrungen benachbarter Aufsuchungs- oder Gewinnungsbetriebe sowie Standwasserbereiche, Brandherde, Brandfelder, Dämme zum Abschluss von Grubenbauen, Austritt- oder Ausbruchstellen von Gasen, Laugen oder Schlämmen und Gebirgsschlagstellen in einem Abstand bis zu 200 m von seinen bestehenden oder geplanten Bohrungen eintragen zu lassen (Nachbarbaue; § 9 Abs. 5 Satz 1 MarkschBergV). Der benachbarte Unternehmer oder der Inhaber der benachbarten Bergbauberechtigung hat auf Anforderung des eintragungspflichtigen Unternehmers die für die Eintragung des Risswerks erforderlichen Auszüge aus dem Risswerk oder aus sonstigen Darstellungen zur Verfügung zu stellen (§ 9 Abs. 5 Satz 2 MarkschBergV).

Ein Exemplar des Risswerks ist der Bergbehörde einzureichen (§ 63 Abs. 3 BBergG). Es ist bei Aufsuchungsbohrungen nach Fertigstellung, bei Gewinnungsbetrieben alle 12 Monate zu aktualisieren (§ 10 i.V.m. Anlage 4 Teil 1 Nr. 1.3 und 2 MarkschBergV). Bestimmte Angaben wie Grenzen von Berechtigungen oder Wasserschutzgebiete sind unverzüglich in das Risswerk einzutragen (§ 10 i.V.m. Anlage 4 Teil 2 MarkschBergV).

Außerdem verpflichtet das Lagerstättengesetz jeden, der geophysikalische Untersuchungen zur Erforschung des Untergrundes ausführt, vor Beginn der Arbeiten das Gebiet und den voraussichtlichen Umfang der Messungen sowie das hierbei anzuwendende Verfahren der zuständi-

gen Stelle anzuzeigen und ihr das Ergebnis der Untersuchungen unter Beifügung sämtlicher Unterlagen mitzuteilen (§ 4 LagerStG). Zuständige Stellen sind regelmäßig die Geologischen Dienste der Länder. Diese sind teilweise eigenständig,²⁹⁷ teilweise in die Bergbehörden integriert, bilden dort aber eigenständige, von der Bergaufsicht getrennte Organisationseinheiten.²⁹⁸

Nach dem Wasserrecht sind in das Wasserbuch unter anderem Erlaubnisse einzutragen, die nicht nur vorübergehenden Zwecken dienen, sowie Wasserschutzgebiete (§ 87 Abs. 2 Nr. 1 und 2 WHG).

Darüber hinaus verlangt die Grundwasserverordnung ein Bestandsverzeichnis über zugelassene Einträge von gefährlichen Schadstoffen und Schadstoffgruppen der Anlage 7 (§ 13 Abs. 1 Satz 4 GrwV). Nach dem Wortlaut der Verordnung genügt es, die zugelassenen Einträge zu erfassen. Zur Überwachung der Einträge kann es jedoch zweckmäßig sein, auch die tatsächlichen Einträge in das Bestandsverzeichnis aufzunehmen. Dazu können entsprechende Nebenbestimmungen zur Erfassung, Überwachung und Mitteilung der eingeleiteten Mengen in die wasserrechtliche Erlaubnis aufgenommen werden.

Weitergehende Kataster oder Datenbanken, in denen die Informationen aus einzelnen berg- und wasserrechtlichen Vorhaben und Verfahren zusammengeführt und tatsächliche oder mögliche Nutzungen und ggf. Nutzungskonkurrenzen verzeichnet werden, sind bislang – soweit ersichtlich – rechtlich nicht vorgesehen. Entsprechende Ansätze enthält das Ende Juni 2012 von Bundestag und Bundesrat beschlossene Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG).²⁹⁹ Darin ist die Erstellung eines Registers durch die Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe vorgesehen, in das vorrangig für die Kohlendioxidablagerung relevante Informationen, aber auch Informationen über andere Nutzungsmöglichkeiten des Untergrundes aufgenommen werden sollen (§ 6 KSpG).

²⁹⁷ So der Landesbetrieb Geologischer Dienst NRW, vgl. § 14a Landesorganisationsgesetz (LOG) NRW und §§ 1 bis 3 und 7 der Betriebssatzung des GD NRW, RdErl.d. Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Energie vom 30.6.2009, MBl. NRW 2009, 347.

²⁹⁸ So im niedersächsischen LBEG, vgl. den Beschluss der Landesregierung vom 20.12.2005 zur Errichtung des LBEG und zur Auflösung des LBA Clausthal-Zellerfeld sowie des Niedersächsischen Landesamtes für Bodenforschung (Nds. MBl. 2006, S. 56).

²⁹⁹ Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid, Art. 1 des Gesetzes zur Demonstration und zur Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid, vgl. dazu den Regierungsentwurf in BT-Drs. 17/5750, die vom Bundestag zunächst angenommenen Änderungen der Ausschüsse gemäß BT-Drs. 17/6507 und den schließlich angenommenen Änderungsvorschlag des Vermittlungsausschusses in BT-Drs. 17/10101.

Ob und in welchem Umfang für das Fracking relevante Daten in die seit einiger Zeit aufgebaute umfassende Geodateninfrastruktur nach Maßgabe der sogenannten INSPIRE-Richtlinie enthalten sind, müsste näher geprüft werden.³⁰⁰ In Zusammenhang mit dieser Geodateninfrastruktur haben Bund und Länder Geodatenzugangsgesetze erlassen, die besondere Regelungen über den Zugang zu Geodaten enthalten.³⁰¹ Sie treten neben Informationspflichten der Umweltinformationsgesetze und Informationsfreiheitsgesetze des Bundes und der Länder.

Unabhängig von gesetzlichen Verpflichtungen haben die Länder Bayern, Berlin, Hamburg, Hessen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz und Schleswig-Holstein im Rahmen eines Verbundes Kohlenwasserstoffgeologie (KW-Verbund) eine umfangreiche Datenbank mit industriellen Explorations-, Produktions- und Speicherdaten aufgebaut.³⁰² Der Zugang zu diesen Daten ist in einem über die Internetseite des LBEG zugänglichen Merkblatt über den Zugang zu Daten der deutschen Erdöl- und Erdgas-Industrie im LBEG-Hannover³⁰³ erläutert.

³⁰⁰ Vgl. die Richtlinie 2007/2/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2007 zur Schaffung einer Geodateninfrastruktur in der Europäischen Gemeinschaft (INSPIRE), ABl. EG Nr. L 108 vom 25.4.2007, S. 1, die Geodateninfrastrukturgesetze der Länder und das gemeinsame Geoportal unter www.geoportal.de.

³⁰¹ Vgl. dazu insbesondere den aktuellen Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Geodatenzugangsgesetzes, durch den die Bereitstellung von Geodaten zur Nutzung durch die Allgemeinheit ohne Geldleistungspflichten geregelt werden soll, in BT-Drs. 17/9686 vom 18.05.2012.

³⁰² Vgl. dazu die Informationen auf der Internetseite des LBEG, www.lbeg-niedersachsen.de, Rubriken Energie & Rohstoffe / Erdöl und Erdgas / Verbund Kohlenwasserstoffgeologie (KW-Verbund).

³⁰³ http://memas01.lbeg.de/LucidaMap/project/applications/kw_info/Zugang%20zu%20Daten.pdf.

B4 Entsorgung des Flowback

Für die Entsorgung des Flowback gibt es grundsätzlich die beiden Möglichkeiten einer übertägigen und einer untertägigen Entsorgung (vgl. Abschn. A5.3).

Nach Auskunft der niedersächsischen Landesregierung wurden bei Frack-Vorhaben in Niedersachsen die geförderten Frackflüssigkeiten und Lagerstättenwässer in Einpress- oder Versenkbohrungen verbracht. Abwässer, die der Strahlenschutzverordnung unterliegen, kommen in der Erdöl- und Erdgasindustrie in Niedersachsen nicht vor. Die Entsorgung von radioaktiven Feststoffen oder Schlämmen aus der Gewinnung und Aufbereitung von Erdöl und Erdgas erfolgt nach entsprechender Zulassung bergrechtlicher Betriebspläne. Soweit es sich um entlassungsfähige Rückstände handelt, ist zusätzlich eine Entlassungsverfügung des LBEG gemäß § 98 Abs. 1 StrlSchV erforderlich; die Abfälle sind damit rechtlich keine radioaktiven Abfälle mehr und werden an externe Entsorger übergeben. Rückstände, deren Entlassung aus der strahlenschutzrechtlichen Überwachung nicht möglich war, wurden im Rahmen des Betriebsplans angezeigt und an eine zugelassene Fachfirma zwecks Konditionierung und Weitergabe an die Landessammelstelle übergeben.³⁰⁴

Vor einer untertägigen Entsorgung ist regelmäßig eine Beförderung und ggf. Lagerung oder Behandlung des Flowback erforderlich. Anstelle einer Verpressung kommt ggf. auch eine übertägige Entsorgung in Betracht. Sie kann – nach einer ggf. erforderlichen Vorbehandlung – durch Einleitung in ein Gewässer, in die Kanalisation einer Entsorgungsanlage oder durch Abfuhr in Tankwagen und Behandlung (ggf. zum Zweck der Wiederverwertung) an einem anderen Ort erfolgen.

Wir prüfen zunächst, wie der Flowback rechtlich einzustufen ist (Abschn. B4.1) und welche grundlegenden Anforderungen sich hieraus ergeben (Abschn. B4.2). Anschließend prüfen wir besondere Anforderungen besonderer Entsorgungswege, namentlich der Verpressung des Flowback (Abschn. B4.2.1) und der Entsorgung radioaktiver Rückstände (Abschn. B4.4).

B4.1 Einstufung des Flowback

Die Anforderungen an Lagerung, Beförderung und Entsorgung des Flowback richten sich zunächst wie die bisher erörterten Maßnahmen nach Berg- und Wasserrecht. Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob und inwieweit der Flowback als Abfall oder Abwasser einzustufen ist, für die besondere Regelungen gelten. Außerdem enthält der Flowback wie jedes Lagerstättenwasser typischerweise radioaktive Stoffe, für die ebenfalls besondere Regelungen gelten.

³⁰⁴ Beantwortung von Fragen durch den niedersächsischen Minister für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr im niedersächsischen Landtag, Plenarprotokoll 16/102 v. 17.03.2011, S. 12969, 12972 ff.

B4.1.1 Flowback als Abfall

Für die Entsorgung von Abfällen gelten seit 01.06.2012 grundsätzlich die Anforderungen des Kreislaufwirtschaftsgesetzes vom 24.02.2012 (KrWG).³⁰⁵ Es gilt aber nicht für bergbauliche Abfälle, die der Bergaufsicht unterstehen und die nach Bergrecht unter Bergaufsicht entsorgt werden (§ 2 Abs. 2 Nr. 7 KrWG 2012).³⁰⁶ Dafür gelten die Anforderungen des § 22 a ABergV, durch den die Anforderungen der Richtlinie 2006/21/EG über die Bewirtschaftung von Abfällen aus der mineralgewinnenden Industrie³⁰⁷ umgesetzt werden.

Bergbauliche Abfälle sind solche, die unmittelbar beim Aufsuchen oder Gewinnen von Bodenschätzen anfallen (§ 22 a Abs. 1 Satz 1 ABergV, ähnlich 2 Abs. 2 Nr. 7 KrWG). Danach müssen auch bergbauliche Abfälle zunächst der Abfalldefinition des allgemeinen Abfallrechts unterfallen.

Abfälle im Sinne des KrW-/AbfG 1994 waren alle beweglichen Sachen, deren sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss (§ 3 Abs. 1 Satz 1 KrW-/AbfG 1994). Nach der einschlägigen Kommentarliteratur können auch Flüssigkeiten bewegliche Sachen und damit Abfälle sein, wenn sie nicht Bestandteil des ungefassten und fließenden Wassers eines oberirdischen Gewässers oder des Grundwassers und nicht (z.B. nach einem Versickern) Bestandteil des Grundstücks sind.³⁰⁸

Nach dem KrWG 2012 kommt es ohnehin nicht mehr darauf an, ob eine bewegliche Sache vorliegt; danach sind Abfälle alle Stoffe oder Gegenstände, derer sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss (§ 3 Abs. 1 Satz 1 KrWG).

Gleiches ergibt sich auch aus der Definition der Abfallentsorgungseinrichtung im Bergrecht. Denn danach ist eine Abfallentsorgungseinrichtung ein Bereich für die Sammlung oder Ablagerung von festen, flüssigen, gelösten oder in Suspension gebrachten Abfällen (§ 22 a Abs. 3 Satz 7 ABergV).

Danach kommt es für die Einstufung des Flowback als Abfall allein darauf an, ob sich der Bergbauunternehmer des Flowback entledigt, entledigen will oder entledigen muss.

Das ist nicht der Fall, wenn er den Flowback noch zu anderen Zwecken verwenden will, z.B. für künftige Fracks oder zur Unterstützung der Erdgasförderung, und eine solche Verwendung berg- und ggf. wasserrechtlich zulässig ist. Ist eine dieser beiden Bedingungen nicht erfüllt, ist der Flowback Abfall.

³⁰⁵ Bis 31.05.2012 galt das KrW-/AbfG 1994 mit nachfolgenden Änderungen.

³⁰⁶ § 2 Abs. 2 Nr. 4 KrW-/AbfG 1994.

³⁰⁷ Vom 15.03.2006 (ABl. EG Nr. L 102 v. 11.04.2006, S. 15).

³⁰⁸ Vgl. nur *Breuer*, in: Jarass/Petersen/Weidemann, KrW-/AbfG, § 3 Rn. 30 und Rn. 35; *Beckmann/Kersting*, in: Landmann/Rohmer, UmweltR, § 3 KrW-/AbfG, Rn. 16.

Da der Flowback typischerweise nur beim Aufsuchen oder Gewinnen von Bodenschätzen anfällt,³⁰⁹ handelt es sich um bergbaulichen Abfall. Er unterfällt also nicht dem allgemeinen Abfallrecht, sondern dem Bergrecht, namentlich den Anforderungen des § 22 a ABergbV.

Soweit bergbauliche Abfälle an Betriebe abgegeben werden, die nicht der Bergaufsicht unterstehen, gilt allerdings wieder das allgemeine Kreislaufwirtschaftsgesetz. Das ergibt sich aus der insoweit beschränkten Bereichsausnahme für bergbauliche Abfälle (§ 2 Abs. 2 Nr. 7 KrWG 2012).

B4.1.2 Flowback als Abwasser

Abwasser ist Niederschlagswasser und Schmutzwasser. Letzteres wird gesetzlich definiert als das 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). Mit dieser Legaldefinition hat der Gesetzgeber im Jahr 2009 die abwasserabgabenrechtliche Definition (§ 2 Abs. 1 AbwAG) inhaltsgleich auch für das Wasserhaushaltsrecht übernommen.

Dazu hat das Bundesverwaltungsgericht entschieden, dass aus Bergwerken abgepumptes Grubenwasser kein Abwasser ist, wenn es weder gebraucht noch in seinen Eigenschaften verändert wird.³¹⁰ Wird Grubenwasser dagegen vor der Einleitung in ein Gewässer mit Abwasser vermischt, ist nach der Rechtsprechung des OVG Weimar das gesamte eingeleitete Gemisch Abwasser.³¹¹

Beim Fracking wird gezielt Wasser beschafft und zur Bohrung befördert, dort mit Additiven vermischt, zur Schaffung von Wegsamkeiten unter Druck in tiefe Formationen eingebracht und anschließend gegebenenfalls zusammen mit geogenem Lagerstättenwasser zurückgefördert. Bei diesem Flowback handelt es sich also um Wasser, das zunächst von außen in ein Bohrloch eingebracht, dort zu einem bestimmten Zweck verwendet und im Rahmen dieser Verwendung sowohl durch die zugesetzten Additive als auch durch den Eintrag von Lagerstättenwasser in seiner Eigenschaft verändert wurde.

Damit unterfällt es ohne Weiteres der Abwasserdefinition des WHG und des AbwAG.³¹² Lediglich unverändertes Lagerstättenwasser ist kein Abwasser.

Selbst wenn als Frack-Fluid reines Wasser ohne jegliche Additive verwendet wird, ist der Flowback Abwasser, weil das als Frack-Fluid verwendete Wasser gebraucht und durch geogene Beimischungen in seinen Eigenschaften verändert wird.

³⁰⁹ Vgl. hierzu *Breuer*, in: Jarass/Petersen/Weidemann, KrW-/AbfG, § 2 Rn. 72.

³¹⁰ BVerwG, Urt. v. 27.11.1992, 8 C 55.90, NVwZ 1993, 997.

³¹¹ OVG Weimar, Urt. v. 12.06.2006, 4 KO 1314/04, ZfW 2007, 158, 161 ff.

³¹² So auch Roßnagel/Hentschel/Polzer, 2012, S. 13.

B4.1.3 Verhältnis zwischen (bergrechtlichem) Abfall- und Abwasserrecht

Zu den schwierigen Fragen im Grenzbereich des allgemeinen Abfall- und Abwasserrechts zählt, ob und unter welchen Voraussetzungen flüssige Reststoffe als Abfälle dem Abfallrecht und/oder als Abwasser dem Abwasserrecht unterliegen. Abfallrecht gilt nicht mehr, sobald Stoffe in Gewässer oder Abwasseranlagen eingeleitet oder eingebracht werden (§ 2 Abs. 2 Nr. 9 KrWG).³¹³ Dagegen unterfällt nach der Rechtsprechung des OVG Lüneburg der straßengebundene Transport von Deponiesickerwasser zu einer Abwasserbeseitigungsanlage dem Abfallrecht.³¹⁴

Für das bergrechtliche Abfallrecht gelten diese Regelungen zum allgemeinen Abfallrecht grundsätzlich nicht. Vielmehr gelten die allgemeinen Regeln für das Verhältnis zwischen Berg- und Wasserrecht (siehe dazu Abschn. B1.4). Danach gelten die Anforderungen des bergrechtlichen Abfallrechts und des Abwasserrechts nebeneinander.

Für die Verpressung des Flowback gilt allerdings nur das Wasserrecht, da die Verpressung wie dargestellt von der Geltung des bergrechtlichen Abfallrechts ausgenommen ist.

Soweit bergbauliche Abfälle an Betriebe abgegeben werden, die nicht der Bergaufsicht unterstehen, muss allerdings wieder auf die allgemeine Abgrenzung zwischen Abfall- und Abwasserrecht zurückgegriffen werden, da dann wieder das Kreislaufwirtschaftsgesetz gilt.

B4.1.4 Radioaktive Rückstände

Der Flowback enthält auch geogene radioaktive Stoffe. Diese fallen in erster Linie an Sieben und Filtern sowie als Schlämme oder Feststoffe im Rahmen der Behandlung des Flowback an.

Für die Entsorgung solcher radioaktiver Stoffe ist neben dem Berg- und dem Wasserrecht das Strahlenschutzrecht zu beachten.

Die Strahlenschutzverordnung (StrlSchV) enthält in ihrem umfangreichen Teil 2 Anforderungen zum Schutz von Mensch und Umwelt vor radioaktiven Stoffen oder ionisierender Strahlung aus der zielgerichteten Nutzung bei sog. „Tätigkeiten“. Dazu zählen nur der Umgang mit künstlich erzeugten radioaktiven Stoffen sowie der Umgang mit natürlich vorkommenden radioaktiven Stoffen, die aufgrund der Radioaktivität dieser Stoffe oder im Zusammenhang mit einer geplanten Nutzung als Kernbrennstoff erfolgen (§ 3 Abs. 1 Nr. 1 StrlSchV). Diese Regelungen sind für die Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas grundsätzlich nicht relevant.

³¹³ § 2 Abs. 2 Nr. 6 KrWG-/AbfG.

³¹⁴ OVG Lüneburg, Beschl. v. 09.03.2007, 7 LA 197/06. Vgl. dagegen Breuer, Wasserrecht, 3. Aufl. 2004, Rn. 218, vgl. ausführlich Rn. 215 ff., 487 ff., wonach die Einstufung als Abwasser Vorrang hat mit der Folge, dass das Abfallregime nur greift, wenn eine abwasserrechtliche Entsorgung entweder rechtlich nicht möglich ist oder aus tatsächlichen Gründen ausscheidet, namentlich wegen der Entscheidung des „Abwasserproduzenten“ für eine abfallrechtliche Entsorgung.

In Teil 3 enthält die StrlSchV ferner Regelungen für bestimmte Kategorien des Umgangs mit natürlich vorkommenden radioaktiven Stoffen (Naturally Occurring Radioactive Material – NORM). Ein solcher Umgang wird in der StrlSchV als „Arbeit“ bezeichnet (§ 3 Abs. 1 Nr. 2 StrlSchV).

Rückstände bei Arbeiten mit natürlich vorkommenden radioaktiven Stoffen, die einer besonderen strahlenschutzrechtlichen Überwachung zum Schutz der Bevölkerung bedürfen, sind unter anderem Schlämme und Ablagerungen aus der Gewinnung, Verarbeitung und Aufbereitung von Erdöl und Erdgas (§ 97 Abs. 1 und 2 i.V.m. Anlage XII Teil A Nr. 1 StrlSchV).

Das gilt nicht, wenn sichergestellt ist, dass bei deren Beseitigung oder Verwertung näher bestimmte Überwachungsgrenzen und bestimmte Beseitigungs- oder Verwertungswege eingehalten werden (§ 97 Abs. 2 Satz 2 StrlSchV).

Grundsätzlich gilt eine Überwachungsgrenze der spezifischen Aktivität näher bestimmter Radionuklide von 1 Becquerel je Gramm (Bq/g; Anlage XII Teil B Nr. 1 StrlSchV). Abweichend davon gilt eine reduzierte Überwachungsgrenze von 0,5 Bq/g, wenn im Einzugsbereich eines nutzbaren Grundwasserleiters im Kalenderjahr mehr als 5.000 t Rückstände deponiert werden (Anlage XII Teil B Nr. 2 StrlSchV). Umgekehrt gilt bei einer untertägigen Verwertung oder Deponierung von Rückständen die Überwachungsgrenze von 5 Bq/g (Anlage XII Teil B Nr. 3 StrlSchV). Besondere Regelungen gelten für die spezifische Aktivität von Blei 210 und für die Belegung von größeren Flächen im Einzugsbereich eines nutzbaren Grundwasserleiters mit Nebengestein (Anlage XII Teil B Nr. 4 und 5 StrlSchV).

Da die Strahlenschutzverordnung nur Schlämme und Ablagerungen aus der Gewinnung von Erdöl und Erdgas als überwachungsbedürftige Rückstände bezeichnet und die Regelung abschließenden Charakter hat³¹⁵, ist der Flowback selbst kein überwachungsbedürftiger Rückstand nach StrlSchV. Den Regelungen der StrlSchV unterliegen daher nur Schlämme und Ablagerungen von Stoffen, z.B. solche an Filtern.

B4.2 Grundlegende Anforderungen an den Umgang mit dem Flowback

Aus der Einstufung des Flowback als bergrechtlicher Abfall und als Abwasser ergeben sich zunächst grundlegende Anforderungen an den Umgang mit dem Flowback.

B4.2.1 Abwasserrechtliche Anforderungen

Da der Flowback als Abwasser im Sinne des Wasserrechts einzustufen ist, gelten die besonderen wasserrechtlichen Anforderungen an die Abwasserbeseitigung (§§ 54 ff. WHG). Das sind die allgemeinen Grundsätze der Abwasserbeseitigung (§ 55 WHG), die Regelungen über die Abwasserbeseitigungspflichtigen (§ 56 WHG), die Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer (Direkteinleitung, § 57 WHG) bzw. in Abwasseranlagen (Indirekteinleitung, §§ 58 f.

³¹⁵ So die Begründung der Verordnung, BR-Drs. 207/01, S. 318.

WHG) und die Anforderungen an Errichtung, Betrieb und Unterhaltung von Abwasseranlagen einschließlich Abwasserbehandlungsanlagen (§ 60 WHG).

B4.2.2 Überlassungs- und Beseitigungspflicht für Abwasser

Wer Abwasser beseitigen darf und muss, bestimmt das Landesrecht (vgl. § 56 WHG). Regelmäßig sind die Kommunen zur Abwasserbeseitigung verpflichtet.³¹⁶ Abwasser muss deshalb grundsätzlich der abwasserbeseitigungspflichtigen Kommune überlassen werden.³¹⁷

Nach Maßgabe des Landesrechts tritt an die Stelle der Überlassungspflicht eine eigene Abwasserbeseitigungspflicht des jeweils Verantwortlichen, soweit das jeweilige Abwasser nach Maßgabe der jeweiligen Abwassersatzung von der Einleitung in die Kanalisation bzw. der Beseitigung durch die kommunale Abwasseranlage ausgeschlossen ist³¹⁸ oder im Einzelfall durch Verwaltungsakt dem Verantwortlichen zugewiesen wurde.³¹⁹ Nur in Thüringen entfällt generell die Überlassungspflicht für Abwasser, das bei der Mineralgewinnung anfällt³²⁰ und für Abwasser, dessen Einleitung in ein Gewässer wasserrechtlich erlaubt ist.³²¹

Damit muss zunächst nach Maßgabe des Landesrechts und ggf. der einschlägigen kommunalen Abwassersatzung geprüft werden, ob der Unternehmer den Flowback überhaupt selbst beseitigen darf oder zur Überlassung an eine kommunale Kläranlage verpflichtet ist.

In aller Regel wird wohl eine Ausnahme von der Überlassungspflicht zulässig sein und zugelassen werden können. Allerdings ist durchaus denkbar, dass im Einzelfall keine generelle Ausnahme vorliegt und eine Ausnahme im Einzelfall verweigert wird, um eine sichere Abwasserentsorgung und eine optimale Auslastung der kommunalen Kläranlage zu gewährleisten.³²² Der Schadstoffgehalt des Flowback allein steht einer Überlassungspflicht nicht entgegen, wenn er beispielsweise durch die Verpflichtung zu einer entsprechenden Vorbehandlung durch den Unternehmer vor der Überlassung an die kommunale Abwasserbeseitigung entfernt oder ausreichend reduziert werden kann.

³¹⁶ § 56 Satz 1 WHG, § 96 Abs. 1 Satz 1 NWG, § 53 Abs. 1 LWG NRW, § 45b Abs. 1 WG BW, § 58 Abs. 1 ThürWG, § 78 Abs. 1 DGLSA.

³¹⁷ § 96 Abs. 9 NWG, § 53 Abs. 1c LWG NRW, § 45b Abs. 1 Satz 4 WG BW, § 58 Abs. 2 Satz 1 ThürWG, § 78 Abs. 9 WG LSA.

³¹⁸ § 45b Abs. 2 Satz 1 Nr. 4, Satz 2 und Abs. 4 WG BW, § 78 Abs. 7 WG LSA.

³¹⁹ § 96 Abs. 8 NWG, § 53 Abs. 4 LWG NRW, § 45b Abs. 4 Satz 3 WG BW, § 58 Abs. 3 Satz 1 Nr. 7 ThürWG, § 79 Abs. 1 WG LSA.

³²⁰ § 50 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 ThürWG.

³²¹ § 58 Abs. 3 Nr. 5 ThürWG.

³²² Vgl. zur Berücksichtigungsfähigkeit der Auslastung kommunaler Abwasseranlagen bei der Entscheidung über eine Ausnahme von der Überlassungspflicht *OVG Münster*, Beschl. v. 01.09.2010, 15 A 1636/08, ZfW 2011, 140, 144ff. zur zulässigen Versagung einer Freistellung von der Verpflichtung zur Abgabe des Niederschlagswassers; bestätigt durch *BVerwG*, Beschl. v. 24.11.2010, 7 C 80.10 und 7 C 81.10.

B4.2.3 Anforderungen an Direkteinleitungen in Gewässer

Für das Einleiten von Abwasser in ein oberirdisches Gewässer oder das Grundwasser (Direkteinleitung) gelten die Anforderungen des § 57 Abs. 1 WHG. Danach darf die Erlaubnis nur erteilt werden, wenn

1. die Menge und Schädlichkeit des Abwassers so gering gehalten wird, wie dies bei Einhaltung der jeweils in Betracht kommenden Verfahren nach dem Stand der Technik möglich ist,
2. die Einleitung mit den Anforderungen an die Gewässereigenschaften und sonstigen rechtlichen Anforderungen vereinbar ist und
3. Abwasseranlagen oder sonstige Einrichtungen eingerichtet und betrieben werden, die erforderlich sind, um die Einhaltung der vorgenannten Anforderungen sicherzustellen.

Die nach dem Stand der Technik maßgeblichen Mindestanforderungen werden für bestimmte Herkunftsbereiche durch die Abwasserverordnung konkretisiert. Für den Herkunftsbereich Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen liegt aber keine entsprechende Regelung vor.

Deshalb muss der Stand der Technik im Einzelfall bestimmt werden. Stand der Technik ist der Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen und Betriebsweisen, der die praktische Eignung einer Maßnahme zur Begrenzung von Emissionen in Luft, Wasser und Boden, zur Gewährleistung der Anlagensicherung, zur Gewährleistung einer umweltverträglichen Abfallentsorgung oder sonst zur Vermeidung oder Verminderung von Auswirkungen auf die Umwelt zur Erreichung eines allgemein hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt gesichert erscheinen lässt (§ 3 Nr. 11 WHG).

Bei der Bestimmung des Standes der Technik ist 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, eine Reihe von Kriterien zu berücksichtigen (§ 3 Nr. 11 i.V.m. Anlage 1 WHG). Dazu gehören insbesondere der Einsatz weniger gefährlicher Stoffe (Nr. 2 der Anlage 1 WHG), die Förderung der Rückgewinnung und Wiederverwertung der erzeugten und verwendeten Stoffe (Nr. 3), vergleichbare, erfolgreich im Betrieb erprobte Verfahren, Vorrichtungen und Betriebsmethoden (Nr. 4), Fortschritte in der Technologie und in den wissenschaftlichen Erkenntnissen (Nr. 5), Art, Auswirkungen und Menge der jeweiligen Emissionen (Nr. 6), Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlagen und für die Einführung einer besseren Technik erforderliche Zeit (Nr. 7 und 8), Verbrauch an Rohstoffen und Energieeffizienz (Nr. 9), etwaige Verlagerungseffekte auf andere Umweltmedien (Nr. 10), Unfallvorsorge (Nr. 11) und soweit verfügbar auf EU-Ebene erstellte Merkblätter über die besten verfügbaren Techniken (Nr. 12).

Indem das Abwasserrecht auf den Stand der Technik verweist, begründet es strengere Anforderungen als das Bergrecht, das lediglich auf die allgemein anerkannten Regeln der Technik verweist (siehe Abschn. B1.1.3 und B3.1.3).

Weitere Erlaubnisvoraussetzung ist, dass die Einleitung mit den Anforderungen an die Gewässereigenschaften und sonstigen rechtlichen Anforderungen vereinbar ist (§ 57 Abs. 1 Nr. 2 WHG). Damit wird bei einer Einleitung in das Grundwasser auf die allgemeine Anforderung verwiesen, wonach eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit nicht zu besorgen

sein darf (§ 48 Abs. 1 Satz 1 WHG, siehe dazu Abschn. B4.3.2). Bei einer Einleitung in Oberflächengewässer sind die Bewirtschaftungsziele für das Gewässer zu beachten.

Schließlich setzt die Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis für das Verpressen des Flowback voraus, dass die erforderlichen Abwasseranlagen errichtet und betrieben werden (§ 57 Abs. 1 Nr. 3 WHG, siehe dazu Abschn. B4.2.5).

B4.2.4 Anforderungen an Indirekteinleitungen in Abwasseranlagen

Für das Einleiten von Abwasser in öffentliche oder private Abwasseranlagen (Indirekteinleitung) gelten neben den Anforderungen des § 58 f. WHG landesrechtliche Anforderungen und gegebenenfalls Anforderungen der kommunalen Abwassersatzungen bzw. vertraglicher Vereinbarungen mit privaten Abwasserentsorgern (vgl. § 59 Abs. 2 WHG).

Dabei spielen die Anforderungen des § 58 Abs. 1 Satz 1 und 2 WHG keine Rolle; sie gelten nur, soweit die Abwasserverordnung einschlägige Regelungen enthält, was für Fracking-Vorhaben nicht der Fall ist.

Dagegen kommen vor allem ein Genehmigungserfordernis und eine Pflicht zur Vorbehandlung des Abwassers vor Einleitung in eine kommunale Abwasseranlage durch kommunale Abwassersatzung in Betracht.

B4.2.5 Abwasseranlagen und wassergefährdende Stoffe

Abwasseranlagen sind so zu errichten, zu betreiben und zu unterhalten, dass die Anforderungen an die Abwasserbeseitigung eingehalten werden. Im Übrigen dürfen Abwasseranlagen nur nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik errichtet, betrieben und unterhalten werden (§ 60 Abs. 1 WHG).

Der Begriff der Abwasseranlagen ist im WHG und den meisten Landeswassergesetzen nicht definiert. Er umfasst alle Einrichtungen zur Abwasserbeseitigung. Zur Abwasserbeseitigung gehört nach der gesetzlichen Definition das Sammeln, Fortleiten, Behandeln, Einleiten, Versickern, Verregnen und Verrieseln von Abwasser sowie das Entwässern von Klärschlamm in Zusammenhang mit der Abwasserbeseitigung (§ 54 Abs. 2 WHG).³²³

Abwasseranlagen sind also nicht nur die Anlagen zur Behandlung von Abwasser, sondern auch diejenigen zur Lagerung und zum Fortleiten von Abwasser. Zu den Abwasseranlagen gehört somit beispielsweise die gesamte kommunale Abwasserkanalisation.

Abwasseranlagen sind damit aber auch alle Anlagen eines Bohrplatzes, die dem Sammeln, Lagern und Fortleiten des Flowback dienen. Zu den Abwasseranlagen gehören damit auch die Rohrleitungen von einem Bohrplatz zu einer Verpressbohrung.

³²³ Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Auflage 2010, § 60 Rn. 9 mit Hinweis auf § 1 Abs. 3 HmbAbwG und OVG Lüneburg, ZfW 1997, 191.

Die Anforderungen an Abwasseranlagen würden sich damit weitgehend mit den Anforderungen an Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen überschneiden, wenn das Abwasser als wassergefährdender Stoff einzustufen wäre. Die Anforderungen an den Umgang mit wassergefährdenden Stoffen gelten aber nicht für Anlagen zum Umgang mit Abwasser (§ 62 Abs. 6 WHG).

Abwasserbehandlungsanlagen sind nach dem WHG genehmigungsbedürftig, wenn sie UVP-pflichtig sind (§ 60 Abs. 3 WHG). Die UVP-Pflicht oder die Pflicht zu einer allgemeinen oder standortbezogenen UVP-Vorprüfung hängt ab von der Auslegung der Anlage für einen bestimmten biochemischen Sauerstoffbedarf bei organisch belastetem Abwasser (ab 600 kg/d in fünf Tagen) oder für eine bestimmte Menge anorganisch belastetes Abwasser (ab 10 m³ in zwei Stunden; vgl. dazu Abschn. 1.5.1, Tab. B 3).

Die Länder können aber weitergehende Anzeige- oder Genehmigungserfordernisse regeln (§ 60 Abs. 4 WHG). So bedarf in Nordrhein-Westfalen jede Abwasserbehandlung einer Genehmigung (§ 58 Abs. 2-5 LWG NRW). Sonstige Abwasseranlagen sind dort anzeigepflichtig, wenn sie der Abwasserbeseitigung von befestigten Flächen dienen, die größer als 3 ha sind (§ 58 Abs. 1 Satz 1 LWG NRW).

B4.2.6 Rohrfernleitungen zur Entsorgung des Flowback

Wenn der Flowback über längere Strecken zu einer Verpressbohrung oder ggf. in eine Abwasserkanalisation befördert werden soll, stellt sich die Frage, ob und in welchen Fällen eine Planfeststellung, Plangenehmigung oder Anzeige nach §§ 20 ff. i.V.m. Nr. 19.3 ff. Anlage 1 UVPG oder nach Rohrfernleitungsverordnung erforderlich ist.

Die in Frage kommenden Tatbestände der Anlage 1 UVPG sind in Tabelle B 5 dargestellt:

Tab. B 5: Liste UVP-pflichtiger Vorhaben (Auszug aus der Anlage 1 UVPG)

Nr.	Vorhaben	Sp. 1	Sp. 2
19.	Leitungsanlagen und andere Anlagen:		
19.3	Errichtung und Betrieb einer Rohrleitungsanlage zum Befördern wassergefährdender Stoffe im Sinne von § 21 Absatz 4 Satz 7 dieses Gesetzes, ausgenommen Rohrleitungsanlagen, die den Bereich eines Werksgeländes nicht überschreiten, Zubehör einer Anlage zum Umgang mit solchen Stoffen sind, oder Anlagen verbinden, die in engem räumlichen und betrieblichen Zusammenhang miteinander stehen und kurzräumig durch landgebundene öffentliche Verkehrswege getrennt sind, mit		
19.3.1	einer Länge von mehr als 40 km,	X	
19.3.2	einer Länge von 2 km bis 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 150 mm,		A
19.3.3	einer Länge von weniger als 2 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 150 mm;		S
19.4	Errichtung und Betrieb einer Rohrleitungsanlage, soweit sie nicht unter Nummer 19.3 fällt, zum Befördern von verflüssigten Gasen, ausgenommen Anlagen, die den Bereich eines Werksgeländes nicht überschreiten, mit		
19.4.1	einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 800 mm,	X	
19.4.2	einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von 150 mm bis zu 800 mm,		A

Nr.	Vorhaben	Sp. 1	Sp. 2
19.4.3	einer Länge von 2 km bis 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 150 mm,		A
19.4.4	einer Länge von weniger als 2 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 150 mm;		S
19.5	Errichtung und Betrieb einer Rohrleitungsanlage, soweit sie nicht unter Nummer 19.3 oder als Energieanlage im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes unter Nummer 19.2 fällt, zum Befördern von nichtverflüssigten Gasen, ausgenommen Anlagen, die den Bereich eines Werksgeländes nicht überschreiten, mit		
19.5.1	einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 800 mm,	X	
19.5.2	einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von 300 mm bis zu 800 mm,		A
19.5.3	einer Länge von 5 km bis 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 300 mm,		A
19.5.4	einer Länge von weniger als 5 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 300 mm;		S
19.6	Errichtung und Betrieb einer Rohrleitungsanlage zum Befördern von Stoffen im Sinne von § 3a des Chemikaliengesetzes, soweit sie nicht unter eine der Nummern 19.2 bis 19.5 fällt und ausgenommen Abwasserleitungen sowie Anlagen, die den Bereich eines Werksgeländes nicht überschreiten oder Zubehör einer Anlage zum Lagern solcher Stoffe sind, mit		
19.6.1	einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 800 mm,	X	
19.6.2	einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von 300 mm bis 800 mm,		A
19.6.3	einer Länge von 5 km bis 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 300 mm,		A
19.6.4	einer Länge von weniger als 5 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 300 mm;		S
19.8	Errichtung und Betrieb einer Rohrleitungsanlage, soweit sie nicht unter Nummer 19.6 fällt, zum Befördern von Wasser, die das Gebiet einer Gemeinde überschreitet (Wasserfernleitung), mit		
19.8.1	einer Länge von 10 km oder mehr,		A
19.8.2	einer Länge von 2 km bis weniger als 10 km;		S
19.9	Errichtung und Betrieb eines künstlichen Wasserspeichers mit		
19.9.1	10 Mio. m ³ oder mehr Wasser,	X	
19.9.2	2 Mio. m ³ bis weniger als 10 Mio. m ³ Wasser,		A
19.9.3	5.000 m ³ bis weniger als 2 Mio. m ³ Wasser.		S

Legende:

- X in Spalte 1 = Vorhaben ist UVP-pflichtig
A in Spalte 2 = allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls: siehe § 3c Satz 1
S in Spalte 2 = standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls: siehe § 3c Satz 2

Aus unserer Sicht liegt weder einer dieser Tatbestände vor noch besteht eine Anzeigepflicht nach Rohrfernleitungsverordnung. Wir gehen vielmehr davon aus, dass der Gesetzgeber Abwasseranlagen (mit Ausnahme der UVP-pflichtigen Abwasserbehandlungsanlagen gemäß Nr. 13.1 Anlage 1 UVPG) generell von der UVP-Pflicht und der UVP-Vorprüfungspflicht ausnehmen wollte. Auch die UVP-V enthält keine einschlägige Regelung für Abwasser- oder Lagerstättenleitungen. Es bleibt damit auch bei Rohrfernleitungen zur Beförderung von Abwasser bei den Anforderungen an Abwasseranlagen (dazu oben Abschn. A4.2.5). Im Einzelnen:

UVP-pflichtig sind zunächst Errichtung und Betrieb einer Rohrleitungsanlage zum Befördern wassergefährdender Stoffe im Sinne von § 21 Abs. 4 Satz 7 UVPG, ausgenommen Rohrleitungsanlagen, die den Bereich eines Werksgeländes nicht überschreiten, Zubehör einer Anlage zum

Umgang mit solchen Stoffen sind oder Anlagen verbinden, die in engem räumlichen und betrieblichen Zusammenhang miteinander stehen und kurzräumig durch landgebundene öffentliche Verkehrswege getrennt sind (Nr. 19.3 Anlage 1 UVPg). Nach der Gesetzesbegründung sind Abwasserkanäle nicht von dieser Nummer erfasst.³²⁴

Der Tatbestand des Nr. 19.3 der Anlage 1 UVPg ist in aller Regel nicht erfüllt, weil Flowback-Leitungen Zubehör einer Anlage zum Umgang mit dem Flowback sind. Für die Einstufung als Zubehör spricht zunächst die bergrechtliche Regelung, wonach zum Bergbaubetrieb alle Betriebsanlagen und Betriebseinrichtungen gehören, die überwiegend dem Aufsuchen oder Gewinnen einschließlich des Beförderns und Lagerns von Bodenschätzen und sonstigen Massen dienen, und die mit diesen Tätigkeiten im unmittelbaren betrieblichen Zusammenhang stehen (§ 51 Abs. 1 Satz 2 i.V.m. § 2 Abs. 1 Nr. 1 und 3 BBergG). Nicht mehr zum Bergbaubetrieb gehört das Befördern von Bodenschätzen und sonstigen Massen in Rohrleitungen ab Übergabestation, Einleitung in Sammelleitungen oder letzter Messstation für den Ausgang, soweit die Leitungen unmittelbar und ausschließlich der Abgabe an Dritte oder an andere Betriebe desselben Unternehmens dienen, die nicht zum Aufsuchen, Gewinnen oder Aufbereiten von Bodenschätzen bestimmt sind (§ 2 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. Abs. 4 Nr. 5 BBergG).

Danach sind Rohrleitungen erst dann nicht mehr Zubehör des Bergbaubetriebs, wenn die Flüssigkeit an einen Betrieb abgegeben wird, der kein Bergbaubetrieb mehr ist (z.B. eine kommunale Abwasseranlage).

Ergänzend kann auf die Regelung des § 97 BGB zurückgegriffen werden, wonach es im Wesentlichen darauf ankommt, ob es sich um eine Sache handelt, die dem wirtschaftlichen Zweck der Hauptsache zu dienen bestimmt ist und zu ihr in einem dementsprechenden räumlichen Verhältnis steht. Das ist bei Leitungen zur Beförderung des Flowback wohl der Fall; sie sind entweder Zubehör der Förderbohrung, in der gefrackt wird, der Abwasserbehandlungsanlage, in der eine Behandlung des Flowback erfolgt, oder der Verpressbohrung. Regelmäßig dürfte die Förderbohrung, mittels derer gefrackt wird, als Hauptsache im Sinne des § 97 Abs. 1 Satz 1 BGB anzusehen sein.

Damit kommt es gar nicht darauf an, ob der Flowback (ggf. nach einer Behandlung) ein wassergefährdender Stoff im Sinne der Vorschrift ist. Das ist nur der Fall bei Stoffen, die nach Maßgabe der Rohrfernleitungsverordnung als wassergefährdende Stoffe gelten (§ 21 Abs. 4 Satz 7 UVPg). Das sind brennbare Flüssigkeiten mit einem Flammpunkt < 100 °Celsius sowie brennbare Flüssigkeiten, die bei Temperaturen gleich oder oberhalb ihres Flammpunktes befördert werden, Stoffe mit den R-Sätzen R14, R14/15, R29, R50, R50/53 oder R51/53 sowie verflüssigte oder gasförmige Stoffe mit dem Gefahrenmerkmal T (giftig), T+ (sehr giftig) oder C (ätzend; § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 3 sowie Satz 2 Rohrfernleitungsverordnung).

UVP-pflichtig sind ferner Errichtung und Betrieb einer Rohrleitungsanlage zum Befördern von Stoffen im Sinne von § 3a ChemG, soweit sie nicht unter eine der Nrn. 19.2 bis 19.5 UVPg fallen und ausgenommen Abwasserleitungen sowie Anlagen, die den Bereich eines Werksgelän-

³²⁴ Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der UVP-Änderungsrichtlinie, der IVU-Richtlinie und weiterer EG-Richtlinien zum Umweltschutz vom 14.11.2000, BT-Drs. 14/4599, S. 123.

des nicht überschreiten oder Zubehör einer Anlage zum Lagern solcher Stoffe sind (Nr. 19.6 Anlage 1 UVPG). Auch hier scheidet eine UVP-Pflicht aus, weil es sich bei Rohrleitungen zur Beförderung des Flowback um Abwasserleitungen handelt.

UVP-pflichtig sind schließlich Errichtung und Betrieb einer Rohrleitungsanlage – soweit sie nicht unter Nr. 19.6 fällt – zum Befördern von Wasser, die das Gebiet einer Gemeinde überschreitet (Wasserfernleitung; Nr. 19.8 Anlage 1 UVPG). Hier ist der Wortlaut nicht ganz klar. Möglicherweise sind nur Wasserversorgungsleitungen gemeint, möglicherweise fällt unter die offenbar als Auffangvorschrift gedachte Regelung auch die Beförderung von Abwasser. Die Gesetzesbegründung hilft nicht weiter; sie verweist lediglich auf die Umsetzung von Anhang II Nr. 10 Buchstabe j der UVP-Änderungsrichtlinie 97/11/EG. Deren Wortlaut ist in der deutschen Fassung identisch. Die englische Fassung („long-distance aqueducts“) und die französische Fassung („d’aqueducs sur de longues distances“) deuten darauf hin, dass nur Wasserversorgungsleitungen gemeint sind. Allerdings heißt es in einer Interpretation von Begriffen bestimmter Projektkategorien der Anhänge I und II der UVP-Richtlinie der EU-Kommission, dass Abwasserkanalisationen sowohl als Städtebauprojekte gemäß Anhang II Nr. 10 Buchstabe b UVP-Richtlinie als auch als Bau von Wasserleitungen gemäß Nr. 10 Buchstabe j des Anhangs II der UVP-Richtlinie angesehen werden können.³²⁵

Aus der Verwendung des Begriffs der Abwasserleitungen in Nr. 19.6 Anlage 1 UVP-Richtlinie lässt sich dagegen ableiten, dass der Gesetzgeber Abwasserleitungen im Blick hatte, für sie aber separate und ausdrückliche Regelungen unter Verwendung des Begriffs Abwasserleitungen getroffen hat. Demnach sind Wasserfernleitungen gerade keine Abwasserleitungen.

Dem Wortlaut nach kommt damit zwar in Betracht, Abwasserleitungen als Wasserfernleitungen im Sinne der Nr. 19.8 des Anhangs 1 UVPG anzusehen. Die im Gesetz verwendeten unterschiedlichen Begriffe sprechen aber gegen eine UVP-Pflicht.

Schließlich spricht die Gesetzessystematik gegen eine UVP-Pflicht. Lagerstättenwasserleitungen sind spezifische bergbauliche Einrichtungen. Die UVP-Pflichtigkeit solcher Einrichtungen ist in der UVP-V Bergbau geregelt. Sie enthält beispielsweise Regelungen für Schlamm lagerplätze, Abfallentsorgungseinrichtungen der Kategorie A sowie Wassertransportleitungen zum Fortleiten von Wässern aus der Tagebauentwässerung (§ 1 Nrn. 4, 4a und 6 UVP-V Bergbau). Wenn der Gesetz- bzw. Verordnungsgeber eine UVP-Pflicht für Lagerstättenwasserleitungen hätte regeln wollen, hätte er diese Regelung ebenso wie die bergbauspezifischen Wassertransportleitungen zur Tagebauentwässerung in die UVP-V Bergbau aufgenommen.

Hierzu passt, dass die Rohrfernleitungsverordnung nicht für Rohrfernleitungsanlagen gilt, die bergrechtlichen Betriebsplanverfahren unterliegen (§ 2 Abs. 3 Rohrfernleitungsverordnung). Jedenfalls der Verordnungsgeber bringt damit deutlich zum Ausdruck, dass die Regelungen der Rohrfernleitungsverordnung, die insbesondere eine Anzeigepflicht für Rohrleitungen unterhalb der Plangenehmigungsschwelle begründen (§ 4a Rohrfernleitungsverordnung), nicht für bergbauliche Vorhaben gelten. Das lässt aber auch darauf schließen, dass eine vergleichbare Ab-

³²⁵ European Commission, Interpretation of definitions of certain project categories of annex 1 and 2 of the EIA Directive, 2008, S. 35 mit Fn. 63, im Internet unter ec.europa.eu/environment/eia/pdf/interpretation_eia.pdf.

grenzung auf der Ebene der Gesetze, also im Zusammenhang mit der Abgrenzung des Anwendungsbereichs der §§ 20 f. i.V.m. Nr. 19.3 ff. der Anlage 1 UVPG und den §§ 52 Abs. 2a, 57a f. UVPG i.V.m. der UVP-V Bergbau gelten soll.

Im Ergebnis unterliegen Rohrleitungen zur Entsorgung des Flowback damit generell nicht den Anforderungen der §§ 20 ff. UVPG i.V.m. der Rohrfernleitungsverordnung.

B4.2.7 Bergrechtliche Anforderungen

Für den Umgang mit dem Flowback bis zur Verpressung oder bis zur Einleitung in kommunale Abwasseranlagen sind ferner bergrechtliche Anforderungen der ABergV und der BVOT zu beachten.

Zunächst unterliegen alle Einrichtungen zum Umgang mit dem Flowback der bergrechtlichen Betriebsplanpflicht. Es handelt sich um Einrichtungen zu einem mit Aufsuchung bzw. Gewinnung in engem Zusammenhang stehenden Lagern und Befördern von sonstigen Massen (§ 2 Abs. 1 Nrn. 1 und 3 i.V.m. § 51 Abs. 1 Satz 2 BBergG). Das gilt auch für Rohrfernleitungen; sie sind Einrichtungen des Bergbaubetriebs bis zur Übergabestation, Einleitung in Sammelleitungen oder letzter Messstation für den Ausgang, soweit die Leitungen unmittelbar und ausschließlich der Abgabe an Dritte oder an andere Betriebe desselben Unternehmens dienen, die nicht zum Aufsuchen, Gewinnen oder Aufbereiten von Bodenschätzen bestimmt sind (§ 2 Abs. 4 Nr. 5 BBergG). Solange die Leitungen also nicht ausschließlich anderen Zwecken als denjenigen des eigenen Bergbaubetriebs dienen, unterfallen sie der Betriebsplanpflicht.

Damit gelten auch hier die Anforderungen des § 48 Abs. 2 BBergG mit der Folge, dass die wasserrechtlichen Anforderungen an Abwasseranlagen im bergrechtlichen Betriebsplanverfahren zu prüfen sind, sofern nach Maßgabe des Landesrechts kein eigenständiges wasserrechtliches Verfahren durchzuführen ist.

Für die Entsorgung bergbaulicher Abfälle gelten grundsätzlich die Anforderungen des § 22 a Abs. 1 bis 5 ABergV.

Danach hat der Unternehmer geeignete Maßnahmen zu treffen, um Auswirkungen auf die Umwelt sowie sich daraus ergebende Risiken für die menschliche Gesundheit so weit wie möglich zu vermeiden oder zu vermindern. Er hat dabei den Stand der Technik im Hinblick auf die Eigenschaften der Abfallentsorgungseinrichtung, ihres Standortes und der Umweltbedingungen am Standort zu berücksichtigen (§ 22 a Abs. 1 ABergV). Die EU-Kommission hat angekündigt, dass sie ein Referenzdokument über die besten verfügbaren Techniken erarbeiten wird, das die Behandlung von Aktivitäten bei Aktivitäten zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten enthalten soll.³²⁶

³²⁶ Nr. 1 Abs. 3 des Annex II, EU environmental legislation applicable to unconventional hydrocarbon projects involving the use of advanced technologies such as horizontal drilling and high volume hydraulic fracturing, zum Schreiben der Kommission an die Mitgliedstaaten vom 12.12.2011 bzw. zum Schreiben des Umweltkommissars an den Vorsitzenden des Umweltausschusses des Europäischen Parlaments vom 26.01.2012, im Internet veröffentlicht unter http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/legal_assessment.pdf.

Für die Entsorgung der bergbaulichen Abfälle hat der Unternehmer einen Entsorgungsplan aufzustellen, der Bergbehörde anzuzeigen und alle fünf Jahre zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen (§ 22a Abs. 2 ABergV).

Ferner gelten für bestimmte Abfallentsorgungseinrichtungen, insbesondere wenn die bergbaulichen Abfälle gefährlich sind, besondere Anforderungen an Betriebspläne (§ 22a Abs. 3 und 4 ABergV). Wann Abfälle gefährlich sind, bestimmt die ABergV nicht. Nach den einschlägigen Vollzugshinweisen des Länderausschusses Bergbau (LAB) verzichtet die ABergV bewusst auf eine eigene Definition dieser Abfallarten, da die Begriffsbestimmungen mit dem allgemeinen Abfallrecht identisch sind. Das bedeutet, dass zur Feststellung, ob es sich um einen gefährlichen Abfall handelt, das Abfallverzeichnis zu Grunde zu legen ist.³²⁷

Für besondere Abfallentsorgungseinrichtungen der Kategorie A gelten außerdem besondere Anforderungen an den Notfallplan (§ 22a Abs. 5 ABergV).

Diese abfallbezogenen Anforderungen gelten aber allesamt nicht für das 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, soweit die Einleitungen nach Maßgabe der §§ 47 und 48 WHG zugelassen werden können (§ 22 a Abs. 6 Satz 1 ABergV).

Demnach gelten die Anforderungen des § 22a ABergV an bergbauliche Abfälle nur für diejenigen Abfälle, die nicht verpresst, aber gleichwohl unter Bergaufsicht entsorgt werden (vgl. zur Verpressung des Flowback Ausführungen in Abschn. B4.3).

Anforderungen an Rohrleitungen enthalten die BVOT.

Wir gehen zunächst davon aus, dass die Anforderungen an Lagerung und Umschlag von entzündlichen, leicht oder hoch entzündlichen Flüssigkeiten (§ 45 ff. BVOT) nicht anwendbar sind, weil der Flowback nicht entzündlich ist.

Ist der Flowback als gefährliche Flüssigkeit oder als Sole einzustufen, gelten die Anforderungen der §§ 49 ff. BVOT.

Die BVOT definieren nicht, wann eine Flüssigkeit als gefährlich einzustufen ist. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die BVOT insoweit auf die Einstufungen des Gefahrstoffrechts verweisen.³²⁸

Für das Betriebsplanverfahren muss deshalb entweder unabhängig von der genauen Kenntnis der Zusammensetzung des Flowback dessen Gefährlichkeit angenommen und die Einhaltung der Anforderungen der §§ 49 ff. BVOT sichergestellt werden, oder es muss zunächst abgeschätzt und später überprüft werden, ob der Flowback als gefährliche Flüssigkeit im Sinne des Gefahrstoffrechts einzustufen ist.

³²⁷ Nr. 4 Abs. 1 der Vollzugshinweise zu § 22 a ABergV des Länderausschusses Bergbau (LAB) vom 12.11.2009, im Internet veröffentlicht unter www.lbeg-niedersachsen.de, Rubriken Bergbau / Weitere Themen / Downloads.

³²⁸ Nr. 2.2.8 Abs. 1 Satz 2 und 3 des Einführungserlasses der Bezirksregierung Arnsberg vom 30.11.2006 zur BVOT 2006.

Nach Maßgabe der BVOT müssen Rohrleitungen zur Beförderung solcher Stoffe den zu erwartenden mechanischen, thermischen und chemischen Beanspruchungen standhalten (§ 49 Abs. 1 Satz 1 BVOT). Rohre, die nicht aus Stahl oder anderen geeigneten metallischen Werkstoffen bestehen, dürfen nur verwendet werden, wenn dies nach den Umständen geboten oder zweckmäßig ist und ihre Eignung der zuständigen Behörde nachgewiesen worden ist (§ 49 Abs. 1 Satz 2 BVOT). Der zulässige Betriebsdruck darf nicht überschritten werden und muss überwacht werden (§ 49 Abs. 3 BVOT).

Bei der Leitungsführung müssen Gefahren für die und durch die Leitungen vermieden werden. Außerhalb des Werksgeländes sind Rohrleitungen in Schutzstreifen zu verlegen (§ 50 BVOT). Sie müssen außerhalb des Werksgeländes regelmäßig unterirdisch verlegt werden (§ 51 BVOT). Rohrleitungen für schwefelwasserstoffhaltiges Erdgas müssen zusätzlichen Anforderungen entsprechen (§ 53 BVOT).

Die Trassen der Rohrleitungen müssen nach Maßgabe eines der Behörde anzuzeigenden Überwachungsplans überwacht werden (§ 54 BVOT). Der Unternehmer hat ein Rohrleitungsbuch zu führen (§ 55 BVOT).

B4.2.8 Fazit

Die Anforderungen an die Entsorgung des Flowback unterfallen damit je nach Entsorgungsweg ganz unterschiedlichen Anforderungen. Praktisch stehen die bergrechtlichen Anforderungen der ABergV und der BVOT ganz im Vordergrund. Daneben treten die wasserrechtlichen Anforderungen an die Benutzung von Gewässern und die abwasserbezogenen Anforderungen.

Bemerkenswert ist, dass sowohl im Wasserrecht als auch im Bergrecht teilweise nur die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik verlangt wird (grundlegende Anforderung in § 55 Abs. 1 Nr. 3 BBergG und für Abwasseranlagen in § 60 Abs. 1 WHG), teilweise aber auch der strengere Maßstab des Standes der Technik (§ 22 a Abs. 1 Satz 2 ABergV für Abfallentsorgungseinrichtungen und Direkteinleitung von Abwasser nach § 57 Abs. 1 Nr. 1 WHG). Aus dem Wasserrecht können sich darüber hinaus - unabhängig von den allgemein anerkannten Regeln und vom Stand der Technik - weitergehende Anforderungen sowohl an die Qualität direkt oder indirekt eingeleiteter Wässer als auch bezüglich der Abwasseranlagen ergeben.

B4.3 Verpressung des Flowback

Für die Zulässigkeit einer Verpressung des Flowback gelten die Anforderungen des bergrechtlichen Abfallrechts des § 22a ABergV nicht, 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 (siehe dazu Abschn. B 4.3.1), soweit die Einleitungen nach Maßgabe der §§ 47 und 48 WHG zugelassen werden können (siehe dazu Abschn. B 4.3.2; vgl. § 22 a Abs. 6 Satz 1 ABergV).

Ferner ist zu prüfen, ob und gegebenenfalls welche weiteren wasserrechtlichen Anforderungen an die Verpressung des Flowback einzuhalten sind (siehe dazu Abschn. B 4.3.3 bis B 4.3.5).

B4.3.1 Geltung der Ausnahmeregelung des § 22a Abs. 6 ABergV

Die Ausnahme vom Geltungsbereich des bergrechtlichen Abfallrechts (§ 22a Abs. 6 ABergV) greift insbesondere für das Einleiten von Wasser, das Stoffe enthält, die bei der Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen 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 genannten Arbeitsvorgängen anfallen (Art. 11 Abs. 3 Buchst. j 1. Anstrich der Richtlinie 2000/60/EG).

Beim Flowback handelt es sich um Wasser, das Stoffe enthält, die bei der Exploration oder Förderung von Kohlenwasserstoffen anfallen. Wie bereits ausgeführt spricht Überwiegendes dafür, 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 (siehe Abschn. B 3.7.7). Das gilt auch dann, wenn diese Stoffe mit dem Flowback zurückgefördert werden.

Fraglich ist, ob die Ausnahmenvorschrift des § 22 a Abs. 6 Satz 1 ABergV nur dann gilt, wenn der Flowback unmittelbar in einen Grundwasserleiter eingeleitet wird. Dann blieben die Anforderungen an die Entsorgung bergbaulicher Abfälle nach § 22 a Abs. 1 bis 5 ABergV anwendbar, wenn der Flowback in trockenes Gestein verpresst werden soll.

Für diese Einschränkung spricht, dass die Ausnahme des § 22 a Abs. 6 ABergV sich nur auf ein Einleiten von Wasser gemäß Art. 11 Abs. 3 Buchst. j der Richtlinie 2000/60/EG bezieht, der seinerseits die Einleitung von Schadstoffen in das Grundwasser regelt. Grundwasser ist nach der Begriffsbestimmung der einschlägigen Richtlinien alles unterirdische Wasser in der Sättigungszone, das in unmittelbarer Berührung mit dem Boden oder dem Untergrund steht (Art. 2 Nr. 2 der Richtlinie 2000/60/EG). Allerdings beschränkt sich lediglich das Einleitungsverbot als grundlegende Maßnahme des erforderlichen mitgliedstaatlichen Maßnahmenprogramms auf die direkte Einleitung von Schadstoffen in das Grundwasser (Art. 11 Abs. 3 j Satz 1 der Richtlinie 2000/60/EG). Dagegen beziehen sich die in diesem Zusammenhang geregelten Ausnahmen nicht nur auf die Einleitung von Stoffen in das Grundwasser, sondern auf die Einleitung von Stoffen „in geologische Formationen“ (Art. 11 Abs. 3 j Satz 3 1. Anstrich der Richtlinie 2000/60/EG). Die Ausnahmenvorschrift gilt damit nicht nur für Einleitungen in das Grundwasser, sondern für jegliche Einleitung der entsprechenden Wässer in geologische Formationen.

B4.3.2 Voraussetzungen nach §§ 47 und 48 WHG

Die Ausnahme vom Geltungsbereich des bergrechtlichen Abfallrechts greift ferner nur, soweit die Einleitungen nach Maßgabe der §§ 47 und 48 WHG zugelassen werden können (§ 22a Abs. 6 Satz 1 ABergV).

Insoweit kann grundsätzlich auf die Ausführungen zur Erlaubnisfähigkeit des Frackings verwiesen werden. Wie dort ist die Verpressung nur zulässig, wenn eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit (siehe dazu Abschn. B3.5) nicht zu besorgen ist (siehe dazu Abschn. B3.7).

Die fachliche Bewertung, ob eine entsprechende Besorgnis besteht, muss freilich die Besonderheiten einer Verpressung und die Unterschiede gegenüber dem Fracking berücksichtigen.

Das gilt zunächst für die unterschiedlichen geologischen Bedingungen: Verpressbohrungen befinden sich typischerweise nicht am Standort der Frackbohrungen, sondern sind auf ganz andere Zielhorizonte gerichtet, die vor allem eine hohe Aufnahmefähigkeit und Abdichtung gegenüber oberflächennahen Bereichen aufweisen müssen.

Ein tendenziell geringeres Risiko der Verpressung dürfte darin liegen, dass der Flowback zum Zweck der Entsorgung typischerweise mit deutlich geringeren Drücken eingebracht werden kann und Wegsamkeiten damit nicht oder nur in geringerem Maß geschaffen werden.

Ein tendenziell höheres Risiko ergibt sich daraus, dass typischerweise deutlich größere Mengen an Schadstoffen endgültig im Untergrund verbleiben. Außerdem kann ein dauerhaftes Druckgefälle von der aufnehmenden Formation in höher liegende Schichten erzeugt werden, das einen Schadstofftransport von unten nach oben begünstigt.

Diese Faktoren sind im Rahmen der Prüfung umfassend zu berücksichtigen.

B4.3.3 Wasserrechtliche Anforderungen

Auch für die Verpressung des Flowback gilt, dass eine bergrechtliche Betriebsplanzulassung keine Konzentrationswirkung entfaltet. Dementsprechend kann die Regelung des § 22a ABergV, die ausschließlich auf Ermächtigungen des Bundesberggesetzes beruht,³²⁹ nicht als vorrangige Spezialregelung angesehen werden, durch die wasserrechtliche Regelungen verdrängt werden. Vielmehr muss die Verpressung des Flowback wie jedes andere bergbauliche Vorhaben daraufhin geprüft werden, ob und welche formellen und materiellen wasserrechtlichen Anforderungen einzuhalten sind.

Dazu gehört – wie bei Bohrung und Fracking – die Prüfung, ob eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich ist. Ist das der Fall, sind die wasserrechtlichen Anforderungen nach den bereits dargelegten Grundsätzen vorrangig im wasserrechtlichen Erlaubnisverfahren zu prüfen. Dessen Ergebnis ist dann auch für die Beurteilung der wasserrechtlichen Aspekte im Betriebsplanverfahren verbindlich. Außerdem sind im wasserrechtlichen Verfahren abwasserrechtliche Anforderungen zu beachten.

B4.3.4 Erforderlichkeit einer wasserrechtlichen Erlaubnis

Das Einleiten von Lagerstättenwasser aus Kohlenwasserstoff-Lagerstätten über Versenkbohrungen scheint von den Bergbehörden bislang nicht als wasserrechtlich erlaubnisbedürftig eingestuft worden zu sein. So hat der Landkreis für das Verpressen von Lagerstättenwasser in der Versenkbohrung Völkersen H 1 der RWE Dea AG in der Wasserschutzzone III des Wasser-

³²⁹ Vgl. die Dritte Verordnung zur Änderung bergrechtlicher Verordnungen vom 24.01.2008 (BGBl. I S. 85 ff.), mit deren Art. 1 Nr. 2 der neue § 22a in die ABergV eingefügt wurde.

schutzgebietes Panzenberg zwar im Jahr 1999 eine Ausnahmegenehmigung nach der Schutzgebietsverordnung erteilt, das LBEG aber keine wasserrechtliche Erlaubnis verlangt.³³⁰

Dagegen hat der VGH Kassel die Einleitung von bei der Verarbeitung von Rohsalzen anfallendem Salzabwasser über Versenkbohrungen in den Plattendolomit in mehreren hundert Metern Tiefe als echte Benutzung in Gestalt einer Einleitung von Stoffen in das Grundwasser im Plattendolomit angesehen.³³¹

Zur Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen das Verpressen des Flowback als erlaubnisbedürftige echte oder unechte Benutzung einzustufen ist, kann wiederum auf die Ausführungen zur Erlaubnisbedürftigkeit des Frackens (siehe dazu Abschn. B3.6) verwiesen werden.

Danach ist eine Erlaubnis jedenfalls dann erforderlich, wenn die Verpressung unmittelbar in Grundwasser im Bohrlochtiefsten erfolgt (echte Benutzung). Eine Erlaubnis ist aber auch dann erforderlich, wenn eine dauerhafte und nicht nur unerhebliche nachteilige Veränderung der Beschaffenheit des Grundwassers im Einwirkungsbereich der Verpressung nicht von vornherein, also ohne nähere Prüfung des Einzelfalls, praktisch ausgeschlossen werden kann (unechte Benutzung).

Wie für das Fracking ist schon aufgrund der Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie für die Einleitung von Stoffen in geologische Formationen eine Einstufung als unechte Benutzung geboten, wenn nicht bereits eine echte Benutzung vorliegt. Nur dann können die Bedingungen, unter denen die Einleitung gestattet werden kann, in einer wasserrechtlichen Gestattung festgelegt werden (siehe dazu Abschn. B4.3.2).

Für das Vorliegen einer echten Benutzung spricht außerdem, dass der bereits verpresste Flowback mit erfolgter Einleitung zu Grundwasser wird. Mit dem Verpressen in den Untergrund ist das Lagerstättenwasser nicht mehr gefasst und vom natürlichen Wasserhaushalt getrennt, sondern dessen Bestandteil. Spätestens nachdem bereits erste Wassermengen in die Formation eingeleitet wurden und sich dadurch eine Sättigungszone und damit Grundwasser gebildet hat, erfolgt die nachfolgende Einleitung in dieses Grundwasser. Das spricht dafür, das Versenken oder Verpressen jedenfalls dann als echte Benutzung in Gestalt einer Einleitung in das Grundwasser einzustufen, wenn es über einen längeren Zeitraum erfolgt oder einen erheblichen Umfang annimmt.

B4.3.5 Abwasserrechtliche Anforderungen

Für die Verpressung des Flowback sind ferner die abwasserrechtlichen Anforderungen an die Einleitung von Abwasser in das Grundwasser zu beachten (siehe dazu Abschn. B4.2.3).

Wesentlicher Unterschied zwischen der Verpressung in tiefe geologische Formationen und gewöhnliche Abwasserdirekteinleitungen ist, dass letztere in aller Regel in oberirdische Gewässer oder in das oberflächennahe Grundwasser erfolgen. Diese sind typischerweise schutzwürdiger

³³⁰ Vgl. dazu die Beschlussvorlage 324/2011/3 der Stadt Verden vom 01.12.2011 mit Entwurf einer Stellungnahme gegenüber dem LBEG, im Internet verfügbar über das Ratsinformationssystem der Stadt, www.verden.de.

³³¹ *VGH Kassel*, Beschl. v. 03.11.2010, 7 B 1704/10, unter II.1.a).

als Tiefengrundwasser, weil sie sowohl für menschliche Nutzungen als auch für den Naturhaushalt unmittelbar relevant sind. Dagegen kann bei Verpressungen in den tiefen Untergrund ein geringeres Schutzniveau genügen.

Die gesetzliche Anforderung, wonach die nach dem Stand der Technik mögliche Reduzierung der Menge und Schädlichkeit des Abwassers verlangt wird (§ 57 Abs. 1 Nr. 1 WHG), scheint darauf keine Rücksicht zu nehmen. Allerdings ist bei der Bestimmung des Standes der Technik die Verhältnismäßigkeit zwischen Aufwand und Nutzen möglicher Maßnahmen zu berücksichtigen (Anlage 1 zu § 3 Nr. 11 WHG). Deshalb darf der Stand der Technik nicht ohne Weiteres im Wege eines Analogieschlusses zum Stand der Abwasserreinigungstechnik bei üblichen Abwasserbehandlungsanlagen bestimmt werden. Vielmehr ist es zulässig und ggf. geboten, eine geringere Schutzwürdigkeit potenziell betroffener Grundwässer zu berücksichtigen (dazu oben Abschn. B3.5.4, B3.5.6, B3.5.8 und B3.5.9). Beispielsweise schiene es offenkundig unverhältnismäßig, die Anforderungen an die Entsalzung des Flowback an diejenigen für die Einleitung von salzhaltigem Abwasser in oberirdische Gewässer zu bestimmen, wenn feststeht, dass das gereinigte Abwasser ohnehin in hochsalinare Tiefengrundwässer verpresst wird.

B4.3.6 Fazit

Die Verpressung des Flowback bedarf einer Betriebsplanzulassung sowie in aller Regel einer wasserrechtlichen Erlaubnis. Beide setzen voraus, dass

- keine Verpflichtung zur Überlassung des Flowback an die kommunale Abwasserbeseitigung besteht,
- Menge und Schädlichkeit des Abwassers so gering gehalten werden, wie dies bei Einhaltung des Standes der Technik des Frackings möglich ist,
- keine nachteilige Grundwasserveränderung zu besorgen ist und
- die erforderlichen Abwasseranlagen oder sonstigen Einrichtungen errichtet und betrieben werden.

Für die erforderlichen Abwasseranlagen (einschließlich der Rohleitungen) ist nach Maßgabe des Landesrechts unter Umständen eine Anzeige oder Genehmigung erforderlich. Ergibt sich, ggf. nach dem Ergebnis einer UVP-Vorprüfung, dass Errichtung und Betrieb der Abwasserbehandlungsanlagen UVP-pflichtig sind, ist dafür ein Genehmigungsverfahren mit Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen.

B4.4 Entsorgung radioaktiver Rückstände

Der Flowback enthält auch geogene radioaktive Stoffe. Diese fallen in erster Linie an Sieben und Filtern sowie als Schlämme oder Feststoffe im Rahmen der Behandlung des Flowback an.

Für die Entsorgung von Schlämmen und Ablagerungen sind die besonderen Anforderungen des Strahlenschutzrechts zu beachten (siehe dazu Abschn. B4.1.4).

Die bei Unternehmen der Erdöl- und Erdgasbranche in Niedersachsen angefallenen Rückstände sind nach Angaben des niedersächsischen Wirtschaftsministers entweder nach Entlassung aus der strahlenschutzrechtlichen Überwachung an verschiedene konventionelle Unternehmen zur

Verwertung oder Beseitigung, im Falle des Verbleibs in der strahlenschutzrechtlichen Überwachung an die Landessammelstelle abgegeben worden.³³²

Die zuständige Behörde entlässt auf Antrag überwachungsbedürftige Rückstände zum Zweck einer bestimmten Verwertung oder Beseitigung durch schriftlichen Bescheid aus der Überwachung, wenn aufgrund der Umstände des Einzelfalls und der getroffenen Schutzmaßnahmen der erforderliche Schutz der Bevölkerung vor Strahlenexposition sichergestellt, also der Richtwert der effektiven Dosis von 1 mSv/a auch ohne weitere Maßnahmen nicht überschritten wird (§ 98 Abs. 1 Satz 1 und 2 StrlSchV). Nur dann ist eine abfallrechtliche Verwertung oder Beseitigung der Reststoffe zulässig (§ 98 Abs. 1 Satz 3 StrlSchV).

Eine Entlassung kann nur erfolgen, wenn keine Bedenken gegen die abfallrechtliche Zulässigkeit des vorgesehenen Verwertungs- oder Beseitigungsweges und seine Einhaltung bestehen. Dazu muss der Unternehmer eine Annahmeerklärung des VerwerTERS oder Beseitigers vorlegen (§ 98 Abs. 3 StrlSchV).

Im WEG-Leitfaden für Arbeiten mit natürlicher Radioaktivität wird als Entsorgungsweg für überwachungsbedürftige Rückstände der Zuschlag bei Verfüllungen von Bohrungen genannt.³³³

Ist eine Entlassung nicht möglich, sind Art, Masse und spezifische Aktivität der Rückstände sowie der geplante Entsorgungsweg innerhalb eines Monats der zuständigen Behörde anzuzeigen. Diese kann anordnen, dass Schutzmaßnahmen zu treffen sind und auf welche Weise die Rückstände zu beseitigen sind (§ 99 StrlSchV).

Im Entwurf der StrlSchV 2001 war dafür vorgesehen, dass die Lagerung, Beseitigung und Verwertung von gemäß § 99 StrlSchV in der Überwachung verbleibenden Rückständen zu den Arbeitsfeldern zählt, bei denen erheblich erhöhte Expositionen durch natürliche terrestrische Strahlungsquellen auftreten können und die deshalb einer besonderen strahlenschutzrechtlichen Überwachung nach Maßgabe der §§ 95 f. StrlSchV unterliegen.³³⁴ Die geplante Regelung der Anlage XI Teil B Nr. 11 wurde allerdings gestrichen, weil nach einem Bericht der Strahlenschutzkommission mit hinreichender Sicherheit eine Exposition der Arbeitskräfte über 6 mSv/a an solchen Arbeitsplätzen ausgeschlossen werden könne. Deshalb sei es unverhältnismäßig, diesen Betrieben eine Dosisabschätzung aufzuerlegen.³³⁵

³³² Vgl. die Antwort des niedersächsischen Wirtschaftsministers in der 102. Plenarsitzung des niedersächsischen Landtags am 17.03.2011, Plenarprotokolle 102/12969, 12972 f., auf die Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen, LT-Drs. 16/3452.

³³³ Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., Leitfaden für Arbeiten mit natürlicher Radioaktivität, Technische Regel, Stand 7/10, Nr. 7.6, Tab. 3, S. 31.

³³⁴ BR-Drs. 207/01, S. 294, i.V.m. Anlage XI Teil B Nr. 11 des Entwurfs, BT-Drs. 207/01, S. 172.

³³⁵ BR-Drs. 207/01 (Beschluss), S. 43.

Die in Bezug genommene Stellungnahme der Strahlenschutzkommission zur Strahlenexposition an Arbeitsplätzen durch natürliche Radionuklide vom 03./04.07.1997 empfiehlt zwar in der Tat nur für die jetzt in Anlage XI Teil B Nr. 1 bis 6 StrlSchV geregelten Arbeitsfelder eine besondere Überwachung;³³⁶ sie enthält aber keinen Hinweis zum einschlägigen Entsorgungsweg für überwachungsbedürftige Rückstände.

Somit ist zwar nach Maßgabe des § 99 StrlSchV weiterhin eine strahlenschutzrechtliche Überwachung erforderlich. Einziger Entsorgungsweg, der per se einer strahlenschutzrechtlichen Überwachung unterliegt, ist aber die Beseitigung als radioaktiver Abfall (§ 9a Abs. 1, Abs. 2 und Abs. 3 AtG i.V.m. §§ 72 ff. StrlSchV), also die Ablieferung an eine Landessammelstelle (vgl. § 9a Abs. 2 Satz 1 AtG, § 76 Abs. 3 und 4 StrlSchV).

³³⁶ SSK: Strahlenexposition an Arbeitsplätzen durch natürliche Radionuklide, Stellungnahme der Strahlenschutzkommission, verabschiedet auf der 147. Sitzung der SSK am 03./04.07.1997, Heft 10 der Reihe „Berichte der Strahlenschutzkommission“, im Internet unter www.ssk.de lediglich in englischer Fassung verfügbar, dort S. 19 f.

B5 **Wasserschutzgebiete**

In Wasserschutzgebieten oder deren Umgebung können sich aus den Verordnungen über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und aus der jeweiligen Schutzgebietsverordnung besondere formelle und materielle wasserrechtliche Anforderungen ergeben.

Hier werden exemplarisch im Internet veröffentlichte Schutzgebietsverordnungen in der Nähe der beiden Bohrungen Lünne in Niedersachsen und Nordwalde in Nordrhein-Westfalen geprüft, für die die EMPG auf ihrer Internetseite Betriebspläne veröffentlicht hat.³³⁷ Das sind Schutzgebietsverordnungen der ehemaligen Bezirksregierung Weser-Ems für die Wasserschutzgebiete Mundersum³³⁸ und Grumsmühlen³³⁹ in der Nähe der Bohrung Lünne und die Wasserschutzgebietsverordnung Grevener Damm³⁴⁰ der Bezirksregierung Münster in der Nähe der Bohrung Nordwalde. Ferner berücksichtigen wir die alle Schutzgebietsverordnungen in Niedersachsen unmittelbar ergänzende SchuVO Nds (siehe dazu Abschn. B1.2.6).

Im Vordergrund stehen die Regelungen der Schutzzone III, die die größte räumliche Ausdehnung aufweisen. Die in Schutzzone II geltenden Beschränkungen können in aller Regel durch ein Ausweichen auf andere Flächen umgangen werden.

Die nachfolgenden Ausführungen betreffen zwar primär Wasserschutzgebiete; sie gelten aber unter Berücksichtigung der jeweiligen Schutzgebietsverordnungen in gleicher Weise für Heilquellenschutzgebiete. Auf gesetzlicher Ebene gelten entsprechend für diese die wesentlichen Bestimmungen für Wasserschutzgebiete (§ 53 Abs. 5 i.V.m. § 51 Abs. 2 und § 52 WHG). In den Anlagenverordnungen werden Wasser- und Heilquellenschutzgebiete unter dem Oberbegriff „Schutzgebiete“ zusammengefasst, es gelten jeweils dieselben Regelungen.³⁴¹

³³⁷ <http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/kommunikation/betriebsplanunterlagen.html>.

³³⁸ Verordnung über die Festsetzung eines Wasserschutzgebietes für die Wassergewinnungsanlagen des Wasserwerks Mundersum der Stadtwerke Lingen GmbH – Wasserschutzgebiet Mundersum – vom 25.01.2001, ABl.Reg.-Bez. Weser-Ems v. 16.02.2001, 152 ff., veröffentlicht unter www.lingen.de.

³³⁹ Verordnung über die Festsetzung eines Wasserschutzgebietes für die Wassergewinnungsanlagen (Brunnen I bis VIII) des Wasserwerkes Grumsmühlen des Wasserverbandes Lingener Land – Wasserschutzgebiet Grumsmühlen – vom 15.12.2004, veröffentlicht unter www.lingen.de.

³⁴⁰ Ordnungsbehördliche Verordnung zur Festsetzung des Wasserschutzgebietes für das Einzugsgebiet der Wassergewinnungsanlagen Grevener Damm der Stadtwerke Emsdetten GmbH (Wasserwerksbetreiber) – Wasserschutzgebietsverordnung „Grevener Damm“ – vom 04.05.1998, veröffentlicht unter www.emsdetten.de. Die Wasserschutzgebietsverordnung des näher gelegenen Wasserschutzgebiets Ahlintel ist im Internet nicht veröffentlicht.

³⁴¹ Vgl. z.B. § 2 Abs. 12 i.V.m. § 5 VAwS NRW, § 2 Nr. 24 LAWA-Muster-VAwS, § 2 Nr. 30 VAUwSE.

B5.1 Bohrungen

Die VAWs enthalten soweit ersichtlich keine Anforderungen an Bohrungen. Schutzgebietsverordnungen enthalten typischerweise einen Genehmigungsvorbehalt für Bohrungen in der Schutzzone III und ein Verbot in der Schutzzone II.³⁴² Damit bedarf in einem Wasserschutzgebiet abweichend von § 49 Abs. 1 WHG jede Bohrung einer Genehmigung.

Soweit materielle Anforderungen an Bohrungen überhaupt angesprochen werden, beschränken sich die Regelungen auf die Anordnung eines ordnungsgemäßen Ausbaus der Bohrung und deren Rückbau unter Beachtung einschlägiger technischer Regeln.³⁴³

Die Regelungen dürften sich primär auf vertikal abgeteufte Bohrungen von einem Bohransatzpunkt innerhalb des Wasserschutzgebietes beziehen. Sie sind aber weder nach dem Wortlaut noch nach ihrer Intention auf solche Bohrungen beschränkt.

Deshalb unterfallen auch vertikale oder horizontale Bohrungen, die von einem Bohransatzpunkt außerhalb des Wasserschutzgebietes abgeteuft werden, aber in den räumlichen Geltungsbereich des Wasserschutzgebietes hineinragen, den entsprechenden Verboten bzw. Genehmigungsvorbehalten einer Wasserschutzgebietsverordnung.

B5.2 Umgang mit wassergefährdenden Stoffen

Für Errichtung und Betrieb von Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen in Schutzgebieten enthalten die VAWs der Länder grundlegende Regelungen. Dazu gehört meist ein generelles Verbot in der Fassungszone (I) und der engeren Schutzzone (II) sowie ein Verbot von Anlagen der an anderer Stelle näher definierten Anlagen der Gefährdungsstufen C und D in der weiteren Schutzzone (III). Für die zulässigen Anlagen ist typischerweise ein Auffangraum oder eine doppelwandige Ausführung vorgeschrieben.³⁴⁴

Die Regelungen der Schutzgebietsverordnungen über den Umgang mit wassergefährdenden Stoffen sind unterschiedlich und teilweise differenziert ausgestaltet für verschiedene Arten des Umgangs (z.B. Errichtung von Anlagen, Befördern, sonstiger Umgang).³⁴⁵

Für die Schutzzeiten I und II gelten meist weitreichende Umgangsverbote.³⁴⁶ Für die Schutzzone III bzw. III A und III B gelten teilweise Genehmigungsvorbehalte,³⁴⁷ teilweise Verbote,³⁴⁸ teilweise keine besonderen Regelungen.³⁴⁹

³⁴² § 6 Abs. 2 Nr. 48 WSGV Grumsmühlen, § 5 Abs. 2 Nr. 53 WSGV Mundersum (Nds.); Anlage 3 Nr. 19 WSGV Grevenener Damm (NRW). Nr. 12 b) der Anlage zur SchuVO Nds sieht zwar für die Erdwärmenutzung mit Erschließung eines Grundwasserleiters ein Verbot in der Schutzzone II und einen Genehmigungsvorbehalt in der Schutzzone III vor, aber keine allgemeine Beschränkung, die auch für andere Bohrungen gelten würde.

³⁴³ § 5 Abs. 2 Nr. 53 WSGV Mundersum (Nds.).

³⁴⁴ Vgl. z.B. § 5 VAWs NRW, § 8 VAWs Nds, § 10 LAWA-Muster-VAWs 2002, § 49 VAUwSE.

³⁴⁵ § 6 Abs. 2 Nr. 24 ff. WSGV Grumsmühlen, § 5 Abs. 2 Nr. 28 ff. WSGV Mundersum (Nds.); Anlage 3 Nr. 11 f. WSGV Grevenener Damm (NRW); § 4 Nr. 3, § 5 Nr. 1, §§ 6 und 7 Muster-WSGV Hessen, Anlage 2 der VwV WSG Hessen.

Nach diesen Regelungen sind Errichtung und Betrieb eines Bohrplatzes, an dem mit wassergefährdenden Stoffen umgegangen wird, in Schutzzone III häufig nur nach Maßgabe einer Einzelfallgenehmigung zulässig.

B5.3 Fracks und Einleiten wassergefährdender Stoffe

Spezielle Regelungen zum Fracking gibt es bisher soweit ersichtlich nicht.

Schutzgebietsverordnungen enthalten aber typischerweise ein für alle Schutzzonen geltendes Verbot des Einleitens oder Einbringens von wassergefährdenden Stoffen in den Untergrund.³⁵⁰ Für diesen Verbotstatbestand kommt es also – anders als für den Benutzungstatbestand des Einleitens in ein Gewässer – nicht darauf an, ob die Einleitung in Grundwasser erfolgt. Der Begriff der wassergefährdenden Stoffe ist teilweise eigenständig definiert und weiter gefasst als die wassergefährdenden Stoffe nach Maßgabe des WHG, indem insbesondere darauf verzichtet wird, dass die nachteiligen Veränderungen dauerhaft oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß auftreten können.³⁵¹

³⁴⁶ Siehe die Nachweise in der vorigen Fußnote.

³⁴⁷ § 6 Abs. 2 Nr. 27 b) WSGV Grumsmühlen für Errichten und Erweitern von Feldleitungen, die der Bergaufsicht unterliegen; § 5 Abs. 2 Nr. 29 b) und 32 WSGV Mundersum (Nds.) für Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und Feldleitungen; Anlage 3 Nr. 11 f. WSGV Grevenener Damm (NRW) für Errichtung (Zone III B) und Änderung (Zone III A und III B) von Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen.

³⁴⁸ § 6 Abs. 2 Nr. 24 und 27 a) WSGV Grumsmühlen und § 5 Abs. 2 Nr. 28 und 32 WSGV Mundersum (Nds.) für den Umgang mit wassergefährdenden Stoffen außerhalb von geeigneten Anlagen und das Errichten und Erweitern von Rohrleitungsanlagen außer Feldleitungen; Anlage 3 Nr. 11.1 WSGV Grevenener Damm (NRW) für die Errichtung von Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen in Zone III A; § 5 Nr. 1 Muster-WSGV Hessen, Anlage 2 der VwV WSG Hessen für das Errichten und Betreiben von Betriebsteilen, in denen mit wassergefährdenden Stoffen umgegangen wird, ins der Schutzzone III A.

³⁴⁹ § 6 Abs. 2 Nr. 25 f. WSGV Grumsmühlen für Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und das Befördern wassergefährdender Stoffe durch Fahrzeuge; § 5 Abs. 2 Nr. 29 a) und 31 WSGV Mundersum (Nds.) für Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen der (ehemaligen) WGK 0 bis 1.000 m³ und das Befördern wassergefährdender Stoffe durch Fahrzeuge; Anlage 3 Nr. 12.2 WSGV Grevenener Damm (NRW) für sonstige wassergefährdende Anlagen; § 4 Nr. 3.

³⁵⁰ § 6 Abs. 2 Nr. 28 WSGV Grumsmühlen, § 5 Abs. 2 Nr. 33 WSGV Mundersum (Nds.); Anlage 3 Nr. 51.1 WSGV Grevenener Damm (NRW).

³⁵¹ § 2 Abs. 13 WSGV Grevenener Damm (NRW): Wassergefährdende Stoffe im Sinne dieser Verordnung sind feste, flüssige oder gasförmige Stoffe, die sich im Wasser lösen, sich mit diesem vermischen, an seinen Inhaltsstoffen haften oder seine Oberfläche bedecken und dadurch die physikalischen, chemischen oder biologischen Eigenschaften des Wassers nachteilig verändern können. Dafür wird eine Reihe von Beispielen aufgeführt und zusätzlich auf den Katalog wassergefährdender Stoffe nach der VwVwS verwiesen.

Danach ist das Einleiten oder Einbringen des Frack-Fluides in Wasserschutzgebieten grundsätzlich verboten, wenn es nach Maßgabe der jeweils anwendbaren Schutzgebietsverordnung bzw. dem WHG als wassergefährdender Stoff einzustufen ist.

Sonstige Tatbestände, die Fracks verbieten oder unter einen besonderen Genehmigungsvorbehalt stellen würden, sind in den hier betrachteten Schutzgebietsverordnungen nicht enthalten. Insbesondere enthalten sie für die Schutzzonen II und III auch keine Generalklausel, nach der sonstige Maßnahmen, die nicht unter den Katalog von Verboten und Beschränkungen fallen, verboten oder genehmigungspflichtig sind. Lediglich in der Fassungszone unmittelbar um die Brunnen (Schutzzone I) sind regelmäßig alle Maßnahmen verboten, die nicht der Wassergewinnung dienen.³⁵²

Allerdings ist die Wasserbehörde ermächtigt, in einem bestehenden Wasserschutzgebiet Entscheidungen, die in die Wasserschutzgebietsverordnung aufgenommen werden können, auch im Einzelfall zu treffen (§ 52 Abs. 1 Satz 1 WHG). Damit wird den Wasserbehörden ein flexibles und schnelles Entscheiden im Einzelfall ermöglicht.³⁵³ Voraussetzung für eine solche Entscheidung ist wie bei der Festsetzung des Wasserschutzgebietes selbst, dass der Schutzzweck der Wasserschutzgebietsverordnung dies erfordert (§ 52 Abs. 1 Satz 1 WHG). Damit ist insbesondere der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz zu beachten.³⁵⁴

B5.4 Umgang mit dem Flowback

Für den Umgang mit dem Flowback sind vor allem Regelungen der Schutzgebietsverordnungen für den Umgang mit Abwasser maßgeblich. Teilweise enthalten sie auch besondere Regelungen für Leitungen, die der bergrechtlichen Aufsicht unterliegen.

Typische Regelungen sind ein generelles Verbot des Einleitens von Abwasser in den Untergrund³⁵⁵ und Genehmigungsvorbehalte für Abwasserleitungen.³⁵⁶ Abwasserbehandlungsanlagen sind in der Schutzzone III teilweise verboten,³⁵⁷ teilweise einem Genehmigungsvorbehalt unterworfen,³⁵⁸ teilweise bestehen aber auch keine besonderen Regelungen.³⁵⁹ Das Einleiten

³⁵² § 5 WSGV Grumsmühlen, § 4 WSGV Mundersum (Nds.); § 3 Abs. 3 WSGV Grevenener Damm (NRW).

³⁵³ BT-Drs. 16/12275, S. 67; Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 52 Rn. 41.

³⁵⁴ Vgl. Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 52 Rn. 14.

³⁵⁵ § 6 Abs. 2 Nr. 1 WSGV Grumsmühlen, § 5 Abs. 2 Nr. 1 WSGV Mundersum (Nds.); Anlage 3 Nr. 4.1, 4.3.2 und 5.1.4 WSGV Grevenener Damm (NRW).

³⁵⁶ § 6 Abs. 2 Nr. 2 WSGV Grumsmühlen, § 5 Abs. 2 Nr. 3 WSGV Mundersum (Nds.); Anlage 3 Nr. 3 WSGV Grevenener Damm (NRW).

³⁵⁷ Anlage 3 Nr. 6.1 WSGV Grevenener Damm (NRW) für Abwasserbehandlungsanlagen in Schutzzone III A.

³⁵⁸ § 6 Abs. 2 Nr. 4 WSGV Grumsmühlen (Nds.); Anlage 3 Nr. 6 WSGV Grevenener Damm (NRW).

³⁵⁹ § 5 Abs. 2 Nr. 5 WSGV Mundersum (Nds.).

von Abwasser in oberirdische Gewässer in der Schutzzone III ist beispielsweise verboten, wenn das oberirdische Gewässer anschließend die Zone II durchfließt,³⁶⁰ teilweise unterliegt es einem Genehmigungsvorbehalt,³⁶¹ teilweise gelten keine besonderen Regelungen.³⁶²

Nach diesen Regelungen unterliegt der Umgang mit dem Flowback in der Schutzzone III von Wasserschutzgebieten typischerweise einem Genehmigungsvorbehalt. Die Verpressung des Flowback ist in Wasserschutzgebieten grundsätzlich verboten.

B5.5 Genehmigungen und Befreiungen

Über die Erteilung von Genehmigungen nach einer Wasserschutzgebietsverordnung entscheidet typischerweise die örtlich zuständige Untere Wasserbehörde, typischerweise der Landkreis.

Wenn eine Maßnahme ohnehin einer wasserrechtlichen Erlaubnis oder einer bergrechtlichen Betriebsplanzulassung bedarf, tritt in der hier berücksichtigten nordrhein-westfälischen Wasserschutzgebietsverordnung an die Stelle der Genehmigung das Einvernehmen der Unteren Wasserbehörden.³⁶³ Bei bergbaulichen Vorhaben in (Teilen) der weiteren Schutzzone genügt das Benehmen der Unteren Wasserbehörde.³⁶⁴ Dann hat die für die Entscheidung zuständige Bergbehörde zwar eine Stellungnahme der Unteren Wasserbehörde einzuholen, diese ist aber nicht verbindlich.³⁶⁵

Wenn wie in den hier berücksichtigten niedersächsischen Wasserschutzgebietsverordnungen eine besondere Regelung fehlt, ist die nach der Wasserschutzgebietsverordnung erforderliche Genehmigung neben der Betriebsplanzulassung und ggf. der wasserrechtlichen Erlaubnis einzuholen.³⁶⁶

³⁶⁰ Anlage 3 Nr. 5.1.1 WSGV Grevener Damm (NRW).

³⁶¹ § 6 Abs. 2 Nr. 3 WSGV Grumsmühlen, § 5 Abs. 2 Nr. 1 WSGV Mundersum (Nds.); Anlage 3 Nr. 5.1.2 WSGV Grevener Damm (NRW).

³⁶² § 5 Abs. 2 Nr. 4 WSGV Mundersum (Nds.).

³⁶³ § 8 Abs. 6 Satz 1 WSGV Grevener Damm (NRW).

³⁶⁴ § 8 Abs. 6 Satz 3 WSGV Grevener Damm (NRW).

³⁶⁵ Vgl. Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 19 Rn. 25.

³⁶⁶ Vgl. z.B. § 6 Abs. 4 WSGV Grumsmühlen und § 5 Abs. 3 WSGV Mundersum (Nds.), nach denen Genehmigungsvorbehalte nach anderen Rechtsvorschriften unberührt bleiben.

Auch wenn eine Maßnahme nach Schutzgebietsverordnung verboten ist, kann die zuständige Behörde im Einzelfall eine Befreiung erteilen, wenn der Schutzzweck nicht gefährdet wird oder überwiegende Gründe des Wohls der Allgemeinheit dies erfordern (§ 52 Abs. 1 Satz 2 WHG).³⁶⁷

So hat der Landkreis für das Verpressen von Lagerstättenwasser in der Versenkbohrung Völkersen H 1 der RWE Dea AG in der Wasserschutzzone III des Wasserschutzgebietes Panzenberg im Jahr 1999 eine Ausnahmegenehmigung nach Schutzgebietsverordnung erteilt.³⁶⁸

Auch für die Erteilung einer Befreiung kommt es darauf an, ob und inwieweit eine Maßnahme Auswirkungen auf das schutzwürdige Grundwasser hat. Gegenüber Maßnahmen außerhalb eines Schutzgebietes genügen jedoch bereits geringere Wahrscheinlichkeiten für eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit. Grund dafür ist die allgemeine Erwägung, dass bei der Bestimmung des Maßstabs der Wahrscheinlichkeit für den Eintritt einer Gewässerbeeinträchtigung auch das Gewicht eines möglichen Schadens berücksichtigt werden muss, dem im Fall der etwaigen Betroffenheit einer konkreten Wasserversorgung besondere Bedeutung zukommt.³⁶⁹

Unterfällt eine Maßnahme dem Verbot einer Schutzgebietsverordnung, besteht schon aus diesem Grund eine Vermutung für eine daraus resultierende nachteilige Grundwasseränderung. Auf den Nachweis der Möglichkeit eines Schadenseintritts im Einzelfall kann dann verzichtet werden.³⁷⁰

Damit hängt die Erteilung einer Befreiung in einem Wasserschutzgebiet von noch strengeren Voraussetzungen an die Unwahrscheinlichkeit einer nachteiligen Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit ab, als dies ohnehin aufgrund des Besorgnisgrundsatzes der Fall ist. Gleichwohl kann die Befreiung erteilt werden, wenn eine Beeinträchtigung ausgeschlossen ist oder eine Beeinträchtigung zwar nicht ganz ausgeschlossen werden kann, aber überwiegende Gründe einer dem Allgemeinwohl dienenden Aufsuchung oder Gewinnung eine Befreiung rechtfertigen.

³⁶⁷ Die neben § 52 Abs. 1 Satz 2 WHG geltenden Befreiungsregelungen der Schutzgebietsverordnungen sind meist ähnlich formuliert, aber insofern strenger, als auch dann, wenn der Schutzzweck nicht gefährdet wird, eine Befreiung nur zulässig ist, wenn zusätzlich eine offenbar nicht beabsichtigte Härte drohen würde, vgl. § 9 Abs. 2 Nr. 2 WSGV Grumsmühlen, § 8 Abs. 2 Nr. 2 WSGV Mundersum (Nds.); § 9 Abs. 1 Nr. 2 WSGV Grevener Damm (NRW).

³⁶⁸ Vgl. dazu die Beschlussvorlage 324/2011/3 der Stadt Verden vom 01.12.2011 mit Entwurf einer Stellungnahme gegenüber dem LBEG, im Internet verfügbar über das Ratsinformationssystem der Stadt, www.verden.de.

³⁶⁹ So *VGH Kassel*, Beschl. v. 17.08.2011, 2 B 1484/11, Juris-Rn. 19 für eine 150 m tiefe Erdwärmesonde der Schutzzone III A eines Wasserschutzgebietes; vgl. auch *BVerwG*, Urteil v. 26.06.1970, IV C 99/67, NJW 1970, 1890, 1892 f., zur Zulässigkeit eines Heizöltanks in der Schutzzone II eines Wasserschutzgebietes.

³⁷⁰ *BVerwG*, Urteil v. 12.09.1980, 4 C 89/77, ZfW 1981, 87, 89; Urt. v. 12.08.1977, IV C 78.76, Buchholz 445.4 § 34 WHG Nr. 5; *Posser*, in: Giesberts/Reinhardt, Beck OK Umweltrecht, § 32 WHG, Rn. 40; Czychowski/Reinhardt, WHG, 10. Aufl. 2010, § 32 Rn. 42.

Die bergrechtliche Rohstoffsicherungsklausel verlangt, dass bei der Anwendung von Befreiungsvorschriften einer Wasserschutzgebietsverordnung die Aufsuchung und die Gewinnung so wenig wie möglich beeinträchtigt werden (§ 48 Abs. 1 Satz 2 BBergG, siehe dazu Abschn. B1.4.4). Da der Verbotstatbestand der Wasserschutzgebietsverordnung aber an sich unberührt bleibt (§ 48 Abs. 1 Satz 1 BBergG) und das öffentliche Interesse am Schutz einer Trinkwassergewinnungsanlage prinzipiell mindestens ebenso gewichtig ist wie die Rohstoffsicherung,³⁷¹ kann allein aus der Rohstoffsicherungsklausel kein Vorrang der bergbaulichen Tätigkeit abgeleitet werden. Vielmehr sind die Umstände des Einzelfalls maßgeblich dafür, welchem Belang der Vorrang einzuräumen ist.

In jedem Fall können in einem Wasserschutzgebiet zusätzliche, über die üblichen Anforderungen hinausgehende Anforderungen an den Bohrlochausbau sowie bezüglich der Überwachung und Nachweisführung verlangt werden.

B5.6 Maßnahmen bei geplanten und in der Umgebung von Wasserschutzgebieten

Wasserbehördliche Entscheidungen zum Schutz eines Wasserschutzgebietes können ferner bereits vorläufig in einem als Wasserschutzgebiet geplanten Gebiet (§ 52 Abs. 2 WHG) oder in der Umgebung eines Wasserschutzgebietes (§ 52 Abs. 3 WHG) getroffen werden, wenn andernfalls der mit der Festsetzung verfolgte Zweck gefährdet würde.

Regelungen zum Umgebungsschutz können sowohl in der Schutzgebietsverordnung selbst als auch im Zusammenhang mit Entscheidungen im Einzelfall getroffen werden. Das Gesetz sieht insoweit keine Einschränkungen vor.

Die Ermächtigung zu Entscheidungen in der Umgebung von Wasserschutzgebieten ist erst durch die WHG-Novelle 2009 in das WHG aufgenommen worden. Zuvor gab es allerdings ähnliche Regelungen auf Landesebene.³⁷² In der Kommentarliteratur wird zu Recht darauf hingewiesen, dass die Vorschrift so eng ausgelegt werden muss, dass sie nicht zu einer ungerechtfertigten faktischen Ausweitung des Wasserschutzgebietes und damit zu einer Umgehung der Voraussetzungen für die Schutzgebietsfestsetzung selbst führt.³⁷³

Regelungen zum Umgebungsschutz sind weder in den von uns durchgesehenen Schutzgebietsverordnungen enthalten noch sind uns entsprechende Entscheidungen im Einzelfall bekannt.

³⁷¹ Dazu *BVerwG*, Urt. v. 04.07.1986, 4 C 31/84, *BVerwGE* 74, 315 ff. = *NJW* 1987, 1713, 1714.

³⁷² So die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 16/12275, S. 67; dazu kritisch die vom Bundesrat nicht übernommene Empfehlung des Agrarausschusses in BR-Drs. 280/1/09, S. 39 f.

³⁷³ Czychowski/Reinhardt, *WHG*, 10. Aufl. 2010, § 52 Rn. 54; Hünnekens, in: Landmann/Rohmer, *WHG* § 52 Rn. 40.

B6 Umweltverträglichkeitsprüfung

Nach Maßgabe der UVP-V Bergbau ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung nur erforderlich für die Gewinnung von Erdgas zu gewerblichen Zwecken mit einem Fördervolumen von täglich mehr als 500.000 m³ Erdgas (§ 1 Nr. 2 Buchst. a UVP-V Bergbau). Besondere Regelungen zum Fracking enthält die UVP-V Bergbau bislang nicht.

Die bisher durchgeführten und absehbaren Fracking-Vorhaben dürften schon deshalb nicht der UVP-Pflicht nach Maßgabe des § 1 Nr. 2 Buchst. a UVP-V Bergbau unterfallen, weil es sich zunächst um Aufsuchungsvorhaben und damit nicht um Gewinnungsvorhaben im Sinne der Vorschrift handelt. Selbst wenn eine Gewinnung erfolgt, wird sie voraussichtlich gar nicht oder allenfalls unter der Bedingung, dass die Gewinnung an mehreren Bohrplätzen gemeinsam betrachtet werden muss, diesen Schwellenwert überschreiten.

Wegen der befürchteten negativen Umweltauswirkungen der unkonventionellen Gasförderung ist deshalb früh gefordert worden, Fracking-Vorhaben einer UVP zu unterziehen. Auf der Grundlage von Vorschlägen der Bezirksregierung Arnsberg³⁷⁴ hat das Land Nordrhein-Westfalen deshalb im Wege einer Bundesratsinitiative einen Antrag zur Änderung der UVP-V Bergbau eingebracht. Danach soll nicht nur die Gewinnung, sondern auch die Aufsuchung einer zwingenden UVP unterliegen, wenn mindestens drei Bohrstandorte betrieblich mit Leitungen miteinander verbunden sind, und wenn Tiefbohrungen ausgeführt werden, bei denen mit hydraulischem Druck ein Aufbrechen von Gesteinen erfolgt oder unterstützt wird. Die Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas mit sonstigen Tiefbohrungen soll nach Maßgabe einer allgemeinen Vorprüfung UVP-pflichtig sein.³⁷⁵

Der Bundesrat hat über diesen Antrag noch nicht entschieden; er befindet sich noch in der Abstimmung der Ausschüsse.³⁷⁶ Der Wirtschaftsausschuss soll einen Antrag Niedersachsens übernommen haben, nach dem die vorgeschlagene UVP-Pflicht eingeschränkt werden soll. Daraufhin soll der Umweltausschuss das Verfahren angehalten haben.³⁷⁷ Unabhängig davon prüft die Bundesregierung eine Änderung der UVP-V Bergbau.³⁷⁸

³⁷⁴ Bezirksregierung Arnsberg, Vorschläge zur Änderung des Bergrechts 2011, Stand 18.02.2011, im Internet unter http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/e/erdgas_rechtlicher_rahmen/vorschlag_bergrecht.pdf.

³⁷⁵ BR-Drs. 388/11 vom 29.06.2011, S. 1 und 4.

³⁷⁶ Vgl. die Zuweisung zum federführenden Wirtschaftsausschuss und zu den mitberatenden Ausschüssen für Umwelt sowie für Städtebau und Raumordnung, Plenarprotokoll der 855. Sitzung des Bundesrates am 08.07.2011, S. 339 f.

³⁷⁷ So NRW-Umweltminister Rammel in einem Interview der Ruhr-Nachrichten vom 26.10.2011, im Internet unter <http://www.ruhrnachrichten.de/gasbohrungen+in+nrw./art1757,1454459>.

³⁷⁸ Vgl. nur die Antworten der Bundesregierung auf entsprechende Anfragen in BT-PlProt 17/157, S. 18789 vom 08.02.12 und BT-PlProt 17/186, S. 22287 vom 27.06.12.

B6.1 UVP-pflichtiges Vorhaben

Im Exxon-Expertenkreis der Arbeitsgruppe Recht ist kontrovers diskutiert worden, ob der Schwellenwert von 500.000 m³ pro Tag auf das in einem Betriebsplan dargestellte Vorhaben, auf das in einem Bewilligungsfeld insgesamt geplante Vorhaben oder auf die Förderung in einer Einzelbohrung zu beziehen sei.³⁷⁹

Nach dem Eingangssatz des § 1 UVP-V Bergbau „bedürfen die nachfolgend aufgeführten betriebsplanpflichtigen Vorhaben“ einer UVP.

Ob eine nach § 1 Nr. 2 Buchst. a UVP-V Bergbau UVP-pflichtige Gewinnung von Erdgas vorliegt, richtet sich also danach, inwieweit die Gewinnung von Erdgas ein betriebsplanpflichtiges Vorhaben nach Bundesberggesetz ist. Ein betriebsplanpflichtiges Vorhaben ist die Errichtung und Führung eines Betriebes (§ 51 Abs. 1 Satz 1 und § 52 Abs. 1 Satz 1 BBergG). Zum Gewinnungsbetrieb gehören alle Betriebsanlagen und Betriebseinrichtungen, die überwiegend dem Gewinnen einschließlich des Beförderns und Lagerns von Bodenschätzen und sonstigen Massen dienen, soweit es im unmittelbaren betrieblichen Zusammenhang mit dem Gewinnen steht (§ 51 Abs. 1 Satz 2 i.V.m. § 2 Abs. 1 BBergG). Nicht mehr zum Gewinnungsbetrieb gehört aber das Befördern von Bodenschätzen und sonstigen Massen in Rohrleitungen ab Übergabestation, die Einleitung in Sammelleitungen oder letzter Messstation für den Ausgang, soweit die Leitungen unmittelbar und ausschließlich der Abgabe an Dritte oder an andere Betriebe desselben Unternehmens dienen, die nicht zum Aufsuchen, Gewinnen oder Aufbereiten von Bodenschätzen bestimmt sind (§ 2 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. Abs. 4 Nr. 5 BBergG).

Der Umfang eines Gewinnungsbetriebes und die Abgrenzung zweier möglicherweise benachbarter Gewinnungsbetriebe ist demnach zunächst nach Maßgabe der Umstände des Einzelfalls danach zu bestimmen, ob und inwieweit verschiedene Teilvorhaben einem einheitlichen Gewinnungsbetrieb zuzurechnen sind. Kleinste Einheit eines Gewinnungsbetriebes ist der Bohrplatz, ggf. erweitert um Einrichtungen zur Entsorgung des Flowback. Umfasst ein Gewinnungsvorhaben mehrere Bohrplätze, kommt es darauf an, inwieweit diese als einheitlicher Betrieb anzusehen sind. Im Vordergrund dürften dafür gemeinsame technische und betriebliche Einrichtungen zu berücksichtigen sein (z.B. Verbindung durch Rohrleitungen, einheitliche Zuordnung von Zubehör zu verschiedenen Bohrplätzen), aber auch die Betriebsorganisation (einheitliche Leitung, aufeinander abgestimmter Betrieb). Die Grenzen der Gewinnungsfelder dürften als solche ebenso unbeachtlich sein wie Grundstücksgrenzen für die Bestimmung des immissionsschutzrechtlichen Anlagenbegriffs (vgl. hierzu § 1 Abs. 2 der 4. BImSchV). Allerdings kann das im Bewilligungsverfahren vorzulegende Arbeitsprogramm (§ 12 Abs. 1 Satz 1 i.V.m. § 11 Nr. 3 BBergG) wichtige Anhaltspunkte dafür liefern, ob und inwieweit verschiedene Bohrplätze in einem einheitlichen Betriebszusammenhang stehen.

Wenn mehrere Vorhaben derselben Art, die gleichzeitig von demselben oder mehreren Trägern verwirklicht werden sollen und in einem engen Zusammenhang stehen (kumulierende Vorhaben), zusammen die maßgeblichen Größen oder Leistungswerte erreichen oder über-

³⁷⁹ S. 4 des Ergebnisprotokolls Arbeitsgruppe 7 „Rechtliche Einordnung der Ergebnisse“, im Internet unter dialog-erdgasundfrack.de/statuskonferenz/ergebnisprotokoll-arbeitsgruppe-7.

schreiten, besteht ebenfalls eine Verpflichtung zur Durchführung einer UVP (§ 3 b Abs. 2 Satz 1 UVPG). Die Vorschrift ist auch auf bergbauliche Vorhaben anwendbar, weil diese über den Verweis in Nr. 15.1 des Anhangs 1 UVPG zugleich in den Anwendungsbereich des UVPG fallen (§ 3 Abs. 1 Satz 1 UVPG). Ein enger Zusammenhang zwischen mehreren Vorhaben ist gegeben, wenn die Vorhaben als technische oder sonstige Anlagen auf demselben Betriebs- oder Baugebiete liegen und mit gemeinsamen betrieblichen oder baulichen Einrichtungen verbunden sind (§ 3 b Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 UVPG) oder als sonstige in Natur und Landschaft eingreifende Maßnahmen in einem engen räumlichen Zusammenhang stehen (§ 3 b Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 UVPG) und wenn sie einem vergleichbaren Zweck dienen.

Bohrplätze sind technische Anlagen (§ 2 Abs. 2 Nr. 1 Buchst. a UVPG) und unterfallen damit nur der Regelung des § 3 b Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 UVPG. Für verschiedene Bohrplätze, die nicht ohnehin einen einheitlichen Betrieb bilden, kommt eine gemeinsame Berücksichtigung als kumulierendes Vorhaben nach dem Wortlaut des UVPG nur in Betracht, wenn sie nicht nur mit gemeinsamen Einrichtungen verbunden sind, sondern auch auf demselben Betriebsgelände liegen (§ 3 b Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 UVPG). Das wird regelmäßig nicht der Fall sein. Es ist aber zweifelhaft, ob diese engen Voraussetzungen des UVPG mit der UVP-Richtlinie vereinbar sind,³⁸⁰ so dass im Zweifel geprüft werden müsste, ob ein kumulierendes Vorhaben wegen einer unmittelbaren Wirkung der UVP-Richtlinie in Betracht kommt.

Ist ein Vorhaben zunächst nicht UVP-pflichtig, wird es aber geändert oder erweitert und überschreitet dann den maßgebenden Größen- oder Leistungswert für die UVP-Pflicht, ist für die Änderung oder Erweiterung eine UVP unter Berücksichtigung der Umweltauswirkungen des bestehenden, bisher nicht UVP-pflichtigen Vorhabens durchzuführen (§ 3 b Abs. 3 UVPG). Ein zunächst nicht UVP-pflichtiges Vorhaben kann damit in die UVP-Pflicht hineinwachsen.

Eine UVP-Pflicht besteht auch bei der Änderung oder Erweiterung UVP-pflichtiger Vorhaben, wenn die Änderung oder Erweiterung für sich allein die Größen- oder Leistungswerte der UVP-Pflicht überschreitet oder nach Maßgabe einer Vorprüfung des Einzelfalls erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann; in die Vorprüfung sind auch frühere Änderungen oder Erweiterungen des UVP-pflichtigen Vorhabens einzubeziehen, für die keine UVP durchgeführt worden ist (§ 3 e Abs. 1 UVPG).

In Niedersachsen wird der sogenannte „Förderbetrieb Niedersachsen“ der RWE Dea AG als einheitlicher Betrieb über einheitliche Hauptbetriebspläne zugelassen. Zu diesem Betrieb gehören laut Internet-Darstellung der RWE Dea AG 29 Erdgasproduktionsbohrungen, die über eine zentrale Messwarte überwacht und gesteuert werden. Der Förderbetrieb kann in der Spitze mehr als 9 Mio. m³ Erdgas pro Tag fördern. Die Förderraten der einzelnen Bohrungen liegen je nach Lagerstättenbeschaffenheit und Förderdauer zwischen 2.000 und 45.000 m³ pro Stun-

³⁸⁰ Vgl. zur Diskussion über die Erforderlichkeit der Kumulationsregel zur Umsetzung der UVP-Richtlinie und zur Frage einer engen oder weiten Auslegung dieser Voraussetzung: *Sangenstedt*, in: Landmann/Rohmer, UVPG, § 3b, Rn. 7 ff. und 29.

de.³⁸¹ Das entspricht bei durchgehender Förderung einem Fördervolumen von bis zu 1.080.000 m³ pro Tag an einzelnen Bohrungen.

Das spricht dafür, dass der Förderbetrieb Niedersachsen der RWE Dea AG insgesamt ein UVP-pflichtiges Vorhaben ist. Jede hinzukommende Gewinnungsbohrung wäre danach UVP-rechtlich als Änderung dieses Betriebes zu bewerten. Für sie müsste jeweils geprüft werden, ob und inwieweit sie für sich allein oder mit weiteren Erweiterungen UVP-pflichtig sind. Dafür wäre eine Vorprüfung des Einzelfalls erforderlich.

Das niedersächsische LBEG hat im Internet eine Liste durchgeführter Vorprüfungen des Einzelfalls im Zeitraum vom 01.01.2009 bis 01.10.2011 veröffentlicht.³⁸² Dieser lässt sich nicht entnehmen, dass entsprechende Vorprüfungen für eine Änderung oder Erweiterung der Gewinnung durchgeführt worden wären. Es stellt sich deshalb die Frage, ob in diesem Zeitraum schlicht keine Änderung oder Erweiterung eines UVP-pflichtigen Erdgasgewinnungsvorhabens erfolgt ist oder eine an sich erforderliche UVP-Vorprüfung unterblieben ist und insoweit ein Vollzugsdefizit vorliegt.

B6.2 UVP-Pflicht unterhalb des Schwellenwertes

Obwohl eine UVP-Pflicht im Zusammenhang mit Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas und den dafür erforderlichen Bohrungen nach der UVP-V Bergbau nur für Gewinnungsvorhaben mit einem Fördervolumen von täglich mehr als 500.000 m³ Erdgas oder deren Änderung oder Erweiterung erforderlich sein kann, besteht auch für Maßnahmen unterhalb dieser Schwelle eine UVP-Pflicht nach Maßgabe einer UVP-Vorprüfung. Das ergibt sich daraus, dass die UVP-V Bergbau offenkundig gegen die Anforderungen der europäischen UVP-Richtlinie verstößt und die UVP-Richtlinie deshalb unmittelbar anwendbar ist.³⁸³

Die UVP-Richtlinie verlangt, dass Projekte ihres Anhangs I einer zwingenden UVP unterzogen werden (Art. 4 Abs. 1 UVP-RL 2011/92/EU). Dazu gehört die Gewinnung von Erdgas zu gewerblichen Zwecken mit einem Fördervolumen von mehr als 500.000 m³ /Tag (Anhang I Nr. 14 UVP-RL 2011/92/EU). Diese Anforderung ist durch § 1 Nr. 2 Buchst. a UVP-V Bergbau umgesetzt.

Darüber hinaus verlangt die UVP-Richtlinie, dass Projekte des Anhangs II nach Maßgabe einer Einzelfallprüfung oder nach von den Mitgliedstaaten festgelegten Schwellenwerten bzw. Kriterien einer UVP unterzogen werden (Art. 4 Abs. 2 UVP-RL). Bei der Einzelfalluntersuchung oder bei der Festlegung von Schwellenwerten und Kriterien sind die Auswahlkriterien des Anhangs III der Richtlinie zu berücksichtigen (Art. 4 Abs. 3 UVP-RL). Zu diesen Auswahlkriterien

³⁸¹ So die Internetseite www.rwe.com, Rubriken Standorte / Deutschland / Förderbetrieb Niedersachsen.

³⁸² Im Internet unter www.lbeg.niedersachsen.de, Rubriken Bergbau/Genehmigungsverfahren/ Umweltverträglichkeits-Vorprüfungen, dort Download UVP-Vorprüfungen Stand 01.10.2011.

³⁸³ So auch *Frenz*, Fracking und UVP, UPR 2012, S. 125 ff.

gehören näher bezeichnete Merkmale der Projekte, ihres Standortes und ihrer Umweltauswirkungen (Anhang III UVP-RL).

Zu den Projekten des Anhangs II gehören Tiefbohrungen (Anhang II Nr. 2 Buchst. d UVP-RL) und oberirdische Anlagen zur Gewinnung von Erdgas (Anhang II Nr. 2 Buchst. e UVP-RL).

Für diese beiden Projektkategorien sieht die UVP-V Bergbau eine UVP-Pflicht lediglich für Tiefbohrungen zur Gewinnung von Erdwärme ab 1.000 m Teufe in bestimmten Schutzgebieten vor (§ 1 Nr. 8 UVP-V Bergbau).

Nach ständiger Rechtsprechung des EuGH überschreitet ein Mitgliedstaat seinen Ermessensspielraum, wenn er Kriterien und/oder Schwellenwerte so festlegt, dass in der Praxis alle Projekte einer bestimmten Art von vornherein von der Pflicht zur Untersuchung ihrer Auswirkungen ausgenommen wären; es sei denn, aufgrund einer Gesamtbeurteilung aller ausgenommenen Projekte wäre davon auszugehen, dass bei ihnen nicht mit erheblichen Auswirkungen auf die Umwelt zu rechnen ist.³⁸⁴

Für oberirdische Anlagen zur Gewinnung von Erdgas (Anhang II Nr. 2 Buchst. e UVP-RL 2011/92/EU) sieht die UVP-V Bergbau unterhalb des Schwellenwertes der obligatorischen UVP-Pflicht generell keine UVP-Pflicht vor. Damit sind alle Projekte dieser Art von Anlagen des Anhangs II UVP-Richtlinie generell von einer UVP-Pflicht ausgeschlossen. Damit liegt ein klarer Verstoß gegen die UVP-Richtlinie vor.³⁸⁵

Der EuGH geht ferner in ständiger Rechtsprechung davon aus, dass Mitgliedstaaten ihren Ermessensspielraum bei der Bestimmung der UVP-pflichtigen Vorhaben (Art. 4 Abs. 2 UVP-Richtlinie 2011/92/EU) überschreiten, wenn sie für bestimmte Projektklassen gemäß Anhang II der Richtlinie Schwellenwerte festsetzen, die nur die Größe der Projekte, nicht aber ihre Art und ihren Standort berücksichtigen. Vielmehr müssen sie der Art oder dem Standort der Projekte Rechnung tragen, beispielsweise durch Festsetzung mehrerer Schwellenwerte für verschiedene Projektgrößen, die je nach Art oder Standort des Projektes anwendbar wären.³⁸⁶

Tiefbohrungen sind nach der UVP-V Bergbau nur UVP-pflichtig, wenn sie zur Gewinnung von Erdwärme ab 1 000 m Teufe in ausgewiesenen Schutzgebieten dienen (§ 1 Nr. 8 UVP-V Bergbau). Diese Kriterien beziehen sich zwar nicht nur auf die Größe, sondern auch auf Art (Erdwärmegewinnungsbohrung) und Standort (Schutzgebiete) des Projektes (Art. 2 Abs. 1, An-

³⁸⁴ EuGH, Urteil vom 24.10.1996, Rs. C-72/95, Slg. 1996, I-5431, 5451, Kraaijefeld, Rn. 53; Urteil vom 21.09.1999, Rs. C-392/96, Slg. I-5929, 5952, Kommission/Irland, Rn. 75; vgl. hierzu EU-Kommission, Environment Impact Assessment of Projects, Rulings of the Court of Justice, 2010, S. 17.

³⁸⁵ So *Ludwig*, Umweltaspekte in Verfahren nach dem Bundesberggesetz, ZUR 2012, 150, 154; insoweit unentschieden *Roßnagel/Hentschel/Polzer* (2012), S. 21, Fn. 96.

³⁸⁶ EuGH, Urteil vom 21.09.1999, Rs. C-392/96, Slg. 1999, I-5929, 5951 f., Rn. 65, 70 und 72 (Kommission / Irland); Urteil vom 20.11.2008, Rs. C-66/06, Kommission / Irland, Rn. 64; Urteil vom 15.10.2009, Rs. C-255/08, Kommission / Niederlande, Rn. 32 bis 39; vgl. hierzu auch EU-Kommission, Environment Impact Assessment of Projects, Rulings of the Court of Justice, 2010, S. 17, im Internet unter ec.europa.eu/environment/eia/pdf/eia_case_law.pdf; Gallas/Sangenstedt, in: Landmann/Rohmer, UVPg, § 3, Rn. 21.

hang III Nr. 2 UVP-Richtlinie 2011/92/EG), allerdings fehlt es an einer Differenzierung für verschiedene Projektgrößen und an einer Öffnung der Schwellenwerte für die Berücksichtigung sonstiger Merkmale des Projektes in einer UVP-Vorprüfung im Einzelfall. Insbesondere Größe (Anhang III Nr. 1 Buchst. a UVP-RL, Abfallerzeugung (Anhang III Nr. 1 Buchst. d UVP-RL), Umweltverschmutzung und Belästigungen (Anhang III Nr. 1 Buchst. e UVP-RL) und das Unfallrisiko mit Blick auf verwendete Stoffe und Technologien (Anhang III Nr. 1 Buchst. f UVP-RL) und die Merkmale der potenziellen Auswirkungen (Anhang III Nr. 3 UVP-RL) sind weder in der UVP-V Bergbau berücksichtigt noch können sie im Rahmen einer UVP-Vorprüfung im Einzelfall berücksichtigt werden, da eine solche nicht vorgesehen ist.

Außerdem ist nicht nachvollziehbar und vor dem Hintergrund des Gleichbehandlungsgrundsatzes kaum zu rechtfertigen, dass die geltende Regelung der UVP-V Bergbau nur für Erdwärmehochbohrungen, nicht aber für Kohlenwasserstoffbohrungen gilt.

Damit verstößt die UVP-V Bergbau auch gegen die Anforderungen an die Berücksichtigung der Auswahlkriterien des Anhangs III UVP-Richtlinie.

Auch die EU-Kommission geht davon aus, dass sowohl die Aufsuchung als auch die Gewinnung unkonventioneller Kohlenwasserstoffe als Vorhaben nach Anhang II Buchst. d und e UVP-RL einer UVP-Vorprüfung bedürfen und nach Maßgabe des Vorsichts- und Vorsorgeprinzips eine UVP erfordern, wenn nicht auf Basis objektiver Informationen ausgeschlossen werden kann, dass das Projekt erhebliche Umweltauswirkungen haben.³⁸⁷

Folge der Unionsrechtswidrigkeit der UVP-V Bergbau ist die unmittelbare Wirkung der Richtlinie.³⁸⁸ Die Bergbehörden sind deshalb verpflichtet, in unmittelbarer Anwendung der Art. 4 Abs. 2 und 3 i.V.m. Anhang II Nr. 2 Buchst. d und e sowie Anhang III UVP-Richtlinie eine UVP-Vorprüfung der Tiefbohrungen und der oberirdischen Anlagen zur Gewinnung von Erdgas durchzuführen.

Diese Verpflichtung besteht von Amts wegen.³⁸⁹ Auf die nach nationalem Recht von der Rechtsprechung bisher offen gelassene Frage, ob und inwieweit Behörden über die Nichtanwendung einer Rechtsverordnung entscheiden dürfen,³⁹⁰ kommt es danach bei vorrangigem Unionsrecht nicht an.

³⁸⁷ EU-Kommission, Guidance Note on the application of Directive 85/337/EEC to projects related to the exploration and exploitation of unconventional hydrocarbon vom 12.12.2011, Nr. 3, im Internet unter <http://ec.europa.eu/environment/eia/pdf/Annexe%202.pdf>.

³⁸⁸ Vgl. dazu *Kment*, in: Hoppe, UVP-G, 3. Aufl. 2007, Vorbemerkung, Rn. 44, und Frenz, UPR 2012, 125, 127.

³⁸⁹ *Schroeder*, in: Streinz, EUV/AEUV, 2. Aufl. 2012, Art. 288, Rn. 51 mit Hinweis auf EuGH, Rs. C-103/88, Fratelli Costanzo, Slg. 1989, 1839, Rn. 31; Rs. C-312/93, Peterbroeck, Slg. 1995, I-4599, Rn. 20; *Streinz*, in: Streinz, a.a.O., Art. 4 EUV, Rn. 39.

³⁹⁰ Dazu *Jarass*, in: Jarass/Pieroth, Grundgesetz, 11. Aufl. 2011, Art. 20, Rn. 40 mit weiteren Nachweisen.

B6.3 UVP-Pflicht wasserrechtlicher Teilvorhaben

Unabhängig von der UVP-Pflicht bergbaulicher Vorhaben kommt für wasserrechtlich relevante Teile des Vorhabens eine UVP-Pflicht nach Maßgabe des Wasserrechts in Betracht.

Einen guten Überblick über durchgeführte UVP-Vorprüfungen gibt die vom LBEG im Internet veröffentlichte Bekanntgabe über durchgeführte Vorprüfungen des Einzelfalls.³⁹¹ Die aktuelle Liste der zwischen dem 01.01.2009 und dem 01.01.2011 durchgeführten insgesamt 45 UVP-Vorprüfungen enthält beispielsweise allgemeine und standortbezogene UVP-Vorprüfungen für das Entnehmen, Zutagefördern oder Zutageleiten von Grundwasser mit einem jährlichen Volumen von 5.000 bis 100.000 m³ (standortbezogene Vorprüfung, Nr. 13.3.3, Anlage 1 UVPG) bzw. 100.000 bis 10 Mio. m³ (allgemeine Vorprüfung gemäß Nr. 13.3.2, Anlage 1 UVPG) zum Zweck der Grundwasserabsenkung im Rahmen der Errichtung oder Sanierung von Lagerstättenwasserleitungen³⁹² oder im Rahmen des Bohrplatzbaus oder -rückbaus.³⁹³

Für die in der Liste enthaltenen UVP-Vorprüfungen ist jeweils festgestellt worden, dass eine UVP nicht erforderlich ist.³⁹⁴

³⁹¹ Siehe dazu bereits Abschn. B6.2 mit Fußnote 365.

³⁹² Vgl. lfd. Nr. 15, 21, 42 und 45 der Liste durchgeführter UVP-Vorprüfungen des LBEG.

³⁹³ Vgl. Nr. 28 und 36 der Liste durchgeführter UVP-Vorprüfungen des LBEG.

³⁹⁴ Vgl. die Vorbemerkung der Liste.

B7 Quellennachweis

- BERENDES, K., FRENZ, W. & MÜGGENBORG, H.-J. (2011): Wasserhaushaltsgesetz. Kommentar. Berlin.
- BOLDT, G. & WELLER, H. (1984): Bundesberggesetz. Kommentar. Berlin u.a.
- BOLDT, G. & WELLER, H. (1990): Bundesberggesetz. Ergänzungsband zum Kommentar. Berlin u.a.
- BREUER, R. (2004): Öffentliches und privates Wasserrecht, 3. Aufl. München.
- CZYCHOWSKI, M. & REINHARDT, M. (2010): Wasserhaushaltsgesetz. Kommentar. 10. Aufl. München.
- FRENZ, W. (2012): Fracking und UVP, Umwelt- und Planungsrecht (UPR) 2012, S. 125 ff.
- GIESBERTS, L. & REINHARDT, M. (2012): Beck'scher Online-Kommentar Umweltrecht (Beck OK Umweltrecht). Stand 01.04.2012. Edition 23. München.
- HOPPE, W. (2007): Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Kommentar. 3. Aufl. Köln u.a.
- JARASS, H. D. (2012): Bundes-Immissionsschutzgesetz. Kommentar. 9. Aufl. München.
- JARASS, H. D. & PIEROTH, B. (2011): Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland. Kommentar. 11. Aufl. München.
- KREMER, E. & NEUHAUS GEN. WEVER, P. U. (2001): Bergrecht. Stuttgart u.a.
- LANDMANN & ROHMER (2012): Umweltrecht. Kommentar. 63. Ergänzungslieferung, Dezember 2011. München.
- LUDWIG, G. (2012): Umweltaspekte in Verfahren nach dem Bundesberggesetz, Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR) 2012, S. 150 ff.
- ÖKO-INSTITUT E.V. / DBE TECHNOLOGY GMBH (2009): Forschungsvorhaben Chemisch-toxische Stoffe in einem eindlager für hochradioaktive Abfälle (CHEMOTOX). AP I – Regulierung, Vorschriften, Anwendungsfälle – Analyse des Ist-Zustandes. Darmstadt/Peine.
- PIENS, R., SCHULTE, H.-W. & VITZTHUM, S. Graf (1983) Bundesberggesetz. Kommentar. Stuttgart u.a.
- RECHENBERG, J. (2007): Die schwere Geburt einer Tochter – Entstehung und Folgen der EG-Grundwasser-Tochtersrichtlinie. Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR) 2007, S. 235 ff.
- ROßNAGEL, A., HENTSCHEL, A. & POLZER, Andreas (2012): Rechtliche Rahmenbedingungen der unkonventionellen Erdgasförderung mittels Fracking, unveröffentlichte Fassung, März 2012.
- SEUSER, A. A. (2012): Unkonventionelles Erdgas. Begehrte Ressource mit Unwägbarkeiten. Natur und Recht (NuR) 2012, S. 8 ff.
- SIEDER, F., ZEITLER, H., DAHME, H. & KNOPP, G.-M. (2011): Wasserhaushaltsgesetz. Abwasserabgabengesetz. Kommentar. 42. Ergänzungslieferung, Stand 01.08.2011. München.

STREINZ, R. (2012): EUV/AEUV. Vertrag über die Europäische Union und Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union. Kommentar. 2. Aufl. München.

TEIL C: RISIKOBEWERTUNG UND DEFIZITANALYSE

Die nachfolgende Bewertung der Risiken, die mit der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten verbunden sein können, sowie die Analyse der noch vorhandenen Wissens- und Informationsdefizite greift die Ergebnisse der Teile A und B des vorliegenden Gutachtens auf und beschränkt sich auf die folgenden Aspekte, die aus Sicht des Umweltbundesamtes und der Gutachter als wesentlich für die Bewertung der Risiken angesehen werden:

- Benennung und Bewertung der wichtigsten Wirkungspfade auf die Natur durch die untersuchten wasserbezogenen Aspekte des Fracking.
- Steuerung und Überwachung der Rissbildung beim Fracking.
- Bewertung der Frack-Additive sowie des zu Tage tretenden Flowback.
- Bewertung des Verbleibs der Frack-Additive im Untergrund.
- Bewertung der Entsorgung / Wiederverwertung des Flowback.
- Methodische Hinweise zur Durchführung standortspezifischer Risikoanalysen.

Die nachfolgenden Ausführungen beschränken sich auf die wasserbezogenen Risiken, die mit dem Einsatz der Fracking-Technologie bei der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen verbunden sein können. Es erfolgte keine Betrachtung darüber hinausgehender Umweltauswirkungen (Lärm, Licht, Staub, Seismizität etc.).

C1 Wasserbezogene Wirkungspfade

Im Kapitel A2.2 (Teil A) wurden die potenziellen wasserbezogenen Wirkungspfade, die beim Fracking zu betrachten sind ausführlich dargestellt. Zusammenfassend lassen sie sich wie folgt charakterisieren:

- Pfadgruppe O: (Schad-)Stoffeinträge unmittelbar an der Erdoberfläche („von oben“).
- Pfadgruppe 1: (Schad-)Stoffaufstiege und -ausbreitungen entlang von Bohrungen.
- Pfadgruppe 2: (Schad-)Stoffaufstiege und -ausbreitungen entlang von geologischen Störungen.
- Pfadgruppe 3: Direkteintrag von Frack-Fluiden in den Untergrund und (Schad-)Stoffaufstiege und -ausbreitungen ohne bevorzugte Wegsamkeiten (diffus).
- Entsorgung des Flowback über Disposalbohrungen.
- Summation und Kombination unterschiedlicher Wirkungspfade und Langzeitwirkungen.

Wesentliche Voraussetzungen für die Wirksamkeit eines Wirkungspfades sind ausreichende Durchlässigkeiten und Potenzialunterschiede. Für jeden Standort ist aus diesem Grund ein **hydrogeologisches Systemverständnis** unerlässlich, um im Vorfeld der Erkundung und Gewinnung mögliche großräumige und summarische Auswirkungen aufzuzeigen, modellieren und

überwachen zu können. Dies schließt insbesondere auch ein Systemverständnis der großräumigen Zusammenhänge (Geosystem) mit ein.

„Das hydraulische Potenzial beschreibt den Energiezustand von Wasser im Boden an einer durch die Messung definierten Stelle“ (http://de.wikipedia.org/wiki/Hydraulisches_Potenzial (30.08.2012)). Im Falle des Grundwassers kann das hydraulische Potenzial bei einer freien Grundwasseroberfläche auch als Grundwasserstand ausgedrückt sein. Da aber vielfach die Grundwasseroberfläche nicht frei ist (z.B. in den tiefen Grundwasserfließsystemen), wird der Begriff Potenzial verwendet. Wasser fließt immer von einem höheren zum niedrigen Potenzial. Entscheidend ist die Potenzialdifferenz. Aufsteigende Potenzialdifferenzen meint, dass das Grundwasser gegen die Schwerkraft aufsteigt (z.B. in artesischen Systemen), absteigende Potenzialdifferenzen bedeuten das Gegenteil (z.B. Versickerung von Regenwasser).

Die Pfadgruppe 0 stellt hierbei insofern eine Ausnahme dar, als dass geologisch-hydrogeologische Faktoren hier allenfalls eine untergeordnete Bedeutung spielen (Schutzfunktion der Deckschichten), da es sich um einen Direkteintrag „von oben“ handelt.

C1.1 Wasserbezogene Risiken des Fracking über die Wirkungspfade

Bei entsprechenden geologisch-hydrogeologischen Verhältnissen besteht über die in Abschnitt A2.2 beschriebenen Wirkungspfade unter bestimmten Bedingungen die Möglichkeit des Aufstiegs und der Ausbreitung von

- Frack-Fluiden,
- Formationswasser,
- Lösungs-, Reaktions- und Transformationsprodukten aus Frack-Fluiden und Formationswasser und
- Gasen

bis in das oberflächennahe (nutzbare) Grundwasser. Schadstoffe und Gase können so in den oberflächennahen Wasserkreislauf gelangen und zu qualitativen Beeinträchtigungen von Nutzungen (Trinkwassergewinnung, Oberflächengewässer, grundwasserabhängige Ökosysteme etc.) führen. Durch vorhabenbedingte Veränderungen der natürlichen Durchlässigkeiten und hydraulischen Potenziale kann es darüber hinaus zu Veränderungen im großräumigen hydrogeologischen Fließsystem kommen (z.B. durch eine großräumige annähernd flächendeckende Erhöhung der Durchlässigkeiten durch Fracking im Zielhorizont).

Als potenzielle wasserbezogene Risiken über die identifizierten Wirkungspfade sind demnach im Einzelnen zu nennen:

- Eintrag von Frack-Fluiden in das oberflächennahe (nutzbare) Grundwasser) (oberirdisch/unterirdisch),

- Eintrag von Frack-Fluiden in das tiefe (z.T. stark mineralisierte) Grundwasser (unterirdisch),
- Eintrag von Flowback in das oberflächennahe (nutzbare) Grundwasser (oberirdisch),
- Aufstieg von Tiefenwasser (mit/ohne Frack-Fluide) in das oberflächennahe (nutzbare) Grundwasser (unterirdisch),
- Hydrogeologische Auswirkungen auf das Gesamtsystem (Veränderungen der Permeabilitäten und Potenziale, Wechselwirkungen der Grundwasserfließsysteme untereinander und mit den oberflächennahen Systemen, unterirdisch),
- Überregionale Auswirkungen auf den Wasserhaushalt (Wasserbedarf/Entsorgung),
- Aufstieg von Gasen (u.a. Methan) (unterirdisch).

C1.2 Bedeutung der wasserbezogenen Wirkungspfade und rechtliche Vorgaben

Die Bedeutung der Wirkungspfade hängt – mit Ausnahme der Pfadgruppe 0 – von den jeweiligen geologisch-hydrogeologischen Verhältnissen (Durchlässigkeiten und Potenzialverhältnisse) ab und kann somit nur standortspezifisch nach entsprechenden Vorarbeiten bewertet werden. Die beispielhaften Ausführungen zu ausgewählten Geosystemen in Teil A (Abschn. A2.4 und A2.5) haben gezeigt, dass hier in jedem Geosystem mit besonderen Fragestellungen zu rechnen ist (siehe Tab. A 4), deren Beantwortung für die Bewertung der Bedeutung der Wirkungspfade unerlässlich ist. Bezogen auf die Geosysteme mit potenziellen unkonventionellen Erdgas-Vorkommen in Deutschland ist somit im Rahmen des vorliegenden Gutachtens keine allgemein gültige Bewertung der Bedeutung der Wirkungspfade möglich.

Es ist jedoch möglich die Bedeutung der Wirkungspfade in Bezug auf die unterschiedlichen Betriebsphasen bei der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen mittels Fracking qualitativ zu bewerten. Jede Betriebsphase ist mit unterschiedlichen Eingriffen verbunden, die über unterschiedliche Wirkungspfade zu Auswirkungen auf die Umwelt führen können. Im vorliegenden Gutachten wird zwischen folgenden Phasen unterschieden:

- Fracking zur Erkundung/Gewinnung
- Gewinnung (Betrieb)
- Nachbetrieb (Langzeitsicherheit)

In den jeweiligen Phasen unterscheidet sich der jeweilige Umfang des Eingriffs (betrachtete Dimension) und damit auch der zu betrachtende Raum in Bezug auf die potenziellen Umweltauswirkungen. Die Erkundung mittels Bohrung ohne Fracking wurde nicht betrachtet, da sich das vorliegende Gutachten auf die Risiken im Zusammenhang mit Fracking konzentriert.

In der Betriebsphase „Fracking zur Erkundung“ beschränken sich die Eingriffe auf den Einzelfall. Im Mittelpunkt stehen dabei die lokalen Auswirkungen bezogen auf den jeweiligen Standort (inkl. Umkreis bei abgelenkten Bohrungen).

In den Phasen „Fracking zur Gewinnung“ und „Gewinnung“ stehen dann über die lokalen Auswirkungen hinaus auch die Summenwirkung einer großräumigen, mehrfachen hydraulischen Stimulation und Ausbeutung der Lagerstätte im Mittelpunkt.

Die Phase „Nachbetrieb“ beschreibt die Nachsorgephase nach Abschluss der Gewinnung. Auch hier stehen neben den lokalen Auswirkungen vor allem die Summen- und Langzeitwirkungen im Mittelpunkt.

Die Bedeutung der Wirkungspfade in den einzelnen Betriebsphasen wird nachfolgend bewertet, wobei die Bewertung als Hinweis zu verstehen ist, mit welcher Intensität und mit welchem Aufwand die Analyse der Wirkungspfade im Vorfeld der jeweiligen Betriebsphase zu erfolgen hat, um die wasserbezogenen Risiken hinreichend genau bewerten zu können. Hieraus ergeben sich dann die entsprechenden Vermeidungs-, Minderungs- und Monitoringmaßnahmen.

Pfadgruppe 0: (Schad-)Stoffeinträge unmittelbar an der Erdoberfläche

Die Pfadgruppe O ist insbesondere in der Phase des Fracking von Bedeutung, da hier im Hinblick auf Transport, Lagerung und Entsorgung der Umgang mit Frack-Fluiden und Flowback am intensivsten ist. Durch Unfälle, Störfälle oder unsachgemäßen Umgang kann es hier zu Schadstoffeinträgen an der Erdoberfläche kommen.

Während der Gewinnung muss das geförderte Produktionswasser abtransportiert und entsorgt werden. Auch hiermit sind potenziell Risiken für den oberflächennahen Wasserkreislauf verbunden.

Auf die entsprechenden rechtlichen Bestimmungen wird in Kapitel B2 detailliert eingegangen.

Pfadgruppe 1: Schadstoffausbreitung entlang von Bohrungen

Bei der Pfadgruppe 1 ist hinsichtlich der Wirkungspfade zu unterscheiden zwischen der Produktionsbohrung und vorhandenen Altbohrungen, z.B. aus anderweitigen Erkundungen und Nutzungen (Geothermie, Kohlenwasserstoffexplorationen).

An der Produktionsbohrung kann es zum einen während des Frack-Vorgangs zu Leckagen und Undichtigkeiten kommen, die zu einem ungewollten Austritt von Frack-Fluiden in den Ringraum bzw. in das anstehende Gebirge führen. Im worst-case Fall kommt es zu einem unmittelbaren Austritt von Frack-Fluiden in einen Grundwasserleiter. Ob das Versagen des Casings und ein damit verbundener Austritt von Frack-Fluiden in den Ringraum bereits während des Frackvorgangs (durch rapiden Druckverlust) erkannt wird, ist u.a. abhängig von der Größe der Leckage und der Permeabilität der Ringraumabdichtung. Das Risiko für direkte Einträge in den oberflächennahen Grundwasserleiter über Leckagen im Ringraum lässt sich durch entsprechende technische Maßnahmen beim Bohrlochausbau verringern (siehe hierzu Abschn. A3.3.1)

Erläuterungen zu den technischen Standards sind in Kapitel A3 enthalten. Auf die bergrechtlichen Anforderungen während des Bohrbetriebs wird in Abschnitt B3.1 eingegangen.

Auch im Hinblick auf die Altbohrungen die Möglichkeit der Steuerung und Überwachung der Rissausbildung beim Fracking von Bedeutung (siehe Abschn. A3.3.3 und Kap. C2), da es durch die Risse unmittelbar zu einem hydraulischen Anschluss von Altbohrungen kommen kann.

Während der Gewinnung kann es in Abhängigkeit von den hydrogeologischen Verhältnissen und der zum Einsatz kommenden Techniken lokal und zeitlich befristet zur Ausbildung einer Potenzialsenke im Auswirkungsbereich der Produktionsbohrung kommen, wodurch ein unregelter Aufstieg von Gasen und Fluiden entlang des Bohrlochs eher unwahrscheinlich würde. Dies ist im Einzelfall anhand einer numerischen Grundwassermodellierung zu analysieren.

In der Nachbetriebsphase spielt bei der Produktionsbohrung, aber auch bei den Altbohrungen die Frage der Langzeitsicherheit, insbesondere der Zementation, aber auch des Casings, eine besondere Rolle. Nach Beendigung der Gewinnung werden sich i.d.R. wieder die ursprünglichen Potenzialverhältnisse einstellen. Bei aufsteigenden Potenzialverhältnissen und entsprechenden Durchlässigkeiten kann es dann entlang der Bohrungen zu Aufstiegen von Gasen, Frack-Fluiden und Formationswasser kommen.

Pfadgruppe 2: Schadstoffausbreitung entlang von Störungen

In der Pfadgruppe 2 sind – eine entsprechende Durchlässigkeit vorausgesetzt - durchgehende Störungen/Störungssysteme vom Bereich des Zielhorizontes (in dem gefrackt wird) bis zur Erdoberfläche in Bezug auf die Gefährdung oberflächennaher Grundwasservorkommen generell als bedeutsamer anzusehen, als Störungen, die nur Teilbereiche des Grund- und Deckgebirges durchteufen. Letztere können bei entsprechenden Druck- und Durchlässigkeitsverhältnissen im Gesteinskörper jedoch streckenweise bevorzugte Aufstiegsbahnen für Gase und Fluide darstellen. Die Bedeutung als Aufstiegsweg wird hier weniger für den relativ kurzen Zeitraum des eigentlich Fracking (i.d.R. wenige Stunden) als vielmehr in der Langzeitbetrachtung nach Abschluss der Gewinnung gesehen.

Im Hinblick auf die Pfadgruppe 2 ist auch die Möglichkeit der Steuerung und Überwachung der Rissausbildung beim Fracking von Bedeutung (siehe Kap. C2), da es hierdurch unmittelbar zu einem hydraulischen Anschluss an Störungen und Störungssysteme kommen kann.

Pfadgruppe 3: Schadstoffausbreitung ohne bevorzugte Wegsamkeiten

Der (diffuse) Aufstieg im Deckgebirge sowie die laterale Ausbreitung von Fluiden und Gasen ist ähnlich wie bei den Wirkungspfaden der Pfadgruppe 2 in allererster Linie abhängig von den jeweiligen Durchlässigkeiten / Permeabilitäten und Potenzialverhältnissen. Die eigentliche Phase des Fracking wird – bei den derzeit diskutierten Tiefen > 1.000 m - als zu kurz angesehen, um unmittelbar zu einer negativen Beeinträchtigung oberflächennaher Grundwasservorkommen über diesen Pfad führen zu können. Während der Gewinnung spielt in erster Linie der unkontrollierte Aufstieg von Gasen über diese Wirkungspfade eine Rolle. Als bedeutsam werden auch diese Wirkungspfade in der Nachbetriebsphase angesehen, wenn entsprechende Durchlässigkeiten und Potenziale vorhanden sind bzw. sich wieder einstellen.

Die Pfadgruppe 3 beinhaltet auch das direkte – gewollte – Einbringen von Frack-Fluiden während des eigentlichen Frackvorgangs in den Untergrund und damit u.U. in das Grundwasser. Sowohl durch diesen Direkteintrag als auch durch potenzielle Reaktionsprozesse zwischen Frack-Fluiden, Formationswasser und Gestein kann das Grundwasser im Untergrund in seiner hydrochemischen Beschaffenheit beeinträchtigt werden.

Auf die rechtlichen Aspekte des Einbringens in den Untergrund wird detailliert in Kapitel B3 eingegangen.

Summation und Kombination unterschiedlicher Wirkungspfade und Langzeitauswirkungen

Die Summation und Kombination der o.g. Wirkungspfade spielt in allen betrachteten Betriebsphasen eine Rolle und ist entsprechend zu beachten. Hierzu sind umfangreiche Kenntnisse der geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse des tieferen Untergrundes unerlässlich. Der Einsatz numerischer Grundwassermodelle bietet sich in diesem Zusammenhang als Prognoseinstrument an.

Da viele Fließvorgänge im tiefen Untergrund sehr langsam ablaufen, sind – auch im Zusammenhang mit den Summenwirkungen – die Langzeitwirkungen abzuschätzen. Hierbei sind die geologischen und hydrogeologischen Eigenschaften des jeweiligen Geosystems zu berücksichtigen. Auswirkungen auf das hydrogeologische Gesamtsystem sind in erster Linie langfristige Veränderungen, die voraussichtlich erst nach Jahren/Jahrzehnten zu signifikanten Auswirkungen führen (z.B. Auswirkungen von intensivem großflächigem Fracking).

Disposal

Die Entsorgung des Flowback und des Produktionswassers über Disposalbohrungen in den Untergrund spielt in Bezug auf den Stoffeintrag sowohl für den eigentlichen Frackvorgang (bzw. die Rückführung der Fluide) als auch während der Gewinnungsphase (Entsorgung des Flowback) eine Rolle. In Bezug auf die Langzeitsicherheit ist aber auch hier zu betrachten, inwieweit die in den Untergrund eingebrachten Stoffe ein Gefährdungspotenzial für die aquatische Umwelt darstellen. Weitere Ausführungen erfolgen in Kapitel C5. Die rechtlichen Aspekte sind in Kapitel B4 erläutert.

C2 Steuerung und Überwachung der Rissbildung beim Fracking

Die theoretischen Grundlagen zum Prozess der Rissbildung während des Fracking sind in Teil A (siehe Abschn. A3.3.3) ausführlich erläutert.

Das Risiko einer „unkontrollierten“ Rissbildung besteht insbesondere darin, dass es zu einem (ungewollten) Anschluss eines Fracks an ein hydraulisch wirksames Element (Altbohrung, Störung, durchlässige Gesteinsschicht) kommt (siehe Ausführungen in Abschn. C1). Mögliche Auswirkungen sind

- Anschluss einer hydraulisch wirksamen Altbohrung oder Störung und ein damit verbundener – ungewollter – Aufstieg von Gasen und Fluiden bis in das oberflächennahe Grundwasser,
- Rissbildung bis in Bereiche erhöhter hydraulischer Durchlässigkeit (ggf. auch mit Grundwasserführung) und ein dadurch bedingter diffuser Aufstieg von Gasen und Fluiden bis in das oberflächennahe Grundwasser.

Durch gekoppelte hydraulisch-mechanische Modelle kann die Rissbildung im Vorfeld des Fracking modelliert werden (siehe Abschn. A3.3.3 und BGR 2012). Voraussetzungen hierfür sind detaillierte Kenntnisse über die geomechanischen Eigenschaften der Zielformation und die Spannungsverhältnisse im Untergrund.

Abgesehen von Simulationen der Rissbildung im Vorfeld einer Frack-Maßnahme, welche über die gewählten Parameter und Randbedingungen mit gewissen Unsicherheiten behaftet ist, ist eine genaue Prognose der Rissausbreitung nicht möglich (siehe auch US EPA 2011).

Folgende Möglichkeiten bestehen, um die Rissbildung während des Fracking zu überwachen:

- Drucküberwachung während des Frack-Vorganges: Ob der Anschluss an ein hydraulisch wirksames Untergrundelement (und ein damit verbundener Austritt von Frack-Fluiden) bereits während des Frack-Vorganges durch Drucküberwachung (z.B. durch rapiden Druckverlust) erkannt wird, ist u.a. abhängig von der Größe des jeweiligen Anschlusses (d.h. Verlustes an Frack-Fluid), den dortigen Druckverhältnissen und der Permeabilität des angetroffenen Elements und der Art und Intensität der Überwachung (schleichende Verluste sind nur schwer zu detektieren).
- Eine seismische Überwachung der Rissbildung ist mittels Geophonen möglich. Die Platzierung der Geophone, der horizontale und vertikale Abstand zum Bereich der Stimulation ist ein entscheidender Faktor zur Minimierung der Unsicherheit in der Interpretation der Messergebnisse. Vorteilhaft ist eine Anordnung der Messinstrumente in einer oder mehreren benachbarten Bohrungen in verschiedenen Tiefen, mit möglichst geringem Abstand zum stimulierten Bereich (< 1 km) (Warpinski 2009). Mikro-seismische Ereignisse, wie sie bei der Rissbildung entstehen, lassen sich so registrieren. Über die Auswertung der Messungen lassen sich die Ereignisse lokalisieren, und zudem hinsichtlich der auslösenden Prozesse interpretieren.

Insgesamt sehen die Gutacher noch Entwicklungsbedarf im Hinblick auf Modellierung, Steuerung und Überwachung der Rissausbreitung, da die Lage und Dimension der erzeugten Risse für die Relevanz der Wirkungspfade der Pfadgruppen 1 bis 3 und für die Ableitung entsprechender „Sicherheitsabstände) von entscheidender Bedeutung sein kann (siehe auch US EPA 2011, S. 37f).

C3 Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide

C3.1 Einsatz von Frack-Additiven

Von den, den Gutachtern bekannten, 112 Stoffen, die in der Vergangenheit in Frack-Fluiden in Deutschland eingesetzt wurden (siehe Kap. A4 und Anhang 2), liegen nur für 76 Stoffe eine eindeutige Identifizierung anhand einer CAS-Nummern vor bzw. konnte anhand einer eindeutigen Bezeichnung der Stoffe/Stoffgemische korrigiert / recherchiert werden (markiert mit „korr.“ in Anhang 2). Diese 76 Stoffe (davon 9 Stützmittel und 67 Additive mit diversen Einsatzbereichen) werden im Folgenden als Datengrundlage verwendet. Die 36 Stoffe/Stoffgemische, zu denen keine eindeutige Identifizierung mit einer CAS-Nummer recherchiert werden konnte, sowie in den Sicherheitsdatenblättern nicht ausgewiesene bzw. nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe konnten nicht bewertet werden.

Für die 76 Stoffe/Stoffgemische wurde der Stand der REACH-Registrierung, die Einstufung nach Wassergefährdungsklassen gemäß VwVwS¹ sowie die Einstufung und Kennzeichnung gemäß CLP-Verordnung² recherchiert (Anhang 2). Der Stand der REACH-Registrierung wurde anhand der ECHA-Datenbanken „*registered substances*“ und „*preregistered substances*“ durch Abfrage der jeweiligen CAS-Nummer ermittelt (ECHA 2012). Die Einstufung in die Wassergefährdungsklasse erfolgte durch Auswertung der Rigoletto-Datenbank des Umweltbundesamtes (UBA 2009). Für die Einstufung gemäß CLP-Verordnung wurde das C&L-Verzeichnis der ECHA ausgewertet (ECHA 2012). Wurden für Stoffe mit nicht harmonisierter Einstufung unterschiedliche Einstufungen an die ECHA gemeldet, wurde aus den drei am häufigsten gemeldeten Einstufungen die umfangreichere ausgewählt.³

REACH-Registrierung

Von den 76 eindeutig mit CAS-Nummer identifizierten Stoffen sind 49 Stoffe vollständig unter REACH registriert (Anhang 2), so dass zu diesen Stoffen auch ein Dossier veröffentlicht wurde (ECHA 2012). Ein Stoff (Zirkondichloridoxid, CAS-Nr. 7699-43-6) wurde nur als Zwischenprodukt registriert. Weitere 24 Stoffe wurden unter REACH vorregistriert. Zwei in der Vergangenheit bei Fracks in Deutschland eingesetzte Stoffe (das wohl als Stützmittel-Beschichtung eingesetzte Formaldehyd-Polymer mit 4-Nonylphenol und Phenol, CAS-Nr. 40404-63-5 und das Stoffgemisch Alkohole, C11-14-iso- reich an C-13, ethoxyliert, propoxyliert, CAS-Nr. 78330-23-1) sind unter

¹ Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe vom 17. Mai 1999, novelliert 27. Juli 2005.

² 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.

³ Die Häufigkeit der Meldung kann u.a. durch Mehrfachmeldungen durch Unternehmensgruppen mit mehreren rechtlichen Einheiten beeinflusst werden. Außerdem werden Nichteinstufungen nicht im C&L-Verzeichnis aufgeführt.

REACH derzeit weder registriert noch vorregistriert. Es ist darauf hinzuweisen, dass Polymere unter REACH nicht registrierungspflichtig sind (Artikel 2 Absatz 9 REACH-Verordnung).

Einstufung in Wassergefährdungsklassen

Für 65 der 76 Stoffe mit eindeutiger CAS-Nummer liegt eine Einstufung in Wassergefährdungsklassen in der Rigoletto-Datenbank des Umweltbundesamtes vor (Anhang 2):

- Als einzige Verbindung der 76 Additive ist ein Biozid, ein Gemisch aus 5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on und 2-Methyl-2H-isothiazol-3-on (u.a. Handelsname Kathon[®]), als stark wassergefährdend (WGK 3) eingestuft. Dieses Biozid ist das am häufigsten eingesetzte Biozid in den ausgewerteten Frack-Fluiden und wurde nach dem Jahr 2000 in elf Fluiden verwendet (Anhang 2).
- 17 weitere Stoffe sind als wassergefährdend (WGK 2) eingestuft. Nach dem Jahr 2000 kam noch eine Auswahl von 11 Additiven mit WGK 2 zum Einsatz, am häufigsten Tetraethylenpentamin, das Natriumsalz der chlorigen Säure und 2-Brom-2-nitro-1,3-propandiol.
- 40 weitere Stoffe sind als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft, 31 davon kamen auch nach dem Jahr 2000 in Frack-Fluiden zur Anwendung.
- 6 Stoffe, überwiegend Stützmittel, sind als nicht wassergefährdend (nwg) eingestuft.
- Für ein weiteres Stützmittel, Keramische Stoffe (Bauxite) mit CAS-Nummer 66402-68-4 liegen je nach Zusammensetzung unterschiedliche Einstufungen vor (WGK 1-3).

Einstufung und Kennzeichnung nach CLP-Verordnung

Für 69 der 76 Stoffe sind der ECHA Einstufungen und Kennzeichnungen gemäß CLP-Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 gemeldet worden, für 34 dieser Stoffe ist die Einstufung und Kennzeichnung nach Annex VI der Verordnung harmonisiert (Anhang 2).

- 31 Stoffe sind in die Gefahrenklasse akute Toxizität (akute orale, dermale und/oder inhalative Toxizität) eingestuft. Sechs der Stoffe sind in die Gefahrstoffkategorien Acute Tox. 2 und 3, die anderen 25 Stoffe in die Kategorie Acute Tox. 4 eingestuft. In neueren, seit dem Jahr 2000 eingesetzten Frack-Fluiden wurden noch 22 der 31 als akut toxisch eingestuften Stoffe verwendet (Anhang 2).
- 9 Stoffe sind in die Gefahrenklasse Karzinogenität eingestuft. Drei dieser Stoffe (Standard-Lösungsmittel mit CAS-Nr. 8052-41-3, Aromatische Lösungsmittel mit CAS-Nr. 64742-95-6 und die als Stützmittel eingesetzten keramischen Stoffe (Bauxite) mit CAS-Nr. 66402-68-4) sind als Carc. 1B eingestuft, die wahrscheinlich beim Menschen karzinogen wirken. Weitere 6 Stoffe sind als Carc. 2 eingestuft, die im Verdacht stehen, karzinogene Wirkung beim Menschen auszulösen (Anhang 2). In neueren, seit dem Jahr 2000 eingesetzten Frack-Fluiden wurden noch 7 der 9 Stoffe verwendet, die als wahrscheinlich oder möglicherweise karzinogen eingestuft werden.

- 2 Stoffe, das Stoddard-Lösungsmittel und das Aromatische Lösungsmittel, sind zudem in die Gefahrenklasse Keimzellmutagenität (Muta. 1B) eingestuft. Das Stoddard-Lösungsmittel wurde auch in neueren Frack-Fluiden nach dem Jahr 2000 verwendet.
- 4 Stoffe (Borsäure, Dinatriumoktaborat Tetrahydrat und Natriumtetraborat sowie Kaliumiodid) sind als wahrscheinlich reproduktionstoxische Stoffe (Repr. 1B) eingestuft. Alle 4 Stoffe wurden auch in neueren, seit dem Jahr 2000 eingesetzten Frack-Fluiden verwendet (Anhang 2).
- 13 Stoffe sind als akut oder chronisch gewässergefährdend eingestuft. Vier dieser Stoffe (das Biozid 2-Brom-2-nitro-1,3-propandiol, das Natriumsalz der chlorigen Säure, Zitrusterpene und das Biozid aus 5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on und 2-Methyl-2H-isothiazol-3-on) sind als akut gewässergefährdend der Kategorie 1 (Aquatic Acute 1), letztere beide auch als chronisch gewässergefährdend der Kategorie 1 (Aquatic Chron. 1), eingestuft. 11 der 13 als gewässergefährdend eingestuften Stoffe wurden auch in neueren Frack-Fluiden seit dem Jahr 2000 eingesetzt (Anhang 2).

Die Einstufungen in weitere gesundheitsrelevante Gefahrenklassen sind in Anhang 2 aufgeführt und werden aus Platzgründen hier nicht näher dargestellt.

C3.2 Bewertung der Gefährdungspotenziale ausgewählter Frack-Fluide

Die Gefährdungspotenziale, die von einer möglichen Freisetzung der Frack-Fluide, der Formationswässer und/oder des Flowback auf den Wasserhaushalt – speziell das Grundwasser – ausgehen können, werden insbesondere im Hinblick auf den menschlichen Gebrauch als Trinkwasser und auf die in der aquatischen Umwelt lebenden Organismen bewertet. Im Folgenden wird zunächst die Bewertungsmethode vorgestellt, die anschließend zur Bewertung fünf ausgewählter Frack-Fluide angewendet wird.

Auf die Einstufung der eingesetzten Zubereitungen und Frack-Fluide hinsichtlich der Anforderungen an übertägige Anlagen (Einstufung in Wassergefährdungsklassen) und an den Arbeitsschutz (Einstufung und Kennzeichnung nach Gefahrstoffrecht) wird gesondert eingegangen (siehe Abschn. C3.2.5 und C3.2.6).

C3.2.1 Bewertungsmethode

Bei einer Freisetzung von Stoffen in die Umwelt gilt als wasserrechtlicher Bewertungsmaßstab, dass eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit des Grundwassers nicht zu besorgen sein darf (§ 48 Abs. 1 WHG). Eine nachteilige Veränderung der Beschaffenheit des oberflächennahen, also nutzbaren und am Naturhaushalt teilnehmenden Grundwassers liegt vor, wenn sich die Wasserbeschaffenheit mehr als nur geringfügig verschlechtert. Grundsätzlich unterliegt auch mineralisiertes Tiefengrundwasser dem Anwendungsbereich des WHG (siehe Abschn. B3.4). Bei der Beurteilung, ob und ab welcher Schwelle eine nachteilige Veränderung dieses Grundwassers vorliegen kann, muss die Schutzwürdigkeit des im Einzelfall möglicherweise betroffenen Grundwassers im Hinblick auf potenzielle menschliche Nutzungen und dessen Bedeutung für den Naturhaushalt berücksichtigt werden.

Eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit ist zu besorgen, wenn im nutzbaren Grundwasser gesetzliche und untergesetzliche Grenz-, Richt- und Höchstwerte, insbesondere die Geringfügigkeitsschwellenwerte⁴ der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA 2004), überschritten werden. Diese Geringfügigkeitsschwellenwerte (GFS) berücksichtigen vorrangig die Grenzwerte der Trinkwasserverordnung (TrinkwV) sowie human- und ökotoxikologisch begründete Wirkschwellen, damit das Grundwasser überall für den menschlichen Gebrauch als Trinkwasser nutzbar und als Lebensraum und als Bestandteil des Naturhaushaltes intakt bleibt.

Da für einen Großteil der als Frack-Additive eingesetzten Stoffe keine Geringfügigkeitsschwellen oder andere wasserrechtliche Beurteilungswerte vorliegen, wurden für diese Stoffe aufbauend auf LAWA (2004) gesundheitliche Leitwerte⁵ (LW) bzw. gesundheitliche Orientierungswerte⁶ (GOW) und ökotoxikologisch begründete PNEC-Werte⁷ recherchiert bzw. in Anlehnung an publizierte Methoden abgeleitet (siehe Abschn. C3.2.3 und C3.2.4). Die zu ausgewählten Additiven recherchierte Datenbasis ist in Anhang 3 (gesundheitliche Leit- bzw. Orientierungswerte in Tab. 1 und 2, ökotoxikologische Wirkkonzentrationen und daraus abgeleitete PNEC-Werte in Tab. 3 und 4) und physikalisch-chemische Eigenschaften in Tab. 5) zusammengestellt.

Die Abschätzung der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide erfolgt in einer Einzelstoffbewertung, indem stoffspezifische Risikoquotienten aus Stoffkonzentration und Beurteilungswert (GFS, LW, GOW oder PNEC) berechnet werden:

$$\text{Risikoquotient} = \frac{\text{Stoffkonzentration im Fluid}}{\text{Beurteilungswert}}$$

Während bei einem Risikoquotienten < 1 für den betreffenden Stoff kein Gefährdungspotenzial zu erwarten ist, ist bei einem Risikoquotienten ≥ 1 ein humantoxikologisches bzw. ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial zu besorgen. Im Rahmen dieses Gutachtens wird exemplarisch und nicht wissenschaftlich begründet bei einem Risikoquotienten > 1.000 von einem hohen Gefährdungspotenzial ausgegangen, der jedoch standortspezifisch anhand von Expositionsszenarien, z.B. unter Verwendung numerischer Modelle, zu überprüfen ist. Ziel ist es, in einer Ein-

⁴ Die Geringfügigkeitsschwelle (GFS) ist die Stoffkonzentration, bei der trotz der Erhöhung im Grundwasser gegenüber regionalen Hintergrundwerten keine relevanten ökotoxikologischen Wirkungen auftreten können und die Anforderungen der Trinkwasserverordnung oder entsprechend abgeleiteter Werte eingehalten werden (LAWA 2004).

⁵ Der gesundheitliche Leitwert (LW) ist die lebenslang gesundheitlich duldbare Höchstkonzentration eines Stoffes im Trinkwasser.

⁶ Der gesundheitlicher Orientierungswert (GOW) ist ein Vorsorgewert für humantoxikologisch nicht oder nur teilweise bewertbare Stoffe (UBA 2003).

⁷ Der PNEC-Wert (Predicted No Effect Concentration) ist die höchste Stoffkonzentration, bei der keine Wirkung auf Organismen eines aquatischen Ökosystems zu erwarten ist (EC TGD 2003).

zelstoffbewertung die human- und ökotoxikologisch relevanten Stoffe mit hohem Gefährdungspotenzial zu identifizieren und zu bewerten.

Auf eine Abschätzung der Gesamtoxität des Frack-Fluids durch Aggregation der Risikoquotienten der Einzelstoffe wird im Rahmen dieses Gutachtens verzichtet, weil die gängigen Methoden (z. B. konzentrationsadditives Zusammenwirken der Einzelstoffe) mögliche synergistische bzw. antagonistische Wirkungen in komplexen Fluiden nicht berücksichtigen können.

C3.2.2 Zu bewertende Stoffkonzentrationen

Bei Stoffeinträgen an der Oberfläche (Pfadgruppe 0 in Abb. C 1) ist die Stoffkonzentration an der Grundwasseroberfläche (Sickerwasser) zu betrachten. Bei einer möglichen Freisetzung aus dem Frack-Horizont (und entsprechenden Aufstieg über die Pfadgruppen 1 bis 3) ist dagegen in Analogie die Basis des wasserwirtschaftlich nutzbaren Grundwasserleiters als Ort der Beurteilung heranzuziehen (siehe Abb. C 1).

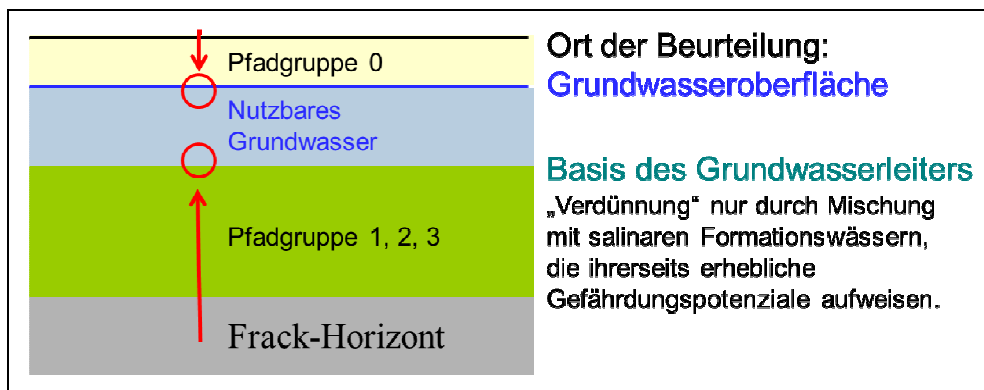


Abb. C 1: Ort der Beurteilung (rote Kreise) bei Stoffeinträgen in einen oberflächennahen, wasserwirtschaftlich nutzbaren Grundwasserleiter (blau) über Eintragspfade von der Oberfläche (Pfadgruppe 0) bzw. aus dem Frack-Horizont (Pfadgruppen 1-3) (Quelle: IWW)

Die Abschätzung dieser Stoffkonzentrationen kann nur standortspezifisch für mögliche Auszugs- und Expositionsszenarien unter Verwendung geeigneter Modellansätze erfolgen, die alle relevanten hydraulischen und geochemischen Transport-, Mischungs-, Abbau- und Reaktionsprozesse entlang der Fließpfade im Untergrund berücksichtigen. Gegenwärtig stehen derartige Modelle in der geforderten Detailschärfe nicht zur Verfügung.

Solange derartige Modelle fehlen, wird die Bewertung der Gefährdungspotenziale anhand der Stoffkonzentrationen im (unverdünnten) Frack-Fluid bzw. Formationswasser vorgenommen. Mit dieser Vorgehensweise werden mögliche Verdünnungseffekte der Stoffe bei einer Freisetzung in die Umwelt aus folgenden Gründen bewusst nicht berücksichtigt:

- Bei der Pfadgruppe 0 sind nur geringe Verdünnungseffekte zu erwarten.
- Bei den Pfadgruppen 1 bis 3 durch das Deckgebirge kann in erster Linie eine Mischung und Reaktion mit salinaren Tiefengrundwässern erfolgen, die ihrerseits hohe Gefährdungspotenziale aufweisen können. Mit einer wesentlichen Verringerung der Gefährdungspotenziale

durch Verdünnung ist erst mit Erreichen von Süßwasservorkommen zu rechnen; dann ist aber bereits eine Kontamination nutzbarer Wasserressourcen zu besorgen.

Das Gefährdungspotenzial möglicher, entlang der Pfadgruppen 1- bis 3 in einen nutzbaren Grundwasserleiter eingetragenen, Fluide wird deswegen anhand einer Bewertung der beiden Endglieder der Mischungsreihe (Frack-Fluid und lagerstättenspezifischem Formationswasser) abgeschätzt. Mögliche Transformations- und Abbaureaktionen sowie Sorptions- und Lösungsprozesse entlang der Fließpfade können wegen akuter Wissensdefizite bei der Bewertung gegenwärtig nicht berücksichtigt werden. Bei der Einzelstoffbewertung wird aber - soweit bekannt - auf die physikalisch-chemischen Eigenschaften der Stoffe, ihre Abbaubarkeit und ihre Abbauprodukte hingewiesen.

Aus Sicht der Gutachter sind Verdünnungsrechnungen bei der Bewertung der Frack-Fluide ohne quantitative Modellansätze als nicht zielführend anzusehen. Die hier vorgestellte Bewertungsmethode unterscheidet sich damit von Arbeiten im Zuge des ExxonMobil Informations- und Dialogprozesses, in denen die Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide nach einer angenommenen Verdünnung (gewählte Faktoren 1.000 bis 100.000) bewertet wurden (Ewers et al. 2012).

C3.2.3 Wasserrechtliche Beurteilungswerte

Bei einem Einleiten oder Einbringen von Stoffen in das Grundwasser gilt als wasserrechtlicher Bewertungsmaßstab, dass eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit des Grundwassers nicht zu besorgen sein darf (§ 48 Abs. 1 WHG, vgl. dazu B1.2.2 und B3.7). Eine nachteilige Veränderung der Beschaffenheit des oberflächennahen, also nutzbaren und am Naturhaushalt teilnehmenden Grundwassers liegt jedenfalls dann vor, wenn Grenzwerte der Trinkwasserverordnung überschritten werden. Sie liegt nicht vor, wenn sich die Wasserbeschaffenheit nur geringfügig verändert. Insoweit kann auf die von der LAWA unter Berücksichtigung der Prüfwerte der Bundesbodenschutzverordnung (BBodSchV) entwickelten Geringfügigkeitsschwellen zurückgegriffen werden.

Grundsätzlich unterliegt auch tiefes, mineralisiertes Grundwasser dem Anwendungsbereich des WHG. Bei der Beurteilung, ob und ab welcher Schwelle eine nachteilige Veränderung dieses Grundwassers vorliegen kann, muss die Schutzwürdigkeit des im Einzelfall möglicherweise betroffenen Grundwassers im Hinblick auf potenzielle menschliche Nutzungen und dessen Bedeutung für den Naturhaushalt berücksichtigt werden.

Eine Gefährdung von Schutzgütern kann durch, durch einen Frack ausgelöste oder verstärkte, Aufstiege von Formationswässern in oberflächennahe Grundwasserleiter oder durch Havarien bei der Ableitung, Aufbereitung oder Speicherung des Flowback erfolgen. Beurteilungswerte wurden auf der Grundlage von schutzgut- oder nutzungsbezogenen Grenz-, Richt-, Schwellen- und Prüfwerten sowie Umweltqualitätsnormen aus den im Folgenden aufgelisteten Regelwerken herangezogen. Für die Bewertung wurde aus jedem Regelungskontext der strengste Wert herangezogen.

- GFS: Geringfügigkeitsschwellenwerte (LAWA 2004)
- TrinkwV: Trinkwasserverordnung, Stand Mai 2011

- WHO: Guidelines for drinking water quality 4th ed. - World Health Organisation 2011
- MTVO: Mineral- und Tafelwasserverordnung vom 01. August 1984, Stand Dezember 2006; Bewertungsgrundlage sind die genannten Höchstgehalte ab 01. Januar 2008
- GrwV: Verordnung zum Schutz des Grundwassers, Stand 09. November 2010
- OGewV: Verordnung zum Schutz der Oberflächengewässer – Oberflächengewässerverordnung, Stand 20. Juli 2011; herangezogen wurden die Umweltqualitätsnormen (UQN) für oberirdische Gewässer – ohne Übergangsgewässer
- BBodSchV: Bundes-Bodenschutz und Altlastenverordnung vom 12. Juli 1999 (BGBl. I S. 1554), zuletzt durch Artikel 5, Absatz 31 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert.

Anhand der Beurteilungswerte nach TrinkwV, WHO und MTVO wird die Eignung und Zulässigkeit eines Wassers als Trink- oder Mineralwasser beurteilt. Wenn Grundwasser durch Schadstoffeinträge die Nutzbarkeit als Trinkwasser verliert, liegt eine nachteilige Grundwasserveränderung vor.

Schwellenwerte nach GrwV bzw. die Umweltqualitätsnormen für Oberflächengewässer nach OGewV werden herangezogen, um den chemischen Zustand von Grund- bzw. Oberflächengewässern zu beurteilen. Eine nachteilige Veränderung liegt auch dann vor, wenn ein Schadstoffeintrag dazu führt, dass Grund- oder Oberflächengewässer keinen guten Zustand mehr aufweisen.

Eine nachteilige Grundwasserveränderung liegt bei jeder Grundwasserverunreinigung vor, die mehr als nur geringfügig ist. Die Geringfügigkeitsschwellen (GFS) zur Beurteilung von lokal begrenzten Grundwasserverunreinigungen wurden von der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser unter Berücksichtigung der Grenzwerte der Trinkwasserverordnung (TrinkwV) sowie human- und ökotoxikologisch begründeter Wirkschwellen konkretisiert (LAWA 2004). Die GFS stehen in engem Zusammenhang mit den Bewertungsgrundsätzen des Bundesbodenschutzgesetzes und der Bundes-Bodenschutz und Altlastenverordnung (BBodSchV). Danach ist der Verdacht einer schädlichen Bodenveränderung oder Altlast ausgeräumt, wenn die Prüfwerte im Anhang 2 BBodSchV für den Wirkungspfad Boden – Grundwasser am Ort der Beurteilung (Übergang zwischen ungesättigter und gesättigter Zone) nicht überschritten werden.

C3.2.4 Ableitung humantoxikologischer Beurteilungswerte

Eine Bewertung der Frack-Fluide auf Basis der vorhandenen humantoxikologischen Daten wurde in Anlehnung an das „Technical Guidance Document on Risk Assessment“ der Europäischen Kommission (EC TGD 2003) durchgeführt. Anhand der Stoffnamen oder CAS-Nummern der Frack-Additive wurden toxikologische Daten ermittelt und verfügbare NOAEL- und TDI-Werte (No Observed Adverse Effect Level bzw. Tolerable Daily Intake) nach Auswertung von Fachdatenbanken und Veröffentlichungen folgender Organisationen zusammengestellt:

- Hazardous Substances Data Bank (HDSB):
<http://toxnet.nlm.nih.gov/cgi-bin/sis/htmlgen?HSDB>
- Toxicological Data Network (Toxnet):
<http://toxnet.nlm.nih.gov/>

- Integrated Risk Information System (IRIS):
<http://www.epa.gov/iris/>
- Health Environmental Research Online Database (HERO): <http://www.epa.gov/hero/>
- United States Environmental Protection Agency (U.S. EPA):
http://www.popstoolkit.com/tools/HHRA/TDI_USEPA.aspx
- Health Canada:
http://www.popstoolkit.com/tools/HHRA/TDI_HealthCanada.aspx
- World Health Organization (WHO):
<http://www.who.int/en/>
- PAN Pesticide Database:
<http://pesticideinfo.org/>
- European Chemicals Agency (ECHA):
<http://echa.europa.eu/>

Ermittlung des gesundheitlichen Leitwertes (LW)

Für den Fall einer möglichen Kontamination des Trinkwassers mit den eingesetzten Frack-Fluiden wurde für die einzelnen Stoffe das Vorhandensein von Daten bezüglich ihrer gesundheitsschädlichen Wirkung auf den Menschen geprüft. Für Stoffe mit ausreichendem Datenumfang wurde der gesundheitliche Leitwert (LW) ermittelt. Trinkwasser, das einen potenziell toxischen Stoff enthält, kann auf Grundlage des LW lebenslang aufgenommen werden, ohne dass auf der als entsprechend ausreichend erachteten Datenbasis nachteilige Wirkungen auf die Gesundheit zu erwarten wären. Der LW wird aus der täglich duldbaren Tagesdosis (TDI) mal dem durchschnittlichen Körpergewicht (im Mittel 70 kg) mal dem Prozentsatz der Aufnahme des TDI mit dem Trinkwasser (10 - 80 %), dividiert durch das Volumen des pro Tag konsumierten Trinkwassers (im Mittel 2 l) berechnet.

Der TDI-Wert selbst berechnet sich aus der höchsten Dosis ohne beobachtete Wirkung (No Observed Adverse Effect Level, NOAEL) oder einem Lowest Observed Adverse Effect Level (LOAEL), dividiert durch einen bis zu vierteiligen Extrapolationsfaktor ($EF_{1-4} = 1 - 1000$, maximal 10 pro EF_x) zur Extrapolation der Tierversuchsdaten auf den Menschen und u. U. noch durch einen Sicherheitsfaktor ($SF = 1 - 10$). Das Produkt aller Faktoren EF und SF, durch die die NOAEL- oder LOAEL-Werte dividiert werden, ist der Gesamtfaktor GF. Bei Substanzen ohne bereits festgelegten TDI-Wert wurde der in der Literatur aufgefundene NOAEL-Wert bei entsprechend ausreichender Datenlage (keine weiteren EF und kein SF nötig) deshalb durch 1.000 dividiert.

Die Berechnung des LW wurde mit der konservativen Annahme durchgeführt, dass bei einer lebenslangen Aufnahme von 2 L Trinkwasser pro Tag höchstens 10 % der duldbaren täglichen Aufnahmemenge eines gesundheitsschädlichen Stoffes mit dem Trinkwasser aufgenommen werden dürfen⁸.

In der Literatur verfügbare NOAEL- bzw. TDI-Werte für ausgewählte Frack-Additive sowie die daraus berechneten gesundheitlichen Leitwerte sind in Anhang 3 dargestellt.

Verwendung des gesundheitlichen Orientierungswertes (GOW)

Für die Stoffe, für die keine ausreichend belastbaren, humantoxikologisch bewertbaren Daten verfügbar waren, wurde das Vorsorge-Konzept für „humantoxikologisch nur teil- oder nicht bewertbare trinkwassergängige Stoffe“ des Umweltbundesamtes (GOW-Konzept) angewendet (UBA 2003). Der niedrigste GOW (0,01 µg/L) gilt für stark gentoxische Stoffe, der zweitniedrigste (0,1 µg/L) für nachweislich nicht gentoxische oder nicht als solche geprüfte Stoffe, sofern für diese keinerlei weitere toxikologisch bewertbaren Daten verfügbar sind. Nachweislich nicht gentoxische Stoffe, für die zusätzliche Daten zur Neurotoxizität (*in vivo* und *in vitro*) und zu anderen spezifischen toxischen Endpunkten vorliegen, erhalten einen GOW von 0,3 µg/L, wenn ein niedrigerer Wert mit diesen Daten nicht begründbar ist. Liegen für einen Stoff zusätzliche Daten zur subchronisch-oralen Toxizität vor, kann ein GOW von 1,0 µg/L vergeben werden, wenn aus diesen subchronischen Daten kein niedrigerer Wert ableitbar ist. Entsprechend erhalten Stoffe, für die zusätzlich auch noch eine chronisch-orale Studie vorliegt, einen GOW von 3 µg/L zugesprochen, wenn diese chronischen Daten keinen niedrigeren Wert stützen.

C3.2.5 Ableitung ökotoxikologischer Beurteilungswerte

Methodik zur Ableitung von PNEC-Werten

Der PNEC-Wert (Predicted No Effect Concentration) ist die höchste Stoffkonzentration, bei der keine Wirkung auf Organismen eines aquatischen Ökosystems zu erwarten ist. Die PNEC-Konzentrationen wurden in Anlehnung an die technischen Richtlinien des *Institute for Health and Consumer Protection* im *European Commission Joint Research Centre* (EC TGD 2003) und der ECHA-Leitlinien *Guidance on information requirements and chemical safety assessment* (ECHA 2008) abgeleitet. In dem Verfahren wird die PNEC-Konzentration aus Wirkdaten abgeleitet, die in standardisierten Laborversuchen mit Testorganismen verschiedener Trophiestufen ermittelt wurden. Es wird dabei angenommen, dass die Funktion des Ökosystems als Ganzes gewahrt bleibt, wenn die Schadstoffkonzentration unter der Konzentration bleibt, die beim empfindlichsten Organismus in der aquatischen Umwelt gerade nicht mehr zu (nachteiligen) Wirkungen führt. Da nicht jeder Organismus getestet werden kann, geht man davon aus, dass

⁸ http://www.who.int/water_sanitation_health/dwq/gdwq3_8.pdf;
http://www.bfr.bund.de/cm/343/risikobewertung_genotoxischer_und_kanzerogener_stoffe_soll_in_der_eu_harmonisiert_werden.pdf

der empfindlichste Organismus in Laborversuchen mit Testorganismen von mehreren Stufen der Nahrungskette (sog. Trophiestufen mit Primärproduzenten (Alge), Wirbellosen (Daphnie) und Wirbeltieren (Fisch)) mit hoher Wahrscheinlichkeit mit erfasst wird. Ein Sicherheitsfaktor (engl. *assessment factor*) wird verwendet, um Unsicherheiten bzw. Unwissen bei der Wirkungsanalyse im Sinne einer konservativen, auf Sicherheit ausgerichteten Bewertung Rechnung zu tragen (EC TGD 2003):

- Variabilität der Effektdaten bei Durchführung von Tests mit verschiedenen Organismen und verschiedenen Spezies (biologische Variabilität) und in verschiedenen Laboren (Testvariabilität).
- Unsicherheiten bei der Extrapolation von Kurzzeit- auf Langzeitstudien.
- Unsicherheiten bei der Extrapolation von kontrollierten Laborstudien mit ausgewählten Referenzspezies auf ganze Ökosysteme mit komplexen Lebensgemeinschaften.

Die Höhe des Sicherheitsfaktors richtet sich dabei nach der verfügbaren Datenlage (EC TGD 2003). Liegen Angaben zu chronischen NOEC-Werten (No Observed Effect Concentration) aus Langzeittests mit Organismen aus 3 unterschiedlichen Trophiestufen vor, wird ein Sicherheitsfaktor von 10 als ausreichend angesehen. Liegen dagegen nur NOEC-Werte für zwei Trophiestufen bzw. eine Trophiestufe vor, erhöht sich der Sicherheitsfaktor auf 50 bzw. 100. Liegen keine chronischen Wirkdaten vor, müssen akute Toxizitätswerte aus Kurzzeittests herangezogen werden, die mit einem konservativen Sicherheitsfaktor von 1.000 beaufschlagt werden. Eine Übersicht über die nach EC TGD (2003) zu verwendenden Sicherheitsfaktoren ist in Tabelle C 1 aufgeführt.

Tab. C 1: Verwendete Sicherheitsfaktoren zur Ableitung der PNEC-Konzentrationen (Sicherheitsfaktoren 10 - 1.000 aus EC TGD 2003; die hohen Sicherheitsfaktoren 5.000 und 25.000 aus Hanisch et al. 2002 sind als Hinweis zu verstehen, dass die Datenbasis für die Ableitung der PNEC-Werte als mangelhaft zu bewerten ist.)

Verfügbare Daten	Sicherheitsfaktor
Chronische Studien (NOEC) an mindestens drei Arten unterschiedlicher trophischer Ebenen (Alge/Bakterien, Wirbellose, Wirbeltiere)	10
Zwei chronische Studien (NOEC) an Arten unterschiedlicher trophischer Ebenen (Alge/Bakterien und/oder Wirbellose und/oder Wirbeltiere)	50
Eine chronische Studie (NOEC) an Wirbellose oder Wirbeltiere	100
Je eine Kurzzeit-Studie (EC_{50}/LC_{50}) an Alge/Bakterien, Wirbellose und Wirbeltiere als Vertreter verschiedener trophischer Ebenen	1.000
Zwei Kurzzeit-Studien (EC_{50}/LC_{50}) an Arten unterschiedlicher trophischer Ebenen (Algen/Bakterien und/oder Wirbellose und/oder Wirbeltiere)	5.000
Eine Kurzzeit-Studie (EC_{50}/LC_{50}) an Arten unterschiedlicher trophischer Ebenen (Algen/Bakterien oder Wirbellose oder Wirbeltiere)	25.000

Da für mehrere der eingesetzten Frack-Additive weder Langzeittoxizitätsdaten noch ausreichende Wirkkonzentrationen aus Kurzzeittests vorliegen, werden in Anlehnung an das von Hanisch et al. (2002) vorgestellte Verfahren höhere Sicherheitsfaktoren von 5.000 (nur 2 Kurzzeittests) und 25.000 (nur 1 Kurzzeittest) eingeführt. Diese hohen Sicherheitsfaktoren sind als

Hinweis zu verstehen, dass für diese Additive die Datenbasis für die Abschätzung von PNEC-Werten mangelhaft ist und für eine fundierte ökotoxikologische Bewertung erweitert werden muss.

Zur Berechnung der PNEC-Werte eines jeden Additivs wird die jeweils niedrigste in der Literatur veröffentlichte Wirkkonzentration (NOEC für chronische Tests, EC₅₀/LC₅₀ für akute Tests) für den empfindlichsten Testorganismus jeder Trophiestufe ermittelt. Anschließend wird der niedrigste Wirkungswert aller Trophiestufen ausgewählt und durch den der Datenlage entsprechenden Sicherheitsfaktor dividiert:

$$\text{PNEC} = \frac{\text{niedrigste bekannte Wirkkonzentration}}{\text{Sicherheitsfaktor}}$$

Aufgrund ihrer Bedeutung für das aquatische Ökosystem in Grundwassersystemen werden auf der ersten Trophiestufe - soweit verfügbar - auch ökotoxikologische Wirkdaten von Mikroorganismen (Bakterien und Protozoen) berücksichtigt und mit Algen als Primärproduzenten in einer Trophiestufe zusammengefasst. Aufgrund der lückenhaften Datenlage werden auf der zweiten Trophiestufe neben dem Standardorganismus Daphnien auch für andere Wirbellose und auf der dritten Trophiestufe neben Fischen auch für andere Wirbeltiere Wirkkonzentrationen in der Literatur zusammengestellt und der jeweils empfindlichste Testorganismus in die Berechnung der PNEC-Werte einbezogen.

Wirkkonzentrationen der eingesetzten Frack-Additive wurden in der Literatur nach folgender Strategie recherchiert:

Zunächst wurde die verfügbare Literatur dahingehend überprüft, ob bereits in anderen Studien PNEC-Werte für die zu untersuchenden Additive abgeleitet wurden. Lagen für Stoffe bereits PNEC-Werte vor, wurden die Daten dieser Abschätzung kritisch geprüft und die PNEC-Werte, ggf. nach Ergänzung durch weitere Datenbankrecherchen, übernommen. Wurden in verschiedenen Publikationen unterschiedliche PNEC angegeben, so wurde im Sinne einer sicherheitsorientierten Bewertung der niedrigere PNEC-Wert herangezogen.

Für den Großteil der zu bewertenden Frack-Additive liegen bisher keine PNEC-Werte in der Literatur vor. Für diese Stoffe wurden die verfügbaren experimentellen Wirkdaten in folgenden einschlägigen Datenbanken und Veröffentlichungen recherchiert:

- Angaben zur Ökotoxikologie in den Sicherheitsdatenblättern der zur Herstellung der Frack-Fluide verwendeten Zubereitungen,
- ETOX-Datenbank des Umweltbundesamtes (UBA 2012),
- ECOTOX-Datenbank der U.S. Environmental Protection Agency (US EPA 2012),
- ECHA CHEM-Datenbank der Europäischen Chemikalienagentur (ECHA 2012),
- IUCLID (International Uniform Chemical Information Database), Veröffentlichungen im Rahmen der *European Chemical Substances Information System* (IUCLID 2000),
- GESTIS (Gefahrstoffinformationssystem) der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (GESTIS 2012).

- GSBLpublic (Gemeinsamer Stoffdatenpool Bund / Länder) – frei zugängliche Datenbank (GSBL 2012)

Bei lückenhafter Datenlage wurden darüber hinaus gezielt wissenschaftliche Veröffentlichungen mit Hilfe von Thompson ISI Web of Science⁹ gesucht und ausgewertet.

C3.2.6 Einstufung nach Anlagenrecht

Zum Schutz der Gewässer müssen Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen so gebaut und betrieben werden, dass keine Verunreinigung oder nachteilige Veränderung der Gewässer zu besorgen ist (siehe dazu Abschn. B1.2.4). Dazu werden die in den Anlagen verwendeten Stoffe auf ihre wassergefährdenden Eigenschaften untersucht und eingestuft. Die Einstufung erfolgt nach der Verwaltungsvorschrift wassergefährdender Stoffe (VwVwS vom 17.05.1999, novelliert 27.07.2005) in drei Wassergefährdungsklassen:

- WGK 1: schwach wassergefährdend
- WGK 2: wassergefährdend
- WGK 3: stark wassergefährdend.

Die Einstufung der nach Anhang 1, 2 und 3 der VwVwS sowie durch Beschluss der "Kommission Bewertung wassergefährdender Stoffe" (KBwS) zur Aufnahme in Anhang 1 oder 2 bei der nächsten VwVwS-Novelle eingestuften Stoffe sind online in der vom Umweltbundesamt betriebenen Datenbank Rigoletto abrufbar (UBA 2009).

An die Einstufung in Wassergefährdungsklassen knüpfen sich Anforderungen hinsichtlich der Lagerung und des Umganges mit diesen Stoffen. Die nach Wassergefährdungsklasse und Stoffmenge gestaffelten Anforderungen werden im Wasserrecht der Länder durch die Verordnungen über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAwS) festgesetzt. Eine Rechtsverordnung des Bundes, die die Länderverordnungen ersetzen soll, befindet sich in der Vorbereitung (BMU 2009).

Die Wassergefährdungsklasse ist als eine Maßzahl für den Anlagenschutz und die Anlagensicherheit im Wasserrecht verankert. Sie dient als Grundlage für die Bestimmung des Anforderungsniveaus bei der Auslegung der Anlagen, um einen Eintrag der Stoffe in Boden und Gewässer von vornherein zu vermeiden. Sie ist dagegen nicht dazu bestimmt und deshalb auch allenfalls sehr eingeschränkt dazu geeignet, das Besorgnispotenzial bei einem gezielten Einleiten von Stoffen in den Untergrund zu bewerten (vgl. UBA 2011a). Eine Bewertung ausschließlich anhand der Wassergefährdungsklassen ermöglicht insbesondere keine Berücksichtigung der konkreten Expositionsbedingungen. Im Hinblick auf die Bewertung der Gefährdungspotenziale der eingesetzten Frack-Fluide darf die Einstufung nach Wassergefährdungsklasse – außerhalb ihres Anwendungsbereichs – deshalb nicht als ausschließliche Beurteilungsgrundlage herangezogen werden (vgl. zu entsprechenden Befürchtungen UBA 2011a).

⁹ http://wokinfo.com/products_tools/multidisciplinary/webofscience/

C3.2.7 Einstufung nach Gefahrstoffrecht

Ziel der im Arbeitsschutzrecht und im Chemikalienrecht verankerten Gefahrstoffverordnung¹⁰ (GefStoffV, vgl. dazu Abschn. B2.2.4) ist es, den Menschen und die Umwelt vor stoffbedingten Schädigungen zu schützen durch

- Regelungen zur Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung gefährlicher Stoffe und Zubereitungen,
- Maßnahmen zum Schutz der Beschäftigten und anderer Personen bei Tätigkeiten mit Gefahrstoffen und
- Beschränkungen für das Herstellen und Verwenden bestimmter gefährlicher Stoffe, Zubereitungen und Erzeugnisse.

Die Einstufung und Kennzeichnung von Stoffen und Gemischen ist in der Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 (CLP-Verordnung) geregelt¹¹. Die neue Verordnung ist ab ihrem Inkrafttreten am 20.01.2009 anzuwenden. Stoffe konnten noch bis zum 01.12.2010 gemäß Richtlinie 67/48/EWG eingestuft und gekennzeichnet werden. Für die Einstufung von Gemischen bzw. Zubereitungen sind Übergangsfristen bis zum 01.06.2015 vorgesehen, in denen die Einstufung und Kennzeichnung noch gemäß Richtlinie 1999/45/EG erfolgen können¹².

In der Mehrzahl der vorliegenden Sicherheitsdatenblätter sind die Frack-Zubereitungen nach Richtlinie 1999/45/EG eingestuft; neuere Sicherheitsdatenblätter mit Einstufung gemäß CLP-Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 liegen nur für einen Teil der Zubereitungen vor. Die Einstufung und Kennzeichnung der Frack-Zubereitungen, die nach dem Kenntnisstand der Gutachter in der Vergangenheit in Deutschland eingesetzt wurden, ist deswegen einheitlich gemäß Richtlinie 1999/45/EG in Anhang 1 aufgeführt. Für die eingesetzten Additive wurde die Einstufung und Kennzeichnung gemäß CLP-Verordnung angegeben (Anhang 2).

C3.2.8 Auswahl exemplarisch zu bewertender Frack-Fluide

Da die Rezeptur der Frack-Fluide im Allgemeinen lagerstättenspezifisch zusammengestellt wird, kann die Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale nur exemplarisch für ausgewählte Fluide erfolgen. Im Rahmen des Gutachtens wurden für eine detaillierte Bewertung ein in jüngerer Zeit in einer der größten Tight Gas-Lagerstätten in Niedersachsen eingesetztes Fluid (Söhlingen Z16), die beiden bereits in Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten eingesetzten Fluide (Damme 3 und Natarp) sowie zwei von einem Betreiber als potenziell in Deutschland in Schie-

¹⁰ Gefahrstoffverordnung vom 26.11.2010 (BGBl. I S. 1643, 1644), die durch Artikel 2 des Gesetzes vom 28.07.2011 (BGBl. I S. 1622) geändert worden ist.

¹¹ Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2008 über die Einstufung 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.

¹² <http://www.reach-clp-helpdesk.de/de/CLP/CLP.html>

fergas- und ggf. auch in Kohleflözgas-Lagerstätten einsetzbare, weiterentwickelte Frack-Fluide (Weiterentwicklung Slickwater und Gel-Fluid) ausgewählt (Tab. C 2).

Tab. C 2: In unkonventionellen Lagerstätten eingesetzte bzw. einsetzbare Frack-Fluide, die für die Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale ausgewählt wurden

Tight-Gas			
Söhlingen Z16 Kreis Rotenburg (Wümme), Niedersachsen	9 Fracks in 2008 Endteufe: 6.872 m Dethlinger Sandstein (Oberrotliegendes)	Gel: Wasserbedarf: Stützmittel: Additive:	824 m ³ 170.100 kg 38.079 kg
Schiefergas			
Damme 3 Kreis Vechta, Niedersachsen	3 Fracks in 2008 Wealdentonstein 1.045-1.530 m	Slickwater Wasserbedarf: Stützmittel: Additive:	12.119 m ³ 588.000 kg 19.873 kg
Kohleflözgas			
Natarp Kreis Warendorf, Nordrhein-Westfalen	2 Fracks in 1995 Flözführendes Karbon 1.800-1.947 m	Gel Wasserbedarf: Stickstoff: Stützmittel: Additive:	121 m ³ 81.750 kg 41.700 kg 1.230 kg
Zukünftige Weiterentwicklungen			
Slickwater Angaben Exxon Mobil (Stand 04.02.2012)	Planung	Slickwater Wasserbedarf: Stützmittel: Additive:	1.600 m ³ unbekannt 5.600 kg
Gel Angaben Exxon Mobil (Stand 04.02.2012)	Planung	Gel Wasserbedarf: Stützmittel: Additive:	1.600 m ³ unbekannt 6.530-7.080 kg

Das in Söhlingen Z16 eingesetzte Frack-Fluid wurde anstelle jüngerer in Tight Gas-Lagerstätten verwendeter Frack-Fluide (Bohrungen Goldenstedt Z23: 13 Fracks in 2010; Cappeln Z3a: 7 Fracks in 2011) für die Bewertung ausgewählt, da den Gutachtern für Söhlingen Z16, nicht aber für Goldenstedt Z23 und Cappeln Z3a, neben Angaben zur Zusammensetzung der Frack-Fluide auch Angaben zu den verwendeten Zubereitungen vorliegen.

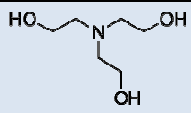
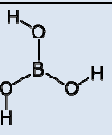
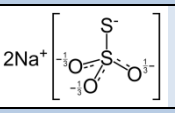
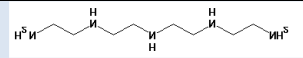
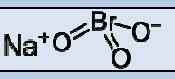
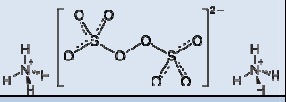
C3.2.9 Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids „Söhlingen Z16“ (Tight Gas)

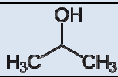
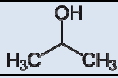
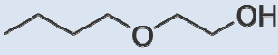
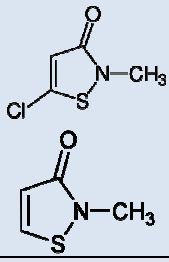
Die Bohrung Söhlingen Z16 (Landkreis Rotenburg (Wümme), Niedersachsen) wurde 2007 von der Exxon Mobil Production Deutschland GmbH (EMPG) im Auftrag eines Konsortiums aus BEB Erdgas und Erdöl GmbH, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH, RWE-DEA AG und Wintershall AG bis zu einer Endteufe von 6.872 m abgeteuft. Die Bohrung erschließt in einer ca. 1.500 m langen Horizontalbohrung die Lagerstättenformation im Dethlinger Sandstein (Oberrotliegendes), in der 2008 neun Fracks durchgeführt wurden.

Zur Herstellung des Frack-Fluids wurden 13 Zubereitungen eingesetzt (Tab. C 3) und mit Wasser und Stützmitteln vermischt in die Bohrung eingepresst (ExxonMobil 2012). Aus den verwendeten Mengen und den in den Sicherheitsdatenblättern angegebenen Inhaltsstoffen und ihrer Gewichtsanteile wurden die mittleren Konzentrationen der im Wasser gelösten Additive im verpressten Frack-Fluid berechnet (Tab. C 4). Es ist darauf hinzuweisen, dass die Additive zum Teil sukzessive in die Bohrung eingepresst werden, so dass in einzelnen Stimulationsphasen höhere als die angegebenen mittleren Konzentrationen einzelner Additive auftreten können.

Angaben zu den verwendeten Zubereitungen und den eingesetzten Additiven, insbesondere ihre Einstufung nach VwVwS und nach Gefahrstoffrecht, sind in Anhang 1 und 2 aufgeführt. Ausgewählte Additive sind im Hinblick auf ihre Verwendung, ihre physikalisch-chemischen Eigenschaften und Abbaubarkeit sowie ihre human- und ökotoxikologischen Eigenschaften detailliert in Anhang 3 beschrieben.

Tab. C 3: Zusammensetzung des im Jahr 2008 in einer Tight Gas-Lagerstätte in Niedersachsen eingesetzten Frack-Fluids „Söhlingen Z16“

Eingesetzte Stoffe	Eingesetzte Menge	Konzentration im Frack-Fluid (gelöst in Wasser)	Strukturformel ^a bzw. Summenformel
Wasser	824 m ³		
Stützmittel (Handelsname unbekannt)	170.100 kg		
• Keramische Stoffe (Bauxite)		<i>Feststoff nicht gelöst</i>	
Gelbildner (Schlumberger Environmental Slurry J584)	23.846 kg		
• 2-Butoxyethanol (CAS 111-76-2)	9.538-16.692 kg (40-70 Gew.-%)	11.576-20.258 mg/L	
• Guarmehl (in SDB nicht ausgewiesen) (CAS unbekannt)	7.154-14.308 kg (30-60 Gew.-%)	8.682-17.364 mg/L	UVCB ^c
Vernetzer (Schlumberger ThermaFRAC High Temperature Crosslinker J596)	1.871 kg		
• 2,2',2''-Nitrilotriethanol (CAS 102-71-6)	281-748 kg (15-40 Gew.-%)	341-908 mg/L	
• Borsäure, anorganische Borate (CAS recherchiert 10043-35-3)	56-131 kg (3-7 Gew.-%)	68-159 mg/L	 Na ₂ [B ₄ O ₅ (OH) ₄] x 8H ₂ O
• Anorganische Salze (CAS unbekannt)	56-131 kg (3-7 Gew.-%)	68-159 mg/L	?
• Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	861-1.478 kg (46-79 Gew.-%)	k.A.	?
Hochtemperatur Gelstabilisator (Schlumberger High-Temperature Gel Stabilizer J353)	622 kg		
• Natriumthiosulfat Pentahydrat (CAS 10102-17-7)	622 kg (60-100 Gew.-%)	481 mg/L b	
Stabilisator (Schlumberger ThermaFRAC Stabilizer J599)	7.200 kg		
• Tetraethylenpentamin (CAS 112-57-2)	7.200 kg (60-100 Gew.-%)	8.738 mg/L	
Stabilisierter Brecher (Schlumberger EB-Clean J490 HT Encapsulated Breaker)	37 kg		
• Natriumbromat (7789-38-0)	37 kg (60-100 Gew.-%)	45 mg/L	
Stabilisierter Brecher (Schlumberger EB-Clean J569 MT Breaker)	37 kg		
• Diammoniumperoxodisulfat (CAS 7727-54-0)	37 kg (60-100 Gew.-%)	45 mg/L	
Tonstabilisator (Handelsname unbekannt)			
• Kaliumchlorid (CAS 7447-40-7)	518 kg	629 mg/L	KCl
Netzmittel (Schlumberger Microemulsion Cleanup Additive B203)	648 kg		

Eingesetzte Stoffe	Eingesetzte Menge	Konzentration im Frack-Fluid (gelöst in Wasser)	Strukturformel ^a bzw. Summenformel
Zitrusterpene (CAS 94266-47-4)	65-194 kg (10-30 Gew.-%)	79-236 mg/L	UVCB ^c
Propan-2-ol (CAS 67-63-0)	65-194 kg (10-30 Gew.-%)	79-236 mg/L	
Ethoxylierte Alkohole linear (CAS unbekannt)	65-194 kg (10-30 Gew.-%)	79-236 mg/L	?
Glycoether (CAS unbekannt)	65-194 kg (10-30 Gew.-%)	79-236 mg/L	?
Netzmittel (Schlumberger Methanol Surfactant Foamer F107)	1.010 kg		
Amphotere Alkylamine (CAS unbekannt)	152-404 kg (15-40 Gew.-%)	184-490 mg/L	?
Propan-2-ol (CAS 67-63-0)	101-303 kg (10-30 Gew.-%)	123-368 mg/L	
Nicht kennzeichnungspflichtiger Stoff	303-756 kg (30-75 Gew.-%)	k.A.	?
Lösungsmittel (Schlumberger Mutual Solvent U66)	27 kg		
2-Butoxyethanol (CAS 111-76-2)	27 kg (60-100 Gew.-%)	33 mg/L	
pH Puffer (Schlumberger Acid Buffer J488)	972 kg		
Salze aliphatischer Säuren (CAS unbekannt)	292-583 kg (30-60 Gew.-%)	354-708 mg/L	?
Nicht kennzeichnungspflichtiger Stoff	389-826 kg (40-70 Gew.-%)	k.A.	?
pH Regulierung (Schlumberger Caustic Soda M2)	1.115 kg		
Natriumhydroxid (CAS 1310-73-2)	1.115 kg 60-100 Gew.-%	1.353 mg/L	NaOH
Biozid (Baker Hughes M275)	45 kg		
Gemisch (3:1) aus 5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on (CMIT) (CAS 26172-55-4) 2-Methyl-2H-isothiazol-3-on (MIT) (CAS 2682-20-4)	2,25-4,5 kg (5-10 Gew.-%)	2,73-5,46 mg/L	
Magnesiumnitrat (CAS 10377-60-3)	2,25-4,5 kg (5-10 Gew.-%)	2,73-5,46 mg/L	Mg(NO ₃) ₂
Magnesiumchlorid (CAS 7786-30-3)	0,45-2,25 kg (1-5 Gew.-%)	0,55-2,73 mg/L	MgCl ₂
Nicht kennzeichnungspflichtiger Stoff	33,8-40,1 kg (75-89 Gew.-%)	k.A.	?

a Strukturformeln aus Wikipedia bzw. www.merckmillipore.com.

b berechnet als Natriumthiosulfat wasserfrei

c UVCB-Stoff (Substances of Unknown or Variable composition, Complex reaction products or Biological materials)

In Tabelle C 4 sind die Konzentrationen der eingesetzten Additive im Fluid den Geringfügigkeitsschwellenwerten, den abgeleiteten gesundheitlichen Leitwerten bzw. Orientierungswerten sowie den PNEC-Werten gegenübergestellt.

- Zu den als Stützmittel eingesetzten keramischen Stoffen (Bauxite) liegen keine Angaben vor. Von den Stützmitteln, als weitgehend unlöslichen und im Untergrund weitgehend immobilten Feststoffen, ist nach jetzigem Kenntnisstand jedoch keine Gefährdung für die aquatische Umwelt zu besorgen.
- Das Guarmehl wurde als Gelmittel in hohen Konzentrationen bis 17,4 g/L eingesetzt. Beurteilungswerte liegen für diesen Stoff nicht vor. Aufgrund seines Einsatzes als Lebensmittelzusatz und seiner guten Abbaubarkeit wird für diesen Stoff jedoch kein hohes Gefährdungspotenzial vermutet.
- Für das Lösungsmittel 2-Butoxyethanol wurden ein gesundheitlicher Leitwert von 0,35 mg/L und ein PNEC-Wert von 0,0894 mg/L abgeleitet (Anhang 3). Die hohe Einsatzkonzentration von 2-Butoxyethanol im Frack-Fluid (bis zu 20,3 g/L) überschreitet die vorgenannten Beurteilungswerte um einen Faktor von 58.000 bzw. 227.000 (Tab. C 5). Die Abbaubarkeit von 2-Butoxyethanol insbesondere in salinaren Formationswässern bei erhöhten Temperaturen ist derzeit nicht zu beurteilen, so dass aufgrund der hohen Einsatzkonzentration von einem hohen human- und ökotoxikologischen Gefährdungspotenzial des eingesetzten 2-Butoxyethanols ausgegangen werden muss.
- Die Einsatzkonzentration des Lösungsmittels Propan-2-ol liegt dagegen um einen Faktor von < 100 über dem abgeleiteten Leitwert von 8,4 mg/L und dem PNEC-Wert von 98 mg/L. Es kann damit von einem niedrigen bis mittleren human- und ökotoxikologischen Gefährdungspotenzial des eingesetzten Propan-2-ol ausgegangen werden.
- Die Einsatzkonzentrationen der ethoxylierten Alkohole überschreiten den abgeleiteten Leitwert und PNEC-Wert um jeweils einen Faktor von ca. 1.400, so dass trotz einer relativ guten Abbaubarkeit von einem hohen Gefährdungspotenzial auszugehen ist.
- Die Biozid-Wirkstoffe CMIT und MIT wurden im Frack-Fluid in einer Gesamtkonzentration von 5,46 mg/L eingesetzt. Diese Konzentration liegt um vier Größenordnungen (Faktor 10.920) über dem GFS-Wert für die Summe der Biozidprodukte von 0,0005 mg/L und um fünf Größenordnungen (Faktor 105.000) über dem abgeleiteten PNEC-Wert von 0,000052 mg/L (Tab. C 5). Für die Einzelstoffe CMIT und MIT ergeben sich ähnliche Risikoquotienten (13.650 bis 194.800). Die Abbaubarkeit der Biozidwirkstoffe insbesondere in salinaren Formationswässern bei erhöhten Temperaturen ist derzeit nicht zu beurteilen.

Das Biozid-Wirkstoffgemisch aus CMIT und MIT ist als alter Biozid-Wirkstoff identifiziert und in die Liste der im Rahmen des Prüfprogramms der zweiten Phase des Zehn-Jahres-Arbeitsprogramms zu prüfende Wirkstoffe aufgenommen (Anhang II der Verordnung

(EG) Nr. 1451/2007¹³). Die Prüfung erfolgt für diese Biozid-Wirkstoffe für eine Reihe unterschiedlicher Produktarten (PT), unter anderem für die PT12 „Schleimbekämpfungsmittel“ und PT11 „Schutzmittel für Flüssigkeiten in Kühl- und Verfahrenssystemen“, die für die Prüfung von Bioziden in Frack-Zubereitungen relevant sein können (vgl. Abschn. B2.2.2). Die Entscheidung über die Aufnahme oder Nicht-Aufnahme für diese Produktarten in die Anhänge I oder IA der Biozid-Richtlinie 98/8/EG steht mit Stand 22.02.2012 noch aus¹⁴. Der Bewertungsbericht der EU-Kommission sowie Daten aus dem vom Hersteller bzw. Notifizierer im Prüfverfahren einzureichende Prüfunterlagen stehen damit gegenwärtig nicht zur Verfügung. Im Rahmen der Übergangsregelungen bleibt das Wirkstoffgemisch für die Dauer des Prüfverfahrens, längstens jedoch bis zum 14. Mai 2014, weiterhin vermarktungsfähig (vgl. Abschn. B2.2.2). In Anbetracht der eingesetzten Konzentrationen im Frack-Fluid und der gegenwärtigen Datenlage ist deswegen ein hohes Gefährdungspotenzial dieser Biozidwirkstoffe zu besorgen.

- Für die Stoffe Nitrilotriethanol, Tetraethylenpentamin und Zitrusterpene liegen keine GFS-Werte oder Grenzwerte der TrinkwV vor. Im Rahmen dieser Studie konnte keine umfassende Recherche zu Literaturangaben von gesundheitlichen Leitwerten und PNEC-Werten durchgeführt werden. Es ist deswegen unklar, ob das von Ewers et al. (2012) angewendete GOW-Konzept (Beurteilungswert für Tetraethylenpentamin und Zitrusterpene von jeweils 0,3 µg/L) für diese Stoffe gerechtfertigt ist. In dem für die Erstellung des vorliegenden Gutachtens zur Verfügung stehenden zeitlichen Rahmen war eine wissenschaftlich fundierte und abschließende Bewertung nicht möglich.
- Für die Stoffe Glycolether, amphotere Alkylamine, Salze aliphatischer Säuren und anorganische Salze ist keine Bewertung möglich, da anhand der unspezifischen Angaben keine Stoffidentifizierung möglich ist. Außerdem wurden im Frack-Fluid bis zu 3.100 kg nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe eingesetzt, deren Identität in den Sicherheitsdatenblättern der Zubereitungen nicht ausgewiesen ist. Den Gutachtern liegen keine Angaben zu diesen Stoffen vor; eine Bewertung ist nicht möglich.
- Kaliumchlorid wurde als Tonstabilisator in einer Konzentration von 629 mg/L eingesetzt. Die resultierende Kaliumkonzentration liegt um den Faktor 28 über dem ehemaligen Grenzwert von 12 mg/L der TrinkwV von 1990. Es wird angenommen, dass die ökotoxikologische Wirkung hauptsächlich durch die hohe Ionenstärke und dem damit induzierten osmotischen Druck hervorgerufen wird, auf den insbesondere Süßwasserorganismen sensitiv reagieren (Schmitt-Jansen et al. 2012). Die Mobilität von Kalium im Untergrund wird durch die Sorption an Tonminerale begrenzt. Es ist deswegen nur von ei-

¹³ Verordnung (EG) Nr. 1451/2007 der Kommission vom 4. Dezember 2007 über die zweite Phase des Zehn-Jahres-Arbeitsprogramms gemäß Artikel 16 Absatz 2 der Richtlinie 98/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über das Inverkehrbringen von Biozid-Produkten, ABl.EU Nr. L 325 vom 11.12.2007, S. 3 ff.

¹⁴ http://ec.europa.eu/environment/biocides/pdf/List_dates_product_2.pdf

nem niedrigen Gefährdungspotenzial der eingesetzten Kalium-Konzentration auszugehen.

- Die Lösung der in den Zubereitungen eingesetzten Salze führt zu Magnesium-, Natrium-, Chlorid-, Nitrat, und Ammonium-Konzentrationen im Frack-Fluid, die unter bzw. nur geringfügig über den Beurteilungswerten liegen. Diese Ionen besitzen damit kein bzw. ein niedriges Gefährdungspotenzial, zumal die Konzentrationen teilweise unter den in den Formationswässern zu erwarteten Konzentrationen liegen.
- Das als Hochtemperatur Gel-Stabilisator eingesetzte Natriumthiosulfat ist ein Stoff, der auch in der Trinkwasseraufbereitung eingesetzt wird (Liste der Aufbereitungsstoffe gemäß § 11 TrinkwV 2001, Stand Nov. 2011)¹⁵. In Anlehnung an Ewers et al. (2012) wird die im Frack-Fluid eingesetzte Thiosulfat-Konzentrationen anhand der zulässigen Höchstkonzentration nach Abschluss der Aufbereitung bewertet (3 mg/L Thiosulfat). Die Einsatzkonzentrationen von Natriumthiosulfat im Frack-Fluid überschreiten diese Beurteilungswerte um einen Faktor von 114, so dass von einem niedrigen bis mittleren Gefährdungspotenzial dieses Stoffes ausgegangen werden kann.
- Als Kettenverlängerer und Vernetzter wurden Boratsalze (vermutlich Natriumborat, z.B. Dinatriumtetraborat, Borax) und Borsäure eingesetzt. Der GFS-Wert für Borate wurde mit 0,74 mg Bor/L abgeleitet; der Grenzwert der TrinkwV 2001 liegt bei 1,0 mg/L. Die Einsatzkonzentration der Boratsalze und Borsäure überschreiten den GFS-Wert um einen Faktor von 38, so dass ein mittleres Gefährdungspotenzial vermutet werden kann. Aufgrund neuerer Untersuchungen zur Reproduktionstoxizität wurde Dinatriumtetraborat (CAS-Nr. 1303-96-4, 1330-43-4, 12179-04-3) und Borsäure (CAS-Nr. 10043-35-3 und 11113-50-1) im Juni 2010 auf die Kandidatenliste der besonders besorgniserregenden Stoffe (SVHC: substances of very high concern) der Europäischen Chemikalienagentur ECHA aufgenommen¹⁶. Nach Inkrafttreten der GHS-Verordnung 1272/2008/EG und der REACH-Änderungs-VO 790/2009/EG ist Dinatriumtetraborat und Borsäure als reproduktionstoxisch (Repr. 1B) gekennzeichnet (Anhang 2). In dem für die Erstellung des vorliegenden Gutachtens zur Verfügung stehenden zeitlichen Rahmen war eine wissenschaftlich fundierte und abschließende Bewertung des Einsatzes von Boratsalzen und Borsäure in Frack-Zubereitungen nicht möglich.
- Als Kettenbrecher wurden die starken Oxidationsmittel Natriumbromat und Diammoniumperoxodisulfat eingesetzt.

Für Bromat ist kein GFS-Wert abgeleitet (LAWA 2004). Der Grenzwert der TrinkwV 2001 von 0,010 mg/L wurde im Wesentlichen in Bezug auf die Bildung von Bromat festgelegt, die bei der Trinkwasseraufbereitung bei der Oxidation von bromidhaltigen Wäs-

¹⁵ Liste der Aufbereitungsstoffe und Desinfektionsverfahren gemäß § 11 Trinkwasserverordnung 2001. 16. Änderung. Stand: November 2011.

<http://www.umweltbundesamt.de/wasser/themen/trinkwasser/trinkwasseraufbereitung-stoffliste.htm>

¹⁶ <http://echa.europa.eu/web/guest/candidate-list-table>

sern mit Ozon entstehen können. Die eingesetzte Bromat-Konzentration überschreitet den Grenzwert der TrinkwV um den Faktor 3.800, so dass von einem hohen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden muss. Bei dem Einsatz von Natriumbromat als Kettenbrecher werden bei der Reaktion des Bromates mit dem Gel-Fluid toxikologisch unbedenkliche Bromid-Ionen gebildet. Die Reaktion trägt damit zu einer Verringerung des Gefährdungspotenzials bei; ihr Umfang kann aber jedoch gegenwärtig nicht quantifiziert werden.

Als weiterer Kettenbrecher wurde das starke Oxidationsmittel Diammoniumperoxodisulfat eingesetzt. Die Natrium- und Kaliumsalze des Peroxodisulfats werden auch als Aufbereitungsstoffe in der Trinkwasseraufbereitung eingesetzt³. Die im Frack-Fluid auftretenden Peroxodisulfat-Konzentrationen werden anhand der zulässigen Höchstkonzentration nach Abschluss der Aufbereitung bewertet (0,56 mg/L Peroxodisulfat, berechnet aus 0,1 mg/L H₂O₂). Die Einsatzkonzentrationen überschreiten diese Beurteilungswerte um einen Faktor 68. Da auch die aus der Reaktion von Peroxodisulfat resultierende Sulfat-Konzentration deutlich unter dem GFS-Wert von 240 mg/L liegt, kann von einem niedrigen bis mittleren Gefährdungspotenzial dieses Stoffes ausgegangen werden.

Auf Basis der durchgeführten Einzelstoffbewertung muss festgestellt werden, dass das 2008 in Söhligen Z16 in Niedersachsen eingesetzte Frack-Fluid - insbesondere aufgrund der Einsatzkonzentrationen der Biozide und eines Lösungsmittels - ein hohes human- und ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial aufweist. Eine toxikologische Testung des Gesamtfluids mit verschiedenen Testmethoden wäre angebracht, um zusätzliche Informationen zum Gefährdungspotenzial des Gemisches zu erhalten.

Tab. C 4: Bewertung der im Frack-Fluid Söhligen Z16 eingesetzten Additivkonzentrationen anhand der Geringfügigkeitsschwellenwerte bzw. der gesundheitlichen Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand der ökotoxikologischen Wirkschwellen. Eigenschaften ausgewählter Additive sind in Anhang 3 beschrieben.

Eingesetzte Stoffe	Ein-gesetzte Menge	Gelöste Konz.in Frack-Fluid (Höchstwert)	Geringfügigkeitsschwellen (GFS)	Gesundheitlicher Leitwert (LW)	Gesundheitlicher Orientierungswert (GOW)	Bewertung anhand GFS bzw. LW oder GOW (Risikoquotient)	Predicted No Effect-Concentration (PNEC)	Bewertung anhand PNEC (Risikoquotient)
Stützmittel	170.100 kg	<i>Feststoff nicht gelöst</i>	-	k.A.	k.A.	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich
Guarmehl (CAS unbekannt)	7.154-14.308 kg	17.364 mg/L	-	k.A.	k.A.	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich
2-Butoxyethanol (CAS 111-76-2)	9.565-16.719 kg	20.290 mg/L	-	0,35 mg/L	-	58.000	0,0894 mg/L	227.000
Propan-2-ol (CAS 67-63-0)	166-497 kg	604 mg/L	-	8,4 mg/L	-	72	98 mg/L	6
Ethoxylierte Alkohole linear (CAS unbekannt)	65-194 kg	236 mg/L	-	0,175 mg/L	-	1.350	0,17 mg/L	1.390
Gemisch aus CMIT:MIT (CAS 26172-55-4 und 2682-20-4) • Wirkstoffgemisch CMIT:MIT • Wirkstoff CMIT • Wirkstoff MIT	2,25-4,5 kg	5,46 mg/L 4,09 mg/L 1,37 mg/L	0,00050 mg/L 0,00010 mg/L 0,00010 mg/L	- - -	- - -	10.920 40.900 13.700	0,000052 mg/L 0,000021 mg/L 0,000050 mg/L	105.000 194.800 27.400
2,2',2''-Nitrilotriethanol (CAS 102-71-6)	281-748 kg	908 mg/L	-	k.A.	k.A.	Stoff nicht bewertet	k.A.	Stoff nicht bewertet
Tetraethylenpentamin (CAS 112-57-2)	7.200 kg	8.738 mg/L	-	k.A.	k.A.	Stoff nicht bewertet	k.A.	Stoff nicht bewertet
Zitrusterpene (CAS 94266-47-4)	65-194 kg	236 mg/L	-	k.A.	k.A.	Stoff nicht bewertet	k.A.	Stoff nicht bewertet
Glycolether (CAS unbekannt)	65-194 kg	236 mg/L	-	k.A.	k.A.	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich
Amphotere Alkylamine (CAS unbekannt)	152-404 kg	490 mg/L	-	k.A.	k.A.	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich
Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe (CAS unbekannt)	1.587-3.100 kg	<i>Stoffe unbekannt</i>	k.A.	k.A.	k.A.	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich
Dissoziierte Salze								

Eingesetzte Stoffe	Ein-gesetzte Menge	Gelöste Konz.in Frack-Fluid (Höchstwert)	Geringfügig-keitsschwellen (GFS)	Gesundheit-licher Leit-wert (LW)	Gesundheit-licher Orien-tierungswert (GOW)	Bewertung anhand GFS bzw. LW oder GOW (Risikoquotient)	Predicted No Effect-Concentration (PNEC)	Bewertung anhand PNEC (Risikoquotient)
Kalium (K ⁺)	aus KCl	330 mg/L	(12 mg/L) b	-	-	(28)	-	-
Magnesium (Mg ²⁺)	aus Mg-Salzen	2 mg/L	(50 mg/L) c	-	-	unbedenklich (< 1)	-	-
Natrium (Na ⁺)	aus Na-Salzen	924 mg/L	(200 mg/L) d	-	-	(5)	-	-
Chlorid (Cl ⁻)	aus KCl und MgCl ₂	301 mg/L	250 mg/L	-	-	1,2	-	-
Nitrat (NO ₃ ⁻)	aus MgNO ₃	5 mg/L	(50 mg/L) d	-	-	unbedenklich (< 1)	-	-
Borat (BO ₃ ³⁻)	aus Borsäure und Boratsalzen	28 mg-B/L ^a	0,74 mg-B/L	-	-	38	-	-
Thiosulfat (S ₂ O ₃ ²⁻)	aus Natrium-thiosulfat	341 mg/L	(3 mg/L) e	-	-	(114)	-	-
Bromat (BrO ₃ ⁻)	aus NaBrO ₃	38 mg/L	(0,010 mg/L) d	-	-	(3.800)	-	-
Ammonium (NH ₄ ⁺)	aus Diammonium-peroxodisulfat	7 mg/L	(0,5 mg/L) d	-	-	(14)	-	-
Peroxodisulfat (S ₂ O ₈ ²⁻)	aus Diammonium-peroxodisulfat	38 mg/L	(0,56 mg/L) e	-	-	(68)	-	-
Salze aliphatischer Säuren (CAS unbekannt)	292-583 kg	708 mg/L	k.A.	k.A.	k.A.	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich
Anorganische Salze (CAS unbekannt)	56-131 kg	159 mg/L	k.A.	k.A.	k.A.	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich

a Berechnet als H₃BO₃

b Kein GFS abgeleitet. In der TrinkwV 1990 war ein Grenzwert von 12 mg/L ausgewiesen, wobei geogen bedingt Überschreitungen zulässig waren.

c Kein GFS abgeleitet. In der TrinkwV 1990 war ein Grenzwert von 50 mg/L ausgewiesen, wobei geogen bedingt Überschreitungen zulässig waren.

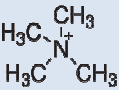
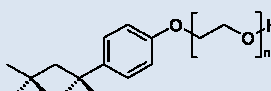
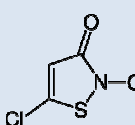
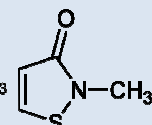
d Kein GFS abgeleitet. Grenzwert der TrinkwV 2001 eingesetzt.

e Kein GFS abgeleitet. Liste der Aufbereitungsstoffe und Desinfektionsverfahren gemäß § 11 TrinkwV 2001. Stand: Nov. 2011

C3.2.10 Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids „Damme 3“ (Schiefergas)

Erfahrungen mit dem Einsatz von Frack-Fluiden in Schiefergas-Lagerstätten beschränken sich in Deutschland bisher auf ein Fluid, das 2008 im Auftrag der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH bei drei Fracks in der Bohrung Damme 3 (Landkreis Vechta, Niedersachsen) im Wealden-Tonstein in Tiefenbereich von 1.045 bis 1.530 m u. GOK eingesetzt wurde. Mit der Injektion des Frack-Fluids wurde ein Druck von 110 bis 150 bar untertage aufgebaut (Ewers et al. 2012). Die Temperatur im Frackhorizont lag bei ca. 80 °C. Der Wasserbedarf von 12.119 m³ wurde durch das Wasserwerk Holdorf bereitgestellt.

Tab. C 5: Mittlere Konzentration der Frack-Additive im eingesetzten Frack-Fluid Damme 3.

Stoff	Eingesetzte Menge	Mittlere Konz. in Frack-Fluid	Strukturformel ^a bzw. Summenformel
Wasser	12.119 m ³		
Stützmittel (Handelsname nicht bekannt)	588.000 kg		
• Quarzsand und/oder Bauxite			
Tonstabilisator (Schlumberger L064)	10.612 kg		
• Tetramethylammoniumchlorid (CAS 75-57-0)	6.367 kg (60 Gew.-%)	520 mg/L	
• Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	4.245 kg (40 Gew.-%)	347 mg/L	?
Reibungsminderer (Schlumberger J313)	8.801 kg		
• Erdöldestillat, hydrogeniert, leicht (CAS 64742-47-8)	2.640 kg (30 Gew.-%)	220 mg/L	UVCB
• Polyethylenglycol-Octylphenylether (CAS 9036-19-5)	440 kg (5 Gew.-%)	36 mg/L	
• Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	5.721 kg (65 Gew.-%)	467 mg/L	?
Biozid (Baker Hughes M275)	460 kg		
Gemisch (3:1) aus			
• 5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on (CMIT) (CAS 26172-55-4)	46 kg (10 Gew.-%)	3,76 mg/L	
• 2-Methyl-2H-isothiazol-3-on (MIT) (CAS 2682-20-4)			
• Magnesiumnitrat (CAS 10377-60-3)	46 kg (10 Gew.-%)	3,76 mg/L	Mg(NO ₃) ₂
• Magnesiumchlorid (CAS 7786-30-3)	23 kg (5 Gew.-%)	1,88 mg/L	MgCl ₂
• Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	345 kg (75%)	28,18 mg/L	?

^a Strukturformeln aus Wikipedia.

Zur Herstellung des Fluids wurden drei Zubereitungen eingesetzt und mit Wasser und Stützmitteln vermischt als Frack-Fluid in die Bohrung Damme 3 eingepresst. Nach Angaben in den Sicherheitsdatenblättern sind alle drei verwendeten Zubereitungen als gefährliche Zubereitungen gemäß Richtlinie 1999/45/EG eingestuft (Anhang 1). Zur Einstufung nach VwVwS werden in den vorliegenden Sicherheitsdatenblättern keine Angaben gemacht. Anhand der von der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH veröffentlichten Zusammensetzung der Additive (ExxonMobil 2012) und der den Gutachtern im Rahmen des ExxonMobil Informations- und Dialog-Prozesses zur Verfügung gestellten Informationen (Ewers et al. 2012) wurde aus der verwendeten Menge und den in den Sicherheitsdatenblättern angegebenen Inhaltsstoffen und ihrer Gewichtsanteile mit der eingesetzten Wassermenge die mittleren Konzentrationen der gelösten Additive im verpressten Frack-Fluid berechnet (Tab. C 5).

Vorliegende Informationen zu den eingesetzten Additiven, insbesondere zu ihrer Einstufung in Wassergefährdungsklassen und zu Einstufung und Kennzeichnung nach CLP-Verordnung, sowie Angaben zu ihrer Verwendung, ihren physikalisch-chemischen Eigenschaften und human- und ökotoxikologischen Eigenschaften sind in Anhang 3 detailliert beschrieben.

In Tabelle C 6 sind die Konzentrationen der eingesetzten Additive im Fluid den Geringfügigkeitsschwellenwerten, den abgeleiteten gesundheitlichen Leitwerten bzw. Orientierungswerten sowie den PNEC-Werten gegenübergestellt.

- Die als Stützmittel eingesetzten Feststoffe können mit dem Bewertungsverfahren nicht bewertet werden. Von den Stützmitteln als weitgehend unlösliche und im Untergrund weitgehend immobile Feststoffe ist nach jetzigem Kenntnisstand jedoch keine Gefährdung für die aquatische Umwelt zu besorgen.
- Das als Tonstabilisator eingesetzte Tetramethylammoniumchlorid weist mit 520 mg/L die höchste Einzelstoffkonzentration im Fluid auf. Obwohl Tetramethylammoniumchlorid in großen Mengen auch in mindestens 6 weiteren Fluiden in Deutschland eingesetzt wurde, muss festgestellt werden, dass die Datenlage für eine Bewertung von Tetramethylammoniumchlorid als mangelhaft zu bezeichnen ist (Anhang 3). Gesundheitliche Leitwerte fehlen. Die Einsatzkonzentration liegt um sechs Größenordnungen (Faktor 1.733.000) über dem gesundheitlichen Orientierungswert. Ökotoxikologisch begründete Wirkschwellen werden ebenfalls um mehr als sechs Größenordnungen (Risikoquotient > 2.600.000) überschritten (Tab. C 8). Trotz des niedrigen log K_{ow} von -4 ist mit einer hohen spezifischen Sorption an Tonminerale zu rechnen, die die Mobilität des Stoffes im Untergrund retardieren. Da neben den hohen Risikoquotienten keine Informationen über das Abbauverhalten von Tetramethylammoniumchlorid vorliegen, ist von einem hohen Gefährdungspotenzial dieses Stoffes auszugehen.
- Die im Frack-Fluid auftretenden Konzentrationen der eingesetzten Erdöldestillate überschreiten den GFS-Wert für Kohlenwasserstoffe um den Faktor 2.200. Für Polyethylenglycol-Octylphenylether liegen keine GFS oder LW vor; der Stoff kann nur anhand des GOW bewertet werden (Risikoquotient 120.000). Ökotoxikologische Wirkschwellen werden von den Einsatzkonzentrationen beider Stoffe um mehr als 4 Grö-

Benordnungen (Risikoquotient 20.000 – 55.000) überschritten. Die Datenlage für diese Abschätzung der PNEC-Konzentrationen kann als ausreichend bewertet werden. In den eingesetzten Konzentrationen ist für beide Stoffe ein hohes Gefährdungspotenzial zu erwarten, zumal sie als nicht schnell abbaubar gelten und beim Abbau von Polyethylenglycol-Octylphenylether die hormonell wirksame Substanz Octylphenol als Metabolit auftritt, die in der Wasserrahmenrichtlinie als prioritär eingestuft ist und in die europäische Kandidatenliste der besonders besorgniserregenden Stoffe aufgenommen wurde (UBA 2011b).

- Die Biozid-Wirkstoffe CMIT und MIT werden im Frack-Fluid in einer Gesamtkonzentration von 3,76 mg/L eingesetzt. Diese Konzentration liegt um den Faktor 7.520 über dem GFS-Wert für die Summe der Biozidprodukte von 0,0005 mg/L und um den Faktor 72.000 über dem abgeleiteten PNEC-Wert für das Biozidgemisch. Die Datenlage für diese Abschätzung der PNEC-Konzentrationen ist als ausreichend zu bewerten. Die Abbaubarkeit der Biozidwirkstoffe in salinaren Formationswässern bei erhöhten Temperaturen ist derzeit nicht zu beurteilen. In den eingesetzten Konzentrationen muss deswegen von einem hohen Gefährdungspotenzial der Biozidwirkstoffe ausgegangen werden.
- Die Lösung der in den Zubereitungen eingesetzten Salze führt zu Magnesium-, Nitrat- und Chlorid-Konzentrationen im Frack-Fluid, die für Nitrat und Chlorid unter den GFS-Werten bzw. den in der TrinkwV 2001 (in der Fassung von 2011) aufgeführten Grenzwerten liegen. Außerdem liegen die Konzentrationen deutlich unter denen, die im Formationswasser zu erwarten sind. Die eingesetzten Magnesiumsalze können damit als unbedenklich angesehen werden.

Auf Basis der durchgeführten Einzelstoffbewertung (Anhang 3) muss festgestellt werden, dass das einzige bisher in Schiefergas-Lagerstätten in Deutschland eingesetzte Frack-Fluid ein hohes human- und ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial aufweist. Eine abschließende Bewertung der Gefährdungspotenziale des Gesamtfluids ist aufgrund der mangelhaften Datenlage und einer möglichen Kombinationswirkung der Einzelsubstanzen nicht möglich. Eine toxikologische Testung des Gesamtfluids mit verschiedenen Testmethoden wäre angebracht, um Informationen zum Gefährdungspotenzial des Gemisches zu erhalten.

Vergleich mit den Einstufungen nach Anlagen- und Gefahrstoffrecht

Das Frack-Fluid ist gemäß UBA (2008) als schwach wassergefährdend (WGK 1) einzustufen, da Stoffe der WGK 3 (Gemisch aus CMIT und MIT) zugesetzt wurden und diese in Konzentrationen < 0,2 Gew.-% im Fluid enthalten sind (Anhang 2).

Im Frack-Fluid liegen die mittleren Konzentrationen der Inhaltsstoffe $\leq 0,052$ Gew.-% je Einzelstoff (Anhang 2). Damit ist keiner der Inhaltsstoffe im Sinne der CLP-Verordnung als relevanter Bestandteil zu klassifizieren (Ewers et al. 2012). Das Fluid stellt im Sinne der CLP-Verordnung kein gefährliches Gemisch dar.

Auffallend bei der Bewertung des Frack-Fluids Damme 3 sind die grundlegenden Unterschiede in den Ergebnissen verschiedener Bewertungsansätze. Während das Frack-Fluid nach VwVwS nur als schwach wassergefährdend und im Sinne der CLP-Verordnung nicht als ge-

fährliches Gemisch einzustufen ist, ist bei einer Bewertung anhand der Geringfügigkeits-schwellenwerte der LAWA (2004) bzw. human- und ökotoxikologisch begründeter Wirk-schwellen ein hohes Gefährdungspotenzial des Fluids zu besorgen. Der Vergleich macht deutlich, dass die Einstufung in Wassergefährungsklassen und nach CLP-Verordnung bes-tenfalls als Anhaltspunkt genutzt werden darf, um die Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide nach einer Freisetzung in der Umwelt im Hinblick auf den Trinkwasserschutz und den Schutz aquatischer Ökosysteme zu erfassen und zu bewerten.

Vergleich mit alternativen Bewertungsansätzen in der Literatur

Das Frack-Fluid Damme 3 wurde im Rahmen des ExxonMobil Informations- und Dialogpro-zesses ebenfalls bewertet (Schmitt-Jansen et al. 2012; Ewers et al. 2012). Die Vorgehensweise in der ökotoxikologischen Bewertung des Fluids von Schmitt-Jansen et al. (2012) entspricht in weiten Teilen dem in dem vorliegenden Gutachten gewählten Ansatz, im Detail bestehen aber Unterschiede. Die Unterschiede liegen zum einen in einer stringenteren Auswahl von Wirkdaten durch Schmitt-Jansen et al. (2012), die nur für die Organismengruppen Algen, Daphnien und Fische aus der ECOTOX-Datenbank der US EPA recherchiert wurden. Von den recherchierten Daten wurden nur Mortalitätsdaten berücksichtigt, so dass andere Effektda-ten (z.B. Effekte durch hormonell wirksame Stoffe) unberücksichtigt blieben. Außerdem wurden Wirkdaten für Bakterien nicht berücksichtigt. Ein wesentlicher Unterschied besteht weiterhin darin, dass auch bei lückenhafter Datenlage keine Sicherheitsfaktoren zur Anwen-dung kamen.

Trotz dieser Unterschiede in der Methodik kommt auch die Arbeit von Schmitt-Jansen et al. (2012) zu dem Ergebnis, dass von dem Erdöldestillat, dem Polyethylenglycol-Octylphenylether und dem Tetramethylammoniumchlorid in den eingesetzten Konzentrati-onen aus ökotoxikologischer Sicht ein Gefährdungspotenzial ausgeht. Das Gefährdungspo-tenzial des Biozids wurde nicht bewertet, weil durch eine selbst gewählte Beschränkung auf Mortalitätsdaten von Algen, Daphnien und Fischen keine Wirkkonzentrationen ermittelt werden konnten. Die Datenrecherche im vorliegenden Gutachten zeigt jedoch, dass sowohl für die Einzelwirkstoffe CMIT und MIT als auch für das Wirkstoffgemisch umfangreiche Ef-fektdaten für Spezies verschiedener Trophiestufen zur Verfügung stehen, die eine Bewer-tung des Gefährdungspotenzials auch dieser Biozidwirkstoffe erlauben.

Bei der humantoxikologischen Bewertung des Fluids Damme 3 durch Ewers et al. (2012) wurden weitgehend dieselben Beurteilungswerte (GFS-Werte bzw. Grenzwerte der TrinkwV, gesundheitliche Leit- und Orientierungswerte) wie in der vorliegenden Studie herangezogen. Mit diesen Beurteilungswerten kommen Ewers et al. (2012) ebenfalls zu dem Ergebnis, dass die Einsatzkonzentrationen der Additive die Beurteilungswerte um mehr als einen Faktor 10.000, teilweise sogar einen Faktor 100.000 überschreiten. Die Gesamtbewertung des Fluids unterscheidet sich aber grundsätzlich von der hier vorgestellten Bewertung, da Ewers et al. (2012) annehmen, dass durch eine Verdünnung des Fluids eine Abnahme des Gefährdungs-potenzials bis hin zur Ungefährlichkeit zu erwarten wäre. Würde in einer Worst-Case-Betrachtung die gesamte eingesetzte Fluidmenge von ca. 4.000 m³ pro Frack freigesetzt, würde ein extrem großes Wasservolumen von 400.000.000 m³ (entspricht 0,4 km²) zur Ver-dünnung erforderlich. Im vorliegenden Gutachten weisen wir dagegen darauf hin, dass eine

Verdünnung der Frack-Fluide beim Aufstieg durch das Deckgebirge in erster Linie mit salinaren Tiefengrundwässern erfolgen würde, die ihrerseits hohe Gefährdungspotenziale aufweisen können. Mit einer deutlichen Verringerung der Gefährdungspotenziale wäre erst nach Eintritt der Fluide in Süßwasservorkommen zu rechnen. In diesen Fällen wäre aber bereits eine Kontamination wasserwirtschaftlich nutzbarer Wasserressourcen eingetreten.

Tab. C 6: Bewertung der im Frack-Fluid Damme 3 eingesetzten Additivkonzentrationen anhand der Geringfügigkeitsschwellenwerte bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen (Die Datengrundlage ist in Anhang 3 beschrieben.)

Eingesetzte Stoffe	Ein-gesetzte Menge	Mittlere gelöste Konzentration in Frack-Fluid	Geringfügigkeits-schwellen (GFS)	Gesundheit-licher Leit-wert (LW)	Gesundheit-licher Ori-entierungswert (GOW)	Bewertung anhand GFS bzw. LW oder GOW (Risikoquotient)	Predicted No Effect-Concentration (PNEC)	Bewertung anhand PNEC (Risikoquotient)
Stützmittel	588.000 kg	<i>Feststoff nicht gelöst</i>	-	k.A.	k.A.	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich
Tetramethylammoniumchlorid (CAS 75-57-0)	6.367 kg	520 mg/L	-	k.A.	0,0003 mg/L	1.733.000	Datenlage mangelhaft (<0,0002 mg/L)	Datenlage mangelhaft (>2.600.000)
Erdöldestillat, hydrogeniert, leicht (CAS 64742-47-8)	2.640 kg	220 mg/L	0,1 mg/L ^a	-	-	2.200	0,004 mg/L	55.000
Polyethylenglycol-Octylphenylether (CAS 9036-19-5)	440 kg	36 mg/L	-	k.A.	0,0003 mg/L	120.000	0,0018 mg/L	20.000
Gemisch aus CMIT:MIT (CAS 26172-55-4 und 2682-20-4)								
• Wirkstoffgemisch CMIT:MIT	46,0 kg	3,76 mg/L	0,0005 mg/L	-	-	7.520	0,000052mg/L	72.000
• Wirkstoff CMIT	34,5 kg	2,82 mg/L	0,0001 mg/L	-	-	28.200	0,000021 mg/L	134.000
• Wirkstoff MIT	11,5 kg	0,94 mg/L	0,0001 mg/L	-	-	9.400	0,000050 mg/L	19.000
Magnesium (Mg ²⁺) aus Mg-Salzen		1,1 mg/L	(50 mg/L) ^b	-	-	unbedenklich (< 1)	-	-
Nitrat (NO ³⁻) aus Mg(NO ₃) ₂		3,1 mg/L	(50 mg/L) ^c	-	-	unbedenklich (< 1)	-	-
Chlorid (Cl ⁻) aus MgCl ₂ und Tetramethylammoniumchlorid		169,6 mg/L	250 mg/L	-	-	unbedenklich (< 1)	-	-
Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	6.349 kg	<i>Stoffe unbekannt</i>	-	k.A.	k.A.	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich

a GFS für Kohlenwasserstoffe. Die GFS-Werte von Benzol (0,001 mg/L) und der Summe der alkylierten Benzole (0,020 mg/L) sind abhängig von dem Aromatengehalt des Erdöldestillats ggf. zu berücksichtigen; den Gutachtern liegen jedoch keine Angaben zum Aromatengehalt vor.

b Kein GFS abgeleitet. In der TrinkwV 1990 war ein Grenzwert von 50 mg/L ausgewiesen, wobei geogen bedingt Überschreitungen zulässig waren.

c Kein GFS abgeleitet. Es wurde der Grenzwert der TrinkwV 2001 eingesetzt.

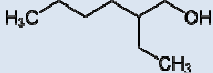
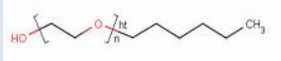
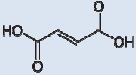
C3.2.11 Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids „Natarp“ (Kohleflözgas)

Der bisherige Einsatz von Frack-Fluiden in Kohleflözgas-Lagerstätten beschränkt sich in Deutschland auf zwei Fracks, die 1995 im Auftrag eines Konsortiums aus der Conoco Mineralöl GmbH, der Ruhrgas AG und der Ruhrkohle AG in der Bohrung Natarp 1 (Landkreis Warendorf, Nordrhein-Westfalen) im Tiefenbereich zwischen 1.800 und 1.947 m u. GOK mit Drücken bis 350 bar durchgeführt wurden (BR Arnsberg 2011a). Die Gasausbeute der Probeförderung stellte sich aus Sicht des Bergbaukonsortiums als unbefriedigend dar, so dass die Bohrung nach der Probeförderung wieder verfüllt wurde (BR Arnsberg 2011a).

Zur Herstellung des Fluids wurden die sechs dargestellten Zubereitungen eingesetzt und mit Wasser und Sand vermischt als Frack-Fluid in die Bohrung eingepresst. Die in Tabelle C 8 angegebene Zusammensetzung dieses Frack-Fluids beruht auf Auswertungen der BR Arnsberg, die nach Sichtung der damaligen Antragsunterlagen und Änderungsmitteilungen erarbeitet wurde (BR Arnsberg 2011a; BR Arnsberg 2011b). Von der beantragten Fluid-Menge von 475 m³ wurden laut Abschlussbericht des Konsortiums nur 121,2 m³ tatsächlich eingesetzt (BR Arnsberg 2011a). Die Einsatzmenge der verwendeten Zubereitungen wurde von den Gutachtern aus den Konzentrationsangaben im Hauptfrack (BR Arnsberg 2011b) und der eingesetzten Wassermenge berechnet.

Die Angaben zur Einstufung der verwendeten Frack-Zubereitungen beruhen – außer für die Zubereitung SSO-21M – auf Angaben in den aktuellen Sicherheitsdatenblättern (Halliburton 2010/2011). Für die Zubereitung SSO-21M stellte sich nach Rücksprache mit dem Hersteller bzw. Importeur heraus, dass die Rezeptur in der Vergangenheit verändert wurde. Das aktuelle Sicherheitsdatenblatt für die Zubereitung Halliburton SSO-21M (Stand 04.01.2011) weist die Verwendung von Poly(oxy-1,2-ethandiyl), a-(nonylphenyl)-w-hydroxy- (Angabe ohne CAS-Nr.; Synonym: Nonylphenoethoxylate) anstelle der im älteren Sicherheitsdatenblatt angegebenen Ethoxylierten Alkohole bzw. 1-Hexanol ethoxyliert (jeweils unter Angabe von CAS-Nr. 31726-34-8) aus (Halliburton SSO-21M Winterized 1995). In Tabelle C 7 ist die Angabe des im Genehmigungsverfahren 1995 eingereichten Sicherheitsdatenblattes wiedergegeben. Die Einstufung nach damaligen und heutigen Sicherheitsdatenblättern ist in BR Arnsberg (2011b) gegenübergestellt.

Tab. C 7: Konzentration der Frack-Additive im eingesetzten Frack-Fluid Natarp

Stoff	Eingesetzte Menge	Mittlere Konz. in Frack-Fluid (gelöst in Wasser)	Struktur- bzw. Summenformel ^a
Wasser	121,2 m ³		
Stickstoff	81.750 kg		
Stützmittel: Quarzsand 20/40	41.700 kg		
Gelierzmittel (Halliburton WG-11)	436 kg		
• Hydroxypropylguargummi (CAS unbekannt)	(60-100 Gew.-%)	2.160 - 3.600 mg/L	UVCB
Tonstabilisator (Halliburton Kaliumchlorid)	671 kg		
• Kaliumchlorid (CAS 7447-40-7)	(60-100 Gew.-%)	3.324 - 5.540 mg/L	KCl
Netzmittel (Halliburton SSO-21M) ^b	44 kg		
• 2-Ethylhexanol (CAS 104-76-7)	(5-10 Gew.-%)	18 - 36 mg/L	
• Ethoxylierte Alkohole (1-Hexanol, ethoxyliert) (CAS 31726-34-8)	(30-60 Gew.-%)	108 - 216 mg/L	
• Ethylenglycolmonobutylether (CAS 111-76-2)	(10-30 Gew.-%)	36 - 108 mg/L	
• Methanol (CAS 67-56-1)	(10-30 Gew.-%)	36 - 108 mg/L	CH ₃ OH
Gelbrecher (Halliburton GBW-3/30) ^c	7 kg		
• Kohlenhydrat (CAS unbekannt)	(85-95 Gew.-%)	51 - 57 mg/L	?
• Cellulase, Hemicellulase (Enzym) (CAS 9012-54-8)	(5-15 Gew.-%)	3 - 9 mg/L	UVCB
Hilfsmittel (Halliburton HYG-3)	36 kg		
• Fumarsäure (CAS 110-17-8)	(60-100 Gew.-%)	180 - 300 mg/L	
pH-Puffer (Halliburton K-34)	36 kg		
• Natriumhydrogencarbonat (CAS 144-55-8)	(60-100 Gew.-%)	180 - 300 mg/L	NaHCO ₃

a Strukturformeln aus Wikipedia bzw. hgspace.com

b Angaben für Halliburton SSO-21M Winterized aus Sicherheitsdatenblatt, Stand 27.09.1995 und 30.10.1995

c Angabe für Halliburton GBW-30 Breaker aus Sicherheitsdatenblatt, Stand 28.03.2011

In Tabelle C 8 sind die Konzentrationen der eingesetzten Additive im Frack-Fluid den Geringfügigkeitsschwellenwerten, den abgeleiteten gesundheitlichen Leitwerten bzw. Orientierungswerten sowie den PNEC-Werten gegenübergestellt.

- Das Hydroxypropylguargummi wurde als Gelmittel in hohen Konzentrationen bis 3.600 mg/L eingesetzt. Beurteilungswerte liegen für diesen Stoff nicht vor. Aufgrund seines Einsatzes als Lebensmittelzusatz und seiner guten Abbaubarkeit wird für diesen Stoff jedoch kein Gefährdungspotenzial vermutet.
- Das als Tonstabilisator eingesetzte Kaliumchlorid weist mit bis zu 5.540 mg/L die höchste Einzelstoffkonzentration im Fluid auf. Die resultierende Chloridkonzentration liegt um den Faktor 11 über dem Grenzwert der TrinkwV 2001 (in der Fassung von 2011), die resultierende Kaliumkonzentration liegt um den Faktor 240 über dem ehemaligen Grenzwert von 12 mg/L der TrinkwV von 1990. Es wird angenommen, dass die ökotoxikologische Wirkung hauptsächlich durch die hohe Ionenstärke und dem damit induzierten osmotischen Druck hervorgerufen wird, auf den insbesondere Süßwasserorganismen sensitiv reagieren (Schmitt-Jansen et al. 2012). Die Mobilität von Kalium im Untergrund wird durch die Sorption an Tonminerale begrenzt. Es ist deswegen nur von einem niedrigen bis mittleren Gefährdungspotenzial auszugehen ist.
- Für die in der Zubereitung SSO-21M eingesetzten Stoffe liegen gesundheitliche Leitwerte vor. Die eingesetzten Konzentrationen überschreiten die LW um den Faktor 62 bis 1.230. Die berechneten ökotoxikologischen Risikoquotienten liegen zwischen 570 und 21.200, wobei der Risikoquotient von 2-Ethylhexanol sich um eine Größenordnung von den anderen abhebt. Von den in der Zubereitung SSO-21M eingesetzten Stoffkonzentrationen ist ein mittleres bis hohes Gefährdungspotenzial zu besorgen.
- Die Einsatzkonzentration von Hemicellulase lag um den Faktor 90 über dem angegebenen PNEC. Humantoxikologisch begründete Beurteilungswerte liegen nicht vor. Aufgrund seines Einsatzes als Lebensmittelzusatz und seiner guten Abbaubarkeit wird für diesen Stoff jedoch kein Gefährdungspotenzial vermutet.
- Die Einsatzkonzentration von Fumarsäure überschreitet den abgeleiteten LW um den Faktor 21. Der angegebene PNEC wird dagegen um den Faktor 1.400 überschritten. Aufgrund der guten Abbaubarkeit wird ein niedriges bis mittleres Gefährdungspotenzial angenommen.
- Die aus dem Einsatz von Natriumhydrogencarbonat als pH-Puffer resultierenden Natrium- und Hydrogencarbonat-Konzentrationen (82 bzw. 218 mg/L) werden im Vergleich zu den Grenzwerten der TrinkwV bzw. in Mineralwässern enthaltenen Konzentrationen als unbedenklich angesehen.
- Von den als Stützmitteln eingesetzten Quarzsanden, als weitgehend unlöslichen, inerten und im Untergrund weitgehend immobilen Feststoffen, ist nach jetzigem Kenntnisstand keine Gefährdung zu besorgen.

Anhand der durchgeführten Einzelstoffbewertung ist festzustellen, dass das einzige bisher in Kohleflözgas-Lagerstätten in Deutschland eingesetzte Frack-Fluid ein mittleres bis hohes Gefährdungspotenzial aufweist, das hauptsächlich durch die in der Zubereitung SSO-21M eingesetzten Stoffe begründet ist. Eine abschließende Bewertung der Gefährdungspotenziale des Gesamtfluids ist aufgrund der Datenlage und einer möglichen Kombinationswirkung der Einzelsubstanzen nicht möglich.

Tab. C 8: Bewertung der im Frack-Fluid Natarp eingesetzten Additivkonzentrationen anhand der Geringfügigkeitsschwellenwerte bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen (Die Datengrundlage ist in Anhang 3 beschrieben.)

Stoff	Eingesetzte Menge (Höchstmenge)	Gelöste Konzentration (Höchstwert)	Geringfügigkeits-schwelle (GFS)	Gesundheitlicher Leitwert (LW)	Gesundheitlicher Orientierungswert (GOW)	Bewertung anhand GFS bzw. LW oder GOW (Risikoquotient)	Predicted No Effect-Concentration (PNEC)	Bewertung anhand PNEC (Risikoquotient)
Hydroxypropylguargummi (CAS recherchiert 39421-75-5)	436 kg	3.600 mg/L	-	k.A.	-	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich
Kaliumchlorid (CAS 7447-40-7)	671 kg	5.540 mg/L	-	> 3,0 mg/L	-	< 1.850	k.A.	k.A.
• Kalium (K ⁺)		2.905 mg/L	(12 mg/L) ^a	-	-	240	k.A.	k.A.
• Chlorid (Cl ⁻)		2.635 mg/L	250 mg/L	-	-	11	250 mg/L b	11
2-Ethylhexanol (CAS 104-76-7)	4 kg	36 mg/L	-	0,175 mg/L	-	206	0,0017 mg/L	21.200
1-Hexanol, ethoxyliert (CAS 31726-34-8)	26 kg	216 mg/L	-	0,175 mg/L	-	1.230	0,17 mg/L	1.270
Ethylenglycolmonobutylether (CAS 111-76-2)	13 kg	108 mg/L	-	0,35 mg/L	-	309	0,0894 mg/L	1.210
Methanol (CAS 67-56-1)	13 kg	108 mg/L	-	1,75 mg/L	-	62	0,19 mg/L	570
Kohlenhydrat (CAS unbekannt)	7 kg	57 mg/L	k.A.	k.A.	k.A.	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich
Hemicellulase (Enzym) (CAS 9012-54-8)	1 kg	9 mg/L	-	k.A.	-	Bewertung nicht möglich	0,1 mg/L	90
Fumarsäure (CAS 110-17-8)	36 kg	300 mg/L	-	14 mg/L	-	21	0,01 mg/L	1.400
Natriumbicarbonat (CAS 144-55-8)	36 kg	300 mg/L	-	-	-	unbedenklich (<1)	-	-
• Natrium (Na ⁺)		82 mg/L	(200 mg/L) ^b	-	-	unbedenklich (<1)	-	-
• Hydrogencarbonat (HCO ₃ ⁻)		218 mg/L	-	-	-	unbedenklich (<1)	-	-

a In der TrinkwV 2001 ist kein Grenzwert für Kalium festgesetzt. In der TrinkwV 1990 war ein Grenzwert von 12 mg/L ausgewiesen, wobei geogen bedingt Überschreitungen zulässig waren.

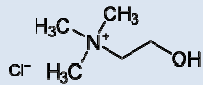
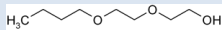
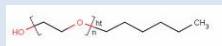
b Kein GFS abgeleitet. Grenzwert der TrinkwV 2001 eingesetzt

C3.2.12 Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids „Weiterentwicklung Slickwater und Gel-Fluid“

In diesem Abschnitt werden die Gefährdungspotenziale zweier ähnlich beschaffener Frack-Fluide (ein Slickwater- und ein Gel-Fluid) bewertet, deren Zusammensetzung den Gutachtern von der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH als mögliche künftig in Schiefergas-Lagerstätten und ggf. auch in Kohleflözgas-Lagerstätten in Deutschland einsetzbare Frack-Fluide angegeben wurde. Die geplanten Einsatzkonzentrationen der Additive sind in Tabelle C 9 und Tabelle C 10 aufgeführt.

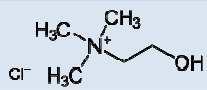
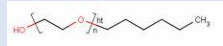
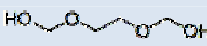
Diese Rezeptur (jedoch ohne Angabe der Verwendung eines Biozids) wurde von der Firma BNK Deutschland GmbH nach eigenen Angaben bereits in der Bohrung Saponis Lebork S-1 in Polen eingesetzt (BNK Deutschland 2012).

Tab. C 9: Konzentration der Additive im Frack-Fluid „Weiterentwicklung Slickwater“.

Stoff	Geplante Menge	Mittlere Konzentration in Frack-Fluid	Strukturformel ^a
Wasser	1.600 m ³		
Stützmittel	unbekannt		
Tonstabilisator (Schlumberger L071)	1.600 kg		
• Cholinchlorid (CAS 67-48-1)	1.120 - 1.200 kg (70-75 Gew.-%)	700 - 750 mg/L	
• Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	400-480 kg (25-30 Gew.-%)		?
Gelmittel (Schlumberger J568)	800 kg		
• Butyldiglycol (CAS 112-34-5)	320 - 560 kg (40-70 Gew.-%)	200 - 350 mg/L	
Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	240 - 480 kg (30-60 Gew.-%)		?
Netzmittel (Schlumberger F112)	1.600 kg		
• Polyethylenglycolmonohexylether (= 1-Hexanol ethoxyliert) (CAS 31726-34-8)	112 - 208 kg (7-13 Gew.-%)	70 - 130 mg/L	
• Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	1.392 - 1.488 kg (87-93 Gew.-%)		?
Biozid (M-I SWACO MB-5111)	1.600 kg		
• Ethylenglycol(bis)-hydroxymethylether (CAS 3586-55-8)	960 - 1.600 kg (60-100 Gew.-%)	600 - 1.000 mg/L	
• Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	0 - 640 kg (0-40 Gew.-%)		?

^a Strukturformeln aus Wikipedia bzw. hgspace.com.

Tab. C 10: Konzentration der Additive im Frack-Fluid „Weiterentwicklung Gel“

Stoff	Geplante Menge	Mittlere Konzentration in Frack-Fluid	Strukturformel ^a
Wasser	1.600 m3		
Stützmittel	unbekannt		
Tonstabilisator (Schlumberger L071)	1.600 kg		
• Cholinchlorid (CAS 67-48-1)	1.120 - 1.200 kg (70-75 Gew.-%)	700 - 750 mg/L	
• Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	400-480 kg (25-30 Gew.-%)		?
Gelmittel (Produktname unbekannt)			
• Kohlenhydratpolymer Derivat (CAS unbekannt)	1.730-2.280 kg	1.080 - 1.800 mg/L	?
Netzmittel (Schlumberger F112)	1.600 kg		
• Polyethylenglycolmonohexylether (= 1-Hexanol ethoxyliert) (CAS 31726-34-8)	112 - 208 kg (7-13 Gew.-%)	70 - 130 mg/L	
• Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	1.392 - 1.488 kg (87-93 Gew.-%)		?
Biozid (M-I SWACO MB-5111)	1.600 kg		
• Ethylenglycol(bis)-hydroxymethylether (EGHM) (CAS 3586-55-8)	960 - 1.600 kg (60-100 Gew.-%)	600 - 1.000 mg/L	
• Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	0 - 640 kg (0-40 Gew.-%)		?

^a Strukturformeln aus Wikipedia bzw. hgspace.com.

Die geplanten Einsatzkonzentrationen im Fluid sind in Tabelle C 12 den Geringfügigkeits-schwellenwerten, den abgeleiteten gesundheitlichen Leitwerten bzw. Orientierungswerten so-wie den PNEC-Werten gegenübergestellt.

- Der Einsatz von Cholinchlorid als Tonstabilisator anstelle des im Frack-Fluid „Damme 3“ verwendeten Tetramethylammoniumchlorids ist wegen seiner im Vergleich deutlich niedrigeren Human- und Ökotoxizität als positiv zu bewerten. Wegen der hohen Einsatzkonzentration wird der abgeleitete PNEC-Wert jedoch um einen Faktor 300 - 330 überschritten (Tab. C 12). Aufgrund der guten Abbaubarkeit kann von einem niedrigen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden.

- Der Einsatz von Butyldiglycol als Reibungsminderer im Slickwater-Fluid anstelle der im Fluid „Damm 3“ eingesetzten Erdöldestillate ist aus humantoxikologischer Sicht ebenfalls als positiv zu bewerten, da die Überschreitung des gesundheitlichen Leitwerts auf einen Faktor < 50 reduziert wird. Die Reduktion des ökotoxikologischen Risikoquotienten fällt dagegen geringer aus; die geplante Einsatzkonzentration überschreitet den PNEC-Wert um den Faktor 3.770 - 6.600. Aufgrund der guten Abbaubarkeit kann trotzdem von einem mittleren Gefährdungspotenzial ausgegangen werden.
- Für Polyethylenglycolmonohehexylether werden sowohl der abgeleitete LW wie der PNEC um einen Faktor von 400-760 überschritten, so dass von einem mittleren Gefährdungspotenzial ausgegangen werden kann.
- Das Formaldehyd-abspaltende Biozid Ethylenglycol(bis)-hydroxymethylether (EGHM) ist als schwach wassergefährdend eingestuft. Mit der Substitution des als stark wassergefährdend (WGK 3) eingestuften Biozids CMIT und MIT ist eine Reduktion der Wassergefährdungsklasse erreicht worden. Aufgrund der hohen geplanten Einsatzkonzentrationen des Biozids EGHM (600 - 1.000 mg/L anstelle von 3,76 mg/L CMIT und MIT) wird der GFS-Wert für Biozidprodukte um den Faktor 6 bis 10 Millionen überschritten (Tab. C 11). Der aufgrund einer ungenügenden Datenlage abgeschätzte PNEC wird ebenfalls um mehr als den Faktor 83.000 überschritten. Angaben zur Abbaubarkeit des Biozids liegen nicht vor. Aufgrund dieser ungenügenden (öffentlich zugänglichen) Datenlage und der möglicherweise relevanten, aber nicht abschätzbaren Konzentrationen von freiem Formaldehyd im Frack-Fluid ist diese Substitution aus toxikologischer Sicht jedoch kritisch zu betrachten. Es muss von einem hohen Gefährdungspotenzial dieses Stoffes ausgegangen werden.
- EGHM (Synonym: (Ethylendioxy)dimethanol) ist als alter Biozid-Wirkstoff gemäß Biozid-Richtlinie 98/8/EG identifiziert (Art. 3 Abs. 1 in Verbindung mit Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 1451/2007) und in die Liste der im Rahmen des Prüfprogramms der zweiten Phase des Zehn-Jahres-Arbeitsprogramms zu prüfenden Wirkstoffe aufgenommen (Art. 3 Abs. 2 UAbs. 1 in Verbindung mit Anhang II der Verordnung (EG) Nr. 1451/2007). Bericht erstattender Mitgliedstaat für die Durchführung der Beurteilung ist Polen (Art. 3 Abs. 2 UAbs. 3 in Verbindung mit Anhang II der Verordnung (EG) Nr. 1451/2007). Die Prüfung erfolgt für diesen Biozid-Wirkstoff für eine Reihe unterschiedlicher Produktarten (PT), unter anderem für PT12 „Schleimbekämpfungsmittel“ und PT11 „Schutzmittel für Flüssigkeiten in Kühl- und Verfahrenssystemen“, die für die Prüfung von Bioziden in Frack-Zubereitungen relevant sein können (vgl. Abschn. B2.2.2). Die Entscheidung über die Aufnahme oder Nicht-Aufnahme für diese Produktarten in die Anhänge I oder IA der Biozid-Richtlinie 98/8/EG steht mit Stand 22.02.2012 noch aus. Der Bewertungsbericht der EU-Kommission sowie Daten aus den vom Hersteller bzw. Notifizierer im Prüfverfahren einzureichenden Prüfunterlagen stehen damit noch nicht zur Verfügung. Im Rahmen der Übergangsregelungen bleibt das Wirkstoffgemisch für die Dauer des Prüfverfahrens, längstens jedoch bis zum 14. Mai 2014, weiterhin vermarktungsfähig (vgl. Abschn. B2.2.2). Formaldehyd (CAS-Nr. 50-00-0) ist gemäß der Entscheidung der Kommission 2008/681/EC u.a. für PT11 und 12 nicht in Anhang I oder IA aufgenommen worden. Die Aufnahme des Formaldehyd-abspaltenden Wirkstoffs EGHM in PT11 und

PT12 ist dadurch aber nicht ausgeschlossen (vgl. Guidance document agreed between the Commission services and the competent authorities of Member States regarding the in-situ generation of active substances and related notifications)¹⁷.

- Zu den einzusetzenden Stützmitteln, den verwendeten nicht kennzeichnungspflichtigen Stoffen sowie zu dem im Gel-Fluid eingesetzten Kohlenhydratpolymer-Derivat liegen den Gutachtern keine Angaben vor. Eine Bewertung dieser Stoffe ist nicht möglich.

In einer zusammenfassenden Bewertung ist festzustellen, dass es bei der Weiterentwicklung des Slickwater- und Gel-Fluids im Vergleich zum Frack-Fluid „Damme 3“ gelungen ist, mehrere Additive durch Stoffe mit niedrigerem Gefährdungspotenzial zu substituieren. Die Bewertung möglicher Kombinationswirkungen der Einzelsubstanzen ist ohne die toxikologische Testung des Gesamtfluids nicht möglich.

Die grundlegende Veränderung der Slickwater-Rezepturen (mit der Substitution aller eingesetzten Additive) in nur dreieinhalb Jahren seit dem Einsatz des Fluids in der Bohrung Damme 3 im November 2008 zeigt zum einen die Dynamik in der Entwicklung und Auswahl geeigneter Frack-Additive. Sie zeigt aber auch, dass selbst in der jüngeren Vergangenheit Additive eingesetzt wurden, die innerhalb weniger Jahre als verbesserungsfähig bzw. überholt angesehen werden müssen.

Das verbleibende Gefährdungspotenzial der genannten Weiterentwicklungen wird im Wesentlichen noch durch das Gefährdungspotenzial des einzusetzenden Biozids bestimmt. Aufgrund der hohen Einsatzkonzentrationen des Formaldehyd-abspaltenden Biozids EGHM muss unter der gegenwärtig mangelhaften Datenlage auch für die weiterentwickelten Slickwater und Gel-Fluide von einem hohen human- und ökotoxikologischen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden. Es ist zudem fraglich, ob der Einsatz von Formaldehyd-abspaltenden Bioziden mit dem von ExxonMobil angestrebten Verzicht auf den Stoff Formaldehyd als Additiv in Frack-Fluiden (Westdeutsche Allgemeine Zeitung vom 11.10.2011) vereinbar ist.

¹⁷ <http://ec.europa.eu/environment/biocides/pdf/insitugeneration.pdf>

Tab. C 11 Bewertung der in den Frack-Fluiden „Weiterentwicklung Slickwater“ und „Weiterentwicklung Gel“ geplante Additivkonzentrationen anhand der Geringfügigkeitsschwellenwerte bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen
(Die Datengrundlage ist in Anhang 3 beschrieben.)

Stoff	Geplante Menge	Geplante Konzentration in Frack-Fluid	Geringfügigkeitsschwellen (GFS)	Gesundheitlicher Leitwert (LW)	Gesundheitlicher Orientierungswert (GOW)	Bewertung anhand GFS bzw. LW oder GOW (Risikoquotient)	Predicted No Effect-Concentration (PNEC)	Bewertung anhand PNEC (Risikoquotient)
Cholinchlorid (CAS 67-48-1)	1.120 – 1.200 kg	700 - 750 mg/L	-	≥17,5 mg/L	-	< 43	3,49 mg/L	200-210
Butyldiglycol (CAS 112-34-5)	320 – 560 kg	200 - 350 mg/L	-	8,75 mg/L	-	23-40	0,053 mg/L	3.770-6.600
Kohlenhydratpolymer Derivat (CAS unbekannt)	1.730 – 2.280 kg	1.080 – 1.800 mg/L	k.A.	k.A.	k.A.	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich
Polyethylenglycolmono-hexylether (CAS 31726-34-8)	112 – 208 kg	70 - 130 mg/L	-	0,175 mg/L	-	400-743	0,17 mg/L	410-760
Ethylenglycol(bis)-hydroxymethylether (CAS 3586-55-8)	960 – 1.600 kg	600 - 1.000 mg/L	0,0001 mg/L	-	-	6.000.000-10.000.000	Datenlage mangelhaft (0,0072 mg/L)	Datenlage mangelhaft (83.000-139.000)
Formaldehyd (CAS 50-0-0)	Einsatz eines formaldehyd-abspaltenden Biozids	Unbekannt (< 490 mg/L)	-	k.A.	0,010 mg/L	Bewertung nicht möglich	0,00026 mg/L	Bewertung nicht möglich
Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	1.792-3.088 kg	Stoffe nicht bekannt	k.A.	k.A.	k.A.	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich

C3.2.13 Zusammenfassende Bewertung und Wissensdefizite

Die Auswertung von 28 Frack-Fluiden zeigt, dass in der Vergangenheit ein breites Spektrum von mindestens 112 unterschiedlichen Additiven in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Deutschland zum Einsatz kam. Zur Herstellung der Frack-Fluide wurden insgesamt 88 Zubereitungen im Wesentlichen zweier Hersteller verwendet. Aufgrund der Gefährlichkeitsmerkmale der eingesetzten Stoffe ist festzustellen, dass auch in neueren, seit dem Jahr 2000 verpressten Fluiden Zubereitungen mit Additiven zum Einsatz kamen, die besorgniserregende (u.a. sehr giftig, kanzerogene, mutagene und/oder reproduktionstoxische) Eigenschaften aufwiesen.

Die Einsatzmengen variierten erheblich in Abhängigkeit des verwendeten Fluidsystems und der Lagerstätteneigenschaften; pro Frack kamen zwischen $< 100 \text{ m}^3$ und über 4.000 m^3 Frack-Fluide zum Einsatz. Bei neueren, seit dem Jahr 2000 eingesetzten Gel-Fluiden wurden pro Frack im Durchschnitt ca. 100 t Stützmittel und ca. 7,3 t Additive (davon meist $< 30 \text{ kg}$ Biozidprodukte eingesetzt). Insbesondere bei Multi-Frack-Stimulationen und/oder Einsatz von Slickwater-Fluiden ergeben sich damit teilweise große Einsatzmengen: In der Bohrung Damme 3 wurden z.B. bei drei Fracks rund 12.000 m^3 Wasser, 588 t Stützmittel und 20 t Additive (davon 460 kg Biozide) verpresst.

Die Bewertungen ausgewählter, in Deutschland eingesetzter Frack-Fluide kommen zum Ergebnis, dass die bewerteten Fluide hohe bzw. mittlere bis hohe human- und ökotoxikologische Gefährdungspotenziale aufweisen. Ein Vergleich dieser Bewertung mit der Einstufung der Fluide gemäß VwVwS und gemäß CLP-Verordnung macht deutlich, dass die Einstufungen nach Anlagenrecht und nach Gefahrstoffrecht höchstens als Anhaltspunkte genutzt werden dürfen, um die Gefährdungspotenziale der Fluide nach einer Freisetzung in der Umwelt im Hinblick auf den Trinkwasserschutz und den Schutz aquatischer Ökosysteme zu bewerten.

Die mögliche Zusammensetzung zweier weiterentwickelter, potenziell in Deutschland einsetzbarer Frack-Fluide zeigt die Bemühungen der beteiligten Unternehmen, einzelne der in der Vergangenheit verwendeten Additive durch Stoffe mit niedrigerem Gefährdungspotenzial zu ersetzen. Trotz dieser Verbesserungen muss angesichts der geplanten hohen Einsatzkonzentration eines Formaldehyd-abspaltenden Biozids und dessen lückenhafter Bewertungsgrundlage auch für diese weiterentwickelten Fluide von einem hohen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden.

Die mögliche Substitution von drei noch 2008 eingesetzten bedenklichen Additiven durch Stoffe mit niedrigerem Gefährdungspotenzial ist kritisch zu hinterfragen, weisen sie doch darauf hin, dass noch in der jüngeren Vergangenheit Additive eingesetzt wurden, die innerhalb weniger Jahre als verbesserungsfähig bzw. überholt angesehen werden müssen. Da die für die Bewertung dieser Additive zugrundeliegende Datenbasis bereits seit Jahren vorliegt, ist zu prüfen, ob von Seiten der Servicefirmen, Betreiber und/oder Behörden in der Vergangenheit potenzielle Substitutionsmöglichkeiten besorgniserregender Additive adäquat untersucht und berücksichtigt wurden.

Gegenwärtige Entwicklungsarbeiten zur Reduktion der Anzahl der eingesetzten Additive, zur Substitution von sehr giftigen, kanzerogenen, mutagenen sowie reproduktionstoxischen Stoffen (cmr-Stoffen) und zur Reduktion bzw. zum Ersatz der Biozidwirkstoffe weisen auf potenzielle Fortschritte bei der Entwicklung umweltverträglicher Frack-Fluide hin. Die dargestellte Bewertungsmethode kann als Ausgangspunkt dienen, auf die Entwicklung von Additiven mit verringertem Gefährdungspotenzial hinzuarbeiten.

C4 Bewertung des Verbleibs der Frack-Additive im Untergrund

C4.1 Anteil der Frack-Additive im Flowback

Zur Bilanzierung des Anteils der Menge des zurückgeführten Frack-Fluids am Gesamtvolumen des Flowback sind verschiedene Methoden denkbar (Rosenwinkel et al. 2012):

- Messung des Salzkonzentrationsverlaufs,
- Ermittlung der Konzentration von 1,5-Naphtalindisulfonat,
- Oxidations- und Abbauprodukte der verwendeten Gele und Ether,
- ausgewählte Isotopenverhältnisse,
- Halogen-Chemie (z.B. Br/Cl-Verhältnis „Fingerprint“) (Siegel & Kight 2011 zit. nach Energy Institute 2012).

Rosenwinkel et al. (2012) haben aus dem Verlauf der Chloridkonzentration den Anteil des zurückgeführten Frack-Fluids am Flowback der Bohrung Damme 3 bestimmt (Abb. C 2).

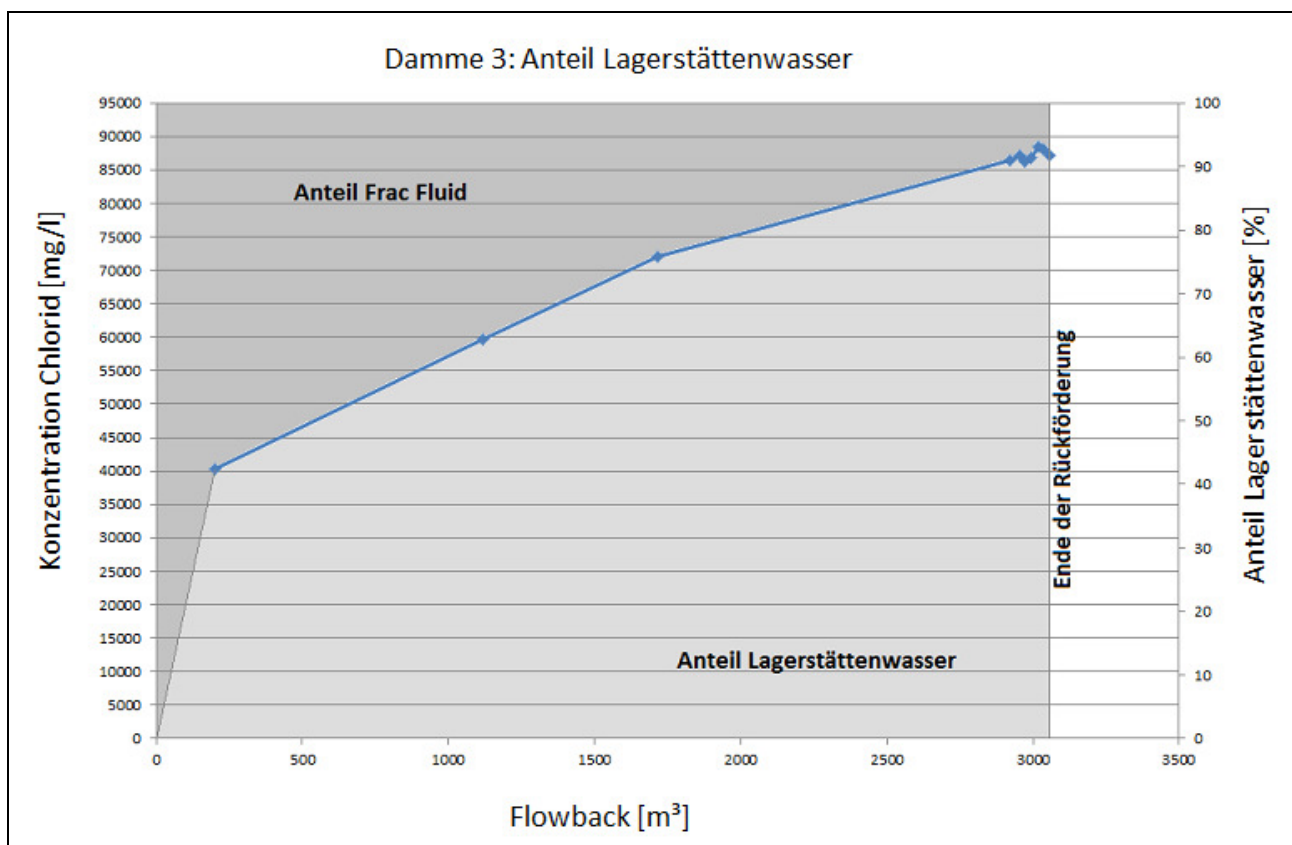


Abb. C 2: Bilanzierung des Flowback der Bohrung Damme 3 anhand der gemessenen Chlorid-Konzentration (Rosenwinkel et al. 2012)

Es wird deutlich, dass die Chloridkonzentration gegen einen konstanten Wert von ca. 95.000 mg/L konvergiert, wobei angenommen wird, dass dieser Wert die Chloridkonzentration im originär vorhandenen Formationswasser repräsentiert. Rosenwinkel et al. (2012) haben bei einem Flowback-Gesamtvolumen von 3.058 m³ für den Zeitraum von 20.11.2008 bis 12.01.2009 einen durchschnittlichen Anteil des Frack-Fluids von 31 % und des Formationswassers von 69 % berechnet. Die Auswertung kam zum Schluss, dass nur 8 % des injizierten Frack-Fluids mit dem Flowback wieder zu Tage gefördert wurde (Rosenwinkel et al. 2012). Auch wenn bei längerer Förderdauer ein höherer Rückförderanteil zu erwarten ist, muss davon ausgegangen werden, dass ein substanzieller Anteil der Frack-Additive im Untergrund verbleibt.

Der über die Chloridkonzentration bestimmte Anteil des zurückgeförderten Frack-Fluids lässt sich nur auf solche Additive übertragen, die nicht im Lagerstättenhorizont sorbiert werden. Additive mit hohen Sorptionseigenschaften (z.B. Tonstabilisatoren) werden weitgehend im Untergrund verbleiben, auch wenn aufgrund der Chloridbilanz eine vollständige Rückförderung des Fluids errechnet wurde. Eine Massenbilanz der zurückgeförderten bzw. im Untergrund verbleibenden und dort ggf. umgewandelten und abgebauten Additive muss deswegen streng genommen stoffspezifisch für jedes Additiv individuell bestimmt werden.

C4.2 Hydrochemische und hydraulische Veränderungen durch verbleibende Frack-Additive im Untergrund

Bei den hohen Druck- und Temperaturbedingungen im Zielhorizont ist anzunehmen, dass die eingebrachten Frack-Additive in Gegenwart der salinen Formationswässer chemischen Transformations- und Abbaureaktionen unterworfen sind. Mikrobiologische Abbaureaktionen sind zu erwarten, sobald die Wirkung der eingebrachten Biozide nachzulassen beginnen. Es ist nicht auszuschließen, dass bei diesen Reaktionen stabile Metabolite entstehen, von denen ein human- und ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial ausgehen kann, welches ggf. das der Ausgangsstoffe übersteigen kann.

Den Gutachtern liegen keine Informationen vor, in welchem Umfang relevante Transformations- und Abbaureaktionen im Frackhorizont ablaufen können. Nach dem gegenwärtigen Sachstand wurden bisher keine systematischen Messungen zur Identifizierung von Reaktions- und Abbauprodukten im Flowback durch die Betreiber bzw. Servicefirmen durchgeführt (Ewers et al. 2012).

Neben Druck, Temperatur und pH-Wert werden vor allem die Redoxbedingungen in der Lagerstätte die Bildung von Transformationsprodukten bestimmen. Lagerstättenhorizonte sind meist von anaeroben, reduzierenden Bedingungen geprägt, auf die auch die hohen Eisenkonzentrationen in den Formationswässern hinweisen. Mit dem Frack-Fluid werden oftmals große Mengen an starken Oxidationsmitteln (z.B. Einsatz von Natriumpersulfat und Natriumbromat als Kettenbrecher) eingebracht, so dass - zumindest zwischenzeitlich - mit oxidierenden Bedingungen im Frackhorizont gerechnet werden muss. Unter diesen Bedingungen werden auch die in der Lagerstätte vorkommenden organischen Verbindungen Oxidationsreaktionen unterworfen, die zu toxischen Reaktionsprodukten führen können.

Ewers et al. (2012) haben anhand der vorliegenden Erfahrungen aus der oxidativen Wasseraufbereitungstechnik für einige Additive mögliche Reaktions- und Abbauprodukte formuliert. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass in Gegenwart der salinaren Formationswässer unter den vorherrschenden hohen Druck- und Temperaturbedingungen eine direkte Übertragbarkeit nur unter Vorbehalt möglich ist. Es wird vorgeschlagen, die gegenwärtigen Wissenslücken zu relevanten Transformations- und Abbauprodukten und ihrer möglichen Persistenz und Bioakkumulation in zukünftigen Forschungsarbeiten unter Simulation der vorherrschenden Lagerstättenbedingungen zu untersuchen und deren toxikologische Eigenschaften zu bestimmen.

Abhängig von den stoffspezifischen Sorptionseigenschaften (z.B. K_{ow} -Wert) sowie von der Sorptionskapazität des Gebirges ist von einer Sorption der Stoffe im Feststoffgerüst auszugehen, die das Transportverhalten der Frack-Additive im Untergrund beeinflusst.

Die Fluidodynamik hängt von den Potenzialdifferenzen und den Wegsamkeiten im Gebirge ab (siehe Kap. C1). Im Anschluss an die Hochdruckinjektion schließen sich die geweiteten und mit Stützmitteln versehenen Klüfte wieder etwas, die Durchlässigkeit nimmt – im Vergleich zur Druckspitze bei der Injektion – ab, die Strömung kehrt sich mit Beginn der Förderung des Flowback in Richtung auf den perforierten Bohrstrang um. Der Rückfluss erfolgt deutlich langsamer. Schließen sich Klüfte abschnittsweise, so wird das weiter eingedrungene Fluid eingekapselt. Ein Teil der Frack-Fluide wird in die Gesteinsmatrix eingepresst und bewegt sich entsprechend der meist sehr geringen Matrixpermeabilität nur sehr langsam entlang des sich einstellenden Gradienten. Dieser ist während der Gewinnung in Richtung auf den perforierten Bohrstrang ausgerichtet. Nach der Gewinnung stellt sich nach der Wiederauffüllung des teilentwässerten Poren- und Klufttraumes im Gebirge wieder die natürliche Grundwasserdynamik ein. Bei einem Aufstieg von Tiefenwässern, beispielsweise entlang von Störungen, ist auch ein Aufstieg der Fluide in höhere Grundwasserleiter möglich.

Die im Untergrund verbleibenden Frack-Additive stellen dann ein Risiko für das oberflächennahe (nutzbare) Grundwasser dar, wenn die Möglichkeit (Eintrittswahrscheinlichkeit) besteht, dass sie über einen oder mehrere der im Kapitel C 1 genannten Wirkungspfade in relevanter Konzentration in den Bereich des oberflächennahen (nutzbaren) Grundwassers gelangen können. Ob und in welchem Ausmaß ein Stofftransport in Richtung auf wasserwirtschaftlich genutzte Grundwasservorkommen stattfindet, hängt somit von den standörtlichen geologischen und hydrogeologischen Verhältnissen und von den Sorptionseigenschaften der Frack-Additive und des Gebirges ab.

C5 Bewertung der Entsorgung/Wiederverwendung des Flowback

C5.1 Bewertung der hydrochemischen Beschaffenheit des Flowback hinsichtlich der Entsorgung

Aufgrund seiner variablen Zusammensetzung als Mischung aus Frack-Fluid und Formationswässern (Kapitel C 3) wird das Gefährdungspotenzial des Flowback anhand einer Bewertung dieser beiden Endglieder der Mischungsreihe, abgeschätzt. Diese Vorgehensweise trägt der variablen Fluid-Zusammensetzung und dem gegenwärtigen Wissensstand Rechnung. Wegen akuter Wissenslücken zu möglichen Reaktionsprodukten sowie Sorptions- und Lösungsprozessen im Gebirge können derartige Prozesse bei der Bewertung gegenwärtig nicht berücksichtigt werden. Soweit bekannt wird aber bei der Bewertung auf physikalisch-chemische Eigenschaften der Stoffe, ihre Abbaubarkeit und ihre Abbauprodukte hingewiesen (Anhang 3).

Für den Flowback muss aufgrund der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide und Formationswässer von einem erheblichen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden. Selbst wenn es gelingt, Frack-Fluide mit verringertem Gefährdungspotenzial herzustellen, muss aufgrund der voraussichtlichen Beschaffenheit der Formationswässer auch in Zukunft mit einem erheblichen Gefährdungspotenzial des Flowback gerechnet werden. Eine umweltgerechte Entsorgung des Flowback stellt damit eine vordringliche Aufgabe dar.

C5.2 Praktizierte und grundsätzliche Wege der Entsorgung und Wiederverwertung und deren Bewertung im Hinblick auf ihre Umweltverträglichkeit

Mögliche technische Verfahren zur weitergehenden Aufbereitung des Flowback sind in Rosenwinkel et al. (2012) beschrieben. Rosenwinkel et al. (2012) kommen jedoch zu dem Ergebnis, dass derzeit keines dieser weitergehenden Behandlungsverfahren für Flowback als Stand der Technik im Sinne des Wasserhaushaltsgesetzes zu bezeichnen ist.

Grundsätzlich stehen zur Entsorgung und Wiederverwertung des Flowback die folgenden Möglichkeiten zur Verfügung:

- Verpressung über Disposalbohrungen,
- Aufbereitung zur Einleitung in Oberflächengewässer,
- Aufbereitung zur Einleitung in die Kanalisation,
- Wiederverwertung für weitere Fracks,
- (Verdüsung / Verdunstung / landwirtschaftliche Bewässerung).

Eine ausführliche Erläuterung der rechtlichen Bestimmungen im Zusammenhang mit der Entsorgung des Flowback ist in Abschnitt B1.2.5 und Kapitel B3 des Teils B enthalten.

Die aufgezeigten Möglichkeiten zur Entsorgung / Wiederverwertung des Flowback sind im Hinblick auf ihre Umweltverträglichkeit wie folgt zu bewerten:

Verpressung über Disposalbohrungen

Dieser Entsorgungsweg ist derzeit gängige Praxis in den Gebieten, in denen bereits eine Gewinnung aus konventionellen und unkonventionellen Erdgas-Vorkommen erfolgt. Dennoch sind mögliche Gefährdungen von Wasserressourcen nicht hinlänglich untersucht und Risiken aus Sicht der Gutachter nicht auszuschließen. Die Hydrodynamik des tiefen Grundwassers und die Umweltauswirkungen der Verpressungen sind standortspezifisch zu untersuchen.

Eine Verpressung in die zu frackenden Formationen unkonventioneller Erdgas-Vorkommen ist nicht möglich/sinnvoll, da dies der Erfordernis der Gebirgsentwässerung für eine Gewinnung unkonventioneller Gasressourcen entgegen wirken würde.

Einleitung in Oberflächengewässer

Eine Einleitung des Flowback in Oberflächengewässer ist aufgrund der hohen Schadstoffkonzentrationen (Salze, organische Verbindungen, Frack-Additive und Transformationsprodukte, NORM, Schwermetalle etc.) nur nach einer Aufbereitung möglich.

Inwiefern vorhandene Industriekläranlagen genutzt werden können bzw. spezifische Aufbereitungsverfahren anzuwenden sind, ist in Abhängigkeit von der Menge und der chemischen Zusammensetzung des Flowback zu prüfen.

Einleitung in die Kanalisation

Eine Einleitung des Flowback in die Kanalisation ist aufgrund der hohen Schadstoffkonzentrationen (Salze, organische Verbindungen, Frack-Additive und Transformationsprodukte, NORM, Schwermetalle etc.) nur nach einer Voraufbereitung möglich.

Inwiefern vorhandene kommunale Kläranlagen genutzt werden können bzw. spezifische Aufbereitungsverfahren anzuwenden sind, ist in Abhängigkeit von der Menge und der chemischen Zusammensetzung des Flowback zu prüfen.

Wiederverwertung für weitere Fracks

Die Zusammensetzung des Flowback ist aufgrund der standortspezifisch zusammengestellten Frack-Additive und der standortspezifischen Beschaffenheit des Formationswassers lagerstätten-spezifisch. Ob und in welchem Ausmaß eine Wiederverwertung des Flowback technisch möglich ist, kann nur nach vorheriger analytischer Bestimmung der Art und Konzentration der zurückgeführten Additive beurteilt werden.

Verdüsung/Verdunstung

Eine nennenswerte Verdunstung der Frack-Fluide, ggf. technisch unterstützt durch Verdünsungsanlagen, ist unter den klimatischen Bedingungen in Deutschland nicht möglich.

Landwirtschaftliche Bewässerung

Aufgrund der zu erwartenden hohen Salzfrachten und den Konzentrationen an organischen und anorganischen Schadstoffen ist eine Versickerung – beispielsweise im Rahmen einer landwirtschaftlichen Bewässerung – vermutlich nicht zulässig.

C6 Ermittlung und Bewertung möglicher Verfahren ohne Einsatz chemischer Additive beim Fracking

C6.1 Verfahren zum Fracking ohne chemische Additive

Neben der Substitution einzelner Additive werden derzeit Frack-Fluide entwickelt, bei denen gänzlich auf den Einsatz bestimmter Additivgruppen verzichtet werden soll. Im folgenden Text werden Angaben zu aktuellen Entwicklungen wiedergegeben, wobei darauf hinzuweisen ist, dass eine Bewertung der Vorhaben hinsichtlich der Realisierbarkeit durch die Gutachter nicht möglich ist.

Die Firma Halliburton testet Möglichkeiten, mittels UV-Licht das Wachstum von Mikroorganismen zu hemmen und somit den Einsatz von Bioziden zu verringern. Verwendet wird eine mobile Einheit, die Frack-Fluide gezielt aufbereiten kann¹⁸. Das sogenannte CleanStim Fluid mit UV-Desinfektion kam erstmals in Texas, USA, im Mai 2011 bei einer Fracking-Maßnahme zum Einsatz. Bei der Bestrahlung von etwa 18.000 m³ Wasser mit UV-Licht konnten etwa 9 m³ Biozide pro Bohrloch eingespart werden¹⁹.

Der Öl- und Gaskonzern OMV entwickelt zusammen mit der Montanuniversität Leoben ein Verfahren, bei dem gänzlich auf Chemikalien verzichtet und nur Wasser, Bauxit und Maisstärke verwendet werden soll²⁰. Bis Anfang 2015 soll die technische Machbarkeit und bis 2018/19 die Wirtschaftlichkeit geprüft werden. Probebohrungen bis in 6.000 m Tiefe mit entsprechenden Testfracks werden ab Sommer 2013 durchgeführt. Weiterhin ist geplant, das zum Fracken des Gesteins eingebrachte Wasser mit UV-Licht zu desinfizieren. Rückgeholtes Wasser und geförderttes Gas sollen über Pipelines in geschlossenen Kreisläufen transportiert werden. Das Nutzwasser soll aufbereitet werden. Lediglich bei den ersten beiden Bohrungen ist man auf Frischwasser angewiesen, die dritte Bohrung soll bereits mit recycelter Flüssigkeit durchgeführt werden²⁰.

In der Tiefengeothermie wird Hydraulic Fracturing (Fracking) genutzt, um künstliche Fließwege für das als Wärmeaustauscher zirkulierende Wasser zu erzeugen. Im Rahmen der beiden Genesys-Projekte²¹ der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in Hannover und Horst-

¹⁸ <http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=93&pageid=4184&prodid=PRN%3a%3aKWTFB215&TOPIC=HydraulicFracturing>].

¹⁹ http://www.halliburton.com/public/news/pubsdata/press_release/2011/corpnws_050211_1.html?SRC=ElPasoandHalliburton

²⁰ http://www.wirtschaftsblatt.at/home/boerse/bwien/omv-will-mega-gasvorrat-im-weinviertel-ab-2020-foerdern-504947/index.do?_vl_pos=r.1.NT

²¹ www.genesys-hannover.de

berg wurde als Frack-Fluid nur Wasser ohne chemische Zusätze getestet²². Wegweisend für die Entwicklung des Wasserstimulations-Konzeptes waren Forschungsarbeiten im französischen Soultz-sous-Forêts (Elsass/ Oberrheingraben), in denen gezeigt werden konnte, dass im kristallinen Gestein hochpermeable Risse geschaffen werden können, über die später die Zirkulation zwischen den Tiefbohrungen stattfindet. Die hydraulische Stimulation mit Wasser führt hier zu einer Versatzbewegung der Trennflächen gegeneinander. Aufgrund der Oberflächenrauigkeiten dieser Trennflächen passen letztere nach Ablassen des Injektionsdrucks nicht mehr exakt aufeinander (self-propping). Durch diese Prozedur wird neuer Hohlraum geschaffen und die Permeabilität ohne Verwendung von Stützmitteln dauerhaft erhöht. Fracking ohne chemische Zusätze kann unter Ausnutzung des „Self-propping Effekts“ in gebirgsmechanisch rigide reagierenden Formationen bei vorhandenem anisotropen Spannungsfeld erfolgen (siehe Abschn. A3.3).

In plastisch reagierenden Tonsteinen wie bei der Schiefergasgewinnung typisch ist dieses Verfahren wahrscheinlich nicht einsetzbar. In Kohleflözen mit begleitenden Sandsteinhorizonten ist ein Einsatz ggf. denkbar.

Extreme Overbalance Perforating

Bei der Methode des Extreme Overbalance Perforating werden Risse mit geringer Ausbreitung durch komprimierten Stickstoff in einem Arbeitsschritt mit der Perforation der Rohrtour induziert. Diese Stimulationswirkung beschränkt sich jedoch auf den Nahbereich der Bohrung (10er Meter). Gegebenenfalls kann es hierdurch zu einer Verringerung der Mengen an Frack-Fluid und Frack-Additiven kommen.

Cavitation Hydrovibration (Abb. C 3)

Diese Stimulationstechnik wurde am Institut für Technische Mechanik der Universität Dnipropetrowsk (Ukraine) entwickelt. Die Stimulation basiert auf dem Druck, welcher von einer Blasenimplosion im Bohrstrang nach künstlich erzeugter Kavitation ausgeht. Das Fluid ist reines Wasser, ohne Zusatz von chemischen Additiven oder Stützmitteln. Getestet wurde das Verfahren bei der Schwefelgewinnung nach dem Frasch-Verfahren in der Ukraine in der Region Lemberg (Novojarovskoje Lagerstätte). Auch bei der Regeneration von Trinkwasserbrunnen hat sich das Verfahren in den Regionen Moskau und Pskow und in Kasachstan bewährt. Das Gerät wird über dem Bohrkopf in den Bohrstrang integriert, es besitzt keine beweglichen Teile, unterliegt keinem Verschleiß und wird durch den Druck der Bohrspülung betrieben. Die erzeugten Längsbeschleunigungen mit einer Frequenz von 100 bis 7.300 Hz werden direkt an den Bohrkopf übertragen. Durch den pulsierenden Spülungsdruck wird das Gestein vor dem Bohrkopf gelöst, was sich in erhöhtem Bohrfortschritt bei verringertem Verschleiß äußert (Palypenko et al. 2005).

²² http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/Service/Publikationen/Hintergrundpapier_Stimulation_GtV-BV.pdf

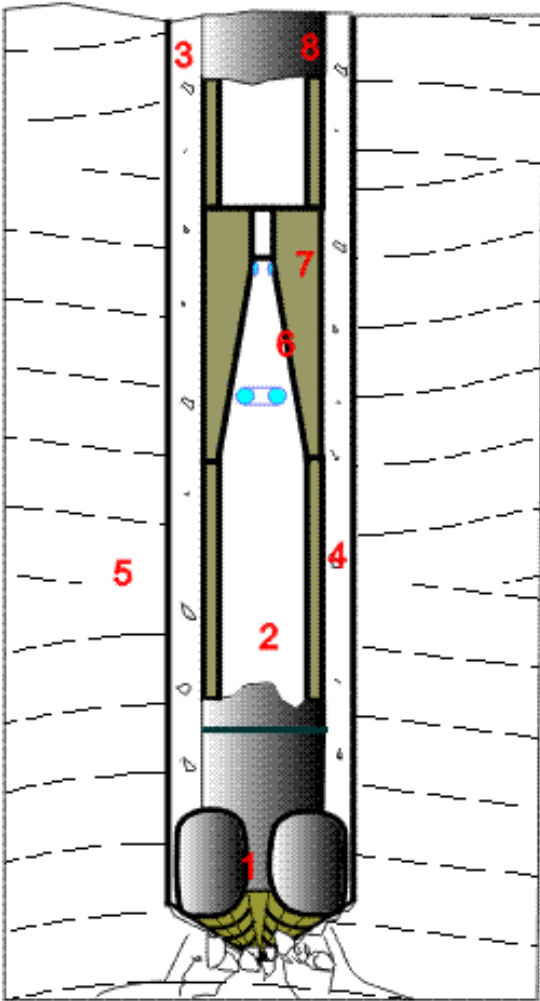


Abb. C 3: Prinzip des Cavitation Hydrovibration Verfahrens (2009)
(Animation unter: http://smarteconomy.typepad.com/smart_economy/2009/12/a-green-alternative-to-chemicalbased-hydraulic-fracturing-or-fracking-for-shale-gas-drillingcavitati.html)

Bei dem Verfahren wird letztlich ein kontrollierter “Blow out”²³ in der Zielformation erzeugt, bei dem ein größerer Hohlraum geschaffen wird (bis zu 4 m Durchmesser) und größere Material- und Fluid-Mengen schlagartig an die Erdoberfläche gebracht werden. Dies bedingt besondere Anforderung an die Bohrlochausrüstung und die Sicherheitsvorkehrungen, damit es nicht zu unkontrollierten Freisetzungen von Material kommt. In Deutschland ist eine Anwendung der Technik nach Ansicht der Gutachter nur bedingt vorstellbar.

²³ Unkontrollierter Ausbruch von Fluiden und/oder Gasen.

LPG Fracking

Das patentierte Verfahren der kanadischen Firma GasFrac nutzt geliertes Flüssiggas (LPG) als Frack-Fluid. LPG besteht primär aus Propan (C_3H_8) und löst sich im Reservoir mit dem dort vorhandenen Erdgas (Gasfrac Energy Services Inc.). Das Flüssiggas wird mit dem Stützmittel in Suspension in das Gestein gepresst, wonach es zum Phasenübergang von flüssig zu gasförmig kommt. Das gasförmige Frack-Fluid wird zusammen mit dem im Gestein enthaltenen Erdgas nahezu vollständig gefördert. Der Vorteil dieses Verfahrens macht sich besonders bei sehr dichten Tonschichten bemerkbar, da keine Poren und Risse durch zurückbleibendes Frack-Fluid verfüllt werden. Dies erhöht im Vergleich zum derzeit gebräuchlichen Wasserfrack die effektive Permeabilität des stimulierten Reservoirs. Zudem führt der Kontakt mit Tonen nicht zu einem Quellen dieser Minerale. Auch ein Bakterienwachstum wird durch LPG nicht gefördert, zu dessen Vermeidung beim Wasserfrack Biozide eingesetzt werden. Nachteilig auf die Verbreitung dieses Verfahrens wirken sich die höheren Kosten und das beschränkte Angebot durch nur einen kommerziellen Anbieter und Rechteinhaber aus (Goodman 2012). Hohe Sicherheitsstandards müssen beachtet werden, da große Mengen des flüchtigen, brennbaren Gases eingesetzt werden.

Das Verfahren wurde seit 2008 etwa 1.000-mal angewendet, 900-mal davon in den kanadischen Provinzen Alberta, British Columbia und New Brunswick. Inzwischen wird es auch in den U.S. Bundesstaaten Colorado, New Mexico, Oklahoma, Pennsylvania und Texas angewandt (Goodman 2012).

Chemische Stimulation

Eine chemische Stimulation des Reservoirgesteins kommt bei der Schiefergas-Förderung nicht zum Einsatz. Lediglich eine Reinigung des Bohrlochs und des direkten Nahbereichs der Bohrung im Produktionshorizont von Bohrschlammrückständen wird in der Regel mit Salzsäure durchgeführt. Bei petrothermalen geothermischen Reservoiren sind Säurebehandlungen erprobt (Schulte et al. 2010), auch in hydrothermalen Systemen wird Säure eingesetzt, um nach Abschluss der Bohrung das Bohrloch sowie den Nahbereich von Rückständen zu befreien. Die Produktivität der Produktionsbohrungen in Soultz-sous-Forêts wurde durch den Einsatz von Salzsäure, Flusssäure, Tetrafluoroborsäure und Zitronensäure nach der erfolgreichen hydraulischen Stimulation um weitere bis zu 50 % erhöht (Nami et al. 2008). Durch Bohrkernanalysen war bekannt, dass Karbonate und andere lösliche Minerale als Kluftfüllungen im Reservoir vorkommen. Der Verpressdruck bei der Säurebehandlung liegt unter dem, der bei hydraulischen Stimulationen aufgebracht wird. Dieses Verfahren ist in der konventionellen Erdöl- und Erdgasförderung besonders in Karbonatlagerstätten, aber auch zur Reinigung des Bohrlochs von Zementrückständen üblich (Economides et al. 2000).

Thermische Stimulation

Thermische Reservoirstimulation wird in geothermischen Hochenthalpie-Lagerstätten, meist in vulkanischen oder metamorphen Gesteinen zur Produktivitätssteigerung eingesetzt. Dabei wird mit vergleichsweise niedrigem Druck (10 – 60 bar am Bohrlochkopf) Wasser mit wesentlich niedrigerer Temperatur als sie im Reservoir vorherrscht injiziert (Schulte et al. 2010). Mehrere thermisch induzierte geomechanische Mechanismen sorgen für die verbesserte Anbindung des

Bohrloches an das Reservoir, deren relative Bedeutung ist Gegenstand aktueller Forschung (Sivratovich et al. 2011). Zum einen wird durch das Injizieren kalten Wassers in Reservoirs mit Temperaturen von über 300°C direkt nach Fertigstellung der Bohrung das Bohrloch und der Nahbereich von Bohrrückständen gereinigt, zum anderen führen die im Gestein erzeugten thermo-elastischen Spannungen zur Erweiterung bestehender sowie zur Bildung neuer Risse.

C6.2 Bewertung der Alternativen

Fracking ohne chemische Additive würde das mit den Chemikalien verbundene Gefährdungspotenzial vermeiden. Das Gefährdungspotenzial durch die Schaffung von Wegsamkeiten und Austragspfaden für Formationswässer sowie die Förderung des dann ausschließlich aus Formationswässern bestehenden Flowback blieben davon unbeeinflusst (siehe Kap. C3). Die allein vom Lagerstättenwasser ausgehende Gefährdung entlang möglicher Wirkungspfade ist standortspezifisch und primär von dessen chemischer Zusammensetzung und Mineralisation abhängig. Somit ergibt sich eine Standortabhängigkeit und es muss im Einzelfall das Lagerstättenwasser untersucht und bewertet werden.

Die Ausführungen zeigen, dass derzeit verschiedene Verfahren entwickelt bzw. getestet werden, es jedoch noch intensiver Forschungsanstrengungen bedarf, bis ein Fracking ohne den Zusatz chemischer Additive möglich ist.

C7 Methodische Hinweise zur Durchführung standortspezifischer Risikoanalysen

Die vorangegangenen Ausführungen haben gezeigt, dass für Vorhaben der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen eine Risikoanalyse durchzuführen ist, die die jeweiligen standortspezifischen Gegebenheiten (Geologie/Hydrogeologie, Nutzungen etc.) und die darauf angepassten, zum Einsatz kommenden technischen Maßnahmen (inkl. Auswahl und Einsatz der Frack-Additive) berücksichtigen muss. Im Kapitel C7 werden hierzu methodische Hinweise gegeben, die z.T. auch schon in den vorangegangenen Bewertungen der einzelnen Komponenten Eingang gefunden haben (z.B. Bewertung der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide in Kapitel C3).

C7.1 Aufbau/Methode der Risikoanalyse

Die Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten ist je nach Betriebsphase mit mehr oder weniger großen Umweltauswirkungen wie Lärm, Flächenverbrauch, stoffliche Emissionen etc. verbunden. Sie können konkret ermittelt, bei entsprechenden Vorgaben anhand gültiger Rechtsnormen z.B. durch eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bewertet und über Genehmigungen und Auflagen reguliert werden (siehe hierzu Kap. B6).

Mit der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten sind (wie mit jeder technischen Anlage) neben unmittelbaren, direkten Umweltauswirkungen auch weitere zeitlich und räumlich versetzte Risiken für Mensch und Umwelt verbunden (s. Abb. C 4). Dazu gehören z.B. der Aufstieg von Gas und die Kontamination des Grundwassers durch aufsteigende Fluide.

Für die Ermittlung bzw. Abschätzung der Risiken werden in der Regel die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses und die Schadenshöhe miteinander verknüpft. Je nach Datenlage stehen dabei unterschiedliche Methoden zur Verfügung:

- Falls sehr viele Erfahrungen und Messwerte vorliegen, kann die Eintrittswahrscheinlichkeit in einer probabilistischen Risikoanalyse numerisch ausgedrückt werden (z.B. Unfälle auf Landstraßen je km gefahrener Lkw-Kilometer).
- Wenn wenig gesicherte Daten vorliegen, können die Risiken anhand von ausgewählten Risikoszenarien (deterministisch) beschrieben werden. Meist werden in sogenannten Worst-Case-Szenarien die Risikofälle und deren Folgen beschrieben und daraus der mögliche Sanierungsaufwand bzw. Vorbeugemaßnahmen abgeleitet.
- Wenn keine oder zu wenig Erfahrungswerte vorliegen, um mathematische Eintrittswahrscheinlichkeiten angeben zu können, kann - in bestimmten Fällen - auch die Abschätzung mit Hilfe der ökologischen Risikoanalyse (vgl. SCHOLLES, 2001) erfolgen. Die Bewertung erfolgt in der Regel qualitativ in drei oder fünfstufigen Skalen (z.B. hoch – mittel – niedrig).
- Schließlich können auch Kombinationen dieser verschiedenen Methoden zur Anwendung kommen.

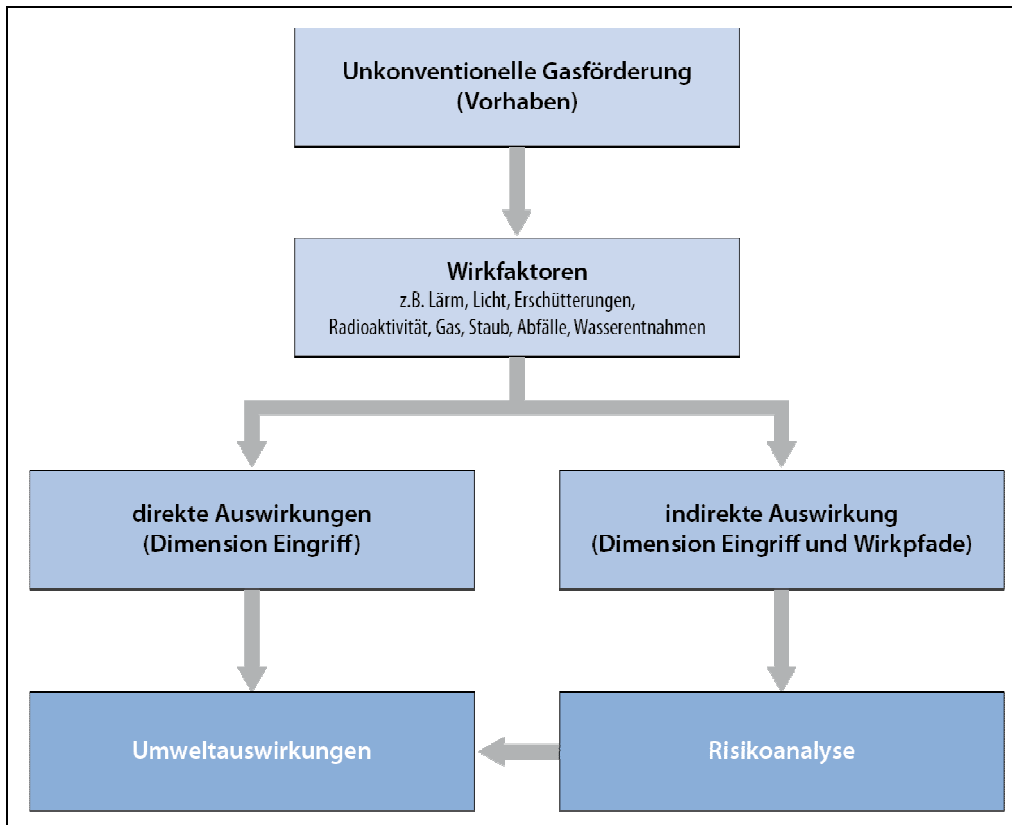


Abb. C 4: Bewertung der Umweltauswirkungen über Wirkfaktoren (Quelle: ahu AG et al. 2012)

Die Ermittlung der Risiken ist im vorliegenden Fall der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten – vor allem aufgrund der Datenlage - schwierig. Zum einen liegen wesentliche Grundlageninformationen insbesondere zur Geologie und Hydrogeologie nicht vor. Zum anderen gibt es in Deutschland zwar Erfahrungen aus der Tight Gas-Gewinnung, aber keine konkreten Erfahrungen aus der Gewinnung von Schiefergas und Kohleflözgas.

Für die durchzuführenden (standortspezifischen) Risikoanalysen für Vorhaben der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen wird eine Kombination der verschiedenen Methoden zur Risikoanalyse vorgeschlagen. Sie ist in Abbildung C 5 schematisch dargestellt und wird im Folgenden beschrieben.

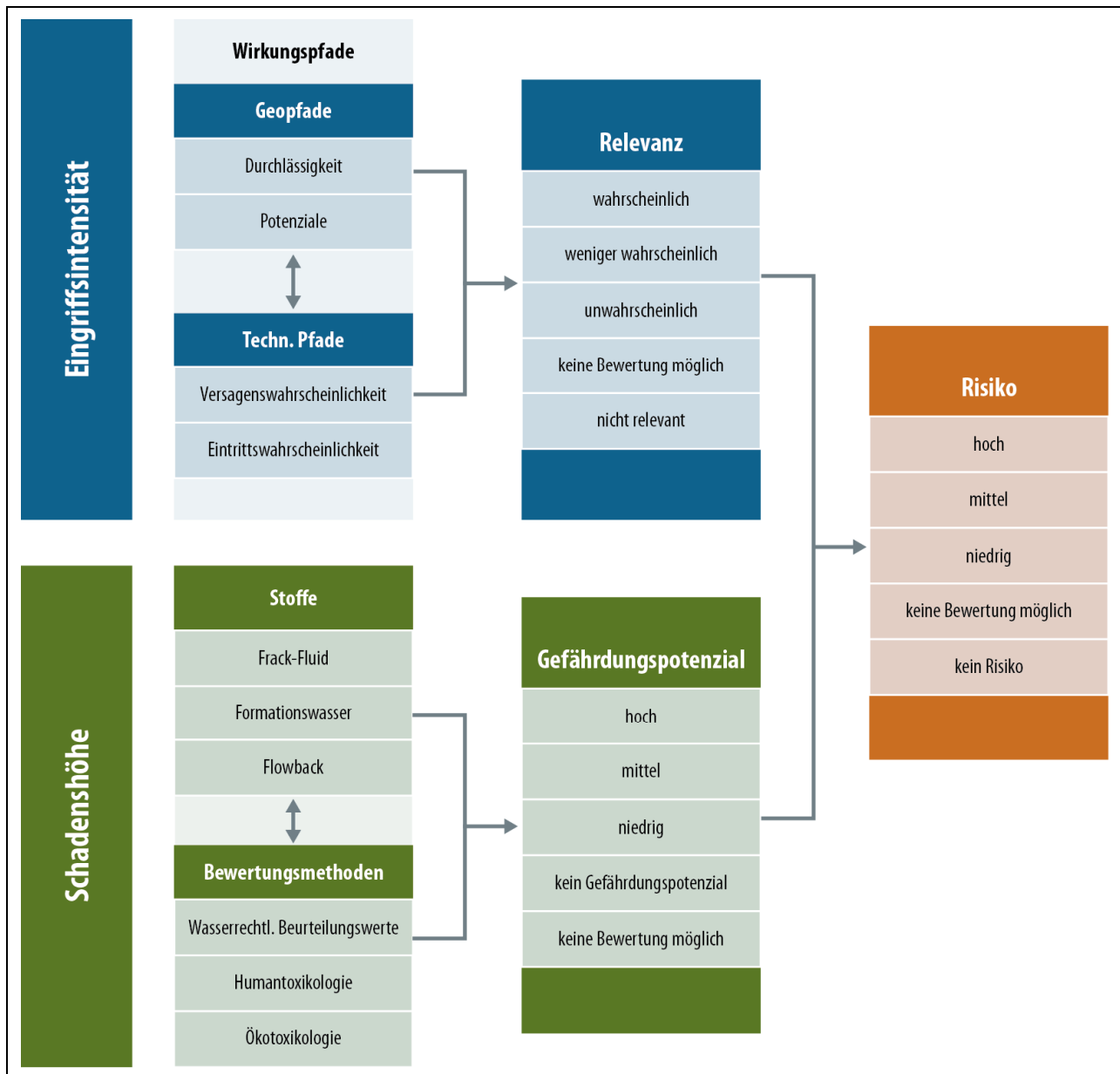


Abb. C 5: Aufbau der Risikoanalyse bei der Beurteilung der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten

C7.2 Wirkungspfade (Eingriffsintensität)

Bei der Frage nach den mit der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten verbundenen Risiken für nutzbare Grundwasservorkommen wird die Eingriffsintensität durch eine Betrachtung der Wirkungspfade ersetzt. Denn nur wenn ein Wirkungspfad vorliegt, kann aus einem Gefährdungspotenzial auch ein Schaden entstehen.

Es sind technische Wirkungspfade (z.B. Versagen des Bohrlochcasings) und geologische Wirkungspfade (z.B. Störungen) zu betrachten. Sehr oft handelt es sich um Kombinationen beider Wirkungspfade. Für die technischen Wirkungspfade können bei entsprechender Datenlage abgesicherte Eintritts- bzw. Versagenswahrscheinlichkeiten angegeben werden. Die geologi-

schen Wirkungspfade sind abhängig von den betrachteten Geosystemen und werden im Wesentlichen über die beiden Parameter Durchlässigkeit (Permeabilität) und hydraulisches Potenzial (im Folgenden: Potenzial) definiert. Die Potenzialdifferenz zwischen dem Ort, an dem sich das Gefährdungspotenzial befindet, und dem Schutzgut beschreibt die Fließrichtung für die Gase und Fluide und ist für die Beurteilung des Risikos wichtig.

Solange entsprechende numerische Quantifizierungen fehlen, können die Wirkungspfade hinsichtlich ihrer Relevanz nicht beurteilt werden. Relevant ist ein Wirkungspfad, wenn eine Wahrscheinlichkeit für einen Gas- und Fluidtransport besteht, über den es dann zu einer umweltschädigenden Auswirkung kommen kann. Eine Möglichkeit zur qualitativen Bewertung der Wahrscheinlichkeit der Relevanz der Wirkungspfade besteht in der Anwendung der Klassifizierungen gemäß Sicherheitsanforderungen des BMU für die Endlagerung Wärme entwickelnder radioaktiver Abfälle²⁴ (siehe hierzu auch Ausführungen in Abschn. B3.7.3). Derzeit fehlen in allen Geosystemen die entsprechenden Daten und Informationen, um belastbare Aussagen zur Relevanz der Wirkungspfade treffen zu können.

Auf die unterschiedlichen Pfadgruppen und ihre Bedeutung wurde bereits in Kapitel C1 eingegangen. Bei Störfällen während der Anlieferung und Lagerung der Frack-Zubereitungen sowie während der Herstellung und des Einsatzes der Frack-Fluide kann nicht ausgeschlossen werden, dass Anteile der verwendeten Zubereitungen und/oder des Frack-Fluids über die Pfadgruppe 0 in das nutzbare Grundwasser gelangen. Der zurück geförderte Flowback kann bei Störfällen ebenfalls über die Pfadgruppe 0 in das oberflächennahe Grundwasser eingetragen werden. Über die Pfadgruppen 1, 2 und 3 ist – bei entsprechenden Wegsamkeiten und Potenzialdifferenzen – eine Freisetzung von Fluiden möglich, die aus Frack-Fluid und Formationswässer in variablen Mischungsverhältnissen bestehen und möglicherweise weitere Lösungs-, Reaktions- und Abbauprodukte enthalten.

C7.3 Gefährdungspotenzial

Geeignete Methoden zur Bewertung der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide, der Formationswässer, des Flowback und ggf. auch der Zubereitungen werden in Kapitel C3 beschrieben. Bei den verwendeten komponentenbasierten Methoden werden u.a. human- und ökotoxikologische Wirkkonzentrationen der Einzelstoffe für die Bewertung herangezogen.

Da sich die Rezepturen der Frack-Fluide und die Beschaffenheit der Formationswässer und des Flowback nur standortspezifisch bewerten lassen, wird in der folgenden Risikoabschätzung eine generische d.h. übergreifende, standortunabhängige Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale vorgenommen. Frack-Fluide und Formationswässer lassen sich generell in die Kategorien „kein Gefährdungspotenzial“, „niedriges“, „mittleres“ oder „hohes“ Gefährdungspotenzial einstufen. Die Kategorie „kein Gefährdungspotenzial“ ist dadurch definiert, dass die Konzentrationen jedes Einzelstoffs die wasserrechtlichen Beurteilungswerte bzw. human- und ökotoxikologische

²⁴ http://www.bmu.de/atomenergie_ver_und_entsorgung/downloads/doc/42047.php

Wirkschwelen unterschreiten (Risikoquotienten < 1). Mögliche synergetische bzw. antagonistische Wirkungen der Inhaltsstoffe müssen ggf. bei der Gesamtbewertung der Fluide berücksichtigt werden.

Eine begründete Differenzierung zwischen einem niedrigen, mittleren und hohen Gefährdungspotenzial ist nur anhand von Expositionsszenarien für konkrete Schutzgüter z.B. unter Verwendung von numerischen Modellen wissenschaftlich fundiert möglich.

Gefährdungspotenzial Frack-Fluid Gefährdungspotenzial Formationswässer	Hoch	Mittel	Niedrig	Kein Gefährdungspotenzial
	Hoch	Mittel	Niedrig	Kein Gefährdungspotenzial
Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch
Mittel	Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
Niedrig	Hoch	Mittel	Niedrig	Niedrig
kein Gefährdungspotenzial	Hoch	Mittel	Niedrig	keine Gefährdung

Abb. C 6: Mögliche Bewertung der Gefährdungspotenziale des Flowback und der potenziell über die Pfadgruppen 1, 2 oder 3 freigesetzten Fluide als Mischung aus Frack-Fluid und Formationswässer
(Der Fall „Formationswässer ohne Gefährdungspotenzial“ (schraffiert dargestellt) ist nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand nur hypothetischer Natur.)
(Beispiel Erläuterung hoch: Die Mischung Frack-Fluid/Formationswässer hat ein hohes Gefährdungspotenzial, wenn das Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids niedrig ist und das Gefährdungspotenzial des Formationswassers hoch ist.)

Der Flowback sowie die potenziell über die Pfadgruppen 1, 2 und 3 freigesetzten Fluide bestehen zu variablen Mischungsverhältnissen aus Frack-Fluid und Formationswässer. Da die Mischungsanteile standortspezifisch und zeitlich variieren, wird im Folgenden davon ausgegangen, dass das Gefährdungspotenzial dieser Fluide durch das höhere Gefährdungspotenzial der beiden Mischungsendglieder Frack-Fluid und Formationswässer bestimmt wird (Abb. C 6). Mögliche Lösungs-, Reaktions- und Abbauprodukte in den Fluiden können nach dem gegenwärtigen Wissensstand in dieser Bewertung nicht berücksichtigt werden.

Die in Kapitel C3 bewerteten Frack-Fluide weisen ein hohes bzw. ein mittleres bis hohes Gefährdungspotenzial auf. Nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand ist dagegen zu erwarten, dass auch die Formationswässer Stoffe in solchen Konzentrationen aufweisen, dass Formationswässer ohne Gefährdungspotenziale nicht zu erwarten sind.

Entsprechend Abbildung C 6 ist für den Flowback und die potenziell über die Pfadgruppen 1, 2 und 3 freigesetzten Fluide mit einem hohen oder mittleren Gefährdungspotenzial zu rechnen; bei Einsatz unkritischer Frack-Fluide in Lagerstätten, in denen Formationswässer mit niedrigem

Gefährdungspotenzial angetroffen werden, sind u. U. auch Fluide mit niedrigem Gefährdungspotenzial zu bewerten.

C7.4 Risikomatrix

Der Betrachtungsort für das Fluid-Wasser-Gemisch mit seinem Gefährdungspotenzial sind die oberflächennahen Grundwasservorkommen (siehe Abb. C 1). Die Empfindlichkeit der oberflächennahen Grundwasservorkommen ist dabei durchgängig sehr hoch. Eine Vermischung mit Formationswasser (z.B. nach einem Aufstieg) wird dabei nicht als Verdünnung und Verringerung des Gefährdungspotenzials gewertet, da auch die Formationswässer negative Auswirkungen auf die oberflächennahen Grundwasservorkommen haben können (s.o.). Ein Fluideintrag in die tiefen (salinen) Grundwasservorkommen ist systemimmanent und wird gesondert (u.a. auch juristisch) bewertet (siehe Ausführungen in Kapitel B3).

Aus der Kombination der Pfadbetrachtung (Eingriffsintensität) und dem Gefährdungspotenzial der Fluide (Frack-Fluide und Formationswasser) ergibt sich dann das Risiko. Ein Beispiel für eine Risikomatrix zeigt die Abbildung C 7.

Gefährdungspotenzial Fluide	Hoch	Mittel	Niedrig	kein Gefährdungspotenzial
Relevanz Wirkungspfade				
Wahrscheinlich	Hoch	hoch	Mittel	Keine Gefährdung
Wenig wahrscheinlich	Hoch	Mittel	Niedrig	Keine Gefährdung
Unwahrscheinlich	Mittel	Niedrig	niedrig	Keine Gefährdung

Abb. C 7: Beispielhafte Risikomatrix bei der Beurteilung der unkonventionellen Erdgasgewinnung
(Beispiel erläutert hoch: Ein Fluid mit einem mittleren Gefährdungspotenzial führt in Kombination mit einem wahrscheinlichen Wirkungspfad zu einem hohen Risiko)

C8 Fazit und Defizitanalyse

Im vorliegenden Gutachten wurden im Teil A die naturwissenschaftlich-technischen und im Teil B die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung des Frackings beschrieben. Im Teil C erfolgte darauf aufbauend eine Analyse der wesentlichen Faktoren, die bei der Analyse potenzieller Risiken zu berücksichtigen sind. In diesem Zusammenhang wurde auch jeweils explizit auf die jeweiligen Wissensdefizite eingegangen.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Teile A bis C zusammengefasst und es erfolgt eine Defizitanalyse aus naturwissenschaftlich-technischer und rechtlicher Sicht, die die Grundlage der Ableitung der Handlungsempfehlungen bildet.

C8.1 Fazit und Defizitanalyse aus naturwissenschaftlich-technischer Sicht

Die Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen mittels Fracking wird – wie jedes technische Vorhaben – mit konkreten Umweltauswirkungen wie Lärm, Flächenverbrauch etc. verbunden sein. Sie treten je nach Betriebsphase in unterschiedlichen Intensitäten auf. Die Umweltauswirkungen können beschrieben, ggf. anhand der gültigen Rechtsnormen in einem vorlaufenden Verfahren (z.B. UVP) bewertet und über Genehmigungen und Auflagen reguliert und gesteuert werden.

Über die erwarteten „direkten“ Umweltauswirkungen hinaus ist die Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen mittels Fracking auch mit Umweltrisiken verbunden, die zu zusätzlichen Umweltauswirkungen führen können. Im vorliegenden Fall sind dies z.B. die Kontamination des Grundwassers oder der Aufstieg von Gas. Eine detaillierte Risikoabschätzung ist nur standortspezifisch möglich. Darüber hinaus fehlen insbesondere für Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten zum Teil wesentliche Grundlageninformationen insbesondere zur Geologie und Hydrogeologie (Geosystem).

Für die Analyse der Risiken, die mit der Erkundung und Gewinnung von unkonventionellem Erdgas mittels Fracking verbunden sind, werden die Eingriffsintensität des geplanten Vorhabens und die potenzielle Schadenshöhe miteinander verknüpft (siehe Kap. C7). Die Eingriffsintensität wird hierbei durch Wirkungspfade und deren Relevanz im jeweiligen System beschrieben. Die potenzielle Schadenshöhe im Schutzgut nutzbares Grundwasser hängt unmittelbar von dem Gefährdungspotenzial der eingesetzten Additive, der angetroffenen Formationswässer und der Zusammensetzung des Flowback ab.

Die Analyse der Wirkungspfade ergab fünf grundsätzlich mögliche Wirkungspfade, über die Fracking-Vorhaben schutzwürdiges Grundwasser beeinflussen können. Dabei ist zwischen technischen Wirkungspfaden (z.B. Versagen des Bohrlochcasings) und geologischen Wirkungspfaden (z.B. Störungen) zu unterscheiden. Die technischen Wirkungspfade können bei Vorliegen entsprechender Daten durch statistisch ermittelte Eintritts- bzw. Versagenswahrscheinlichkeiten bewertet werden. Die entsprechenden Informationen sind in der Industrie weitgehend vorhanden (z.B. DNV/Scandpower-Daten zur Analyse von Blowout-Wahrscheinlichkeiten), müssen aber im Einzelfall ggf. käuflich erworben werden und ihre Übertragbarkeit ist im Einzelfall zu prü-

fen. Die geologischen Wirkungspfade sind abhängig vom jeweiligen Geosystem und werden i.W. über die Parameter Durchlässigkeit (Permeabilität) und hydraulisches Potenzial bestimmt. Über diese Parameter liegen, vor allem für die hier relevanten tiefen Geosysteme, bisher nur relativ wenig gesicherte Informationen vor.

Hinsichtlich des Gefährdungspotenzials wurde eine Auswahl von Frack-Fluiden aus verschiedenen Lagerstättentypen betrachtet und bewertet. Die Auswertungen zeigen, dass in der Vergangenheit ein breites Spektrum an unterschiedlichen Additiven in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Deutschland zum Einsatz kam. Für eine Reihe dieser eingesetzten Fluide ist aufgrund ihrer Einstufung nach VwVwS und Gefahrstoffrecht ein Gefährdungspotenzial bei einer Freisetzung in die aquatische Umwelt zu besorgen. Bei entsprechenden Wirkungspfaden kann es punktuell und flächenhaft zur Beeinflussung der oberen Grundwasserstockwerke kommen. Die Auswertungen zeigen auch, dass selbst wenn durch weitere Forschungsanstrengungen neue Frack-Fluide mit niedrigem oder ohne Gefährdungspotenzial entwickelt werden können, weiterhin eine mögliche Beeinträchtigung der oberflächennahen Grundwasservorkommen durch aufsteigendes bzw. als Flowback zu Tage gefördertes Formationswasser zu besorgen wäre.

Naturgemäß musste bei den vorliegenden Auswertungen im Wesentlichen auf vorhandene Informationen und Erfahrungen aus der (z.T. weiteren) Vergangenheit sowie aus anderen Ländern (insbesondere USA) zurückgegriffen werden. Hierauf wird an den entsprechenden Textstellen verwiesen. Bereits während der Erstellung des vorliegenden Gutachtens gingen ständig neue Informationen und Studien ein. Sie zeigen, dass sich alle mit Fracking-Vorhaben verbundenen Aspekte in einer schnellen Weiterentwicklung befinden. Weitere Studien sind bereits angekündigt bzw. in Arbeit (z.B. US EPA 2011). Besonderes Augenmerk ist hier auf die Bewertung der bisherigen Praktiken und die Entwicklung im stofflichen Bereich zu richten. Auch die Forschungsaktivitäten an den deutschen und internationalen Hochschulen sowie die Erfahrungen, die gerade in anderen europäischen Ländern (z.B. Polen) gemacht werden, müssen aufmerksam beobachtet werden.

Insbesondere im Hinblick auf Empfehlungen für das zukünftige Handeln wurden, soweit möglich, die aktuellen Entwicklungen mit berücksichtigt. Es ist jedoch immer im Detail zu prüfen, inwieweit Ergebnisse der Forschung und Industrie im In- und Ausland für die konkreten Vorhaben von Bedeutung sind und übertragen werden können.

Nachfolgend werden die Defizite aus naturwissenschaftlich-technischer Sicht differenziert nach den Aspekten Geosystem, Technik, Stoffe und Flowback erläutert. Die daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen folgen dann im Teil D der vorliegenden Studie.

C8.1.1 Defizite Geosystem

Die Beschreibung der unterschiedlichen Geosysteme (Teil A) zeigt erwartungsgemäß große regionale Unterschiede im Aufbau, den Eigenschaften und der Grundwasserdynamik. Zumeist liegen recht umfangreiche Kenntnisse über die oberflächennahen Grundwasserfließsysteme vor. Hier ist es selbstverständlich zu wissen, wie das System aufgebaut ist und wie es auf Eingriffe reagiert etc. Alle Vorhaben, die hier einen Eingriff darstellen (z.B. der Bau eines Entnah-

mebrunnens für die öffentliche Trinkwasserversorgung), werden intensiv vorerkundet (z.B. Bau von Grundwassermessstellen), überwacht und von den Fachbehörden begleitet.

Zu den, im Falle der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen, interessanteren tiefen und großräumigen Grundwasserfließsystemen liegt hingegen bis auf wenige Ausnahmen nur wenig gesichertes und wenig detailliertes Wissen vor. Dies betrifft auch Informationen, die für die Bewertung des Eingriffs durch das Fracking von grundlegender Bedeutung sind, z.B. die Ausgestaltung und Durchlässigkeit von Störungen, Potenziale und Durchlässigkeiten tieferer Grundwasserleiter etc.. Konzeptionelle Modelle können uns eine Vorstellung über Aufbau und Eigenschaften dieser Geosysteme geben.

In Bezug auf die Geosysteme sind die Wirkungspfade 1 (Bohrungen/Altbohrungen), 2 (Störungen) und 3 (Eintrag/Aufstieg/Ausbreitung im Untergrund) z.T. im Zusammenhang mit den jeweils relevanten technischen Aspekten zu betrachten. Langzeitriskiken von Bohrungen/Altbohrungen in Bezug auf Gas- und/oder Fluidaustritte in Grundwasserhorizonte oder an der Oberfläche sind bekannt, aber statistisch bislang nur schwer einzugrenzen. Insbesondere wird das Versagen von Zementierung und Casing nach mehreren Jahrzehnten als ein potenzieller Transportpfad für Gase und Fluide an die Oberfläche betrachtet.

Für die Beurteilung all dieser Wirkungspfade ist die möglichst detaillierte Kenntnis und Interpretation von Durchlässigkeiten und Druckunterschieden im Rahmen hydrogeologischer Systemanalysen notwendig. Hier sind entsprechende konzeptionelle und bei Bedarf auch numerische Modelle zu erarbeiten.

Da die hydrogeologische Systemanalyse sowohl das großräumige Grundwasserfließsystem als auch die lokalen geologisch-hydrogeologischen Verhältnisse zu betrachten hat, sind auch die notwendigen Untersuchungen z.T. auf unterschiedlichen Ebenen (lokal, regional, überregional) durchzuführen. Neben regionalen Betrachtungen sind hierbei also insbesondere standortspezifische Erkundungen von großer Bedeutung.

Mit der vorliegenden Studie kommen wir zu dem Ergebnis, dass zur Bewertung der identifizierten Wirkungspfade in den allermeisten Geosystemen noch wichtige Grundlagendaten v.a. aus den tieferen Bereichen fehlen. Zusammenfassend sind hier zu nennen:

- Grundlagendaten in Bezug auf die geologisch-hydrogeologische Charakterisierung des tieferen Untergrundes (Durchlässigkeiten, Mächtigkeiten und Potenzialunterschiede) als Basis für den Aufbau konzeptioneller Modelle zum grundlegenden Systemverständnis (u.a. Fließwege, Fließzeiten etc.). Diese Informationen sind zwingend notwendig, um die Wirkungspfade bewerten und Bereiche mit entsprechenden Durchlässigkeiten und aufsteigenden Potenzialdifferenzen (artesische / gespannte Grundwasserleiter) identifizieren zu können.
- Für die Quantifizierung der Risiken über bestimmte Wirkungspfade sowie zur Szenarienbetrachtung und Auswirkungsanalyse im Vorfeld des geplanten Vorhabens kann der Aufbau numerischer Grundwassermodelle (auf der Basis und in Abhängigkeit von der Aussagekraft der konzeptionellen Modelle) notwendig sein.

- Kenntnisse über Lage und Tiefe sowie Art und Zustand von Altbohrungen:
Diese Informationen liegen z.T. sehr verstreut bei unterschiedlichen Akteuren vor (Wasserbehörden, Bergbehörden, Wasserversorger, Unternehmer etc., vgl. Abschn. B3.9), ggf. sind auch zusätzliche Untersuchungen (Bestandserfassung etc.) notwendig. Hierbei sind insbesondere Aspekte der Langzeitsicherheit zu berücksichtigen.
- Kenntnisse über Lage und Tiefe sowie Durchlässigkeiten von Störungen und Störungszonen:
Neben der Auswertung vorhandener Unterlagen sind hier insbesondere Felduntersuchungen (z.B. 3D-Seismik) von Bedeutung.
- Technische Aspekte spielen bei der Bewertung, ob über die Wirkungspfade 1 bis 3 eine Gefährdung für das nutzbare Grundwasser zu besorgen ist, eine besondere Rolle. Zu nennen sind hier insbesondere Zementation und Casing der Produktionsbohrung (inkl. Langzeitsicherheit) und Kenntnisse zur Ausbreitung der Rissbildung sowie zu deren Steuerung und Überwachung. Die Kenntnisdefizite bzw. Unsicherheiten in Bezug auf die Rissausdehnung beim Fracking spielen insofern eine Rolle, als sie bei der Ableitung von Mindestabständen zu hydraulisch wirksamen Altbohrungen und Störungen zu berücksichtigen sind (vgl. Kap. C 2).

Es fehlen bislang auf das Fracking bezogene spezifische Vorgaben zum Monitoring und zur Überwachung. Dies betrifft auch Vorgaben von Nullmessungen (z.B. im Hinblick auf den Methan-Gehalt des oberflächennahen Grundwassers im Ist-Zustand) als Grundlage einer späteren Beweissicherung.

C8.1.2 Defizite Technik

Für den Bereich der Bohrtechnik liegen umfangreiche Erfahrungen und hohe Standards vor. Dazu gehören zum einen die Tiefbohrverordnungen der Bundesländer (BVOT) sowie Technische Leitfäden und Industriestandards (WEG 2006). Diese regeln die Abläufe vom Einrichten des Bohrplatzes bis zur Bemessung der Verrohrung und Anforderungen an die Zertifizierung des eingesetzten Personals im Rahmen einer Tiefbohrung.

Im Folgenden werden einige technikbezogene Defizite benannt:

- Speziell bezogen auf Bohrungen zum Erschließen von unkonventionellen Gaslagerstätten mit hydraulischer Stimulation gibt es keine allgemeingültigen technischen Vorgaben zum Bohrlochausbau (z.B. durchgehende Zementierung etc.). Die Bemessung des Casings und der Bohrlochzementation geschieht auf Grundlage der bestehenden Regelungen unter Berücksichtigung der aus den geplanten/aufgebrachten Frack-Drücken resultierenden Belastungen (WEG 2006). Die Betreiber setzen hier z.T. eigene Sicherheitsstandards an. Eine Vereinheitlichung und verbindliche (bundesweite) Festsetzung der Vorgaben und Standards fehlt bislang.
- Untersuchungen zur Langzeitsicherheit des Casing und der Zementation fehlen. Die Erfahrungen aus über 30 Jahren Tight-Gas in Niedersachsen sind hier wenig hilfreich, da kein gezieltes Monitoring im Hinblick auf die Dichtheit der Zementation erfolgt.

- Die Steuerung der Rissausdehnung beim Fracking erfolgt heute in erster Linie über den eingebrachten Druck der Frackflüssigkeit. Größere „Leckagen“ werden durch rapiden Druckverlust erkannt und man kann beim Frackvorgang darauf reagieren. „Schleichende“ Verluste sind über die Drucküberwachung nur schwer zu detektieren.
- Die Überwachung der Rissausdehnung erfolgt in erster Linie geophysikalisch über Geophone. Gerade für tiefere Bohrungen ist hier in der Regel nur eine ungenaue Überwachung möglich. Es fehlen verbindliche Vorgaben, mit welcher Genauigkeit die räumliche Lage der erzeugten Fracks ermittelt werden muss.

C8.1.3 Defizite Stoffe

Die genaue Zusammensetzung der zukünftig zum Einsatz kommenden Frack-Fluide ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht endgültig zu benennen. Es ist zu erwarten, dass auch die Frack-Fluide in dem Maß modifiziert werden, wie zusätzliche Erkenntnisse u.a. zu den vorherrschenden Lagerstätteneigenschaften gewonnen werden und neue Produktlinien von den Herstellern der Zubereitungen auf den Markt gebracht werden. Die in dem vorliegenden Gutachten verwendeten Bewertungsmethoden können als Ausgangspunkt dienen, auf die Entwicklung von Additiven mit verringertem Gefährdungspotenzial hinzuarbeiten.

Die Gutachter sehen derzeit erhebliche Defizite vor allem in zwei Bereichen:

- Offenlegung der Identität der eingesetzten Additive und ihrer Konzentrationen im injizierten Frack-Fluid und
- physikalisch-chemische und toxikologische Eigenschaften dieser Frack-Fluide sowie ihres Kurz- und Langzeitverhaltens in der Umwelt.

Offenlegungspraxis eingesetzter Additive in Deutschland

Die Sicherheitsdatenblätter der Zubereitungen stellen oftmals die einzige Informationsquelle zur Identität und Menge der eingesetzten Additive dar. Für Genehmigungsbehörden und Betreiber ergeben sich hieraus erhebliche Unsicherheiten und Wissenslücken hinsichtlich der tatsächlich eingesetzten Additive und Frachten. Beispielhaft wird auf die Meinungsverschiedenheit zwischen Servicefirma und Betreiber verwiesen, ob bei verschiedenen Fracks in Niedersachsen der Stoff Nonylphenolethoxylat (ein in der Chemikalienverbotsverordnung aufgeführter Stoff) eingesetzt wurde oder nicht (s. Teil A, Abschn. A4.4). Während der Betreiber nach Auswertung deutschsprachiger Sicherheitsdatenblätter der eingesetzten Zubereitungen von einem Einsatz dieses Stoffes ausgeht, verweist die Servicefirma darauf, dass firmenintern seit den 1980er Jahren die Verwendung von Nonylphenolen in Europa nicht mehr erfolgte und dass sich das vorliegende Sicherheitsdatenblatt stattdessen auf ein gleichnamiges Produkt einer anderen Firma beziehen würde, das in Deutschland nicht eingesetzt wurde. Derartige Unsicherheiten/Wissenslücken sind aus Sicht der Gutachter nicht zu tolerieren.

Grundsätzlich geht es um einen Zielkonflikt zwischen der Offenlegung zur Bewertung der Umweltauswirkungen und dem berechtigten Schutz von Betriebsgeheimnissen. Insoweit muss differenziert werden zwischen der Offenlegung der Stoffe gegenüber Behörden einerseits sowie gegenüber der Öffentlichkeit andererseits.

Behörden sind zum Schutz von Betriebsgeheimnissen verpflichtet (§ 30 VwVfG). Deshalb müssen Unternehmer gegenüber Behörden alle für die Bewertung des Vorliegens der Zulassungsvoraussetzungen relevanten Angaben offen legen. Können sie das nicht, weil sie beispielsweise Produkte anderer Unternehmen verwenden, deren Zusammensetzung ihnen nicht bekannt ist, müssen sie zumindest ein vollständiges Sicherheitsdatenblatt oder – z.B. im Fall von Bioziden – die Zulassung des Biozids vorlegen können. Reichen diese Angaben zur Bewertung nicht aus, müssen gegebenenfalls Wege gesucht werden, wie der Hersteller oder die staatliche Zulassungs- oder Registrierungsstelle des Produkts die entscheidungsrelevanten Angaben unmittelbar der Zulassungsbehörde für das Vorhaben übermittelt, ohne dass sie gegenüber dem Bergbauunternehmen offengelegt werden. Liegen erforderliche Angaben nicht vor, kann unter Umständen die Besorgnis einer nachteiligen Grundwasserveränderung nicht ausgeschlossen und ein Vorhaben nicht zugelassen werden.

Gegenüber anderen Unternehmen und der Öffentlichkeit ist grundsätzlich ein schutzwürdiges Geheimhaltungsinteresse der Hersteller anzuerkennen. Das gilt beispielsweise für Einzelheiten der vollständigen Zusammensetzung eines Stoffgemischs (vgl. Art. 118 Abs. 2 EU-REACH-Verordnung). Das Geheimhaltungsinteresse muss aber mit dem jeweiligen Offenbarungsinteresse abgewogen werden (vgl. z.B. § 29 VwVfG, § 9 Abs. 1 UIG sowie Art. 118 Abs. 2 Satz 2 EU-REACH-Verordnung). Dabei sind gesetzliche Maßstäbe zu beachten. Zum Beispiel darf der Zugang zu Umweltinformationen über Emissionen nicht unter Berufung auf Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse abgelehnt werden (§ 9 Abs. 1 Satz 2 UIG). Ferner sind bestimmte Informationen über Stoffe wie z.B. ihre physikalisch-chemischen Eigenschaften oder die Auswertung toxikologischer und ökotoxikologischer Versuche keine Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse (§ 22 Abs. 3 ChemG).

Diskussion der Offenlegungspraxis in den USA

Die Offenlegungspraxis der Inhaltsstoffe eingesetzter Frack-Fluide wird in den USA rege diskutiert (Soraghan 2010 in New York Times). Die Anforderungen an die Offenlegung eingesetzter Frack-Fluide ist derzeit auf der Ebene der U.S.-Bundesstaaten geregelt, mit teilweise erheblichen Unterschieden in Anforderungen, Umfang der anzugebenden Informationen und Umgang mit Betriebsgeheimnissen (Murrill & Vann 2012). Elf Bundesstaaten, in denen Erdgas gewonnen wird, verlangen eine Offenlegung in der einen oder anderen Form. Die Anforderungen der Bundesstaaten reichen von der Veröffentlichung auf der öffentlich zugänglichen Internetseite FracFocus (www.fracfocus.org, z.B. Bundesstaaten Colorado, Pennsylvania und Texas) über die Angabe der Zusammensetzung an staatliche Stellen (mit und ohne nachfolgende Veröffentlichung) bis hin zu freiwilligen Angaben der Betreiber oder Servicefirmen. Der Umfang der veröffentlichten Informationen variiert von der Anforderung, jeden eingesetzten Inhaltsstoff mit CAS-Nummer und seiner Höchstkonzentration im Frack-Fluid für jede einzelne Bohrung individuell anzugeben (z.B. Bundesstaat Colorado), bis hin zur Anforderung, nur eine Liste verwendeter Additive ohne Mengenangaben offenzulegen. Einige Bundesstaaten verlangen zusätzlich, dass die Sicherheitsdatenblätter der eingesetzten Zubereitungen eingereicht bzw. veröffentlicht werden. Auch der Umgang einzelner Bundesstaaten mit den als geistiges Eigentum bzw. als Betriebsgeheimnis geschützten Inhaltsstoffen variiert, so dass sich der Informationsgehalt der veröffentlichten Angaben trotz vergleichbarer Anforderungen an die Offenlegungspraxis

durchaus unterscheiden kann. Unterschiede bestehen zudem in den Offenlegungsbestimmungen im Fall von Störfällen und medizinischen Notsituationen. Eine detaillierte Übersicht über die gegenwärtige Rechtslage einzelner U.S.-Bundesstaaten ist in Murrill & Vann (2012) zusammengestellt.

Gegenwärtig werden in den USA mehrere Gesetzesvorlagen auf Bundesebene initiiert. Im März 2011 wurde das „Fracturing Responsibility and Awareness of Chemical Act (FRAC Act)“ in den Senat und das Repräsentantenhaus eingebracht, in dem die Aufnahme von Hydraulic Fracturing in den *Safe Drinking Water Act* und bundesweite Anforderungen an die Offenlegung der verwendeten Chemikalien gefordert werden (Murrill & Vann 2012). In seiner 2012 State-of-the-Union Rede kündigte der amerikanische Präsidenten Barack Obama an, dass alle Firmen, die auf öffentlichem Gelände nach Erdgas bohren, die dabei eingesetzten Chemikalien veröffentlichen müssen (zit. in Murrill & Vann 2012). Derzeit befindet sich ein Gesetzentwurf des Bureau of Land Management (BLM) in der Abstimmungsphase.

Eine Annahme dieser Gesetzesentwürfe könnte auch in Deutschland zu einer Verbesserung der Datenlage hinsichtlich der Inhaltsstoffe eingesetzter Zubereitungen führen, da zumindest ein Teil der Zubereitungen weltweit vertrieben wird.

Physiko-chemische und toxikologische Stoffdaten

Eine Vielzahl der den Gutachtern vorliegenden Sicherheitsdatenblätter weist unvollständige Angaben zu relevanten physiko-chemischen und toxikologischen Parametern auf. Das deutet darauf hin, dass die Bergbehörden im Rahmen bisheriger Zulassungsverfahren auf die Vorlage und Prüfung dieser Angaben verzichtet haben. Zu einigen Additiven liegen in öffentlichen Fachdatenbanken und in der wissenschaftlichen Literatur Angaben vor, ohne in den Sicherheitsdatenblättern aufgeführt zu werden. Für andere Additive konnten dagegen keine Daten zu relevanten physiko-chemischen und toxikologischen Parametern in öffentlich zugänglichen Datenbanken recherchiert werden. Es muss festgestellt werden, dass mehrere Additive in der Vergangenheit eingesetzt wurden, obwohl eine verlässliche Bewertung ihres Verhaltens und ihrer Wirkungen in der Umwelt nicht oder nur eingeschränkt möglich war.

Wissenslücken bestehen sowohl hinsichtlich der human- und ökotoxikologischen Eigenschaften der eingesetzten Stoffe als auch hinsichtlich ihrer Abbaubarkeit, der Bildung von Transformationsprodukten und ihrer Reaktivität. Über die Einzelstoffe hinaus bestehen kritische Wissenslücken bei der Bewertung der Zubereitungen und Frack-Fluide als Ganzes und ihrer Reaktivität mit den Formationswässern unter Lagerstättenbedingungen.

C8.1.4 Defizite beim Umgang mit Flowback

Für den Flowback als Gemisch aus Frack-Fluid, Formationswasser und möglichen Reaktionsprodukten fehlen gegenwärtig belastbare Massenbilanzierungen, um die variablen Mischungsanteile aus Frack-Fluid und Formationswasser, den Anteil des zurückgeführten Frack-Fluides und mögliche Reaktionsprodukte quantifizieren zu können.

Zur Beschaffenheit der Formationswässer in unkonventionellen Lagerstätten liegen nur vereinzelt Angaben zu Haupt-, Neben- und Spurenkomponenten, gelösten Gasen, organischen Wasserinhaltsstoffen und Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) vor; regionale und teufendifferenzierte Angaben zur Formationswasserbeschaffenheit fehlen weitgehend.

Der Umgang mit dem Flowback ist ungeklärt. Die Umweltrisiken der Entsorgung des Flowback über Disposalbohrungen wurden bislang nicht ausreichend detailliert betrachtet. Insbesondere ist die Frage zu stellen (und zu beantworten), ob es theoretisch überhaupt genügend Kapazitäten in Disposalbohrungen in Deutschland gibt, wenn alle Schiefergas- und Kohleflözgas-Felder erschlossen werden.

C8.2 Fazit und Defizitanalyse aus rechtlicher Sicht

Aus rechtlicher Sicht ergeben sich aus der Darstellung der geltenden Regelungen und Verwaltungsstrukturen (Teil B) unter Berücksichtigung der naturwissenschaftlich-technischen Randbedingungen (Teil A) und Risikobewertung (Abschn. C1 bis C7) die nachfolgend dargestellten Defizite, zu deren Behebung zugleich Handlungsempfehlungen formuliert werden. Diese werden später in Kapitel D5 zusammengefasst.

C8.2.1 Umweltverträglichkeitsprüfung und Öffentlichkeitsbeteiligung

UVP-Pflicht

Dringend notwendig ist eine Neuregelung der UVP-Pflicht von Fracking-Vorhaben. Das ergibt sich aus der unionsrechtlichen Verpflichtung zur ordnungsgemäßen Umsetzung der UVP-Richtlinie. Der derzeit geltende Schwellenwert für die UVP-Pflicht von Tiefbohrungen und von Vorhaben zur Gewinnung von Erdgas entspricht diesen Anforderungen nicht (vgl. Abschn. B6.2).

Für die gebotene Neuregelung ist zu beachten, dass ein Vorhaben als UVP-pflichtig einzustufen ist, wenn u.a. auf Grund seiner Art, seiner Größe oder seines Standortes mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist.²⁵ Bei Erdgasgewinnungsanlagen wird das jedenfalls bei Überschreiten des Fördervolumens von 500.000 m³/Tag durch die UVP-Richtlinie unterstellt.²⁶

Bei Tiefbohrungen und oberirdischen Erdgasgewinnungsanlagen ist dies unter Berücksichtigung der Auswahlkriterien des Anhangs III UVP-RL anhand einer UVP-Vorprüfung im Einzelfall und/oder anhand allgemeiner Schwellenwerte oder Kriterien zu entscheiden.²⁷ Dabei sind Auswahlkriterien zu berücksichtigen, die sich auf Merkmale der Projekte (z.B. Größe, Abfälle,

²⁵ Art. 2 Abs. 1 UVP-RL 2011/92/EU; vgl. auch § 57 c Abs. 1 Nr. 1 BBergG und § 3 Abs. 1 Satz 1 UVPG.

²⁶ Art. 4 Abs. 1 i.V.m. Anhang I Nr. 14 UVP-RL 2011/92/EU.

²⁷ Art. 4 Abs. 2 i.V.m. Anhang II Nr. 2 Buchst. d) und e) UVP-RL 2011/92/EU.

Unfallrisiko), Merkmale des Standortes (z.B. bestehende Nutzung, Belastbarkeit und Schutzgebiete) und Merkmale der potenziellen Auswirkungen (z.B. räumlicher Wirkungsbereich, betroffene Bevölkerung, Schwere, Wahrscheinlichkeit, Dauer, Häufigkeit und Reversibilität der Auswirkungen) beziehen.²⁸

Die potenziellen Auswirkungen einer Fracking- oder Verpressbohrung auf das Grundwasser hängen primär von den geologischen Randbedingungen, der Tiefe der Bohrung, den Verpressdrücken, der Verpressdauer und der Menge, Schädlichkeit und Ausbreitung der eingebrachten und der im Untergrund mobilisierten Schadstoffe ab. Deshalb sollten sich die Kriterien für eine zwingende UVP-Pflicht sowie allgemeine und standortspezifische UVP-Vorprüfungen an diesen Kriterien orientieren und nicht, wie für Erdgasgewinnungsanlagen allgemein, ausschließlich oder vorrangig am Fördervolumen. Ergänzend sind Auswirkungen der übertägigen Anlagen auf Natur, Mensch und Landschaft zu berücksichtigen. Diese hängen primär von der Größe, der Nutzungsdauer und vom Standort ab.

Diese Vielzahl von Kriterien und deren Zusammenwirken kann durch eine abschließende Regelung genereller gesetzlicher Schwellenwerte ohne Durchführung einer Vorprüfung des Einzelfalls nicht angemessen geregelt werden. Daher scheint es nahe zu liegen, die UVP-Pflicht von Fracking- und Verpressbohrungen generell von einer UVP-Vorprüfung im Einzelfall abhängig zu machen.

Nachteil einer solchen Regelung wäre es, dass für deren Anwendung im Einzelfall Maßstäbe fehlen würden. Die Anlage 2 zum UVPG nennt zwar Bewertungskriterien, enthält aber keine Maßstäbe für die Schwellen, deren Überschreiten typischerweise zu einer UVP-Pflicht führen sollte. Der Schwellenwert einer zwingenden UVP bei einem Erdgasfördervolumen von mehr als 500.000 m³/Tag eignet sich nicht als Orientierungswert für die Beurteilung der Umweltauswirkungen von Fracking-Vorhaben, weil er für Erdgasgewinnungsanlagen allgemein gilt und spezifische Risiken des Fracking und der Verpressung des Flowback nicht erfasst. Es bliebe einem sehr weiten Bewertungsspielraum der Bergbehörde überlassen, ob, in welchen Fällen und nach welchen Kriterien sie eine UVP-Pflicht bejaht.

Deshalb entspricht es guter Praxis des Gesetzgebers des UVPG, spezifische Schwellenwerte festzulegen, bei deren Überschreitung eine allgemeine oder standortspezifische UVP-Vorprüfung erforderlich ist. Diese Schwellenwerte dienen zugleich als Orientierungswerte: Werden sie nur knapp überschritten, spricht dies gegen eine UVP-Pflicht. Nähern sie sich den Werten für eine zwingende UVP-Pflicht, spricht dies eher für eine UVP-Pflicht. Dabei handelt es sich zwar nur, aber immerhin um eine grobe Orientierung, die im Zusammenwirken mit den übrigen Kriterien der Anlage 2 UVPG eine Einstufung ermöglicht.

Für das Fracking lassen sich derzeit allerdings keine brauchbaren Schwellenwerte ableiten. So erscheint es beispielsweise wenig zweckmäßig, die UVP-Pflicht oder die UVP-Vorprüfungspflicht vom Schadstoffpotenzial der verwendeten Additive abhängig zu machen, wenn das Gefährdungspotenzial der Additive geringer sein kann als das Gefährdungspotenzial mobilisierter

²⁸ Art. 4 Abs. 3 i.V.m. Anhang III UVP-RL 2011/92/EU.

geogener Stoffe. Auch die Tiefe der Bohrung und der Fracks bietet ohne Berücksichtigung ihres geologischen Umfeldes aus fachlicher Sicht keinen sicheren Anhaltspunkt dafür, dass nicht mit erheblichen Umweltauswirkungen gerechnet werden muss.

Die gegenwärtige Situation ist vielmehr dadurch geprägt, dass zwar einerseits auf bestehende Erfahrungen mit Fracks und Verpressungen ohne erkennbare negative Auswirkungen verwiesen wird, andererseits aber bisher kaum bekannt ist und untersucht wurde, welche mittel- oder langfristigen Auswirkungen Fracking oder die Verpressung von Flowback bei verschiedenen Randbedingungen haben können und mit welchen Auswirkungen jeweils zu rechnen ist. Das gilt insbesondere dann, wenn die Gewinnung mittels Fracking erheblich ausgeweitet wird.

Nach aktuellem Erkenntnisstand kann trotz wohl eher geringer Eintrittswahrscheinlichkeit die Möglichkeit großräumiger, dauerhafter und irreversibler nachteiliger Auswirkungen solcher Vorhaben auf die Trinkwasserversorgung nicht von der Hand gewiesen werden. Unter Berücksichtigung des Vorsichts- und Vorsorgeprinzips spricht das dafür, die Schwelle der UVP-Pflicht vorläufig sehr niedrig festzusetzen. Aus diesem Grund empfiehlt zu Recht auch die EU-Kommission, dass auch für Aufsuchungsvorhaben im Zweifel eine UVP durchzuführen ist.²⁹

Deshalb sollten zunächst – gemäß der Bundesratsinitiative von Nordrhein- Westfalen³⁰ - alle Tiefbohrungen zur Aufsuchung oder Gewinnung von Erdgas einer zwingenden UVP-Pflicht unterliegen, bei denen mit hydraulischem Druck ein Aufbrechen von Gesteinen erfolgt oder unterstützt wird.

Dazu sollte aus fachlicher Sicht geprüft und bewertet werden, ob der Begriff des „Aufbrechens von Gesteinen mit hydraulischem Druck“ (Fracking) eine praktikable Abgrenzung zu üblichen Bohrlochbehandlungen zur Verbesserung der Produktivität von Bohrungen ermöglicht, die keine dem Fracking zur Aufsuchung oder Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten vergleichbares Risikopotenzial aufweisen und deshalb keiner UVP bedürfen. Ist das nicht der Fall, sollte eine geeignete Bagatellschwelle für Maßnahmen, für die eine UVP eindeutig nicht erforderlich ist, formuliert werden.

Wenn es dazu kommt, dass eine Reihe von Fracking-Vorhaben, die in einem Verfahren mit UVP zugelassen worden sind, realisiert werden und wenn die – als Ergebnis der UVP verlangten – Monitoringmaßnahmen durchgeführt und ausgewertet wurden, mag es sein, dass weitere Erkenntnisse vorliegen, aus denen sich ergibt, dass unter bestimmten Umständen typischerweise keine erheblichen Umweltauswirkungen zu erwarten sind. Hieraus können dann zu einem späteren Zeitpunkt Schwellenwerte und Kriterien abgeleitet werden, die eine Anhebung der gesetzlichen Schwelle der zwingenden UVP-Pflicht und die gesetzliche Regelung von Schwellenwerten für eine allgemeine oder standortspezifische UVP-Vorprüfung zulassen.

²⁹ EU-Kommission, Guidance Note on the application of Directive 85/337/EEC to projects related to the exploration and exploitation of unconventional hydrocarbon vom 12.12.2011, Nr. 3, im Internet unter <http://ec.europa.eu/environment/eia/pdf/Annexe%202.pdf.pdf>.

³⁰ BR-Drs. 388/11 vom 29.06.2011, S. 1 und 4; dazu oben Abschn. B6.

Die Ausführungen zu den ausgewählten Geosystemen in Teil A (Abschn. A2.4 mit Tab. A 4) haben gezeigt, dass in jedem Geosystem mit besonderen Fragestellungen zu rechnen ist. Die mit beispielhaften Erkundungsvorhaben an bestimmten Standorten gesammelten Erfahrungen werden deshalb zunächst in erster Linie auf das jeweilige regionale Umfeld mit vergleichbaren geologischen Standortbedingungen übertragbar sein, aber nicht für das ganze Bundesgebiet verallgemeinert werden können (dazu oben Abschn. C1.2).

Dieser Umstand kann regulatorisch dadurch berücksichtigt werden, dass auf Bundesebene zwar eine generelle UVP-Pflicht geregelt wird, die Länder aber ermächtigt werden, auf Grund entsprechender Erfahrungen die Durchführung einer UVP für bestimmte Vorhaben in ihrem Gebiet oder in bestimmten Teilen davon nach Festlegung geeigneter Schwellenwerte von einer allgemeinen oder standortspezifischen Vorprüfung abhängig zu machen.

Entscheidung über die UVP-Pflicht

Die Entscheidung über die Durchführung einer UVP betrifft die Anwendung des Umweltrechts und sollte deshalb maßgeblich durch eine Umweltbehörde unter der Fachaufsicht des Landesumweltministeriums getroffen werden. Das entspricht im Ausgangspunkt dem Rechtsgedanken der für wasserrechtliche Erlaubnisse vorgesehenen Einvernehmensregelung (§ 19 Abs. 2 und 3 WHG). Das dort erforderliche Einvernehmen der Wasserbehörde begründet jedenfalls theoretisch ein Vetorecht der Wasserbehörde mit dem Ergebnis, dass eine erlaubnisbedürftige Benutzung ohne Zustimmung der Wasserbehörde nicht gestattet werden kann.

Für die Entscheidung über die Durchführung einer UVP würde eine solche Einvernehmensregelung nicht genügen. Sie bedeutete umgekehrt ein Vetorecht der Bergbehörde gegen die Durchführung einer UVP.

Deshalb empfehlen wir eine Regelung, wonach die Bergbehörde die Entscheidung über die Durchführung einer UVP nach Maßgabe der Bewertung der Umweltbehörden zu treffen hat. Diese Zuordnung entspricht der Verantwortung der Umweltbehörden unter Leitung der obersten Umweltbehörden für die Umsetzung des Umweltrechts (Ressortprinzip).

Eine solche Zuständigkeitsregelung ist von besonderer Bedeutung, wenn und soweit die Durchführung einer UVP (wie hier vorgeschlagen: gegebenenfalls nach Maßgabe des Landesrechts) einer Vorprüfung des Einzelfalls bedarf. Solche Vorprüfungen sind durch einen erheblichen Beurteilungsspielraum geprägt, der in erster Linie durch umweltfachliche Bewertungen ausgefüllt werden muss.

Aber auch wenn eine UVP-Vorprüfung nicht vorgesehen ist, sollte die Auslegung und Anwendung des für die Durchführung einer UVP maßgeblichen Umweltrechts in der Verantwortung der Umweltbehörden liegen.

Insoweit ist eine gesonderte Regelung nicht erforderlich, wenn die Bergbehörde – wie in Nordrhein-Westfalen – bereits auf Grund der geltenden Zuständigkeitsregelungen Umweltbehörde ist und als solche der Fachaufsicht des Umweltministeriums untersteht. In diesem Fall kann das Umweltministerium durch Weisungen oder Erlasse die erforderlichen Entscheidungen treffen.

Die verschiedenen Umweltfachbehörden (Wasser-, Naturschutz- und Immissionsschutzbehörden) sind bislang in vielen Bundesländern noch formal eigenständige Behörden. Deshalb kann es auch zwischen ihnen zu Meinungsverschiedenheiten kommen. Sie unterstehen aber in allen Bundesländern dem Umweltministerium, so dass spätestens auf dieser Ebene eine einheitliche Bewertung sichergestellt werden kann.

Gegenstand der UVP-Pflicht

Gegenstand der UVP-Pflicht sollte grundsätzlich die Errichtung und der Betrieb eines Bohrplatzes sein, an dem gefrackt oder Flowback verpresst wird. Die UVP-Pflicht sollte schon für Errichtung und Betrieb eines Bohrplatzes mit einer Einzelbohrung bestehen (z.B. im Rahmen der Aufsuchung). Sie sollte sich auf alle Bohrungen und Nebeneinrichtungen eines Bohrplatzes erstrecken.

Die UVP sollte sich nach der jeweiligen Vorhabenskonzption des Unternehmens auch auf Errichtung und Betrieb mehrerer, zu einem einheitlichen Vorhaben verbundenen Bohrplätze erstrecken können. Verpressbohrungen, die ausschließlich Nebeneinrichtung eines einheitlichen Fracking-Vorhabens sind, sollten dann als Bestandteil dieses Vorhabens UVP-pflichtig sein.

Damit wäre klargestellt, dass jeder Bohrplatz einer einheitlichen UVP unterzogen werden muss. Zusätzliche Bohrungen vom selben Bohrplatz aus wären als Änderungen des Vorhabens zu bewerten.

Die derzeit in § 1 Nr. 2 UVP-V Bergbau vorgesehene Bezugnahme auf ein betriebsplanpflichtiges Gewinnungsvorhaben führt dazu, dass beispielsweise der gesamte Förderbetrieb Niedersachsen der RWE Dea AG mit 29 Einzelbohrungen als einheitliches betriebsplanpflichtiges Vorhaben anzusehen ist. Eine UVP, die sich über dieses Gesamtvorhaben erstreckt, erscheint sowohl im Hinblick auf die Unterschiede an den jeweiligen Standorten als auch im Hinblick auf die jeweils einzubeziehenden Behörden und Öffentlichkeit nur schwer handhabbar.

Das würde erst recht gelten, wenn die UVP-Pflicht ohne weitere Differenzierung auf die Aufsuchung erstreckt würde. Zur Aufsuchung gehören als betriebsplanpflichtige Vorhaben nicht nur Bohrungen, sondern auch zum Teil geophysikalische Untersuchungen, z.B. seismische Messungen. Solche seismischen Messungen sind aber ganz andere Vorhaben als die Errichtung und der Betrieb eines Bohrplatzes. Dessen Standort und Ausgestaltung steht zum Zeitpunkt der Durchführung geophysikalischer Messungen häufig noch gar nicht fest, sondern soll erst mit Hilfe des Ergebnisses dieser Untersuchungen festgelegt werden. Sie werden mit ganz anderen technischen Einrichtungen, z.B. mit Fahrzeugen entlang kilometerlanger seismischer Linien durchgeführt und haben ganz andere Umweltauswirkungen. Sie führen nur zu kurzzeitigen und wenig intensiven Umweltauswirkungen an der Oberfläche und im oberflächennahen Bereich und beziehen sich auf ein wesentlich größeres Gebiet als der spätere Bohrplatz. Würde sich die UVP-Pflicht uneingeschränkt auf die Aufsuchung von Erdgas erstrecken, würden auch derartige geophysikalische Messungen unter die UVP-Pflicht fallen. Dafür besteht kein Anlass.

Auf der anderen Seite erscheint eine Bezugnahme auf eine Tiefbohrung wie im Fall der UVP-pflichtigen Erdwärmegewinnungsbohrungen in Schutzgebieten (§ 1 Nr. 8 UVP-V Bergbau) als unklar und im Zweifel zu eng. Das gilt vor allem in Bezug auf die Frage, ob sich die UVP-Pflicht

auf das Gesamtvorhaben von der Herrichtung des Bohrplatzes bis zum Rückbau der Bohrung erstreckt oder ob sie nur das Niederbringen der Bohrung und ggf. den Vorgang des Frackings erfassen soll. Die UVP verlangt von ihrem Regelungszweck die Erfassung aller Umweltauswirkungen des Gesamtprojekts. Umgekehrt können und sollten Umweltaspekte eines Bohrplatzes mit mehreren Bohrungen im Rahmen einer einheitlichen UVP für den gesamten Bohrplatz einheitlich bewertet werden; eine Durchführung mehrerer selbstständiger UVPen für jede Bohrung erscheint nicht zweckmäßig.

Die UVP-Pflicht sollte separat für Fracking-Vorhaben und für Verpressbohrungen geregelt werden. Verpressbohrungen können zwar Bestandteil eines Fracking-Vorhabens sein. Sie können aber neben der Entsorgung des Flowback auch der Verpressung von Lagerstättenwässern anderer Vorhaben dienen. In diesem Fall wäre eine Einstufung als Nebeneinrichtung mehrerer Anlagen weniger zweckmäßig als eine eigenständige Bewertung. Andernfalls würde eine wesentliche Änderung der Verpressbohrung eine erneute UVP-Pflicht aller Vorhaben begründen, denen die Verpressbohrung als Nebeneinrichtung dient.

Öffentlichkeitsbeteiligung und fortschreitender Erkenntnisgewinn

Weiteres zentrales Defizit des geltenden Rechts ist, dass Fracking-Vorhaben bisher ohne jede Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt wurden. Mit der Einführung einer UVP-Pflicht ist zugleich dieses Defizit behoben, weil die Öffentlichkeitsbeteiligung Bestandteil jedes Verfahrens mit Umweltverträglichkeitsprüfung ist.

Für die Regelung einer Öffentlichkeitsbeteiligung unterhalb der Schwelle der UVP-Pflicht besteht unseres Erachtens kein Bedarf. Ein solches Verfahren kann sinnvoll sein, wenn ein Vorhaben in erster Linie wegen potenzieller Einwirkungen auf das Oberflächeneigentum eine Beteiligung Dritter erforderlich macht (vgl. § 48 Abs. 2 Satz 2 BBergG). Dann kann das Öffentlichkeitsbeteiligungsverfahren auf die dafür relevanten Aspekte beschränkt werden. Eine umfassende Prüfung der Umweltauswirkungen des Vorhabens ist dann nicht erforderlich. Bei Fracking-Vorhaben stehen dagegen die potenziellen Auswirkungen auf das Grundwasser ganz im Vordergrund.

Eine Besonderheit bergbaulicher Vorhaben im Unterschied zu vielen anderen umweltrelevanten Vorhaben ist es, dass sich die Umweltauswirkungen bergbaulicher Vorhaben vor Vorhabensbeginn nur schwer abschätzen lassen. Erst im Rahmen der Aufsuchung, zunächst mittels geophysikalischer Untersuchungen von der Erdoberfläche her, anschließend durch das Niederbringen der Bohrung und die Auswertung der Bohrkerne bzw. Bohrschlämme, anschließend durch weitere geophysikalische Untersuchungen vom Bohrloch aus, verdichten sich die Erkenntnisse über die Beschaffenheit des Untergrundes. Mit zunehmendem Erkenntnisfortschritt lassen sich auch die potenziellen Umweltauswirkungen näher abschätzen. Häufig stellt sich auch erst mit fortschreitender Erkundung, teilweise erst mit fortschreitender Gewinnung heraus, welchen Umfang ein geplantes Vorhaben später tatsächlich erreichen wird.

Dieser sukzessive Erkenntnisgewinn steht in einem Spannungsverhältnis zum Ziel der UVP, die Auswirkungen auf die Umwelt nach Maßgabe der Umweltverträglichkeitsprüfung so früh wie möglich im Rahmen der jeweiligen Zulassungsverfahren zu berücksichtigen.³¹ Durch diesen Grundsatz der Frühzeitigkeit der Prüfung der Umweltauswirkungen soll sichergestellt werden, dass bei allen Beteiligten von Anfang an das Bewusstsein für die Bedeutung der Umweltsichtspunkte geschärft wird. Auf diese Weise wird der Gefahr vorgebeugt, dass Umweltbelange erst zu einem Zeitpunkt ins Blickfeld geraten, zu dem sich der Entscheidungsprozess bereits so weit zu Gunsten der Zulassung des Vorhabens verfestigt hat, dass er nicht mehr oder nur noch schwer umkehrbar ist.³²

Findet die Umweltprüfung mit Öffentlichkeitsbeteiligung allerdings zu einem Zeitpunkt statt, zu dem wichtige Parameter des Vorhabens noch ungewiss sind, ist die Wirksamkeit der Umweltverträglichkeitsprüfung ebenfalls eingeschränkt.³³

Das geltende UVP-Recht trägt sich ändernden Rahmenbedingungen dadurch Rechnung, dass auch die Änderung oder Erweiterung eines UVP-pflichtigen Vorhabens UVP-pflichtig ist, wenn durch die Änderung selbst die Schwellenwerte der UVP-Pflicht erreicht oder überschritten werden oder wenn eine Vorprüfung des Einzelfalls ergibt, dass die Änderung erhebliche nachteilige Umweltauswirkung haben kann (§ 3e Abs. 1 UVPG). Diese Anforderung gilt auch für bergbauliche Vorhaben, da auf diese lediglich die §§ 5 bis 14 UVPG keine Anwendung finden (§ 18 Satz 2 UVPG).

Nach diesen Regelungen ist eine erneute UVP allerdings nur dann erforderlich, wenn das Vorhaben geändert wird. Ändern sich lediglich die Erkenntnisgrundlagen für die Bewertung des Vorhabens, löst dies grundsätzlich keine erneute UVP-Pflicht aus. Nur wenn beispielsweise in einer Rahmenbetriebsplanzulassung bestimmte Vorhabensparameter festgeschrieben sind, die sich später als falsch erweisen (z.B. die Abwesenheit von Altbohrungen oder schutzwürdigen Grundwasservorkommen im Einwirkungsbereich der Fracks), kann dies zur Folge haben, dass das tatsächlich geplante Vorhaben vom zugelassenen Vorhaben abweicht und deswegen einer Neubewertung bedarf.

Wir empfehlen, dem fortschreitenden Erkenntnisgewinn bei Fracking-Vorhaben dadurch Rechnung zu tragen, dass neuartige Möglichkeiten einer laufenden Begleitung solcher Vorhaben durch die Öffentlichkeit geschaffen werden. Praktisches Beispiel einer derartigen Öffentlichkeitsbegleitung ist die Asse II-Begleitgruppe. Diese Begleitgruppe ist eingerichtet worden, um die Stilllegung des Endlagers für radioaktive Abfälle in der Schachanlage Asse zu begleiten. Deren Mitglieder decken ein breites Spektrum der beteiligten und interessierten Behörden und der Öffentlichkeit ab: Gemeindevertreter, Vertreter des Landkreises, Kreistagsabgeordnete,

³¹ Vgl. § 1 UVPG am Ende, Erwägungsgrund 2 sowie Art. 6 Abs. 2 und Art. 6 Abs. 4 UVP-Richtlinie 2011/92/EU.

³² So BVerwG, Urt. v. 25.01.1996, 4 C 5/95, BVerwGE 100, 238, 245 = NVwZ 1996, 788, 790; hierzu Sangenstedt, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, UVPG, § 1, Rn. 46 ff.

³³ Dazu Sangenstedt, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, UVPG, § 1, Rn. 49 f.

Vertreter von Umweltverbänden und Bürgerinitiativen. Sie steht in engem Kontakt und im fachlichen Austausch mit Betreiber und Genehmigungsbehörde. Die Fachkunde und dienstrechtliche Neutralität beteiligter Behördenvertreter begünstigt eine sachliche Diskussion. Die Beteiligung von Umweltverbänden und Bürgerinitiativen begünstigt die kritische Rückkopplung. Die Beteiligung politischer Akteure (z.B. Kreistagsabgeordnete, Parteivertreter) verbreitert die Repräsentativität der eingebundenen Öffentlichkeit.

Freilich ist die Asse II Begleitgruppe eine bisher singuläre Form der Öffentlichkeitsbeteiligung, die der Besonderheit des dortigen Vorhabens und der Bereitschaft aller Beteiligten zur Durchführung dieser Beteiligungsform gründet. Dennoch zeigen vielfältige Erfahrungen der jüngeren Zeit, dass umstrittene Projekte ab einer bestimmten Größenordnung ohne Öffentlichkeitsbeteiligung noch schwerer durchzusetzen sind. Zu nennen sind nicht nur der Bahnhofsbau in Stuttgart, sondern beispielsweise auch die Mediationsverfahren für Geothermieprojekte in Rheinland-Pfalz und speziell für das Fracking der vom Betreiber Exxon selbst initiierte Exxon-Dialog-Prozess.

Ergänzend sollte geregelt werden, dass nicht nur eine Änderung des Vorhabens, die erhebliche Umweltauswirkungen haben kann (vgl. § 3 e Abs. 1 Nr. 2 UVPG), sondern auch die nachteilige Änderung wesentlicher Randbedingungen, die für die Bewertung der Umweltauswirkungen des Vorhabens erheblich sind (z.B. neue Erkenntnisse), zu einer erneuten Zulassungs- und UVP-Pflicht nach Vorprüfung des Einzelfalles führen. Dadurch könnte sichergestellt werden, dass neue Erkenntnisse, die gewissermaßen zum „Wegfall der Geschäftsgrundlage“ für die ursprüngliche Zulassung führen, unmittelbar eine erneute Zulassungspflicht mit UVP sowie Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung führen.

Beispielsweise ist denkbar, dass der Unternehmer in seinen Antragsunterlagen unterstellt, dass in der Nähe seiner Bohrung keine Altbohrungen und keine Störungen liegen. Stellt sich nach Zulassung des Vorhabens, nach Abteufen der Bohrung und ergänzenden geophysikalischen Untersuchungen im Bohrloch heraus, dass diese Annahme nicht zutrifft, würde diese Erkenntnis nach geltendem Recht nur dann zu einer erneuten UVP-Pflicht führen, wenn sie eine Änderung des Vorhabens erfordert, die zu erheblichen Umweltauswirkungen führen kann. Bleibt das Vorhaben dagegen unverändert oder können etwaige zusätzliche Maßnahmen nicht zu erheblichen Umweltauswirkungen führen, ist keine erneute UVP erforderlich, auch wenn die neuen Erkenntnisse deutlich höhere Umweltauswirkungen erwarten lassen als ursprünglich angenommen. Es bleibt dann allein der Ermessensentscheidung der Behörde ohne erneute Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung überlassen, ob und welche zusätzlichen Untersuchungen, Schutz- und Überwachungsvorkehrungen sie verlangt oder ob sie ein Fracking an diesem Standort auf Grund der neuen Erkenntnisse gänzlich untersagt. Die vorgeschlagene Ergänzung führt dazu, dass auch solche neuen Erkenntnisse unter Beteiligung der Öffentlichkeit bewertet werden müssen.

Außerdem würde die vorgeschlagene Regelung einen Anreiz für den Unternehmer schaffen, schon im Planfeststellungsverfahren mit UVP realistische oder eher pessimistische Randbedingungen zu unterstellen, um ein späteres Änderungsverfahren zu vermeiden.

Diese erweiterte Zulassungs- und UVP-Pflicht kann zwar zu zusätzlichem Verfahrensaufwand führen. Dieser ist aber zum einen dadurch begrenzt, dass in einem Änderungsverfahren lediglich diejenigen Aspekte zu prüfen wären, die von den geänderten Randbedingungen betroffen sind. Zum anderen wird die Akzeptanz in der Öffentlichkeit für ein schrittweises Vorgehen verbessert, wenn die Öffentlichkeit an der Bewertung wichtiger, erst im Laufe des Fortschreitens der Aufsuchung und Gewinnung gewonnener Erkenntnisse beteiligt wird.

Großräumige Gewinnungsvorhaben

Sobald sich abzeichnet, dass Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten großräumig mit einer Vielzahl von Bohrungen bevorstehen und der Untergrund quasi flächendeckend systematisch aufgebrochen werden soll, stößt eine standortbezogene Umweltverträglichkeitsprüfung an ihre Grenzen. Dann ist schon wegen der übertägigen Auswirkungen und der Notwendigkeit der Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen eine Regulierung auf der Ebene der Raumordnung zweckmäßig und ggf. erforderlich. Geeignetes Instrument dafür sind landesweite Raumordnungspläne und Regionalpläne der Länder (vgl. § 8 Raumordnungsgesetz – ROG). Im Verfahren zum Erlass bzw. der Änderung solcher Pläne ist eine strategische Umweltprüfung erforderlich, deren Ergebnisse dann im Rahmen standortspezifischer Umweltverträglichkeitsprüfungen der Einzelvorhaben zu berücksichtigen sind (vgl. dazu oben B1.4.2).

C8.2.2 Klarstellungen und Ergänzungen im Wasserrecht

Die ausführliche Darstellung der wasserrechtlichen Anforderungen in Teil B hat gezeigt, dass das Wasserrecht keine echten Lücken enthält, aber viele unbestimmte Rechtsbegriffe, die Auslegungsspielräume eröffnen, die von den zuständigen Behörden in verschiedene Richtungen ausgenutzt werden können und ausgenutzt werden. Es spricht einiges dafür, dass dies in der Praxis zu einer erheblichen Vernachlässigung wasserrechtlicher Aspekte führen kann.

Deshalb sollten im Sinne einer einheitlichen Auslegung des Wasserrechts und im Sinne der Sicherstellung des gebotenen Grundwasserschutzes folgende Aspekte klargestellt werden:

Grundwasser

Es sollte klargestellt werden, dass auch tiefes Grundwasser – unabhängig von seiner Qualität und Verbindung mit anderem Grundwasser – Grundwasser im Sinne des Wasserrechts ist. Klarstellungsbedürftig ist insbesondere, dass die bergrechtliche Einstufung von Wasservorkommen als Sole der wasserrechtlichen Einstufung als Grundwasser nicht entgegensteht.

Die Beschränkung des Grundwasserbegriffs auf Wasser in der Sättigungszone ist bei Vorhaben im tiefen Untergrund unpraktikabel. Eine Erweiterung des Grundwasserbegriffs um alles Wasser unterhalb des tiefsten oberflächennahen Grundwasserleiters ist jedoch entbehrlich, wenn das Fracking dann, wenn keine echte Benutzung vorliegt, als unechte Benutzung eingestuft wird und der Schutz des Grundwassers nach Maßgabe des Besorgnisgrundsatzes damit umfassend gesichert ist.

Wasserrechtliche Prüfung und Gestattung

Nach bisheriger Behördenpraxis ist für das Fracking keine originäre wasserrechtliche Prüfung erfolgt, obwohl nach hiesiger Einschätzung sowohl die Verrohrung und Zementation als auch das Einbringen von Stoffen beim Fracking eine wasserrechtliche Benutzung darstellen und eine wasserrechtliche Gestattung des Einbringens von Stoffen nach den Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie geboten ist.

Um eine umfassende wasserrechtliche Prüfung zu gewährleisten, ohne ein zusätzliches Erlaubnisverfahren einzuführen, sollte das Betriebsplanzulassungsverfahren im Wege einer Gesetzesänderung auf Bundesebene als integrierte umweltrechtliche Vorhabenzulassung umgestaltet werden. Dabei sollte die Einhaltung der wasserrechtlichen Anforderungen dadurch sichergestellt werden, dass entweder die Bergbehörde selbst als Umwelt- bzw. Wasserbehörde der Fachaufsicht der obersten Wasserbehörde untersteht oder die Zulassung nur im Einvernehmen mit der Wasserbehörde erteilt werden kann.

Solange eine integrierte Vorhabenzulassung gesetzlich nicht geregelt ist, sollte klargestellt werden, dass jedes Einleiten oder Einbringen von Stoffen in den tiefen Untergrund eine wasserrechtlich erlaubnisbedürftige Benutzung darstellt. Damit wird sichergestellt, dass jedes Einbringen von Stoffen am Maßstab des wasserrechtlichen Besorgnisgrundsatzes geprüft werden muss. Das sollte auch dann gelten, wenn eine Umweltverträglichkeitsprüfung nicht erforderlich ist. Das wasserrechtliche Verfahren sollte parallel zum bergrechtlichen Betriebsplanverfahren durchgeführt werden.

Solange eine integrierte Vorhabenzulassung gesetzlich nicht geregelt ist, sollte klargestellt werden, dass der Bohrungsausbau (Verrohrung und Zementation) einer wasserrechtlichen Erlaubnis bedarf, wenn geplant ist, die Bohrung für ein Fracking oder das Verpressen von Flowback zu verwenden. In diesem Fall erfüllen Verrohrungen und Zementation eine wichtige Funktion zum Schutz des Grundwassers.

Für die Erlaubnisfähigkeit eines Einleitens oder Einbringens von Stoffen in den tiefen Untergrund sollte klargestellt werden, dass tiefes Grundwasser insoweit schutzwürdig ist, als es für menschliche Nutzungen in Frage kommt oder am Naturhaushalt der Biosphäre teilnimmt. Dabei sollten für die menschliche Nutzbarkeit nicht nur aktuell wirtschaftlich in Frage kommende Nutzungen, sondern auch solche unter veränderten Randbedingungen berücksichtigt werden. So könnte unter veränderten klimatischen Bedingungen auch eine derzeit viel zu teure und aufwendige Nutzung von Tiefengrundwasser, ggf. nach Entsalzung oder sonstiger Vorbehandlungen, als Trink- oder Brauchwasser (z.B. zur Bewässerung) in Frage kommen.

Für die praktische Handhabbarkeit unterschiedlicher Schutzniveaus unterschiedlich schutzwürdiger Grundwässer sollte primär identifiziert werden, welches Grundwasser uneingeschränkten Schutz nach Maßgabe der Geringfügigkeitsschwellen verdient. Für dieses Grundwasser sollten bei entsprechender Besorgnis potenzielle Auswirkungen z.B. durch Modellrechnungen ermittelt werden. In einem zweiten Schritt sollte ermittelt und geprüft werden, ob weiteres, weniger schutzwürdiges Grundwasser, betroffen sein kann und ob und inwieweit die jeweils betroffenen Wässer Schadstoffe aufnehmen können, ohne dass darin eine nachteilige Veränderung im Sinne des Allgemeinwohls zu sehen wäre.

Rohrleitungen zur Beförderung des Flowback

Für Anlagen zur Behandlung des Flowback und Rohrleitungen zur Beförderung des Flowback ist zweifelhaft, ob auf Grundlage des geltenden Rechts eine umfassende Prüfung der abwasserrechtlichen Anforderungen im bergrechtlichen Verfahren erfolgt, sofern keine eigenständige abwasserrechtliche Genehmigung erforderlich ist.

Zur Gewährleistung einer vollständigen Prüfung in einem einheitlichen Verfahren sollte auch hier eine integrierte Vorhabenzulassung gesetzlich geregelt werden.

Solange eine solche Vorhabenzulassung gesetzlich nicht geregelt ist, sollte sicher gestellt werden, dass die abwasserrechtlichen Anforderungen im bergrechtlichen Verfahren geprüft werden, soweit keine eigenständige abwasserrechtliche Genehmigung erfolgt.

Zweifelhaft ist auch, ob die Ausklammerung von Rohrfernleitungen zur Beförderung des Flowback von den Anforderungen des UVPG und der Rohrfernleitungsverordnung dem Risikopotenzial der beförderten Stoffe angemessen ist. Gegebenenfalls sollte hier eine integrierte Prüfung nach Maßgabe des UVPG bzw. der Rohrfernleitungsverordnung erfolgen.

Wasserschutzgebiete

Derzeit enthalten Schutzgebietsverordnungen meist Genehmigungsvorbehalte für Bohrungen und bestimmte Arten des Umgangs mit wassergefährdenden Stoffen sowie Verbote für das Einbringen wassergefährdender Stoffe und Abwasser in den Untergrund.

Diese Regelungen dürften typischerweise schon jetzt dazu führen, dass Errichtung und Betrieb von Fracking- und Verpressbohrungen in Wasserschutzgebieten grundsätzlich verboten sind und nur im Rahmen einer Befreiung zugelassen werden können.

Für Fracking-Vorhaben innerhalb von Wasserschutzgebieten bestehen Defizite, soweit für die Bohrungen selbst lediglich ein Genehmigungsvorbehalt besteht und das Fracking nur verboten ist, wenn es mit wassergefährdenden Stoffen erfolgt.

Ein bloßer Genehmigungsvorbehalt mag für gewöhnliche Bohrungen, für die der Genehmigungsvorbehalt konzipiert ist, angemessen sein. Für Frackingbohrungen sollte aber angesichts des aktuellen Kenntnisstands klargestellt werden, dass die damit verbundenen Restrisiken in einem Wasserschutzgebiet nur dann in Kauf genommen werden sollen, wenn nach dem Ergebnis einer schutzgebietsbezogenen Einzelfallprüfung überwiegende Gründe des Allgemeinwohls ein solches Vorhaben im Wasserschutzgebiet erfordern.

Derzeit kann auch nicht generell mit hinreichender Sicherheit festgestellt werden, dass ein Fracking ohne wassergefährdende Stoffe mit wesentlich geringeren Risiken verbunden ist als ein Fracking mit wassergefährdenden Stoffen. Deshalb sollte ein grundsätzliches Verbot des Frackings in Wasserschutzgebieten auch für Fracking-Vorhaben ohne Einsatz wassergefährdender Stoffe gelten.

Die allgemeine gesetzliche Regelung zur Befreiung von Verboten einer Schutzgebietsverordnung (§ 52 Abs. 1 Satz 2 WHG) ermöglicht gleichwohl, Fracking-Vorhaben im Einzelfall auch in Wasserschutzgebieten zu erlauben. Dagegen bestehen keine Bedenken. Denn bei der Festlegung von Wasserschutzgebieten stehen Risiken für das Grundwasser durch Maßnahmen an der

Oberfläche oder in Oberflächennähe ganz im Vordergrund. Solche Risiken bestehen an jedem Bohrplatz, sie sind nicht frackingtypisch und schließen einen Bohrplatz in der Schutzzone III bei entsprechenden Schutzvorkehrungen nicht völlig aus. Die frackingtypischen Risiken, die solchen Vorhaben in Wasserschutzgebieten grundsätzlich entgegen stehen, können im Einzelfall so gering sein, dass eine Zulassung auch in einem Wasserschutzgebiet in Betracht kommt. Beispielsweise ist denkbar, dass durch Fracking erzeugte Risse um eine sehr tiefe Bohrung innerhalb eines Wasserschutzgebietes von den zu schützenden Trinkwasserfassungen weiter entfernt sind als solche Risse um eine weniger tiefe Bohrung außerhalb des Wasserschutzgebietes.

Die Bemessung von Wasserschutzgebieten ist von vornherein nicht auf die Vermeidung frackingtypischer Risiken zugeschnitten. Dafür wäre der Schutz eines dreidimensionalen, auch in die Tiefe gerichteten Bereichs der Erdoberfläche notwendig. Insoweit sind zweidimensionale, nach unten unbegrenzte Schutzgebietsausweisungen, deren Größe sich primär an den zu erwartenden Grundwasserfließzeiten bis zum Fassungsbereich orientiert, naturgemäß nur bedingt geeignet.

Für frackingtypische Risiken kann der nach unten unbegrenzte Schutzraum von Wasserschutzgebieten damit zu weitreichend und eine Korrektur im Einzelfall gerechtfertigt sein.

Umgekehrt sind auch die oberflächennahen Grenzen des Wasserschutzgebietes nicht auf frackingtypische Risiken zugeschnitten. Diese Risiken für das Grundwasser hängen in erheblichem Umfang von der Beschaffenheit des tiefen Untergrundes ab, insbesondere von potenziellen Störungen oder Altbohrungen. Solche Risiken sind für die Festsetzung der Grenzen des Wasserschutzgebietes typischerweise nicht maßgeblich. Deshalb dürfte auch die Gefahr einer Umgehung der Voraussetzungen für die Festsetzung von Wasserschutzgebieten durch Maßnahmen des Umgebungsschutzes in der Regel nicht bestehen.

Wenn Risiken für das Grundwasser infolge eines Fracking innerhalb des Wasserschutzgebietes in mehreren tausend Metern Tiefe nicht ausgeschlossen werden können, liegt es vielmehr geradezu nahe, den Trinkwasserschutz nicht nur innerhalb des Wasserschutzgebietes bis in solche Tiefen, sondern in das relevante Umfeld in alle Richtungen, also auch jenseits der räumlichen Grenzen des Wasserschutzgebietes auszudehnen.

Weiteres Defizit der geltenden Schutzgebietsregelungen sind deshalb fehlende Regelungen zum Umgebungsschutz.

Die aufgezeigten Defizite können im Rahmen des geltenden Rechts behoben werden. Durch Änderung der jeweiligen Schutzgebietsverordnung oder durch Entscheidungen der zuständigen Behörden im Einzelfall kann sowohl ein Verbot für Fracking-Vorhaben innerhalb als auch ein Genehmigungsvorbehalt für Vorhaben in der Umgebung von Wasserschutzgebieten geregelt werden.

Die räumlichen Grenzen eines solchen Verbotes bzw. Genehmigungsvorbehaltes sollten möglichst die geologischen Bedingungen und die Schutzwürdigkeit des konkreten Wasserschutzgebietes berücksichtigen.

Als vorläufige Maßnahme, insbesondere solange keine ausreichenden standortspezifischen Kenntnisse vorliegen, sollte das Landesumweltministerium als Oberste Wasserbehörde im Erlasswege gegenüber den jeweils zuständigen Wasserbehörden anordnen, durch Anpassung der

Schutzgebietsverordnung oder per Verwaltungsakt generell oder im Einzelfall Fracking-Vorhaben in einem Wasserschutzgebiet grundsätzlich zu verbieten und in der Umgebung von Wasserschutzgebieten unter einen schutzgebietsbezogenen Genehmigungsvorbehalt zu stellen. In Niedersachsen könnte das Umweltministerium eine entsprechende Regelung mit unmittelbarer Verbindlichkeit für alle Schutzgebiete in die SchuVO aufnehmen (§ 92 NWG).

Außerdem kann ein Verbot von Fracking- und Verpressbohrungen in Wasserschutzgebieten in die Verordnungen über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen der Länder bzw. die geplante VAUwS des Bundes aufgenommen werden.

Die Wasserbehörden sollten Genehmigungen und Befreiungen bzw. ihr Einvernehmen dazu vorläufig, bis zum Vorliegen belastbarer Erkenntnisse, nur restriktiv gewähren.

C8.2.3 Entwicklung genereller Standards

Ein wesentliches Defizit für die Durchführung berg- und wasserrechtlicher Zulassungsverfahren für Fracking-Vorhaben sind das Fehlen materieller Standards insbesondere für die wasserrechtlichen Anforderungen und das Nebeneinander unterschiedlicher strenger Anforderungsniveaus im Berg- und Wasserrecht.

Anforderungsniveau des Bergrechts sind die allgemein anerkannten Regeln der Technik. Dagegen gilt im Wasserrecht für das Einleiten von Stoffen in das Grundwasser der Besorgnisgrundsatz ohne jede Relativierung durch Technikklauseln, im Abwasserrecht das höhere Anforderungsniveau des Standes der Technik.

Dazu hat das Bundesverfassungsgericht in seinem Kalkar-Beschluss aus dem Jahr 1978 ausgeführt, dass die Rechtsordnung mit dem Maßstab der allgemein anerkannten Regeln stets einer weiterstrebenden technischen Entwicklung hinterherhinkt. Dieser Nachteil wird laut Bundesverfassungsgericht vermieden, wenn das Gesetz auf den Stand der Technik abhebt. Der rechtliche Maßstab wird hierdurch an die Front der technischen Entwicklung verlagert, da die allgemeine Anerkennung und die praktische Bewährung allein für den Stand der Technik nicht ausschlaggebend sind. Mit der Bezugnahme auch auf den Stand der Wissenschaft muss darüber hinausgehend diejenige Vorsorge gegen Schäden getroffen werden, die nach den neuesten wissenschaftlichen Erkenntnissen für erforderlich gehalten wird. Lässt sie sich technisch noch nicht verwirklichen, darf die Genehmigung nicht erteilt werden; die erforderliche Vorsorge wird dann also nicht durch das technisch gegenwärtig Machbare begrenzt.³⁴

Die praktische Bedeutung des unterschiedlichen Anforderungsniveaus von Berg- und Wasserrecht wird dadurch unterstrichen, dass die bergrechtlichen Anforderungen durch einschlägige technische Regeln konkretisiert werden, während hinsichtlich des Besorgnisgrundsatzes zum Schutz des Grundwassers und der Anforderungen an den Stand der Abwassertechnik bei Bergbauvorhaben keine oder nur sehr allgemeine Konkretisierungen vorliegen. Das erschwert der Berg- und der Wasserbehörde eine sichere Beurteilung der wasserrechtlichen Anforderungen,

³⁴ BVerfG, Beschl. v. 08.08.1978, 2 BvL 8/77, BVerfGE 49, 89, 135 f. (Kalkar).

während die (tendenziell weniger strengen) bergrechtlichen Anforderungen deutlich besser handhabbar sind.

Hinzu kommt, dass die allgemein anerkannten Regeln der Technik im Bergrecht bisher weitgehend von den Bergbauunternehmen selbst unter Ausschluss der Öffentlichkeit erarbeitet werden (vgl. z.B. die Regelwerke des WEG oder der IADC, dazu Abschn. C8.1.2). Dagegen gelten im Bereich des allgemeinen Technikrechts inzwischen grundlegende Anforderungen an die Besetzung und das Verfahren von Normungsgremien wie diejenigen des Deutschen Instituts für Normung e.V. (DIN) oder der Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (DWA), die eine pluralistische und zumindest fachöffentliche Erarbeitung technischer Normen gewährleisten.

Um dieses Defizit zu beheben, sollte auch für das Bergrecht ähnlich wie im Industrieanlagenzulassungsrecht einheitlich der Stand der Technik als Genehmigungsvoraussetzung bestimmt werden.

Auf dieser Grundlage, notfalls auf Grundlage der derzeit geltenden unterschiedlichen Anforderungen, sollten für die Beurteilung von Fracking-Vorhaben integrierte materielle Standards entwickelt werden, anhand derer sowohl die bergrechtliche Zulassungsfähigkeit als auch die wasserrechtliche Erlaubnisfähigkeit von Maßnahmen im Zusammenhang mit dem Fracking beurteilt werden kann. Solche Standards sollten sich beziehen auf:

- Mindestanforderungen an die geologische Untersuchung und Bewertung des Standorts unter Berücksichtigung potenzieller Ausbreitungspfade in das Grundwasser,
- technische Standards, z.B. maximal zulässiger Versagenswahrscheinlichkeiten von Verrohrungen und Zementationen, ggf. in Relation zu den beabsichtigten Betriebsdrücken und den eingesetzten Stoffen sowie der geologischen Randbedingungen,
- Überwachung und Monitoring von Fracks und deren potenziellen Auswirkungen auf das Grundwasser.

Solche Standards sollten bestenfalls im Zusammenwirken von Berg- und Wasserbehörden entwickelt werden, bspw. durch eine gemeinsame Arbeitsgruppe des Länderausschusses Bergbau (LAB) und der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA).

Da die bergrechtlichen Anforderungen aber bereits in den BVOT und einschlägigen technischen Regeln geregelt sind, fehlen vor allem wasserrechtliche Standards. Diese könnten und sollten notfalls auch ohne Beteiligung der Bergbehörden von den Wasserbehörden erarbeitet werden (z. B. im Rahmen der LAWA). Da nur einige Bundesländer mit dem Thema Fracking konfrontiert werden, könnten Standards auch von diesen Ländern entwickelt werden. Zumindest innerhalb eines Bundeslandes sollte die Erteilung wasserrechtlicher Erlaubnisse nicht nur isoliert von Fall zu Fall erfolgen, sondern zumindest parallel zu laufenden Erlaubnisverfahren generelle Standards entwickelt werden. Dafür bietet die meist landesweite Zuständigkeit der Bergbehörden für die Erteilung wasserrechtlicher Erlaubnisse eine gute Grundlage. Das Wasserrecht sollte durch die Gewässerkundlichen Landesdienste und ggf. Umweltministerien als oberste Wasserbehörden begleitend bearbeitet werden.

C8.2.4 Koordinierung der Zulassungsverfahren

Nach dem geltenden Berg- und Wasserrecht und der einschlägigen bergbehördlichen Praxis werden berg- und wasserrechtliche Verfahren weitgehend unabhängig voneinander durchgeführt. Betriebspläne werden zugelassen, bevor geklärt ist, ob das betriebsplanpflichtige Vorhaben einer wasserrechtlichen Erlaubnis bedarf und ob es erlaubnisfähig ist. Stellt der Vorhabenträger keinen wasserrechtlichen Erlaubnisantrag und hält die Bergbehörde ein wasserrechtliches Erlaubnisverfahren für nicht erforderlich, besteht für die unteren Wasserbehörden keine Möglichkeit, die Durchführung eines wasserrechtlichen Erlaubnisverfahrens überhaupt durchzusetzen.

Verfahrenskoordination

Da Berg- und Wasserrecht bislang keine Regelung über die Koordinierung paralleler Verfahren enthalten, bleibt es weitgehend der jeweiligen Behördenpraxis überlassen, ob und inwieweit etwaige parallele berg- und wasserrechtlichen Verfahren miteinander koordiniert werden. Das kann dazu führen, dass bergrechtliche Betriebsplanzulassungen erteilt werden, bevor die wasserrechtlichen Erlaubnisvoraussetzungen geprüft sind. Findet dennoch im Anschluss an eine Betriebsplanzulassung ein wasserrechtliches Erlaubnisverfahren statt, kann sich der Betreiber darauf berufen, dass eine Versagung der Erlaubnis nun nicht mehr in Betracht käme, da andernfalls bereits die Betriebsplanzulassung hätte versagt werden müssen.

Das Bundesverwaltungsgericht hat für die Erteilung einer Baugenehmigung parallel zu einer atomrechtlichen Aufbewahrungsgenehmigung die parallelen Genehmigungsverfahren sowohl aus der Sicht der Betreiber als auch aus der von Drittbetroffenen für unbefriedigend angesehen, weil sie das Risiko erheblicher Fehlinvestitionen begründet und Dritte im Ungewissen lässt, wogegen sie Rechtsschutz suchen müssen. Es hat erwogen, ob Baugenehmigungsverfahren und atomrechtliches Genehmigungsverfahren zumindest in der Weise zu koordinieren sind, dass die Baugenehmigung erst erteilt werden darf, wenn die atomrechtlich zuständige Behörde aufgrund einer abschließenden Prüfung der nuklearspezifischen Risiken die erforderliche Spezialgenehmigung gegeben hat. Dies wegen der nicht von der Hand zu weisenden Gefahr, dass nachträglich anzustellende Prüfungen durch bereits getätigte Investitionen faktisch vorgeprägt sind und im Interesse der Erhaltung der Verwendungsfähigkeit bereits erstellter Einrichtungen die erforderlichen Schutzmaßnahmen großzügiger beurteilt werden. Es hat jedoch von der Aufhebung der Baugenehmigung abgesehen, weil die atomrechtliche Genehmigung zwischenzeitlich erteilt worden war.³⁵

Diese Kritik des Bundesverwaltungsgerichts am Verhältnis zwischen bau- und atomrechtlichen Genehmigungsverfahren gilt in gleicher Weise für das Verhältnis zwischen berg- und wasserrechtliche Genehmigungen.

³⁵ BVerwG, Urt. v. 11.05.1989, 4 C 1/88, juris, unter 2.2.2., in BVerwGE 82, 61 ff., 73 nicht vollständig abgedruckt.

Im Industrieanlagenzulassungsrecht ist auf Grund europarechtlicher Vorgaben seit einiger Zeit eine vollständige Koordinierung der Genehmigungsaufgaben geboten, wenn bei der Zulassung eines Vorhabens mehrere zuständige Behörden mitwirken, um ein wirksames integriertes Konzept aller für diese Verfahren zuständigen Behörden sicherzustellen.³⁶

In gleicher Weise sollte auch für bergbauliche Vorhaben entweder von vornherein eine integrierte Vorhabenzulassung mit Konzentrationswirkung erfolgen. Oder es sollten zumindest alle Genehmigungsverfahren vollständig miteinander koordiniert werden, um sicherzustellen, dass rechtzeitig vor Vorhabensbeginn alle relevanten Zulassungsvoraussetzungen geprüft und alle erforderlichen Genehmigungen erteilt worden sind.

Antragsunterlagen

Eine Schwäche sowohl des bergrechtlichen als auch des wasserrechtlichen Zulassungsverfahrens für bergbauliche Vorhaben liegt darin, dass der notwendige Mindestinhalt von Antragsunterlagen nicht näher geregelt ist. Selbst die für UVP-pflichtige Vorhaben geltenden Anforderungen an die vorzulegenden Angaben gem. § 2 UVP Bergbau beschränken sich auf ein Minimum.

Dem gegenüber enthalten die §§ 2a ff. der 9. BImSchV für Industrieanlagen detaillierte Angaben über die erforderlichen Angaben. Ergänzend dazu haben die Länder zur Umsetzung der IVU-Richtlinie für das von der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung nicht konzentrierte Wasserrecht Verordnungen erlassen, die ebenfalls Anforderungen an den Inhalt der vorzulegenden Antragsunterlagen enthalten.³⁷ Diese Verordnungen sollen durch eine einheitliche Industriekläranlagen-Zulassungs- und Überwachungsverordnung (IZÜV) des Bundes ersetzt werden, in der ebenfalls Anforderungen an die Antragsunterlagen geregelt werden sollen.³⁸

Eine derartige Konkretisierung der Mindestanforderungen an die vorzulegenden Antragsunterlagen würde einen einheitlichen Vollzug des Berg- und Wasserrechts bei bergbaulichen Vorhaben erleichtern. Die Behörden wären gezwungen, das Vorhaben in der gebotenen Detaillierung zu prüfen. Sie könnten sich nicht ohne detaillierte Prüfung des konkreten Vorhabens auf einen Verweis auf die gebotene Einhaltung allgemeiner gesetzlicher Anforderungen beschränken und die Prüfung der Vereinbarkeit des Vorhabens mit diesen Anforderungen damit letztlich dem Betreiber oder späteren Maßnahmen im Rahmen der Überwachung überlassen.

³⁶ Art. 7 der IVU-Richtlinie 2008/1/EG; vgl. § 11 Satz 4 der neuen BImSchV; § 2 IVU-VO Wasser NRW, BW und Sachsen-Anhalt sowie § 2 IZÜVE.

³⁷ Vgl. die §§ 3 der IVU-VO Wasser NRW und BW sowie der Verordnung zur Regelung des Verfahrens zur Erteilung der wasserrechtlichen Erlaubnisse Sachsen-Anhalt.

³⁸ § 3 des Entwurfs der Industriekläranlagen-Zulassungs- und Überwachungsverordnung, Art. 5 der geplanten Verordnung zur Umsetzung der Richtlinie über Industrieemissionen zur Änderung der Verordnung über Immissionsschutz- und Störfallbeauftragte und zum Erlass einer Bekanntgabeverordnung vom 25.05.2012, BR-DRS 319/12, S. 59 ff.

C8.2.5 Zuständigkeiten

In Bezug auf die Zuständigkeitsregelungen ist es grundsätzlich zu begrüßen und entspricht dem modernen Umweltschutzrecht, dass die Bergbehörden überwiegend als „Zaunbehörde“ nicht nur für bergrechtliche, sondern auch für umweltschutzrechtliche Aufgaben zuständig ist.

Das entspricht der Tendenz, einer Zersplitterung der Rechtsgebiete und Zuständigkeiten entgegenzuwirken.

Problematisch ist allerdings, dass Bergbehörden weltweit eine besondere Nähe und ein besonderes Wohlwollen gegenüber den von ihnen zu überwachenden Bergbauunternehmen nachgesagt wird. Bekanntestes Beispiel dafür ist die im Zusammenhang mit der Explosion der Bohrplattform Deepwater Horizon im Golf von Mexiko am 20.04.2010 bekannt gewordene fehlende Distanz zwischen Kohlenwasserstoffunternehmen und der Aufsichtsbehörde in den USA.

Diese Erkenntnis hat dazu geführt, dass die EU-Kommission in einem aktuellen Vorschlag für eine Verordnung über die Sicherheit von Offshore-Aktivitäten zur Prospektion, Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas³⁹ besondere Anforderungen an die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten aufgenommen hat. Diese sollen geeignete Vorkehrungen treffen, um ihre Unabhängigkeit von Interessenkonflikten zwischen der Regulierung der Sicherheit des Umweltschutzes und den Aufgaben zu gewährleisten, die die wirtschaftliche Entwicklung des Mitgliedstaates, insbesondere die Vergabe von Bergbauberechtigungen und in Bezug auf die damit verbundenen Steuern und Abgaben und ihre Erhebung betreffen (Art. 19 Abs. 1 des Vorschlags). In einem separaten Anhang ist eine Reihe von Grundsätzen vorgesehen (Art. 19 Abs. 3 i.V.m. Anhang III des Vorschlags). Diese Anforderungen waren naturgemäß in den Beratungen des Rates ein zentrales Thema, wurden aber von der EU-Kommission in Anbetracht der Erkenntnisse aus dem Unfall der Deepwater Horizon als besonders wichtig („of the highest importance to implement“) angesehen.⁴⁰ Es bleibt also abzuwarten, wie die endgültige Regelung aussehen wird. Die Haltung der EU-Kommission bestätigt aber die oben dargestellte Grundtendenz.

Diese Anforderungen würde die Bergverwaltung auch in den deutschen Bundesländern regelmäßig nicht erfüllen. Die Bergbehörden sind in aller Regel dem Geschäftsbereich der Wirtschaftsministerien zugeordnet, zu deren Aufgabenbereich die Wirtschaftsförderung zählt. Dagegen ist die umwelt- und arbeitsschutzrechtliche Überwachung anderer Gewerbe- und Industriebetriebe (mit Ausnahme der Landwirtschaft) dem Geschäftsbereich der Arbeitsschutz- und Umweltministerien zugewiesen. In Niedersachsen ist die Bergbehörde zwar mit wasserrechtlichen Aufgaben betraut untersteht insoweit aber gleichwohl noch nicht einmal der Aufsicht des NMU als Oberster Wasserbehörde.

³⁹ Vom 27.10.2011, KOM (2011) 688 endg.

⁴⁰ Vgl. S. 7 der Pressemitteilung zur Ratssitzung vom 15.06.2012 und S. 4 f. des dort in Bezug genommenen Ratsdokumentes.

Die organisatorische Trennung der Bergbehörden von anderen Umweltbehörden dürfte auch dazu beigetragen haben, dass die Bergbehörden umweltrechtliche Anforderungen in der Vergangenheit nur zögerlich und unter Inanspruchnahme eigenständiger Auslegungskriterien angewandt haben. Dafür spricht das Tongruben-Urteil des Bundesverwaltungsgerichts aus dem Jahr 2005. Im vorangegangenen Verfahren war die Bergbehörde davon ausgegangen, dass bodenschutzrechtliche Anforderungen durch vorrangiges Bergrecht verdrängt wird und nur gemeinschädliche Einwirkungen, die eine ganz erhebliche Gefahrenschwelle überschreiten würden, zulassungsrelevant sind. Umweltauswirkungen unterhalb dieser Schwelle wären dementsprechend bei bergbaulichen Vorhaben hinzunehmen. Dem ist das Bundesverwaltungsgericht entgegen getreten und hat klargestellt, dass bergbauliche Vorhaben über die Öffnungsklausel des § 48 Abs. 2 BBergG uneingeschränkt auch umweltrechtliche Anforderungen erfüllen müssen.⁴¹

Auch wenn die Bergbehörden in Folge dieser Rechtsprechung umweltrechtlichen Anforderungen inzwischen in gebotener Weise berücksichtigen und entsprechende Sachkompetenz aufgebaut haben, kann für die übergeordneten Wirtschaftsministerien nicht angenommen werden, dass sie über eine vergleichbare umweltfachliche und umweltrechtliche Kompetenz verfügen wie die Umweltministerien.

Die vielfach festzustellenden Vorbehalte gegen die bergrechtlichen Regelungen und die Überwachungspraxis der Bergbehörden bestätigen das. So hat vor kurzem jede Oppositionsfraktion des Deutschen Bundestages eine eigene Initiative zur Anpassung bzw. Novellierung des Bergrechts eingebracht, hierzu erfolgte vor kurzem eine Sachverständigenanhörung im Bundestag.⁴² Im Zusammenhang mit Fracking geriet das niedersächsische LBEG wegen der Zulassungs- und Überwachungspraxis von Lagerstättenwasserleitungen⁴³ und Verflechtungen eines leitenden Beamten mit Unternehmen der Branche⁴⁴ in die Kritik.

Gerade für gesellschaftlich besonders umstrittene Vorhaben wie das Fracking kommt dem Vertrauen der Bevölkerung in die sorgfältige und unabhängige Prüfung und Überwachung der Umweltauswirkungen durch die zuständigen Behörden besondere Bedeutung zu. Wenn dieses Vertrauen fehlt, wird sich schon für die eingehende Untersuchung der Umweltauswirkungen in Pilotvorhaben kaum eine ausreichende gesellschaftliche Akzeptanz erreichen lassen.

⁴¹ BVerwGE 123, 247, 253 ff. (Tongrube), dazu Abschn. B1.1.3 und B1.3.

⁴² Vgl. den Bericht zur Sachverständigenanhörung des Wirtschaftsausschusses vom 13.06.2012, BT-Drs. 17/10182, S. 8 f.

⁴³ Vgl. hierzu die Beantwortung der Anfrage LT-Drs. 16/3452 in der 102. Plenarsitzung des Niedersächsischen Landtags vom 17.03.2011, PlProt. 16/102, S. 12969 ff., und die einschlägigen Pressemeldungen des LBEG, z.B. vom 07.05.2012 und vom 12.01.2012, unter www.lbeg-niedersachsen.de.

⁴⁴ Vgl. den Beitrag der Hannoverschen Allgemeinen Zeitung vom 27.04.2012, im Internet unter <http://www.haz.de/Nachrichten/Der-Norden/Uebersicht/Interessenkollision-im-Landesbergamt>.

Deshalb empfehlen wir, die umwelt- und sicherheitsrechtliche Genehmigung und Überwachung bergbaulicher Vorhaben insgesamt dem Geschäftsbereich der Umweltministerien zuzuordnen.

Damit würde die historische Entwicklung der Zuständigkeiten im Industriebauzulassungsrecht nachvollzogen und zugleich abgekürzt:

Die Entwicklung des Umweltrechts ist eng damit verbunden, dass in den 1970er Jahren die Genehmigung von Industriebauanlagen aus dem allgemeinen Gewerberecht⁴⁵ herausgelöst und dem damals neuen Bundes-Immissionsschutzgesetz⁴⁶ geregelt wurde.

Nach dieser Neuregelung stand bei der Zulassung von gewerblichen und Industriebauanlagen der Umweltschutz im Vordergrund. Andere Aspekte der öffentlichen Sicherheit, insbesondere der Arbeitsschutz, wurden im Wege einer Konzentrationswirkung in der Genehmigungsverfahren integriert (vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 2, § 13 BImSchG).

Damit einher ging ein Wechsel der Ressortzuständigkeiten von den für das Gewerberecht zuständigen Wirtschaftsministerien zunächst zu den Innenministerien und später zu den neu gegründeten Umweltministerien. Ziel war es, die Zuständigkeiten für Wirtschaftsförderung und der Überwachung wirtschaftlicher Betätigung auf höchster Ebene zu trennen. Sowohl die Änderung des Rechtsrahmens als auch die Änderung der Ressortzuständigkeit führte zu einer Sensibilisierung für Fragen des Umweltschutzes und zu einem Kompetenzaufbau für Umweltschutz in den Genehmigungsbehörden. Zugleich führte die Zersplitterung des Umweltrechts in Immissionsschutz-, Wasser-, Naturschutz- und Abfallrecht zu neuen Problemen.

Seit den 1980er Jahren ist das deutsche Umweltrecht zunehmend stärker vom europäischen Umwelt- und Industriebauzulassungsrecht geprägt. Schon mit der UVP-Richtlinie 85/337/EWG von 1985 und verstärkt durch die IVU-Richtlinie 96/61/EG von 1996 rückte der Gedanke des integrierten, medienübergreifenden Umweltschutzes in den Vordergrund. Seitdem werden auf europäischer Ebene Informationen über die besten verfügbaren Techniken für die unter diese Richtlinie fallenden Anlagen aufbereitet.

Vorläufiger Endpunkt dieser Entwicklung ist die Richtlinie 2010/75/EU über Industrie Emissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung), die bis zum 07.01.2013 in nationales Recht umgesetzt werden.⁴⁷

⁴⁵ §§ 16 ff. GewO a.F.

⁴⁶ Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umweltauswirkungen durch Luftverunreinigung, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG) vom 15.03.1974, BGBl. I S. 721 ff.

⁴⁷ Vgl. dazu den Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinien von Industrieemissionen vom 25.05.2012, BR-DRS 314/12, und den Entwurf einer Verordnung zur Umsetzung der Richtlinie über Industrieemissionen, zur Änderung der Verordnung über Emissionsschutz und Störfallbeauftragte und zum Erlass einer Bekanntgabeverordnung vom 25.05.2012, BR-DRS 319/12.

Dieser Entwicklung folgend sind die verschiedenen umweltrechtlichen, teilweise auch arbeitsschutzrechtlichen Zuständigkeiten inzwischen häufig wieder bei einer Behörde vereint. Die Genehmigungsbehörden sind heute ähnlich wie früher wieder umfassend(er) für die sicherheits- und umweltrechtliche Aufsicht zuständig, aber primär den Umweltministerien unterstellt. Das gilt beispielsweise in Niedersachsen für die Gewerbeaufsichtsämter, die bei gewerblichen und Industrieanlagen für Aufgaben des Umweltschutzes zuständig sind und primär der Dienst- und Fachaufsicht des Umweltministeriums, in Angelegenheiten des Arbeitsschutzes aber der Fachaufsicht des Sozialministeriums unterstellt sind.⁴⁸

Am Bergrecht ging diese Entwicklung weitgehend vorbei. Änderung und Vollzug des Bundesberggesetzes blieben überwiegend in der Ressortzuständigkeit der Wirtschaftsministerien des Bundes und der Länder, wenngleich die zumindest über § 48 Abs. 2 BBergG anwendbaren umweltrechtlichen Regelungen auch für bergbauliche Vorhaben zentrale Bedeutung erlangt haben.

Dem Interesse eines integrierten und effizienten Umweltschutzes wäre damit am besten Rechnung getragen, wenn es bei der Zuständigkeitskonzentration für umwelt-, arbeitsschutz- und spezifisch bergsicherheitsrechtlichen Anforderungen der Bergbehörde bliebe, diese aber wie die Genehmigungsbehörden für Industrieanlagen den Umweltministerien unterstellt und von den wirtschaftsfördernden Aufgaben der Wirtschaftsministerien organisatorisch und funktional getrennt würden.

C8.2.6 Regelungsebene

Die hier vorgeschlagenen Handlungsempfehlungen können auf ganz unterschiedlichen Rechtsetzungs- und Vollzugsebenen umgesetzt werden:

Die Neuregelung der UVP-Pflicht von Fracking-Vorhaben müsste nach der geltenden Systematik durch Verordnung des Bundesministeriums für Wirtschaft im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt und mit Zustimmung des Bundesrates durch Änderung der UVP-V Bergbau umgesetzt werden (§ 57c Satz 1 BBergG). Im Sinne einer einheitlichen Umsetzung und Anwendung des UVP-Rechts wäre es freilich besser, die Regelungen zur Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben ebenso wie diejenigen aller anderen Vorhaben auch außerhalb der Ressortzuständigkeit des BMU im UVPG zu regeln.

Für alle übrigen Empfehlungen kommt die gesamte Bandbreite an Regelungen vom Bundesgesetz bis zu berg- und/oder wasserbehördlichen Erlassen in Betracht. Für die grundlegende und umfassende optimale Gewährleistung der Einhaltung umweltrechtlicher Anforderungen bei bergbaulichen Vorhaben wäre es optimal, das Bundesberggesetz insgesamt oder jedenfalls die für die Gefahren- und Umweltvorsorge relevanten Regelungen der Betriebsplanzulassung ähn-

⁴⁸ Nr. 3.1.1 des Beschlusses der Landesregierung vom 13.07.2004 zur Verwaltungsmodernisierung; Organisations- und Standortentscheidungen im Geschäftsbereich des MU; vgl. auch die Dienstanweisung für die staatlichen Gewerbeaufsichtsämter in Niedersachsen, gemeinsamer Runderlass des MU und des MS vom 09.06.2009.

lich wie früher das Anlagenzulassungsrecht des Gewerberechts in das Umweltrecht und damit die Zuständigkeit der Umweltministerien zu überführen. Wie im Bereich des Industrieanlagenzulassungsrechts sprechen auch und gerade im Bergrecht viele Gründe für einheitliche, medienübergreifende, integrierte Vorhabenzulassungen auch unterhalb der Schwelle der UVP-Pflicht, wie sie für Industrieanlagen durch den Erlass eines einheitlichen Umweltgesetzbuches geplant war.

Ohne Gesetzesänderung könnten wesentliche Aspekte der Handlungsempfehlungen durch Rechtsverordnungen umgesetzt werden. Optimal wäre eine integrierte, auf Berg- und Wasserrecht gestützte Rechtsverordnung, die berg- und wasserrechtliche Verfahrensanforderungen und materielle Anforderungen an Fracking-Vorhaben einheitlich und umfassend regelt. Anbieten würde sich insoweit eine Ergänzung der BVOT um die wasserrechtlichen Aspekte. Soweit diese Vorhaben und Vorhaben zur Verpressung des Flowback sich von anderen Bohrungen unterscheiden, könnten dafür besondere Regelungen ergänzt werden.

Zur Umsetzung einer derart integrierten berg- und wasserrechtlichen Regelung für Tiefbohrungen können die Landesregierungen oder durch sie ermächtigte andere Stellen eine entsprechende Änderungsverordnung erlassen (§ 68 Abs. 1 BBergG, § 23 Abs. 3 WHG). Stattdessen könnten die BVOT der Länder durch eine einheitliche Bundesverordnung ersetzt werden (§ 68 Abs. 2 Nr. 3 und Abs. 3 BBergG, § 23 Abs. 1 WHG).

Separate wasserrechtliche Regelungen können ebenfalls entweder auf Landes- oder auf Bundesebene getroffen werden. Zu beachten ist lediglich, dass die bundesrechtliche Ermächtigung der Länder zum Erlass von Rechtsverordnungen in § 23 Abs. 3 WHG nicht gilt, soweit die Bundesregierung von ihrer Verordnungsermächtigung Gebrauch gemacht hat. Auf Landesebene dürfen also nur Regelungen getroffen werden, soweit die Grundwasserverordnung des Bundes dazu keine entsprechende Regelung getroffen hat.

Schließlich können die Handlungsempfehlungen des Gutachtens auch ohne Änderung von Gesetzes- oder Ordnungsrecht durch Richtlinien und/oder Erlasse der jeweils zuständigen Behörden auf unterschiedlicher Behördenstufe geregelt werden. Das ist insbesondere sinnvoll, solange sich keine Regelung durch Gesetz oder Rechtsverordnung abzeichnet. Die Vollzugsbehörden sollten daher sicherstellen, dass ihre Entscheidungen über Fracking-Vorhaben nicht von Fall zu Fall isoliert getroffen werden, sondern zumindest parallel zu den Entscheidungen im Einzelfall generelle Standards entwickelt werden.

Für die erforderlichen Klarstellungen zur Anwendung des Wasserhaushaltsgesetzes insbesondere zum Grundwasserbegriff und der Erlaubnisbedürftigkeit sollte zumindest ein Erlass oder eine klare rechtliche Positionierung der zuständigen Landesumweltministerien als oberste Wasserbehörden der Länder erfolgen.

C9 Quellennachweis

- ahu AG / IWW / BRENK SYSTEMPLANUNG (2012): Gutachten mit Risikostudie zur Exploration von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt, insbesondere die öffentliche Trinkwassergewinnung. – Gutachten im Auftrag des Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes NRW.
- BAKER HUGHES M275 (2011): Safety data sheet of product M275. Conforms to Regulation (EC) No. 1907/2006 (REACH), Annex II – United Kingdom. Date of issue/Date of revision: 19.04.2011.
- BGR (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 56 S., Hannover.
- BMU (2010): Sicherheitsanforderungen an die Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle
- BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2009): Entwurf einer Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährlichen Stoffen, http://www.bmu.de/gesetze_verordnungen/anhoerungen/doc/45410.php (03.05.2012).
- BNK Deutschland GmbH (2012): Präsentation von Herrn Angerer und Herr Wehmeyer, BNK Petroleum, Inc. & BNK Deutschland GmbH, Frankfurt am Main, gehalten am IWW Zentrum Wasser, Mülheim an der Ruhr, 07.02.2012.
- BR ARNSBERG (2011a): Erdgasprobefahrungen 1995: Alle vorhandenen Informationen offengelegt. Pressemitteilung vom 12.04.2011, http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/presse/2011/04/055_11/index.php (04.01.2012).
- BR ARNSBERG (2011b): Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Erkundungsmaßnahmen der CONOCO Mineralöl GmbH in den Jahren 1994 – 1997. Abteilung 6 Bergbau und Energie in NRW, Aktenzeichen: 61.01.25-2010-9.
- EC TGD, European Commission Technical Guidance Document (2003): Technical Guidance Document in support of Commission Directive 93/67/EEC on Risk Assessment for new notified substances, Commission Regulation (EC) No 1488/94 on Risk Assessment for existing substances and Directive 98/9/EC of the European Parliament and of the Council concerning the placing of biocidal products on the market, Part II. European Commission Joint Research Centre, European Chemicals Bureau, Institute for Health and Consumer Protection, Italy http://ihcp.jrc.ec.europa.eu/our_activities/public-health/risk_assessment_of_Biocides/doc/tgd (02.05.2012).
- ECHA, European Chemicals Agency (2008): Guidance on information requirements and chemical safety assessment. Chapter R.10: Characterisation of dose [concentration]-response for environment, http://echa.europa.eu/documents/10162/13632/information_requirements_r10_en.pdf (03.04.2012).
- ECHA, European Chemicals Agency (2012): C&L Inventory database and Registered Substances Database. Helsinki, Finnland, <http://echa.europa.eu/web/guest/information-on-chemicals> (03.04.2012).
- Economides, M. J. & Nolte, K. G. (2000): Reservoir Stimulation. 3. United Kingdom : Wiley and Sons Ltd., 2000. ISBN 978-0471491927.
- EWERS, U.; FRIMMEL, F.; GORDALLA, B. (2012): Beurteilung der Toxizität der beim hydraulischen Fracking eingesetzten Additive im Hinblick auf das Grundwasser und Trinkwasser. Gutachten im Rahmen des Informations- und Dialogprozesses der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglich-

lichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung. http://dialog-erdgasundfrac.de/files/Humantoxikologie_GutachtenEndversion.pdf (01.06.2012).

EXXONMOBIL, Exxonmobil Central Europe Holding GmbH (2011): Protokoll zur Befragung von Fracking-Experten durch den neutralen Expertenkreis am 10. Oktober 2011, http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/2011-10-10_SR_Protokoll_Expertenbefragung.pdf (04.01.2012).

EXXONMOBIL, Exxonmobil Central Europe Holding GmbH (2012): Frack-Flüssigkeiten, http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic_fracturing/Frack-fluessigkeiten/index.html (04.01.2012), ergänzt durch persönliche Mitteilungen von Herrn Dr. Kassner, ExxonMobil Production Deutschland GmbH.

FEHLER, M. (1989): Stress control of seismicity patterns observed during hydraulic fracturing experiments at the Fenton Hill Hot Dry Rock Geothermal Energy Site, New Mexico: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts, 26, no. 3–4, 211–219. doi: 10.1016/0148-9062(89)91971-2

GESTIS, Gefahrstoffinformationssystem der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (2012): GESTIS-Stoffdatenbank, <http://www.dguv.de/ifa/de/gestis/stoffdb/index.jsp> (23.04.2012).

Goodman, M. (2012): Waterless Fracking Method Targets Natural Gas Industry's Gaze. www.cbslocal.com. [Online] 12. Januar 2012. [Zitat vom: 7. Februar 2012.] <http://dfw.cbslocal.com/2012/01/12/waterless-fracking-method-target-for-natural-gas-industrys-gaze/>.

Green, C. A.; Styles, P.; Baptie, B. J. 2012. Preese Hall Shale Gas Fracturing - Review & Recommendations for Induced Seismic Mitigation. s.l. : UK Department of Energy and Climate Change, 2012. <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/meeting-energy-demand/oil-gas/5055-preese-hall-shale-gas-fracturing-review-and-recomm.pdf>.

GSBL, Gemeinsamer Stoffdatenpool Bund/Länder (2012): Datenbank GSBLpublic, <http://www.gsbl.de/> (23.04.2012).

GtV (2010): Induzierte Seismizität - Position des GtV Bundesverband Geothermie e.V. s.l. : GtV-Bundesverband Geothermie e.V., 2010. http://www.geothermie.de/uploads/media/GtV_Positionspapier_Seismizitaet_070710_01.pdf.

HALLIBURTON GBW-3 (2010): Sicherheitsdatenblatt GBW-3. Revisionsdatum: 04.01.2010.

HALLIBURTON GBW-30 (2011): Sicherheitsdatenblatt GBW-30. Revisionsdatum: 28.03.2011.

HALLIBURTON HYG-3 (2010): Sicherheitsdatenblatt HYG-3. Revisionsdatum: 30.11.2010.

HALLIBURTON K-34 (2010): Sicherheitsdatenblatt K-34. Revisionsdatum: 17.11.2010.

HALLIBURTON KCL (2010): Sicherheitsdatenblatt KCL Potassium Chloride. Revisionsdatum: 17.11.2010.

HALLIBURTON SSO-21M winterized (1995): Sicherheitsdatenblätter SSO-21M winterized. Revisionsdatum: 27.09.1995 und 30.10.1995.

HALLIBURTON WG-11 (2010): Sicherheitsdatenblatt WG-11 Gelling Agent. Revisionsdatum: 19.11.2010.

- HANISCH, B.; ABBAS, B.; KRATZ, W. (2002): Ökotoxikologische Bewertung von Humanarzneimitteln in aquatischen Ökosystemen. Studien und Tagungsberichte, Band 39. Landesumweltamt Brandenburg, Potsdam.
- HSDB, Hazardous Substances Data Bank (2012), U.S. National Library of Medicine, National Institutes of Health, Health & Human Services, <http://toxnet.nlm.nih.gov/cgi-bin/sis/htmlgen?HSDB> (18.06.2012).
- IUCLID, International Uniform Chemical Information Database (2000): Herausgegeben von European Commission - European Chemicals Bureau, Ispra, Italien, <http://esis.jrc.ec.europa.eu/> (23.04.2012).
- LANDMANN & ROHMER (2012): Umweltrecht. Kommentar. 63. Ergänzungslieferung, Dezember 2011. München.
- LAWA, Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (2004): Ableitung von Geringfügigkeitsschwellen für das Grundwasser, http://www.lawa.de/documents/GFS-Bericht-DE_a8c.pdf (13.04.2012).
- M-I SWACO MB-5111 (2011): Sicherheitsdatenblatt MB-5111. Überarbeitet am 28.09.2011.
- MURRILL, B. J.; VANN, A. (2012): Hydraulic Fracturing: Chemical Disclosure Requirements. Congressional Research Service, prepared for Members and Committees of Congress, R42461, <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42461.pdf> (22.05.2012).
- Nami, P., Schellschmidt, R., Schindler, M., Tischner, T. (2008): Chemical stimulation operations for reservoir development of the deep crystalline HDR/EGS system at Soultz-sous-Forets (France), Proceedings Stanford Geothermal Workshop, Stanford, USA.
- Pylypenko, V. V.; Manko, I. K.; Zapol'sky, L. G.; Dolgoplov, S. I. & Nikolayev, O. D. (2005): *High-frequency downhole hydrovibrator for enhancing the effectiveness of drilling hard and super hard formations*. Houston, TX : American Association of Drilling Engineers, 2005. AADE-05-NTCE-26.
- 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 Informations- und Dialogprozess über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking Technologie für die Erdgasgewinnung, <http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/Gutachten%20zur%20Abwasserentsorgung%20und%20Stoffstrombilanz%20ISAH%20Mai%202012.pdf> (17.05.2012).
- SCHLUMBERGER F112 (2011): Sicherheitsdatenblatt (Generisch EU) gemäß Verordnung (EG) Nr. 1907/2006. Surfactant F112. Überarbeitet am 30.03.2011.
- SCHLUMBERGER J313 (2008): Sicherheitsdatenblatt (Generisch EU) nach EG-Richtlinie 2001/58/EG. Water Friction-Reducing Agent J313. Überarbeitet am 17.12.2008.
- SCHLUMBERGER J568 (2007): Sicherheitsdatenblatt (Generisch EU) according to EC Directive 2001/58/EC. Gelling Agent J568. Revision Date 06.03.2007.
- SCHLUMBERGER L064 (2005): Sicherheitsdatenblatt (Generisch EU) nach EG-Richtlinie 2001/58/EG. Temporary Clay Stabilizer L64. Überarbeitet am 21.10.2005.
- SCHLUMBERGER L071 (2011): Sicherheitsdatenblatt (Generisch EU) gemäß Verordnung (EG) Nr. 1907/2006. L071 Temporary Clay Stabilizer. Überarbeitet am 15.06.2011.

- SCHMITT-JANSEN, M.; AULHORN, S.; FAETSCH, S.; RIEDL, J.; ROTTER, S.; ALTENBURGER, R. (2012): Ökotoxikologische Beurteilung von beim hydraulischen Fracking eingesetzten Chemikalien. Gutachten im Rahmen des Informations- und Dialogprozesses der ExxonMobil Production Deutschland GmbH über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung, <http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/Gutachten-Oekotoxikologie.pdf> (17.05.2012).
- SCHOLLES, F. (2001): Die Präferenzmatrix, Der Relevanzbaum sowie Die Ökologische Risikoanalyse und ihre Weiterentwicklung. In: FÜRST, D. und SCHOLLES, F. (Hrsg.): Handbuch Theorien + Methoden der Raum- und Umweltplanung. Dortmund: Dortmunder Vertrieb für Bau- und Planungsliteratur. 407 Seiten.
- Schulte, T.; Zimmermann, G.; Vuataz, F.; Portier, S.; Tischner, T.; Junker, R.; Jatho, R. & Huenges, E. (2010): Enhancing Geothermal Reservoirs. [Hrsg.] Ernst Huenges. Geothermal Energy Systems. Weinheim : Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2010.
- Siratovich, P., Homuth, S., Björnsson, A., Sass, I. (2011): Thermal Stimulation of Geothermal Reservoirs and Laboratory Investigation of Thermally Induced Fractures.- GRC Transactions, Vol. 35, 2011 GRC Annual Meeting, San Diego, California, USA. WARPINSKI, N. (2009): Microseismic Monitoring: Inside and Out. J. Pet. Tech. 61 (11): 80-85. SPE- 118537-MS. doi: 10.2118/118537-MS.
- SORAGHAN, M. (2010): In Fracking Debate, 'Disclosure' Is in the Eye of the Beholder. New York Times, 21.06.2010, <http://www.nytimes.com/gwire/2010/06/21/21greenwire-in-fracking-debate-disclosure-is-in-the-eye-of-19087.html?pagewanted=all> (28.03.2012).
- UBA, Umweltbundesamt (2003): Bewertung der Anwesenheit teil- oder nicht bewertbarer Stoffe im Trinkwasser aus gesundheitlicher Sicht. Empfehlung des Umweltbundesamtes nach Anhörung der Trinkwasserkommission des Bundesministeriums für Gesundheit, <http://www.umweltbundesamt.de/wasser/themen/downloads/trinkwasser/Empfehlung-Nicht-bewertbare-Stoffe.pdf> und Bundesgesundheitsbl - Gesundheitsforsch - Gesundheitsschutz 46, 249–251.
- UBA, Umweltbundesamt (2008): Einstufung von Stoffen und Gemischen in Wassergefährdungsklassen gemäß der Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe (VwVwS) vom 17.05.1999 und der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Änderung der VwVwS vom 27.07.2005 – Leitfaden für Selbstestein-fer, www.umweltbundesamt.de/wgs/archiv/einstuf.pdf (31.04.2012).
- UBA, Umweltbundesamt (2009): Datenbank Rigoletto, <http://webriigoletto.uba.de/rigoletto/public/welcome.do> (13.04.2012)
- UBA, Umweltbundesamt (2011a): Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland - Stand Dezember 2011, http://www.umweltbundesamt.de/chemikalien/publikationen/stellungnahme_fracking.pdf (04.01.2012).
- UBA, Umweltbundesamt (2011b): REACH: Erster Erfolg gegen hormonähnlichen Stoff. Presseinformation Nr. 61/2011, http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-presse/2011/pdf/pd11-061_reach_erster_erfolg_gegen_hormonaehnlichen_stoff.pdf (04.04.2012).

- UBA, Umweltbundesamt (2012): ETOX-Datenbank: Informationssystem Ökotoxikologie und Umweltqualitätsziele. Umweltbundesamt, Fachgebiet IV 2.4, Wassergefährdende Stoffe – Ökotoxikologielabor, Umweltbundesamt Dessau-Roßlau, <http://webetox.uba.de/webETOX/index.do> (02.04.2012).
- US EPA, U. S. Environmental Protection Agency (2011): Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, November 2011, http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/hf_study_plan_110211_final_508.pdf (04.01.2012).
- US EPA, U. S. Environmental Protection Agency (2012): ECOTOX-Database. U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development and the National Health and Environmental Effects Research Laboratory's Mid-Continent Ecology Division, <http://cfpub.epa.gov/ecotox/> (02.04.2012).
- WARPINSKI, N. (2009): Microseismic Monitoring: Inside and Out. J. Pet. Tech. 61 (11): 80-85. SPE- 118537-MS. doi: 10.2118/118537-MS.
- WEG (2006): Leitfaden Futterrohrberechnung. Technische Regel. s.l. : Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., 2006.
- Westdeutsche Allgemeine Zeitung vom 11.10.2011. Exxon will mit Fracking weniger Chemie, <http://www.derwesten.de/unresolved/exxon-will-mit-fracking-weniger-chemie-id5152812.html> (03.06.2012).

TEIL D: HANDLUNGS- UND VERFAHRENSEMPFEHLUNGEN

D1 Vorbemerkung

Die folgenden Handlungs- und Verfahrensempfehlungen bauen auf den Ergebnissen unserer Untersuchungen auf, die in den vorangegangenen Teilen beschrieben sind. In diesem Zusammenhang sei noch einmal auf die wichtigsten Punkte hingewiesen:

Nach aktuellen Schätzungen (BGR 2012) wird die technisch gewinnbare Gasmenge (Annahme: 10 % des Gas in Place (GIP) sind technisch gewinnbar) aus Schiefergas-Lagerstätten in Deutschland mit ca. 700 bis 2.300 km³ angesetzt. Für Kohleflözgas-Vorkommen wird das GIP mit > 3.000 km³ abgeschätzt (BGR 2012, GD NRW 2011), eine Analyse der technischen Gewinnbarkeit der Kohleflözgas-Vorkommen in Deutschland erfolgte bislang nicht. Der Großteil der in Deutschland bekannten Kohlenwasserstoffprovinzen wird bereits über genehmigte bzw. bereits beantragte Aufsuchungsfelder für konventionelle und unkonventionelle Öl- und Gasvorkommen abgedeckt. Bewilligungen zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Schiefergas- und Kohleflözgas-Vorkommen sind nach unseren Informationen noch nicht erteilt. Konkrete Planungen, wie eine solche Gewinnung aussehen könnte, liegen uns nicht vor.

Zur Beurteilung der mit Fracken verbundenen Risiken waren wir angewiesen auf die umfangreiche internationale Literatur (z.B. US EPA 2004, US EPA 2011, Tyndall Centre 2011) sowie den Informationen der hiesigen nationalen Behörden und Betreiberfirmen. Umfangreiche Erfahrungen in Deutschland mit Fracken sind in Tight Gas-Vorkommen (in erster Linie in Niedersachsen) vorhanden; nach unseren Informationen erfolgte dort bislang jedoch keine systematische Erfassung über Art, Menge, Verhalten und Verbleib der eingesetzten Stoffe und keine gezielte und systematische Überwachung der Umweltauswirkungen.

Unkonventionelle Erdgas-Vorkommen sind Teil größerer Geosysteme, die sich hinsichtlich ihrer Geologie und Hydrogeologie unterscheiden. Dies macht lokal spezifische Erkundungen und Gewinnungsstrategien notwendig, die jeweils auch in Bezug auf ihre Umweltauswirkungen und Risiken differenziert zu bewerten sind. Die im Teil A beschriebenen Unterschiede in den geologischen und hydrogeologischen Randbedingungen der in Deutschland vorhandenen bzw. vermuteten unkonventionellen Erdgaslagerstätten können auch eine differenzierte Vorgehensweise bei der Genehmigung und Erschließung von Tight Gas-, Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten erfordern.

Fracking-spezifische Aspekte im Hinblick auf die zum Einsatz kommenden Techniken, die einer näheren Betrachtung bedürfen, sehen wir insbesondere bei den Vorgaben für die Bohrplatzgestaltung (Einzel- oder Cluster-Bohrplätze), in der Modellierung, Steuerung und Überwachung der Rissausbreitung sowie in der Langzeitintegrität der Bohrung (Zementation und Casing).

In Frack-Fluiden wurde bislang eine große Bandbreite verschiedener chemischer Additive eingesetzt, von denen einige aus öko- und humantoxikologischer Sicht bedenkliche Eigenschaften aufweisen. Eine Bewertung von drei in Deutschland bereits in verschiedenen Lagerstättentypen eingesetzten Fluiden kommt zu dem Ergebnis, dass diese ausgewählten Fluide ein hohes bzw. ein mittleres bis hohes Gefährdungspotenzial aufweisen. Auch für zwei weiterentwickelte Frack-Fluide, die uns von Betreiberseite genannt wurden, ist v.a. aufgrund der hohen Einsatz-

konzentration eines Biozids und dessen lückenhafter Bewertungsgrundlage von einem hohen Gefährdungspotenzial auszugehen. Gegenwärtige Entwicklungsarbeiten u.a. zur Reduktion der Anzahl der eingesetzten Additive, zur Substitution von sehr giftigen, kanzerogenen, mutagenen sowie reproduktionstoxischen Stoffen und zur Reduktion bzw. zum Ersatz von Biozid-Wirkstoffen weisen auf potenzielle Fortschritte in der Entwicklung umweltverträglicher Frack-Fluide hin, deren Realisierbarkeit bzw. Einsatzreife von den Gutachtern jedoch gegenwärtig nicht bewertet werden kann. Der Hinweis auf eine mögliche Verringerung der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide durch Verdünnungen mit salinaren Grundwasser entlang von Fließpfaden im Untergrund ist in diesem Zusammenhang aus unserer Sicht nicht zielführend, da das Formationswasser selbst erhebliche Gefährdungspotenziale aufweisen können.

Der nach dem Fracking zu Tage geförderte Flowback setzt sich aus Frack-Fluid und Formationswässern sowie möglichen Reaktionsprodukten zusammen. Der Flowback kann ein erhebliches Gefährdungspotenzial aufweisen. Die auch in Deutschland gängige Praxis der Entsorgung des Flowback durch Verpressung in „geeignete durchlässige Schichten“ (Disposal) in den Untergrund kann aus unserer Sicht ebenfalls mit Risiken für das Grundwasser und die Umwelt verbunden sein.

Im Zusammenwirken mit entsprechenden technischen und geologischen Wirkungspfaden können die stofflichen Gefährdungspotenziale zu Risiken für die Umwelt werden. Wir haben festgestellt, dass es in den verschiedenen Geosystemen mehrere solcher Wirkungspfade geben kann. Eine belastbare Datenbasis, auf deren Grundlage wir die Besorgnis einer Gefährdung der oberflächennahen Wasservorkommen sicher ausschließen können, haben wir derzeit nicht. Auch die entsprechenden Werkzeuge und Methoden (z.B. numerische Grundwassermodelle) können aufgrund der lückenhaften Datenbasis gegenwärtig nur überschlägige Ergebnisse liefern.

Zu einer fundierten Beurteilung der Risiken und zu deren technischer Beherrschbarkeit fehlen aus unserer Sicht viele und grundlegende Informationen. Dazu gehören z.B. Kenntnisse des Aufbaus und der Eigenschaften der tiefen Geosysteme (Durchlässigkeiten, Potenzialdifferenzen), die Identität der eingesetzten Frack-Additive und Daten zu deren chemischen und toxikologischen Eigenschaften. Für diese Informations- und Datendefizite gibt es mehrere Ursachen: (a) Informationen und Daten sind nicht (frei) zugänglich, (b) Informationen und Daten sind bisher nicht ausgewertet und/oder (c) es bestehen Wissenslücken, die nur durch weitere Untersuchungen und Forschung zu schließen sind.

Rechtliche Anforderungen an Fracking-Vorhaben in Bezug auf den Grundwasserschutz ergeben sich aus dem Berg- und Wasserrecht. Das Wasserrecht verlangt die Prüfung, ob beim Fracking-Vorgang sowie beim Verpressen des Flowback die Besorgnis nachteiliger Grundwasserveränderungen ausgeschlossen werden kann. Dazu ist ein wasserrechtliches Erlaubnisverfahren durchzuführen. Wegen des Anwendungsvorrangs der UVP-Richtlinie vor der UVP V-Bergbau muss bei allen Fracking-Vorhaben schon jetzt eine Vorprüfung des Einzelfalls, ob eine UVP erforderlich ist, durchgeführt werden. Die bisherige Praxis weist hier Vollzugsdefizite auf. Regulatorische Defizite bestehen im Hinblick auf die Umsetzung der Anforderungen der UVP-Richtlinie und im Hinblick auf Unsicherheiten bei der Anwendung des Wasserrechts (Grundwasserbegriff, Erlaubnisbedürftigkeit, Erlaubnisfähigkeit).

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Stimulation im Rahmen der Erschließung tiefer geothermischer Reservoirs hier nicht behandelt wurde und dass deshalb unsere Empfehlungen nicht ohne Weiteres auf entsprechende Stimulationsmaßnahmen für die Geothermie angewandt werden können.

D2 Übergreifende Empfehlungen

Angesichts der beschriebenen Ausgangssituation kommen wir auf Grundlage unserer Auswertungen zu folgenden übergreifenden Empfehlungen:

(2.1) Eine belastbare Risikoanalyse für Vorhaben zur Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten ist nur möglich, wenn neben lagerstättenkundlichen Informationen zu den Erdgas-Vorkommen insbesondere auch belastbare Informationen zu den Geosystem (und potenziellen Wirkungspfaden) vorliegen. Wir empfehlen deshalb, die Erkundung der Erdgas-Vorkommen mit der Erkundung der Geosysteme zu verbinden, um die standortspezifischen Informationen in einen größeren, regionalen Rahmen zu stellen. Aus unserer Sicht sollte es eine Selbstverständlichkeit werden, dass sich Bergbehörden und Erdgas-Unternehmen hinsichtlich der erforderlichen Informationen abstimmen. Die Informationen sollten weitgehend öffentlich zugänglich sein, um die Akzeptanz in der Bevölkerung zu verbessern. Wir stellen uns vor, dass von den Behörden und Erdgas-Unternehmen ein klares Bild von den Geosystemen, den Erdgas-Vorkommen und den entsprechenden Erkundungsstrategien (inkl. ihrer potenziellen Auswirkungen) vermittelt werden kann.

(2.2) Wir empfehlen, die vielen bisher nicht ausgewerteten vorliegenden Daten (Kataster Altbohrungen, Kataster Disposalbohrungen etc.) und Erfahrungen auszuwerten und die Ergebnisse zu veröffentlichen. Wir sind allerdings der Auffassung, dass ohne neue Daten die Frage, ob und wo wirtschaftlich gewinnbare unkonventionelle Erdgas-Vorkommen in Deutschland vorhanden sind und durch welche Technologie (mit oder ohne Fracking) sie zu erschließen sind, nicht zu beantworten ist. Wir können uns deshalb eine weitere Erkundung auch durch Tiefbohrungen (ohne Fracken) und gezielte Forschung in dem oben beschriebenen Rahmen vorstellen, um diese Frage beantworten zu können.

(2.3) Wir empfehlen ein schrittweises weiteres Vorgehen: Ob zu einem späteren Zeitpunkt in Bohrungen gefrackt werden kann, sollte von klar zu erfüllenden Entscheidungskriterien abhängig gemacht werden. Dies betrifft sowohl das Gefährdungspotenzial der Frack-Additive als auch belastbare Aussagen zu den geologischen und technischen Wirkungspfaden. Für uns ist selbstverständlich, dass sowohl die Erkundung als auch die ggf. sich später anschließende Gewinnung nach klaren Genehmigungskriterien erfolgt. Die Erarbeitung eines solchen Genehmigungskatalogs sollte schrittweise erfolgen. Auch hierfür empfehlen wir eine transparente Vorgehensweise, ggf. unter Beteiligung der interessierten Öffentlichkeit.

(2.4) Aufgrund der derzeit unsicheren Datenlage und der nicht auszuschließenden Umweltrisiken empfehlen die Gutachter aus wasserwirtschaftlicher Sicht, übertägige und untertägige Aktivitäten zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten für Erkundungs- und Gewinnungsbetriebe in der die Frack-Technologie eingesetzt wird, in Wasserschutzgebieten (I bis III), Wassergewinnungsgebieten der öffentlichen Trinkwasserversorgung (ohne ausgewiesenes Wasserschutzgebiet), in Heilquellenschutzgebieten sowie im Bereich von Mineralwasser-

vorkommen nicht zuzulassen und die genannten Gebiete für diese Zwecke auszuschließen. Bei besserer Datenlage ist eine Neubewertung dieser Ausschlussempfehlung durchzuführen. In Gebieten mit – im Hinblick auf potenzielle Umweltauswirkungen – ungünstigen geologisch-hydrogeologischen Verhältnissen (Grundwasserpotenziale und Wegsamkeiten) sollte von einer Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen (mittels Tiefenbohrungen und Fracking) abgesehen werden.

(2.5) Wir empfehlen, Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten z.B. zur Langzeitsicherheit der Bohrlochintegrität, zur Entwicklung besserer Prognosetechniken der durch Fracking verursachten Rissweiten und -längen und zur Entwicklung von Frack-Fluiden mit geringerem Gefährdungspotenzial verstärkt fortzuführen. Die Anwendung der Forschungsergebnisse im praktischen Einsatz sollte wissenschaftlich begleitet werden.

(2.6) Für ggf. zukünftige Bohrungen mit Fracken und Disposal-Bohrungen zum Verpressen von Flowback sollten jeweils standortspezifische Risikoanalysen durchgeführt werden. Sie beziehen sich auf die eingesetzten Stoffe (Frack-Additive, Formationswasser bzw. die Reaktionsprodukte und Flowback) und die jeweiligen geologischen (und technischen) Wirkungspfade. Bei der Risikoanalyse sollten standortübergreifende und standortspezifische Ansätze verfolgt werden. Wir empfehlen, den Einsatz human- und ökotoxikologisch bedenklicher Fluide und die Praxis der Flowback-Entsorgung in Disposalbohrungen auch in den bereits langjährig genutzten Tight Gas-Lagerstätten in Deutschland neu zu bewerten.

(2.7) Für die UVP-Pflicht empfehlen wir eine grundsätzliche bundesrechtliche UVP-Pflicht für Fracking-Vorhaben mit einer Öffnungsklausel für die Länder. Die durch UVP-Recht gebotene Öffentlichkeitsbeteiligung sollte im Hinblick auf Erkenntnisse über potenzielle Umweltauswirkungen, die erst während der Durchführung des Vorhabens gewonnen werden können, um eine vorhabenbegleitende Komponente erweitert werden. Die sorgfältige Prüfung der wasserrechtlichen Anforderungen sollte durch Klarstellung der Anforderungen und Neuregelung einer integrierten Vorhabengenehmigung unter Federführung einer dem Umweltministerium unterstehenden Umweltbehörde bzw. Integration der Bergbehörden in die Umweltverwaltung sichergestellt werden.

(2.8) Für den weiteren Fortgang der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland, wie immer diese aussehen wird, sind aus unserer Sicht zwei Aspekte von grundlegender Bedeutung: Transparenz der Arbeitsprozesse und der Ergebnisse sowie Vertrauen zwischen allen Beteiligten. Hierzu zählt auch der Aufbau eines öffentlich zugänglichen Katasters, in dem die durchgeführten Frack-Maßnahmen unter Angabe der eingesetzten Fluid-Mengen und Fluid-Zusammensetzung eingesehen werden können. Nach unserer Kenntnis wird derzeit unter Beteiligung des Niedersächsischen Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) und des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) in Niedersachsen eine derartige Datenbank erstellt, die bis zur Fertigstellung des Gutachtens jedoch nicht von den Gutachtern eingesehen werden konnte.

(2.9) Aus unserer Sicht ist auch eine vergleichende Analyse der bisher in Deutschland durchgeführten Gutachten zu den Risiken der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten sinnvoll, um Übereinstimmungen und Differenzen der einzelnen Gutachten herauszuarbeiten und für letztere mögliche Lösungswege aufzuzeigen. Neben dem vorliegenden Gutachten sind hierbei insbesondere die Gutachten aus dem von ExxonMobil initiiert-

ten Informations- und Dialogprozess sowie das Gutachten im Auftrag des Landes Nordrhein-Westfalen zu betrachten. In diese Auswertungen sind auch (Zwischen-)Ergebnisse der von der US EPA angekündigten Studie (US EPA 2011) mit einzubeziehen, sofern sie schon vorliegen.

Spezielle Empfehlungen

In den nachfolgenden Abschnitten haben wir spezielle Empfehlungen für den weiteren Umgang mit dem Thema Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland erarbeitet. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der nächsten Phase der beispielhaften Erkundung, insbesondere in den Geosystemen, in denen bislang noch keine bzw. sehr wenige Informationen zu unkonventionellen Erdgas-Vorkommen vorliegen. Unsere Empfehlungen haben zum Ziel,

- die Erkenntnislücken zu schließen (Kap. D2 bis D5),
- hydrogeologisch problematische Bereiche und mögliche Wirkungspfade frühzeitig zu erkennen sowie Maßnahmen zur begleitenden Überwachung vorzuschlagen (Monitoring) (Kap. D2),
- den technischen Umgang sicherer zu gestalten (Kap. D3),
- das Gefährdungspotenzial der eingesetzten Stoffe zu vermindern bzw. einschätzbar zu machen (Kap. D4) und
- den rechtlichen und organisatorischen Umgang angemessen zu gestalten (Kap. D5).

D3 Spezielle Empfehlungen zum Bereich Umwelt/Geosystem

Insbesondere in Bezug auf die wasserbezogenen Auswirkungen von Vorhaben der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten auf die Umwelt (Mensch, Pflanzen, Tiere) kommt den Wirkungszusammenhängen zwischen tief reichenden und oberflächennahen Grundwasserfließsystemen eine besondere Bedeutung zu. Um dementsprechend die wasserbezogenen Risiken bewerten und nach Möglichkeit quantifizieren zu können, bedarf es einer detaillierten Kenntnis der jeweiligen hydrogeologischen Systeme.

Die Ausführungen in Teil A zu den unterschiedlichen Vorkommen haben gezeigt, wie unterschiedlich die einzelnen geologischen und hydrogeologischen Rahmenbedingungen an den einzelnen Standorten sind. Die diesbezüglichen Informationen liegen oft vereinzelt an einer Vielzahl von Stellen vor, müssen zusammengetragen, ausgewertet und übergreifend bewertet werden. Folgende Hauptarbeitsschritte sind dabei durchzuführen:

(3.1) Es sollten konzeptionelle hydrogeologische Modelle erstellt werden, die eine belastbare Risikoanalyse aller potenziellen Wirkungspfade erlauben. Der Bereich der konzeptionellen Modelle sollte so groß gewählt werden, dass Auswirkungen der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen mittels Fracking sowohl für den jeweiligen Standort als auch im Hinblick auf das großräumige Geosystem beurteilt werden können.

(3.2) Für die Bereiche, in denen wasserbezogene Umweltauswirkungen nicht ausgeschlossen werden können (Ergebnis der Risikoanalyse), sind numerische Grundwasserströmungsmodelle zu erstellen/zu verfeinern, mit deren Hilfe die Risiken quantifiziert werden können. Von der Herangehensweise wird dabei i.d.R. zunächst ein Modell auf regionaler Ebene erstellt, das dann die Grundlage für lokale Modelle im Umfeld der Gasförderung darstellt.

(3.3) In der Regel sind für die unter (3.1) und (3.2) genannten Arbeiten ergänzende Auswertungen und Geländeuntersuchungen erforderlich (Systemerkundung).

(3.4) Die o.g. Modelle müssen, auf der Grundlage der im Rahmen eines Monitorings (vorlaufend und baubegleitend) zu erfassenden Daten und Informationen, fortlaufend verifiziert und kalibriert werden.

Die aus den vorgenannten Arbeitsschritten resultierenden Modelle bilden eine wesentliche Entscheidungsgrundlage für die zuständigen Behörden in Bezug auf die generelle Genehmigungsfähigkeit der beantragten Vorhaben und die Ausgestaltung der (wasserrechtlichen) Nebenbestimmungen konkreter Vorhaben.

(3.5) Die erforderlichen regionalen und lokalen Modelle müssen von den Bergbauunternehmen im Rahmen von berg- und wasserrechtlichen Genehmigungsverfahren nach Maßgabe der Anforderungen der Berg- und Wasserbehörden erstellt werden. In der derzeitigen frühen Phase des Einsatzes der Fracking-Technologie sollten Berg- und Wasserbehörden aber die Anforderungen an die Modelle zunächst selbst erarbeiten. Dafür bedarf es eines schrittweisen Vorgehens. Erst wenn die vorhandenen Kenntnisse und Vorkehrungen ausreichen, um die Besorgnis einer nachteiligen Grundwasseränderung ausschließen zu können, kann u.E. ein Frack genehmigt werden.

Anforderungen an konzeptionelle hydrogeologische Modelle

Bereits im Vorfeld bzw. parallel zur Erkundung sollte für das betrachtete Aufsuchungsgebiet ein großräumiges konzeptionelles hydrogeologisches Modell erstellt werden.

Hinweise auf die Vorgehensweise zur Erstellung eines konzeptionellen hydrogeologischen Modells (hydrogeologische Systembeschreibung) liefern u.a. entsprechende Fachpublikationen. Wesentliche Arbeitsschritte zur Erstellung eines konzeptionellen Modells sind:

- Sammeln aller vorliegenden Informationen zu den regionalen (über den Betrachtungsraum hinausreichenden) geologischen und hydrogeologischen Verhältnissen (Schichtenfolgen, Lithologie, Störungen, Durchlässigkeiten, Grundwasserfließsysteme, Hydrochemie etc.);
- Analyse der strukturbildenden geologischen und hydrogeologischen Prozesse;
- Analyse der relevanten anthropogenen Einflüsse und von deren Auswirkungen auf das hydrogeologische System inkl. Prognose der weiteren Entwicklung (Sümpfungen, Grundwasserentnahmen, Altbergbau, tiefe Geothermie, sonstige geplante und vorhandene tiefe Untergrundnutzungen etc.);
- gezielte weitere Untersuchungen, die für das Erstellen eines konzeptionellen Modells notwendig sind (z.B. im Rahmen der Erkundung durch den Bergbautreibenden).

Die genannten Daten müssen zusammengestellt, ausgewertet und interpretiert werden. Das konzeptionelle Modell basiert auf Arbeitshypothesen, die kontinuierlich unter Berücksichtigung der vorliegenden Daten, Analogieschlüsse etc. zu hinterfragen und weiterzuentwickeln sind. Hierbei ist es zwingend notwendig, das vorhandene lokale Fachwissen (Geologische Dienste, Wasserverbände, Wasserversorger, Bergbautreibende etc.) einzubinden.

Anforderungen an numerische regionale und lokale Grundwasserströmungsmodelle

Regionale Modelle

Das regionale Modell muss dreidimensional und instationär (zeitabhängig) die dichteabhängige Strömung des Grundwassers darstellen. Die Berücksichtigung der gasförmigen Phase kann in dem regionalen Modell ausreichend genau durch eine teilgesättigte Grundwasserströmungsberechnung abgebildet werden. Aus der lokalen Modellierung der Fluid-Dynamik infolge der Exploration und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen können die Auswirkungen von Stoffeinträgen, Stofffreisetzungen und Transportprozessen ermittelt und ihre großräumige Relevanz bestimmt werden. Hierzu müssen auch die hydrogeochemischen Wechselwirkungen modelliert werden. Anforderungen sind:

- grundsätzliche Darstellung der großräumigen Grundwasserfließsysteme mit Grundwasserneubildungs- und Grundwasseraussickerungsgebieten (z.B. Münsterländer Becken, Molassebecken),
- grundsätzliche Wirkungszusammenhänge zwischen Grundwasserleitern,
- Abschätzung der Fließzeiten und Grundwasserströmungsmengen,
- Randbedingungen für die lokalen Standortmodelle.

Lokale Modelle

Auf Grundlage des regionalen Modells können lokale Modelle entwickelt werden. Dabei liefern Modelle für typische Standorte und typische Bohrplatzkonstellationen in der Vorbereitungsphase der Fördermaßnahmen grundsätzliche Informationen bezüglich der lokalen Auswirkungen von Erkundungsmaßnahmen und Gasexploration. Es kann die Erstellung eines speziellen Standortmodells für jeden Explorationsstandort notwendig sein. In dem Fall begleitet das Standortmodell die gesamte Maßnahme und wird fortlaufend aktualisiert mit den Daten, die in der Erkundungs- und Explorationsphase gewonnen werden. Anforderungen sind:

- systematische Analyse der wasserwirtschaftlichen Auswirkungen eines Vorhabens über alle Betriebsphasen: Potenzialverteilungen und Fließmengen, Größe der unterirdischen Einzugsgebiete, Summenwirkungen benachbarter Fracks und Bohrplätze;
- Darstellung der Barrierewirkungen durch die Gesteine;
- Darstellung und Bewertung der Pfade aus dem System in die Biosphäre;
- Auswirkungen von singulären Durchlässigkeiten (Altbohrungen und Störungen);
- Darstellung der sensitiven Materialparameter und systemischen Einflüsse;
- Hinweise für die weitere Systemerkundung und das Monitoring.

Anforderung an die die Systemerkundung und Monitoring

Unter Berücksichtigung der vorangegangenen Ausführungen sind folgende Phasen zu unterscheiden:

- Erforderliche Systemerkundung: Sammeln von Daten und Informationen im Rahmen der Systemerkundung und zum Aufbau konzeptioneller und numerischer Modelle
- Monitoring: Überwachung der Auswirkungen der Tätigkeiten im Rahmen der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen (vorhabenvorbereitend und vorhabenbegleitend).

Erforderliche Systemerkundung

Die Ziele ergeben sich aus den Anforderungen an die hydrogeologische Systemanalyse und den Aufbau der konzeptionellen und numerischen Modelle. Im Gegensatz zum eigentlichen Monitoring findet die Systemerkundung bereits vor der Entscheidung über den Einsatz von Fracking bei der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten statt. Ein wesentlicher Bestandteil dieser Systemerkundung ist insbesondere die umfassende Aufnahme der Ist-Situation (z.B. bezogen auf Gasgehalte und Schadstoffgehalte im oberflächennahen Grundwasser).

Überwachendes Monitoring

Das überwachende Monitoring dient im Verständnis der Gutachter vor allem der Steuerung im Hinblick auf vorher festgelegte Ziele (z.B. Verhinderung der Beeinträchtigung von Trinkwasservorkommen durch Fracking).

Grundsätzlich besteht das Monitoring aus folgenden Elementen):

- Ziele, Zielerreichung und Informationsbedarf
→ Aus den Zielen ergibt sich Informationsbedarf, der das Monitoring steuert. Erst auf dieser Basis wird das Monitoring konzipiert (Strategie, Messnetze, Parameter, Indikatoren, Auswertemethoden etc.).
- Monitoringstrategie und Indikatoren
Umweltmedienübergreifende, auf der Systemkenntnis basierte Strategie zur Erfassung der systemrelevanten Parameter und Veränderungen anhand aussagekräftiger Indikatoren.
→ Eindeutige Erfassung und Beurteilung des Prozesses.
- Bewertungssystem
→ Nachvollziehbare, schnelle und eingängige Vermittlung der Entwicklungen und Bewertungen (z.B. Ampelsystem).
- Handlungsoptionen und Steuerung
→ Erprobte und definierte Handlungen, die zur Steuerung unerwünschter Entwicklungen geeignet sind.

Die Konzeption eines effektiven und wirkungsvollen Monitorings setzt eine ausreichende Systemkenntnis voraus (s.o.). Gleichzeitig kann die Systemkenntnis (konzeptionelles oder numerisches Modell) mit Hilfe der beim Monitoring gewonnenen Daten weiter konkretisiert werden.

Eine Steuerung mit Hilfe des Monitorings benötigt aussagekräftige Indikatoren (direkt abgeleitet aus Messwerten und/oder Berechnungen), für die auch ein Bewertungssystem besteht. Und letztlich müssen Handlungsoptionen zur Verfügung stehen, die eine ungewünschte Entwicklung stoppen, begrenzen oder umkehren können, damit keine Schädigungen eintreten und sich Risiken erhöhen.

Wenn die o.g. Kernelemente inhaltlich definiert sind, können die weiteren Elemente eines Monitorings erarbeitet werden. Hierzu gehören vor allem die Messnetze, der Umfang der Datenerhebung, die Methoden zur Ableitung von Indikatoren und Kommunikations- und Entscheidungsstrukturen.

D4 Spezielle Empfehlungen zum Bereich Technik

Die aktuellen Regelwerke, die heute in Deutschland für die Bohrtechnik zur Erschließung konventioneller Erdgasressourcen und ebenfalls für unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten maßgeblich sind, ergeben sich aus den rechtlichen Vorgaben des Bundesberggesetzes (BBergG) und seiner untergesetzlichen Regelungen wie der Tiefbohrverordnung (Bergverordnung für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen – BVOT, hier existieren geringfügige Abweichungen je nach Bundesland) sowie aus anderen in der Genehmigung solcher Betriebe relevanten umweltgesetzlichen Regelungen.

Innerhalb dieses rechtlichen Rahmens gibt es zusätzlich eine Vielzahl an unterschiedlichen Ausführungsbestimmungen, die von Unternehmen zur Erdgasgewinnung eingesetzt werden können.

Die Auswahl der einzusetzenden Erkundungs- und Gewinnungsstrategie ist vom Einzelfall abhängig und ergibt sich nach der eingesetzten Technik, den standortbezogenen geologischen und hydrogeologischen Lagerstätteneigenschaften und nicht zuletzt aus den Erfahrungen des Unternehmens im Erschließen solcher Lagerstätten (unternehmensinterne Standards).

(4.1) Die Handhabung der Ausführungsbestimmungen sollte seitens der Genehmigungsbehörden (im Einzelfall abhängig von den geologischen und technischen Randbedingungen) einheitlich und nachvollziehbar gestaltet werden.

(4.2) Die in der erdgasproduzierenden Branche etablierten internationalen Standards für Bohrungen (API-Standards, WEG-Richtlinien etc.) sind nach Stand der Bohrtechnik technisch hinreichend. Es sollte jedoch darauf hingewirkt werden, die z.T. hohen internen Sicherheitsstandards der Betreiber zu vereinheitlichen und ein verbindliches Sicherheitsniveau vorzugeben. Hierzu ist eine länderübergreifende Koordination zu empfehlen.

(4.3) Es ist im Besonderen auf die Einhaltung der geltenden Richtlinien bei Bohrung und Bohrungsausbau sowie auf eine durchgehende Zementierung aller Rohrtouren zur Erhöhung der Sicherheit zu achten. Ebenfalls gemäß gängiger Praxis ist eine Abnahme der fertigen Bohrung und eine Überprüfung der Druckdichtigkeit hinsichtlich der zu erwartenden Frack-Drücke zu empfehlen.

(4.4) Die bestehenden Vorgaben an die Dichtigkeit der Zementation sind unter Berücksichtigung der spezifischen Anforderungen des Frackings zu prüfen und ggf. zu konkretisieren. Hierzu zählen auch entsprechende Untersuchungen und Überwachungsverfahren zur Überprüfung der Langzeitintegrität der Bohrungen (Casing und Zementation).

(4.5) Im Fall der hydraulischen Stimulation wird eine Überwachung der Rissausbreitung mittels geeigneter Monitoringverfahren empfohlen (siehe Kap. C2). Auch hier sind länderübergreifend entsprechende Standards und Mindestanforderungen abzustimmen.

(4.6) Handlungsempfehlungen zum Themenkomplex Behandlung und Entsorgung des Flowback sind in Kapitel D5 dargestellt.

D5 Spezielle Empfehlungen zum Bereich Stoffe

Die Bewertung ausgewählter in unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland eingesetzter Frack-Fluide sowie der verfügbaren Angaben zur Beschaffenheit des Flowback lassen erkennen, dass von den verpressten wie auch von den zu entsorgenden Fluiden ein erhebliches Gefährdungspotenzial ausgehen kann. Angesichts der bei der Recherche und Bewertung aufgezeigten Wissenslücken, Unsicherheiten und Datendefizite werden folgende Handlungsempfehlungen als geboten angesehen:

(5.1) Vollständige Offenlegung aller eingesetzten Stoffe bezüglich Stoffidentität und Stoffmengen.

(5.2) Bewertung der human- und ökotoxikologischen Gefährdungspotenziale der eingesetzten Stoffe und Bereitstellung aller hierfür notwendigen physiko-chemischen und toxikologischen Stoffdaten durch den Antragsteller

Fehlen relevante Stoffdaten, müssen Datendefizite ggf. unter Durchführung geeigneter Laborversuche oder Modellrechnungen behoben werden, die Wirkung von Stoffgemischen ist zu berücksichtigen.

(5.3) Substitution von besorgniserregenden Stoffen (insbesondere sehr giftige, kanzerogene, mutagene sowie reproduktionstoxische Stoffe [cmr-Stoffe]), Reduktion bzw. Ersatz der Biozidwirkstoffe, Verringerung der Anzahl eingesetzter Additive, Reduktion der Einsatzkonzentrationen.

(5.4) Erfassung und Bewertung der Beschaffenheit der standortspezifischen Formationswässer bzgl. trinkwasserrelevanter Wasserinhaltsstoffe (Salze, Schwermetalle, Naturally Occurring Radioactive Material – NORM, Kohlenwasserstoffe).

(5.5) Erfassung und Bewertung der Beschaffenheit des standortspezifischen Flowback bzgl. trinkwasserrelevanter Wasserinhaltsstoffe (Salze, Schwermetalle, NORM, Kohlenwasserstoffe) und bzgl. der eingesetzten Additive (Primärsubstanzen) sowie von deren Transformationsprodukten (Sekundärsubstanzen); Erfassung und Bewertung des Anteils des zurückgeführten Frack-Fluids.

(5.6) Nachweis über Verhalten und Verbleib der Stoffe im standortspezifischen Untergrund durch Massenbilanzierungen der eingesetzten Additive:

- Einsatzmengen der Primärsubstanzen
- Stoffe und Konzentrationen (nach Mischung mit Wasser) der Primär- und Sekundärsubstanzen im Frack-Fluid
- Eintrag und Verhalten der Primär-/Sekundärsubstanzen nach Injektion in den Untergrund
- Stoffe und Konzentrationen (nach Mischung mit Formationswasser) der Primär- und Sekundärsubstanzen im Untergrund
- Quantifizierung der Sorptions-, Transformations- und Abbauprozesse im Untergrund
- Quantifizierung des Verbleibs der eingesetzten Stoffe im Untergrund

- Langzeitverhalten und Transport der Stoffe im lokalen und regionalen Grundwassersystem
- Stoffe und Konzentrationen der Primär- und Sekundärsubstanzen im Flowback
- ggf. Stoffe und Frachten im Disposal zur Versenkung in den Untergrund
- ggf. Stoffe und Frachten nach technischer Aufbereitung

(5.7) Stofftransportmodellierung zur Bewertung einer möglichen Gefährdung des Grundwassers im wasserwirtschaftlich nutzbaren Grundwasserleiter durch möglicherweise aufsteigende Formationswässer und Frack-Fluide

- Einhaltung von Geringfügigkeitsschwellenwerten oder human- und ökotoxikologisch abgeleiteten Wirkschwellen am Ort der Beurteilung, z.B. der Basis des nutzbaren Grundwasserleiters

(5.8) 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

(5.9) Monitoring (siehe hierzu auch Kap. D2)

- Errichtung von oberflächennahen Grundwassermessstellen zur Erfassung des Referenzzustands bzgl. Additive und Methan
- evtl. Bau tiefer Grundwassermessstellen zur Erfassung der Beschaffenheit der Formationswässer und der Potenziale

D6 Spezielle Empfehlungen zum Bereich Recht/Verwaltung

In Kapitel C8 des vorliegenden Gutachtens wurden die zuvor in Teil B beschriebenen rechtlichen Rahmenbedingungen einer detaillierten Defizitanalyse unterworfen. Sie geht von der Arbeitshypothese aus, dass die derzeit festzustellende grundsätzliche Besorgnis nachteiliger Grundwasserveränderungen im Rahmen der erforderlichen Genehmigungsverfahren zumindest für einen erheblichen Teil von Standorten und Vorhaben ausgeräumt werden kann, gegebenenfalls nach näher zu bestimmenden Maßgaben für die technische Umsetzung und Überwachung der Umweltauswirkungen. Zusammenfassend ergeben sich daraus folgende konkrete Handlungsempfehlungen:

(6.1) Schon nach geltendem Recht muss für Frackingvorhaben im Rahmen einer Vorprüfung des Einzelfalls geprüft werden, ob eine UVP durchzuführen ist. Das ergibt sich aus der unmittelbaren Wirkung der EU-UVP-Richtlinie. Die UVP-V Bergbau und die darauf gestützte bisherige Praxis der Bergbehörden, auf eine UVP-Vorprüfung zu verzichten, erfüllen nicht die durch den Europäischen Gerichtshof konkretisierten Anforderungen an die Umsetzung der Richtlinie.

(6.2) Die UVP-Richtlinie muss ordnungsgemäß umgesetzt werden. Dazu sollte eine obligatorische UVP-Pflicht eingeführt werden, von der nur Bagatellfälle nicht erfasst werden. Zugleich sollten die Länder ermächtigt werden, für ihr gesamtes Gebiet oder für Teilgebiete zu bestimmen, dass eine UVP für näher zu bestimmende Vorhaben nur nach Maßgabe des Ergebnisses einer allgemeinen oder standortspezifischen UVP-Vorprüfung erforderlich oder unterhalb näher zu bestimmender Schwellenwerte verzichtbar ist. Die UVP-Pflicht sollte kurzfristig durch Änderung der UVP-V Bergbau, mittelfristig durch eine Änderung des UVPG und Integration der Regelung der UVP-Pflicht bergbaulicher Vorhaben in die Liste der Anlage 1 UVPG geregelt werden.

(6.3) Die Entscheidung über die Durchführung einer UVP sollte die Bergbehörde nach Maßgabe der Bewertung der Umweltbehörden treffen, soweit die Bergbehörde nicht selbst zugleich Umweltbehörde ist und der Fachaufsicht der obersten Umweltbehörde untersteht. Das sollte auf Bundesebene geregelt werden.

(6.4) Selbstständig UVP-pflichtige Vorhaben sollten sowohl Errichtung und Betrieb von für späteres Fracking vorgesehenen Bohrplätzen als auch Errichtung und Betrieb selbstständiger Bohrplätze mit Verpressbohrungen für den Flowback sein. Die UVP-Pflicht sollte schon für Errichtung und Betrieb eines einzelnen Bohrplatzes mit einer Einzelbohrung bestehen. Sie sollte sich auf alle Bohrungen erstrecken, die von demselben Bohrplatz aus errichtet und betrieben werden. Sie sollte sich nach der jeweiligen Vorhabenskonzption des Unternehmens auch auf Errichtung und Betrieb mehrerer, zu einem einheitlichen Vorhaben verbundener Bohrplätze erstrecken können. Verpressbohrungen, die ausschließlich Nebeneinrichtung eines einheitlichen Frackingvorhabens sind, sollten als Bestandteil dieses Vorhabens UVP-pflichtig sein.

(6.5) Soweit eine UVP-Pflicht besteht, ergibt sich die Öffentlichkeitsbeteiligung aus den Anforderungen an die UVP. Die Öffentlichkeitsbeteiligung sollte für Frackingvorhaben um eine vorhabenbegleitende Öffentlichkeitsbeteiligung ergänzt werden, um sicherzustellen, dass die Öffentlichkeit darüber informiert ist, ob und inwieweit sich die Annahmen im Lauf der weiteren Standorterkundung bestätigen, die bei der vor Errichtung des Bohrplatzes durchzuführenden UVP unterstellt wurden (z.B. Abwesenheit von Störungen), und um sicherzustellen, dass die

Öffentlichkeit darauf hinwirken kann, dass die zuständige Behörde neu erkannten Risiken angemessen begegnet. Dafür sollte die Möglichkeit geschaffen werden, Begleitgruppen nach dem Vorbild der Asse-II-Begleitgruppe einzurichten, in der Vertreter der Kommunen und kommunalen Einrichtungen, Vertreter von Umweltverbänden und Bürgerinitiativen beteiligt sind und in einem laufenden Dialogprozess mit dem Bergbauunternehmen und der Bergbehörde stehen. Ergänzend sollte geregelt werden, dass neben der Änderung des Vorhabens auch die nachteilige Änderung wesentlicher Randbedingungen, die für die Bewertung der Umweltauswirkungen des Vorhabens erheblich sind (z.B. neue Erkenntnisse), zu einer erneuten Zulassungs- und UVP-Pflicht nach Vorprüfung des Einzelfalls führt.

(6.6) Zum Begriff des Grundwassers, der den Anwendungsbereich des Wasserrechts bestimmt, sollte klargestellt werden, dass Wasser in tiefen geologischen Formationen unabhängig von Tiefe, hydraulischer Verbindung mit oberflächennahem Grundwasser und Qualität Grundwasser im Sinne des WHG ist. Eine solche Klarstellung ist vor allem für den Salzgehalt erforderlich, weil Bergbehörden das Wasserrecht teilweise für unanwendbar halten, sobald der Salzgehalt eine Einstufung als Sole rechtfertigt.

(6.7) Zugleich sollte klargestellt werden, dass eine nachteilige Veränderung des Tiefengrundwassers nur vorliegt, soweit es für menschliche Nutzungen in Frage kommt oder am Naturhaushalt der Biosphäre teilnimmt. Dabei sind für die menschliche Nutzbarkeit nicht nur aktuell wirtschaftlich in Frage kommende Nutzungen, sondern auch solche unter veränderten Randbedingungen zu berücksichtigen. Die Geringfügigkeitsschwellen, die zur Bewertung einer nachteiligen Veränderung des oberflächennahen Grundwassers heranzuziehen sind, können deshalb für die Bewertung von Veränderungen des Tiefengrundwassers nicht in gleicher Weise herangezogen werden.

(6.8) Eine wasserrechtliche Prüfung sollte für Frackingbohrungen und Bohrungen zur Verpressung des Flowback jedenfalls hinsichtlich der Verrohrung und Zementation sowie hinsichtlich des Einleitens von Stoffen beim Fracking und beim Verpressen erfolgen.

(6.9) Die wasserrechtliche Prüfung sollte vorzugsweise im Rahmen einer integrierten Vorhabenzulassung mit Konzentrationswirkung für das Wasserrecht unter Federführung einer dem Umweltministerium unterstehenden Umweltbehörde erfolgen. Dazu wäre eine Änderung des Bundesberggesetzes erforderlich.

Solange das geltende Recht nicht entsprechend geändert ist, sollte klargestellt werden, dass die wasserrechtliche Prüfung in einem wasserrechtlichen Erlaubnisverfahren im Einvernehmen mit der Wasserbehörde erfolgen muss.

(6.10.) Die Voraussetzungen für die wasserrechtliche Zulassung sollten durch generelle Standards bezüglich erforderlicher Vorerkundungen, bezüglich der Auslegung technischer Komponenten, der Systemkenntnis und bezüglich Überwachung und Monitoring der Auswirkungen auf das Grundwasser konkretisiert werden. Soweit solche Standards derzeit wegen Kenntnislücken nicht auf einer abstrakten Regulierungsebene abgeleitet werden können, sollten solche Standards im Rahmen anstehender einzelner Zulassungsverfahren in einem koordinierten Prozess entwickelt werden.

(6.11) Für Anlagen zur Behandlung und Rohrleitungen zur Beförderung des Flowback sollte ebenfalls eine integrierte Vorhabenzulassung gesetzlich geregelt werden, soweit sie von einer Vorhabenzulassung für den Bohrplatz nicht erfasst werden. Solange eine solche Vorhabenzu-

lassung gesetzlich nicht geregelt ist, sollte sichergestellt werden, dass die abwasserrechtlichen Anforderungen im bergrechtlichen Verfahren geprüft werden, soweit keine eigenständige abwasserrechtliche Genehmigung erfolgt.

(6.12) Innerhalb von Wasser- und Heilquellenschutzgebieten sollten Errichtung und Betrieb von Fracking- oder Verpressbohrungen grundsätzlich verboten werden. Gleichwohl sollte im Einzelfall bei überwiegenden Gründen des Allgemeinwohls eine Befreiung erteilt werden können, wenn ein Verfahren mit Umweltverträglichkeitsprüfung und Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt worden ist. Wenn ein breiter Einsatz der Fracking-Technologie absehbar wird, sollten nach Maßgabe der bis dahin verfügbaren Erkenntnisse durch Änderung der Schutzgebietsverordnungen oder durch Entscheidungen im Einzelfall vorsorglich alle Fracking-Vorhaben und Vorhaben zur Verpressung von Flowback in einem näher zu bestimmenden Umkreis um das Schutzgebiet einem Genehmigungsvorbehalt unterworfen werden.

(6.13) Nach einem Stufenprinzip (step by step) sollten wasserrechtliche Zulassungen für die anstehenden Frackingvorhaben zunächst für vergleichsweise schonende Vorhaben in vergleichsweise unempfindlichen Gebieten erteilt und zunächst mit vergleichsweise hohen Anforderungen an Voruntersuchung, technische Auslegung und laufende Überwachung verbunden werden, solange die Besorgnis nachteiliger Grundwasserveränderungen bei anderen Vorhaben oder in anderen Gebieten nicht ausgeräumt werden kann. Die Anforderungen an zugelassene Vorhaben sollen primär die Besorgnis nachteiliger Grundwasserveränderungen durch das jeweilige Vorhaben ausräumen, aber auch als Grundlage für die Beurteilung künftiger vergleichbarer Vorhaben ausgewertet werden.

(6.14) Nach einem Stufenprinzip (step by step) sollte die wasserrechtliche Zulassung für das konkrete Fracking-Vorhaben durch entsprechende Inhalts- und Nebenbestimmungen so ausgestaltet werden, dass Maßnahmen, für die die Besorgnis nachteiliger Grundwasserveränderungen zunächst nicht ausgeräumt werden kann, nur zugelassen werden, wenn die Auswertung der Durchführung und Überwachung noch erlaubnisfähiger, unbedenklicher Maßnahmen (z.B. geringerer Druck, geringere Dauer, geringere Schadstoffkonzentrationen oder -mengen) ergeben hat, dass auch für Maßnahmen mit potenziell größeren Auswirkungen keine Besorgnis besteht.

(6.15) Im Rahmen des wasserrechtlichen Bewirtschaftungsermessens kann die (vorläufige) Versagung einer wasserrechtlichen Erlaubnis gerechtfertigt sein, wenn sich Befürchtungen im Grenzbereich zwischen einer Besorgnis, die zur Versagung der Erlaubnis führen müsste, und dem verbleibenden Restrisiko nach aktuellem Erkenntnisstand nicht ausräumen lassen. In diesem Grenzbereich ermöglicht das Bewirtschaftungsermessen eine Abwägung zwischen dem volkswirtschaftlichen Interesse an der Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen und dem volkswirtschaftlichen Interesse an der Sicherstellung der Trinkwasserversorgung. In diesem Rahmen kann auch berücksichtigt werden, ob und inwieweit die Versorgung mit Erdgas durch Importe gesichert ist. Dies jedoch nur, wenn und soweit im konkreten Fall tatsächlich ein Restrisiko für die Trinkwasserversorgung nicht ausgeschlossen werden kann. In diesem Rahmen kann ferner berücksichtigt werden, ob Erkenntnisse aus laufenden (Pilot-)Vorhaben in absehbarer Zukunft eine bessere Bewertungsgrundlage erwarten lassen und eine erneute Entscheidung über die Erteilung einer Erlaubnis bis dahin zurückgestellt werden soll. Sollen Aufsuchungs- und Gewinnungsvorhaben aus anderen als wasserwirtschaftlichen Erwägungen versagt oder

zunächst auf wenige Erprobungs- oder Demonstrationsvorhaben beschränkt werden, ist eine Änderung des Bundesberggesetzes zu erwägen (z.B. Einführung eines bergrechtlichen Bewirtschaftungsermessens).

(6.16) Solange keine integrierte Vorhabenzulassung gesetzlich geregelt ist, sollten das wasserrechtliche Erlaubnis- und das bergrechtliche Betriebsplanverfahren ebenso wie parallele Zulassungsverfahren für Industrieanlagen vollständig koordiniert werden. Die Betriebsplanzulassungen für die wasserrechtlich erlaubnisbedürftigen Maßnahmen des Niederbringens und des Ausbaus von Bohrungen sowie des Frackens und des Verpressens von Flowback sollten erst erteilt werden, wenn nach dem Stand des wasserrechtlichen Verfahrens feststeht, dass keine Besorgnis nachteiliger Grundwasserveränderungen besteht und die wasserrechtliche Erlaubnis daher erteilt werden kann.

(6.17) Zur wasserrechtlichen Prüfung muss das Vorhaben durch die vorzulegenden Antragsunterlagen detailliert beschrieben werden (konkrete technische Ausgestaltung, vollständige Offenlegung der eingesetzten Stoffe, Darstellung der Betriebsweise und der Grenzen des zulässigen Betriebs). Durch die Erlaubnis muss der Inhalt der erlaubten Maßnahme konkret bestimmt werden. Eine Bezugnahme auf generelle gesetzliche Anforderungen oder generelle Anforderungen technischer Regelwerke ohne genaue Festlegung der konkret erlaubten Maßnahmen genügt nicht.

(6.18) Zur Umsetzung der meisten dieser Handlungsempfehlungen sind gesetzliche oder untergesetzliche Regelungen nicht zwingend erforderlich, aber sinnvoll. Sie können ohne regulatorischen Aufwand im Rahmen des geltenden Rechts durch eine entsprechende Vollzugspraxis der Berg- und Wasserbehörden umgesetzt werden. Wir empfehlen zumindest eine Regelung durch Erlasse der obersten Wasserbehörden (Landesumweltministerien), bestenfalls gemeinsam mit den obersten Bergbehörden (meist Wirtschaftsministerien der Länder, in Baden-Württemberg und Hessen die Umweltministerien). Durch Ergänzung der BVOT um wasserrechtliche Regelungen auf Landesebene oder eine integrierte BVOT auf Bundesebene sollte mittelfristig eine integrierte berg- und wasserrechtliche Regelung der Anforderungen an Fracking-Vorhaben erfolgen.

(6.19) Auf Gesetzesebene empfehlen wir eine Integration der bergrechtlichen Sicherheitsanforderungen in das Umweltrecht nach dem Vorbild der Integration der Industrieanlagenzulassung in das Umweltrecht in den 1970er Jahren zur Gewährleistung eines effektiven und effizienten Umweltschutzes.

(6.20) Für die Zuständigkeiten empfehlen wir, die umwelt- und sicherheitsrechtliche Genehmigung und Überwachung bergbaulicher Vorhaben insgesamt nach dem Vorbild der Integration der Gewerbeaufsicht in die Umweltverwaltung dem Geschäftsbereich der Umweltministerien zuzuordnen, um einen effektiven und effizienten Umweltschutz und eine organisatorische und funktionale Trennung von wirtschaftsfördernden Aufgaben der Wirtschaftsressorts und Vertrauen in die behördliche Überwachung als unentbehrliche Grundlage für die öffentliche Akzeptanz von Fracking-Vorhaben zu gewährleisten. Solange dies nicht der Fall ist, sollten Bergbehörden alle wesentlichen umweltrelevanten Entscheidungen nach Maßgabe der Entscheidung der vorrangig zuständigen Umweltbehörden treffen, soweit sie nicht selbst – wie in Nordrhein-Westfalen – Umweltbehörden sind und als solche der Weisungsbefugnis des Umweltministeriums unterstellt sind.

D7 Quellennachweis

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland, Hannover.

GD NRW – Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen (2011): Unkonventionelle Erdgasvorkommen in Nordrhein-Westfalen. http://www.gd.nrw.de/zip/l_rcbm01.pdf.

TYNDALL CENTRE (2011): Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts, University of Manchester, <http://www.tyndall.ac.uk/shalegasreport> (21.05.2012).

US EPA – U. S. Environmental Protection Agency (2004): Evaluation of impacts to underground sources of drinking water by hydraulic fracturing of coalbed methane reservoirs, Washington D.C., http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/wells_coalbedmethanestudy.cfm (04.01.2012).

US EPA – U. S. Environmental Protection Agency (2011): Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, November 2011, http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/hf_study_plan_110211_final_508.pdf (04.01.2012).

ANHANG 1: In unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Deutschland eingesetzte Frack-Zubereitungen

Zusammenstellung der den Gutachtern bekannten Zubereitungen, die beim Fracking unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten in Deutschland eingesetzt wurden. Datengrundlage bilden die in Tab. A 7 aufgeführten 21 Frack-Fluide¹, zu denen den Gutachtern die Namen der eingesetzten Zubereitungen vorliegen (ExxonMobil 2012; BR Arnsberg 2011b). Die in den Sicherheitsdatenblättern (SDB) der Hersteller bzw. Importeure genannte Einstufung der Zubereitungen in Wassergefährdungsklassen (WGK) und Einstufung gemäß Richtlinien 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG sind angegeben (SDB der Firma Halliburton wurden im Internet abgerufen². Ausgewählte SDB der Firmen Schlumberger und Baker Hughes wurden von der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH zur Verfügung gestellt. Zubereitungen, zu denen den Gutachtern kein SDB nach EU-Richtlinien vorliegt, sind mit „kein SDB“ gekennzeichnet).

Einsatz-zweck	Produktname	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
Ablagerungs-hemmer	LP-55	Halliburton	k.A.	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2011
Biozide	Be-4	Halliburton	2	• T-giftig	• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken • Giftig beim Einatmen • Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich	05.07.2011
	Be-5	Halliburton	3	• Xn-gesundheitsschädlich • C-ätzend	• Verursacht Verätzungen • Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich • Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut	04.01.2010

¹ Ein Fluid wurde in einer konventionellen Lagerstätte eingesetzt (Buchhorst T12).

² <http://www.halliburton.com/toolsresources/default.aspx?navid=1061&pageid=2>

Einsatz- zweck	Produktname	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren- bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
	Be-6	Halliburton	2	• Xn- gesundheits- schädlich • N- umweltgefährlich	• Gefahr ernster Augenschäden • Sehr giftig für Wasserorganismen • Gesundheitsschädlich bei Berührung mit der Haut und beim Verschlucken • Reizt die Atmungsorgane und die Haut	16.11.2010
	M275	Baker Hughes	k.A.	• Xn- gesundheits- schädlich • C-ätzend • N- umweltgefährlich	• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut • Verursacht Verätzungen • Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich • Giftig für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben	19.04.2011
Eisen- fällungs- kontrolle	Fe-2	Halliburton	1	• Xi-reizend	• Reizt die Augen	04.01.2011
	U042	Schlumberger	k.A.	• Xi-reizend	• Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut	20.01.2006
Ent- schäumer	NF-1	Halliburton	2	• Xn- gesundheits- schädlich	• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken	04.01.2010
Gelbildner	J562	Schlumberger	k.A.	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	13.02.2007
	LGC-8M	Halliburton	2	• Xn- gesundheits- schädlich	• Verdacht auf krebserzeugende Wirkung • Gesundheitsschädlich: kann beim Verschlucken Lungenschäden verursachen • Wiederholter Kontakt kann zu spröder oder rissiger Haut führen	04.10.2010
	LGC-IIM	Halliburton	1	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	28.03.2011
	LGC-VI ZD	Halliburton	k.A.	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2011
	WG-11	Halliburton	1	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	19.11.2010
	WG-17	Halliburton	1	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2010
	WG-26	Halliburton	nwg	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2010
	WG-8	Halliburton		• kein SDB	•	
Gelstabilisator	GEL-STA	Halliburton	1	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	08.08.2011
	J353	Schlumberger	k.A.	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	08.05.2005

Einsatz-zweck	Produktname	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
Schwefelwasserstofffänger	B321	Schlumberger	k.A.	• Xn-gesundheits-schädlich • F-leichtentzündlich	• Leichtentzündlich • Gesundheitsschädlich bei Berührung mit der Haut • Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich • Dämpfe können Schläfrigkeit und Benommenheit verursachen • Reizt die Augen und die Haut • Schädlich für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben	29.04.2009
Hilfs-stoffe	HC-2	Halliburton	2	• Xi-reizend	• Reizt die Augen	04.01.2011
	HLX-ERC-971	unbekannt		• kein SDB	•	
	SGA-HT	Halliburton	2	• Xi-reizend	• Reizt die Augen und die Haut • Schädlich für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben	13.06.2011
Inhibitor	A153	Schlumberger	k.A.	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	17.12.2007
Kettenbrecher	GBW-3	Halliburton	nwg	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2010
	GBW-30	Halliburton	2	• Xn-gesundheits-schädlich	• Sensibilisierung durch Einatmen möglich	28.03.2011
	HT BREAKER	Halliburton	3	• O-brandfördernd • C-ätzend • Xn-gesundheits-schädlich	• Feuergefahr bei Berührung mit brennbaren Stoffen • Entzündlich • Verursacht Verätzungen • Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich • Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut • Schädlich für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben	04.01.2011
	J218	Schlumberger	k.A.	• O-brandfördernd • Xn-gesundheits-schädlich	• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken • Feuergefahr bei Berührung mit brennbaren Stoffen • Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut • Sensibilisierung durch Einatmen und Hautkontakt möglich	23.12.2008

Einsatz-zweck	Produktname	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
Kettenbrecher	J481	Schlumberger	k.A.	• O-brandfördernd • Xn-gesundheits-schädlich	• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken • Explosionsgefahr bei Mischung mit brennbaren Stoffen • Reizt Augen und Haut	23.07.2007
	J490	Schlumberger	k.A.	• O-brandfördernd • Xn-gesundheits-schädlich	• Explosionsgefahr bei Mischung mit brennbaren Stoffen • Gesundheitsschädlich beim Verschlucken • Reizt Augen und Haut	12.01.2006
	J569	Schlumberger	k.A.	• O-brandfördernd • Xn-gesundheits-schädlich	• Feuergefahr bei Berührung mit brennbaren Stoffen • Gesundheitsschädlich beim Verschlucken • Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut • Sensibilisierung durch Einatmen und Hautkontakt möglich	02.09.2005
	OptiFlo AP	Halliburton		• Kein SDB	•	
	SP-Breaker	Halliburton	1	• O-brandfördernd • Xn-gesundheits-schädlich	• Feuergefahr bei Berührung mit brennbaren Stoffen • Gesundheitsschädlich beim Verschlucken • Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut • Sensibilisierung durch Einatmen und Hautkontakt möglich	17.11.2010
	ViCon-NF	Halliburton	2	• C-ätzend	• Entwickelt bei Berührung mit Säure sehr giftige Gase • Verursacht Verätzungen	04.01.2011
Korrosionsschutz	A261	Schlumberger	k.A.	• C-ätzend • N-umweltgefährlich	• Entzündlich • Verursacht Verätzungen • Verdacht auf krebserzeugende Wirkung • Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich • Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut • Sehr giftig für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben • Gesundheitsschädlich: Möglichkeit irreversiblen Schadens durch Einatmen, Berührung mit der Haut und Verschlucken	04.05.2010
Lösungsmittel	J584	Schlumberger	k.A.	• Xn-gesundheits-schädlich	• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut	08.01.2008
	Musol A	Halliburton	1	• Xn-gesundheits-schädlich	• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut • Reizt die Augen und die Haut	12.07.2011

Einsatz-zweck	Produktname	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
	U066	Schlumberger	k.A.	• Xn-gesundheits-schädlich	• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut • Reizt die Augen und die Haut	06.02.2008
Tenside/Netzmittel	B203	Schlumberger	k.A.	• Xn-gesundheits-schädlich	• Entzündlich • Gesundheitsschädlich beim Verschlucken • Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich • Reizt die Haut • Gefahr ernster Augenschäden • Dämpfe können Schläfrigkeit und Benommenheit verursachen	04.06.2010
	EnWar-288	Halliburton		• kein SDB		
	F103	Schlumberger	k.A.	• Xn-gesundheits-schädlich	• Entzündlich • Gesundheitsschädlich beim Verschlucken • Reizt die Haut • Gefahr ernster Augenschäden • Dämpfe können Schläfrigkeit und Benommenheit verursachen • Schädlich für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben	18.01.2008
	F107	Schlumberger	k.A.	• Xi-reizend	• Entzündlich • Schädlich für Wasserorganismen • Dämpfe können Schläfrigkeit und Benommenheit verursachen • Reizt die Augen und die Haut	07.05.2007
	F110	Schlumberger	k.A.	• T-giftig	• Entzündlich • Gefahr ernster Augenschäden • Giftig beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut • Giftig: ernste Gefahr irreversiblen Schadens durch Einatmen und durch Verschlucken	23.02.2010
	GasPerm 1000	Halliburton	2	• Xi-reizend • N-umweltgefährlich • F-leicht-entzündlich	• Entzündlich • Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich • Dämpfe können Schläfrigkeit und Benommenheit verursachen • Reizt die Augen und die Haut • Giftig für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben	04.01.2011
Tenside/Netzmittel	PEN-5	Halliburton	1	• Xi-reizend	• Entzündlich • Reizt die Haut. • Gefahr ernster Augenschäden.	14.06.2011(Angaben für PEN-5M)

Einsatz-zweck	Produktname	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
	SSO-21	Halliburton	3	• T-giftig	• Entzündlich • Reizt die Haut • Gefahr ernster Augenschäden • Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut • Giftig: ernste Gefahr irreversiblen Schadens durch Einatmen, Berührung mit der Haut und durch Verschlucken	04.01.2010
	SSO-21M Winterized	Halliburton	k.A.	• Xn-gesundheitsschädlich	• Entzündlich • Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut • Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut	30.10.1995
	SSO-21M Winterized	Halliburton	2	• T-giftig	• Entzündlich • Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut • Giftig: ernste Gefahr irreversiblen Schadens durch Einatmen, Berührung mit der Haut und durch Verschlucken • Reizt die Augen und die Haut	04.01.2010
pH-Regulatoren und Puffer	A201	Schlumberger	k.A.	• C-ätzend	• Verursacht schwere Verätzungen	05.05.2009
	BA-20	Halliburton	1	• C-ätzend	• Verursacht Verätzungen	28.03.2011
	FE-1A	Halliburton	1	• C-ätzend • Xn-gesundheitsschädlich	• Entzündlich • Verursacht schwere Verätzungen • Gesundheitsschädlich beim Einatmen und Verschlucken	28.03.2011
	H033	Schlumberger		• kein SDB	•	
	HYG-3	Halliburton	1	• Xi-reizend	• Reizt die Augen	30.11.2010
	J464	Schlumberger	k.A.	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	23.07.2008
	J488	Schlumberger	k.A.	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	17.03.2008
	K-34	Halliburton	1	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	17.11.2010
	L400	Schlumberger	k.A.	• C-ätzend	• Entzündlich • Verursacht schwere Verätzungen	16.11.2005
	M002	Schlumberger	k.A.	• C-ätzend	• Verursacht schwere Verätzungen	06.02.2008
	M0-67	Halliburton	1	• C-ätzend	• Verursacht schwere Verätzungen	28.03.2011
Stützmittel	Carbo HSP 20/40	Halliburton	nwg	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2011

Einsatz-zweck	Produktname	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
	Carbo HSP 20/40 SBC-g	Halliburton	nwg	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2011(Angabe für Carbo HSP Proppant)
	Carbo-Lite 20/40 SBC	Halliburton	1	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2011(Angabe für Carbo-Lite Proppant)
	Carbo-Lite 20/40 SBC-g	Halliburton	1	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2011(Angabe für Carbo-Lite Proppant)
	CarboProp 20/40 SB Ultra	Halliburton	nwg	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2011(Angabe für Carbo-Prop)
	CarboProp HC20/40	Halliburton	nwg	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2011
	Interprop 20/40	Halliburton	nwg	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2011
	ZirProp 129	unbekannt		• kein SDB	•	
Quervernetzer	CL-11	Halliburton	1	• F-leicht-entzündlich • Xi-reizend	• Leichtentzündlich • Reizt die Augen • Dämpfe können Schläfrigkeit und Benommenheit verursachen	04.01.2011
	CL-18	Halliburton	k.A.	• Xi-reizend	• Entzündlich • Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich • Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut	04.01.2011
	CL-28	Halliburton	nwg	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2010
	CL-28E	Halliburton	nwg	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	04.01.2011
	CL-28M	Halliburton	1	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	17.10.2011
	CL-37	Halliburton	1	• Xi-reizend	• Entzündlich • Gefahr ernster Augenschäden • Dämpfe können Schläfrigkeit und Benommenheit verursachen	05.01.2010
	J513	Schlumberger	k.A.	• T-giftig	• Entzündlich • Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut • Giftig: ernste Gefahr irreversiblen Schadens durch Einatmen, Berührung mit der Haut und durch Verschlucken	20.03.2009
	J596	Schlumberger	k.A.	• Xn-gesundheitsschädlich	• Kann möglicherweise die Fortpflanzungsfähigkeit beeinträchtigen • Reizt die Augen und die Haut	31.10.2008

Einsatz- zweck	Produktname	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren- bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
	K-38	Halliburton	k.A.	• Xn- gesundheits- schädlich	• Kann die Fortpflanzungsfähigkeit beeinträchtigen • Kann das Kind im Mutterleib schädigen	17.11.2010
	TB-41	Halliburton	1	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	17.11.2010 (Angabe für TB-41 Temblok Material)
Reibungsminderer	FR-28LC	Halliburton	1	• Xi-reizend	• Reizt die Augen und die Haut	04.01.2010
	FR-56	Halliburton	2	• Xi-reizend	• Reizt die Augen und die Haut	04.01.2011
	J313	Schlumberger	k.A.	• Xn- gesundheits- schädlich	• Gesundheitsschädlich: kann beim Verschlucken Lungenschäden verursachen	17.12.2008
	J599	Schlumberger	k.A.	• C-ätzend • N- umweltgefährlich	• Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich • Verursacht Verätzungen • Gesundheitsschädlich bei Berührung mit der Haut und beim Verschlucken • Giftig für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben	28.10.2008
Tonstabilisator	Cla-Sta FS I	Halliburton	1	• Xn- gesundheits- schädlich	• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken • Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut	04.01.2011
	Cla-Sta II	Halliburton	2	• Xn- gesundheits- schädlich	• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken • Reizt die Augen	04.01.2011
	Cla-Sta XP	Halliburton	k.A.	• Xi-reizend	• Gefahr ernster Augenschäden	04.01.2011
	Kaliumchlorid-Lösung	Halliburton	1	• nicht als gefährlich eingestuft	•	17.11.2010
	L064	Schlumberger	k.A.	• T-giftig • N- umweltgefährlich	• Gesundheitsschädlich bei Berührung mit der Haut • Giftig beim Verschlucken • Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut • Sehr giftig für Wasserorganismen	21.10.2005
Wasserverlust- minderer	WAC-10	Halliburton		• kein SDB	•	
	WAC-12L	Halliburton		• kein SDB	•	
	WLC-4	Halliburton	nwg	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	30.11.2010

ANHANG 2: In unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Deutschland eingesetzte Frack-Additive

Zusammenstellung der den Gutachtern bekannten Stützmittel und Frack-Additive, die beim Fracking unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten in Deutschland eingesetzt wurden³, mit Angabe der Häufigkeit ihrer Verwendung im Zeitraum 1983-2011 bzw. 2000-2011. Datengrundlage bilden die in Tab. A 7 aufgeführten 28 Frack-Fluide mit veröffentlichter Zusammensetzung (ExxonMobil 2012; BR Arnsberg 2011a; BR Arnsberg 2011b). Fehlerhafte/lückenhafte Angaben zur CAS-Nummer der Stoffe wurden - soweit anhand des angegebenen Stoffnamens zweifelsfrei möglich - korrigiert (markiert mit „korr.“). Für Stoffe mit eindeutiger CAS-Nummer sind der Stand der REACH-Registrierung (R = registriert; I = registriert als Zwischenprodukt; V = vorregistriert; N = nicht registriert), die Einstufung in Wassergefährdungsklassen (WGK) sowie die Einstufung der Gesundheits- und Umweltgefahren in Gefahrenklassen und -kategorien und die Kennzeichnung mit Piktogrammen gemäß CLP-Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 angegeben. Für die Einstufung gemäß CLP-Verordnung wurde die harmonisierte Einstufung angegeben (markiert mit „H“). Für Stoffe, deren Einstufung nach CLP-Verordnung nicht harmonisiert ist, wurde die im C&L-Verzeichnis der ECHA gemeldet Einstufung angegeben. Wurden mehrere Einstufungen gemeldet, wurde aus den drei am häufigsten gemeldeten Einstufungen die umfangreichere ausgewählt.

³ Ein Fluid (Buchhorst T12) wurde in einer konventionellen Lagerstätte eingesetzt.

Die Zusammenstellung enthält bislang eingesetzte – keine geplanten – Additive (d.h. Additive der geplanten Weiterentwicklungen sind nicht aufgeführt).

Stoff	CAS-Nr.	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 1983 (mind.)	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 2000 (mind.)	REACH-Registrierung	Wassergefährdungsklasse	Einstufung nach CLP-Verordnung	Akute Toxizität	Karzinogenität	Keimzell-Mutagenität	Reproduktionstoxizität	Spez. Zielorgan-Toxizität (einmalige / wiederholte Exposition)	Ätz/Reizwirkung auf die Haut	Schwere Augenschädigung/reizung	Sensibilisierung Atemwege/Haut	Aspirationsgefahr	akut gewässergefährdend	chronisch gewässergefährdend	Kennzeichnung mit Piktogramm gemäß CLP- Verordnung
Stützmittel																		
Aluminiumoxid	1344-28-1	11	4	R	nwg						3							
Aluminiumsilikat	1302-76-7	4	0	V	k.A.								2					
Eisenoxid	1309-37-1	5	4	R	nwg								2					
Formaldehyde, Polymer mit 4-Nonylphenol & Phenol	40404-63-5	3	0	N	k.A.	k.A.												k.A.
Keramische Stoffe (Bauxite)	66402-68-4	6	6	R	1-3			1B				2						
Korund	korrr.1302-74-5	1	0	V	k.A.	k.A.												k.A.
Kristallines Siliziumdioxid, Cristobalit	14464-46-1	9	4	V	nwg		4	2										
Kristallines Siliziumdioxid, Quarzsand	14808-60-7	2	1	V	nwg		4				2							
Titanoxid	13463-67-7	5	4	R	nwg		4	2										
Keramische Stoffe	k.A.	1	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Keramische Stützsande	k.A.	9	5	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Stützsande	k.A.	1	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Zirkoniumkomplex	k.A.	1	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.

Stoff	CAS-Nr.	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 1983 (mind.)	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 2000 (mind.)	REACH-Registrierung	Wassergefährdungsklasse	Einstufung nach CLP-Verordnung	Akute Toxizität	Karzinogenität	Keimzell-Mutagenität	Reproduktionstoxizität	Spez. Zielorgan-Toxizität (einmalige / wiederholte Exposition)	Ätz/Reizwirkung auf die Haut	Schwere Augenschädigung/reizung	Sensibilisierung Atemwege/Haut	Aspirationsgefahr	akut gewässergefährdend	chronisch gewässergefährdend	Kennzeichnung mit Piktogramm gemäß CLP- Verordnung
Additive mit diversen Einsatzbereichen																		
1-Hexanol, ethoxyliert = Polyethylenglycolmonohexylether	korr. 31726-34-8	1	0	V	2**	k.A.												k.A.
2,2',2''-Nitriolotriethanol	102-71-6	12	8	R	1							2	2					
2-Brom-2-nitro-1,3-propandiol	52-51-7	3	3	V	2	H	4				3	2	1			1		
2-Butoxyethanol = Ethylenglycol-monobutylether = Butylglycol	111-76-2	21	10	R	1	H	4					2	2					
2-Ethylhexanol	104-76-7	1	0	R	2		4				3	2	2					
5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on und 2-Methyl-2H-Isothiazol-3-On	55965-84-9	14	11	V	3	H	3					1B		1		1	1	
9-Octadecenamid, N,N-Bis(2-hydroxyethyl)-	93-83-4	3	0	V	k.A.							2	1				2	
Adipinsäure	124-04-9	4	2	R	1	H							2					
Alkohole, C11-14-iso- reich an C-13. ethoxyliert, propoxyliert	78330-23-1	4	2	N	k.A.							2	2				2	
Ameisensäure	64-18-6	1	1	R	1	H						1A						
Ammoniumacetat	631-61-8	4	2	R	1		4				3	2	2					

Stoff	CAS-Nr.	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 1983 (mind.)	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 2000 (mind.)	REACH-Registrierung	Wassergefährdungsklasse	Einstufung nach CLP-Verordnung	Akute Toxizität	Karzinogenität	Keimzell-Mutagenität	Reproduktionstoxizität	Spez. Zielorgan-Toxizität (einmalige / wiederholte Exposition)	Ätz/Reizwirkung auf die Haut	Schwere Augenschädigung/reizung	Sensibilisierung Atemwege/Haut	Aspirationsgefahr	akut gewässergefährdend	chronisch gewässergefährdend	Kennzeichnung mit Piktogramm gemäß CLP- Verordnung
Ammoniumchlorid	12125-02-9	2	0	R	1	H	4						2					
Aromatisches Lösungsmittel	64742-95-6	1	0	R	2	H		1B	1B						1			
Borsäure	10043-35-3	2	1	R	1	H				1B								
Calciumchlorid	10043-52-4	3	0	R	1	H							2					
Chlorige Säure, Natrium-Salz	7758-19-2	8	4	R	2		2				2	1B	1			1		
Diammoniumperoxodisulfat = Ammoniumpersulfat	7727-54-0	8	6	R	1	H	4				3	2	2	1				
Diesel	68476-34-6	1	1	R	2	H		2										
Diethylenglycol	111-46-6	7	1	R	1	H	4											
Dinatriumoktaborat Tetrahydrat	12008-41-2	2	2	R	k.A.					1B								
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	64742-47-8	6	3	R	1*	H									1			
Essigsäure	64-19-7	12	6	R	1	H						1A						
Essigsäureanhydrid	108-24-7	5	1	R	1	H	4					1B						
Ethanol	64-17-5	4	1	R	1	H												

Stoff	CAS-Nr.	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 1983 (mind.)	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 2000 (mind.)	REACH-Registrierung	Wassergefährdungsklasse	Einstufung nach CLP-Verordnung	Akute Toxizität	Karzinogenität	Keimzell-Mutagenität	Reproduktionstoxizität	Spez. Zielorgan-Toxizität (einmalige / wiederholte Exposition)	Ätz/Reizwirkung auf die Haut	Schwere Augenschädigung/reizung	Sensibilisierung Atemwege/Haut	Aspirationsgefahr	akut gewässergefährdend	chronisch gewässergefährdend	Kennzeichnung mit Piktogramm gemäß CLP- Verordnung
Ethylbenzol	100-41-4	1	0	R	1	H	4											 
Formaldehyd	50-00-0	1	1	R	2	H	3	2				1B		1				  
Fumarsäure	110-17-8	7	0	R	1	H							2					
Glycerin	56-81-5	3	3	R	1						2							
Guarmehl	korr.9000-30-0	6	3	V	1								2					
Hemicellulase Enzym	9012-54-8	1	0	V	1	H								1				
Hexahydro-1,3,5-tris(2-hydroxyethyl)-triazin	korr.4719-04-4	1	0	R	1	H	4							1				
Hydroxypropylguar	39421-75-5	3	0	V	1	k.A.												k.A.
Isooctanol	26952-21-6	7	1	V	2		4					2	1					 
Kaliumchlorid	korr.7447-40-7	22	8	R	1												3	
Kaliumiodid	7681-11-0	1	1	R	1			2		1B	2		2	1			2	  
Kohlenhydrat	63-42-3	1	0	V	k.A.	k.A.												k.A.
kristallines Siliziumdioxid, Quarzsand,	14808-60-7	3	0	V	nwg		4				2							 

Stoff	CAS-Nr.	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 1983 (mind.)	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 2000 (mind.)	REACH-Registrierung	Wassergefährdungsklasse	Einstufung nach CLP-Verordnung	Akute Toxizität	Karzinogenität	Keimzell-Mutagenität	Reproduktionstoxizität	Spez. Zielorgan-Toxizität (einmalige / wiederholte Exposition)	Ätz/Reizwirkung auf die Haut	Schwere Augenschädigung/reizung	Sensibilisierung Atemwege/Haut	Aspirationsgefahr	akut gewässergefährdend	chronisch gewässergefährdend	Kennzeichnung mit Piktogramm gemäß CLP- Verordnung
Magnesiumchlorid	7786-30-3	14	11	R	1						3	2	2					
Magnesiumnitrat	10377-60-3	14	11	R	1						3	2	2					
Mannitol, 1,2,3,4,5,6-Hexanhexol	69-65-8	4	1	V	k.A.	k.A.												k.A.
Methanol	67-56-1	18	5	R	1	H	3				1							
Natriumbromat	7789-38-0	12	8	V	k.A.		4				3	2	2					
Natriumchlorid	7647-14-5	11	4	R	1								2					
Natriumhydrogencarbonat	144-55-8	12	8	R	1								2					
Natriumhydroxid	1310-73-2	14	7	R	1	H						1A						
Natriumpersulfat	7775-27-1	3	0	R	1		4				3	2	2	1	1			
Natriumtetraborat = Natriumborat = Borax	korr.1330-43-4	6	5	R	1	H				1B								
Natriumthiosulfat	7772-98-7	13	4	R	1						3	2	2					
Natriumthiosulfat Pentahydrat	10102-17-7	10	6	V	1						3	2	2					
Nonylphenoethoxylat	korr.9016-45-9	7	1	V	2		4					2	2				2	

Stoff	CAS-Nr.	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 1983 (mind.)	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 2000 (mind.)	REACH-Registrierung	Wassergefährdungsklasse	Einstufung nach CLP-Verordnung	Akute Toxizität	Karzinogenität	Keimzell-Mutagenität	Reproduktionstoxizität	Spez. Zielorgan-Toxizität (einmalige / wiederholte Exposition)	Ätz/Reizwirkung auf die Haut	Schwere Augenschädigung/reizung	Sensibilisierung Atemwege/Haut	Aspirationsgefahr	akut gewässergefährdend	chronisch gewässergefährdend	Kennzeichnung mit Piktogramm gemäß CLP- Verordnung
Polyethylenglycol-Octylphenylether	9036-19-5	1	1	V	2		4						1				2	
Polypropylenglycol / Glycolether	korr.25322-69-4	8	4	R	1		4											
Polyvinylidenchlorid	9002-85-1	1	0	V	k.A.	k.A.												k.A.
Prop-2-yn-1-ol	107-19-7	1	1	R	2	H	3					1B					2	
Propan-1-ol	korr.71-23-8	3	0	R	1	H					3		1					
Propan-2-ol = Isopropanol	67-63-0	18	11	R	1	H					3		2					
Salzsäure	7647-01-0	1	1	R	1	H					3	1B						
Stoddard-Lösungsmittel	8052-41-3	4	2	V	2	H		1B	1B						1			
Tetraethylenpentamin	112-57-2	7	7	V	2	H	4					1B		1			2	
Tetramethylammoniumchlorid	75-57-0	7	6	V	1		2				3	2	2					
Tetranatriummethyldiamintetraacetat	64-02-8	1	1	R	2	H	4						1					
Tributhylphosphat	126-73-8	3	0	R	2	H	4	2				2						
Trimethylbenzol	95-63-6	1	0	R	2	H	4				3	2	2				2	

Stoff	CAS-Nr.	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 1983 (mind.)	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 2000 (mind.)	REACH-Registrierung	Wassergefährdungsklasse	Einstufung nach CLP-Verordnung	Akute Toxizität	Karzinogenität	Keimzell-Mutagenität	Reproduktionstoxizität	Spez. Zielorgan-Toxizität (einmalige / wiederholte Exposition)	Ätz/Reizwirkung auf die Haut	Schwere Augenschädigung/reizung	Sensibilisierung Atemwege/Haut	Aspirationsgefahr	akut gewässergefährdend	chronisch gewässergefährdend	Kennzeichnung mit Piktogramm gemäß CLP- Verordnung
Xylol	1330-20-7	1	0	R	2	H	4					2						
Zirkondichloridoxid	korr.7699-43-6	1	1	I	1							1B						
Zitronensäure	77-92-9	1	1	R	1								1					
Zitrusterpene	94266-47-4	8	8	V	k.A.							2		1	1	1	1	
Acrylamidcopolymer	k.A.	3	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Aliphaterische Säuren und deren Salze	k.A.	10	9	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Aliphatische Fettalkoholpolyglycoether	k.A.	1	1	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Alkylamine, amphotere	k.A.	2	2	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Alkylamine, amphoterisch oder ampholytisch	k.A.	1	1	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Alkylaminen, innere Salze von	k.A.	5	2	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Anorganische Salze	k.A.	6	6	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Aromatische Aldehyde	k.A.	1	1	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Aromatische Ketone	k.A.	1	1	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Aromatische Kohlenwasserstoffe	k.A.	1	1	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Boratsalze und anorganische Borate	k.A.	14	8	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Borsäure-Ester	k.A.	1	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Diatomeenerde	k.A.	3	1	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	k.A.	3	3	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Ethoxylierte Alkohole	k.A.	13	9	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.

Stoff	CAS-Nr.	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 1983 (mind.)	Anzahl der eingesetzten Fluide seit 2000 (mind.)	REACH-Registrierung	Wassergefährdungsklasse	Einstufung nach CLP-Verordnung	Akute Toxizität	Karzinogenität	Keimzell-Mutagenität	Reproduktionstoxizität	Spez. Zielorgan-Toxizität (einmalige / wiederholte Exposition)	Ätz/Reizwirkung auf die Haut	Schwere Augenschädigung/reizung	Sensibilisierung Atemwege/Haut	Aspirationsgefahr	akut gewässergefährdend	chronisch gewässergefährdend	Kennzeichnung mit Piktogramm gemäß CLP- Verordnung
Glycolether	k.A.	3	3	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Guargummi	k.A.	1	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Guargummiderivate	k.A.	7	3	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Hydroxypropylguargummi	k.A.	1	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Kohlenhydrat	k.A.	1	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Komplexes Kohlenhydrat	k.A.	2	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Mannazucker, Mannit	k.A.	4	1	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Organisches Titanat	k.A.	2	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Oxalkylierte Alkylalkohole, vernetzt	k.A.	1	1	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Oxyalkylierte Alkohole	k.A.	6	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Perfluoro Alkylbetain	k.A.	3	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Polyacrylat	k.A.	1	1	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Polyepichlorohydrin, quaternisiert mit Triethylamin	k.A.	1	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Polysaccharidderivate	k.A.	4	3	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Polysaccharidderivate / Stärke	k.A.	5	5	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Titankomplexverbindung	k.A.	1	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	k.A.	16	10	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.

* Einstufung des Erdöldestillat hydrogeniert, leicht nach Wassergefährdungsklasse mit einem Aromatengehalt < 25 % (nicht als krebserzeugend (R45) gekennzeichnet, Siedebeginn ± 240 °C)

** Angabe für längerkettige ethoxylierte Alkohole (C8-C18)

ANHANG 3: Bewertung ausgewählter Additive

Im vorliegenden Kapitel wird eine Auswahl der bislang in Deutschland eingesetzten Additive anhand ihrer Verwendung, ihrer physikalisch-chemischen Eigenschaften und ihrer Abbaubarkeit, sowie ihrer human- und ökotoxikologischen Eigenschaften beschrieben und relevante Beurteilungswerte abgeleitet. Die ausgewählten Additive decken sich im Wesentlichen mit den Additiven, die in einem Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas in unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen ausgewählt wurden (ahu/Brenk/IWW 2012). Aufgrund des engen zeitlichen Rahmens der vorliegenden Studie muss darauf hingewiesen werden, dass eine vollständige und abschließende Beschreibung und Bewertung der ausgewählten Additive nicht möglich war.

1 Butoxyethanol

2-Butoxyethanol (CAS-Nr. 111-76-2; Synonyme: Butylglycol, Ethylenglycolmonobutylether, EGBE) ist eine farblose Flüssigkeit mit schwach etherischem Geruch. Der Stoff ist unter REACH registriert und nach VwVwS als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft. Die Einstufung gemäß CLP-Verordnung ist harmonisiert (Anhang 2).

Verwendung

2-Butoxyethanol wird als Lösungsmittel in Farben und Lacken, aber auch in Reinigungsmitteln und Kosmetika eingesetzt. Die Jahresproduktion in Europa betrug 1995 etwa 90.000 Tonnen.⁴

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

2-Butoxyethanol ist gut in Wasser löslich und weist einen $\log K_{ow}$ von 0,6 bis 0,8 auf. Der Stoff gilt als relativ gut biologisch abbaubar unter aeroben Bedingungen (Tab. 5).

Humantoxikologie

2-Butoxyethanol und dessen Metabolit 2-Butoxyessigsäure ist hematotoxisch, beeinflusst also das Blutbild. Effekte auf das Nervensystem, die Nieren und die Leber treten bei höheren Konzentrationen auf, wohingegen hämolytische Effekte eher bei geringeren Konzentrationen beschrieben werden. LD₅₀-Werte wurden mit 470 mg/kg (Ratte oral) und 220 mg/kg (Kaninchen dermal) angegeben (GESTIS 2012).

Obwohl *in vitro* Untersuchungen hinsichtlich der Mutagenität von 2-Butoxyethanol nicht eindeutig waren, wird diese Substanz auf Grund von fehlenden reaktiven Gruppen sowie negativen Ergebnissen aus *in vivo* Studien als nicht mutagen eingestuft. Außerdem wird es in Umweltkonzentrationen, die geringer als die erlaubten Referenzdosen/Referenzkonzentrationen sind, als „wahrscheinlich nicht kanzerogen beim Menschen“ befunden (basierend auf Tierver-

⁴ <http://de.wikipedia.org/wiki/Ethylenglycolmonobutylether>

suchen, der Wirkweise und den wenigen Informationen aus humanen Studien). Die vorhandenen Daten zur Kanzerogenität deuten darauf hin, dass kanzerogene Effekte von 2-Butoxyethanol unwahrscheinlich sind. Studien zur Gentoxizität geben ebenfalls keinen Hinweis auf eine mögliche derartige Wirkweise. Obwohl in zwei Studien schwache gentoxische Effekte bei hohen Konzentrationen *in vitro* nachgewiesen wurden, konnten diese Ergebnisse in anderen Studien nicht reproduziert werden (Elias et al. 1996; Hoflack et al. 1995).

Der TDI wird mit 0,1 mg/kg/d angegeben (US EPA 2010), aus dem ein LW von 0,35 mg/l berechnet wurde (Tab. 1).

Ökotoxikologie

Im Registrierungsdossier unter REACH (ECHA 2012) wird für das Süßwassersystem ein PNEC von 8,8 mg/l, für Salzwassersystem ein PNEC von 0,88 mg/l aufgeführt. Im Rahmen der OECD Screening Information Data Set wurden ökotoxikologische Wirkkonzentrationen ausgewertet und ein PNEC von 0,0894 mg/l aus akuten LC₅₀-Werten mit Sicherheitsfaktor 1.000 berechnet (OECD 1997). Für die sicherheitsorientierte Bewertung wird der niedrigere PNEC verwendet.

2 Butyldiglycol

Butyldiglycol (CAS-Nr. 112-34-5; Synonyme: 2-(2-Butoxyethoxy)ethanol; Diethylenglycolmonobutylether, DEGBE) ist unter Standardbedingungen eine schwer flüchtige, klare Flüssigkeit. Butyldiglycol ist unter REACH registriert und nach VwVwS als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft. Die Einstufung nach CLP-Verordnung ist harmonisiert.

Verwendung

Butyldiglycol dient u.a. als Lösemittel für Farben und Lacke, in der chemischen Industrie, in Haushaltsreinigern, Bauchemikalien und in der Textilverarbeitung⁵. Außerdem wird Butyldiglycol in Mitteln zur Oberflächenreinigung, Bohr- und Schneidölen und Schäumen zur Brandbekämpfung verwendet und findet auch Verwendung zur Herstellung von Weichmachern (GESTIS 2012).

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Der log K_{ow} von Butyldiglycol wird mit 0,15 bis 0,91 angegeben. Butyldiglycol gilt biologisch abbaubar unter aeroben Bedingungen (Tab. 5).

Humantoxikologie

Die Toxizität von Butyldiglycol wurde in Tierversuchen mit LD₅₀ von 5.660 mg/kg (Ratte oral) und 2.700 mg/kg (Kaninchen dermal) bestimmt (GESTIS 2012). *In vitro* konnte keine Gentoxizität mittels „Mammalian cell gene Mutation“ Test weder an CHO noch an L5178Y Maus Lymph-

⁵ <http://de.wikipedia.org/wiki/Butyldiglycol>

omazellen mit Konzentrationen bis zu 5 mg/l (CHO) oder 10 µl/ml (L5178Y) nachgewiesen werden. Zusätzlich wurden keine Chromosomenabberationen an CHO Zellen bis zu einer nicht cytotoxischen Konzentration von 7,92 µl/ml detektiert. Eine Mutagenität konnte durch den Ames Test mit *S. typhimurium* Stämmen ausgeschlossen werden. Ebenfalls konnte bis zu einer Konzentration von 6,67 µl/ml keine DNA-Reparatur anhand des UDS Tests an Sprague-Dawley Ratten Hepatozyten nachgewiesen werden. Alle Tests wurden sowohl mit als auch ohne metabolische Aktivierung durch S9 durchgeführt.

Für Butyldiglycol wird ein TDI von 2,5 mg/kg/d angegeben (HSDB 2012), aus dem ein LW von 8,75 mg/l berechnet wurde (Tab. 1). Ein GFS-Wert wurde in LAWA (2004) nicht abgeleitet.

Ökotoxikologie

Im Registrierungsdossier unter REACH wird ein PNEC von 1 mg/l (Süßwasser) und von 0,1 mg/l (Salzwassersystem) ohne Angabe zu verwendeten Sicherheitsfaktor aufgeführt (ECHA 2012). Eine Recherche in den Datenbanken UBA-ETOX, EPA-ECOTOX, ESIS-IUCLID, GESTIS und GSBL ergab einen Datensatz von 87 vollständigen Einträgen zu ökotoxikologischen Wirkkonzentrationen von Butyldiglycol. Die Auswertung zeigt, dass nur für Algen und Mikroorganismen, nicht aber für Wirbellose und Wirbeltiere chronische NOEC-Daten vorliegen. Es wurde deswegen aus den akuten Toxizitäten für Butyldiglycol ein PNEC von 0,053 mg/l abgeschätzt (Sicherheitsfaktor 1.000; Tab. 4). Für die sicherheitsorientierte Bewertung wird der niedrigste recherchierte PNEC-Wert verwendet.

3 5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on (CMIT) und 2-Methyl-2H-isothiazol-3-on (MIT)

CMIT und MIT gehören zur Gruppe der Isothiazolinon-Derivate, die verbreitet als nicht-oxidative Biozide eingesetzt werden. Der Wirkmechanismus beruht auf der Inhibierung von Zellproteinen (Groshart & Balk 2000 zit. in Gartiser & Urich 2002). Gemische aus CMIT und MIT im Verhältnis 3:1 werden in unterschiedlichen Konzentrationen unter dem Handelsnamen Kathon® vermarktet. Sowohl die Einzelsubstanzen als auch das 3:1 Gemisch sind unter REACH vorregistriert. Das Gemisch aus CMIT und MIT ist nach Anhang 3 der VwVwS als stark wassergefährdend (WGK 3) eingestuft. Die Einstufung und Kennzeichnung nach CLP-Verordnung ist harmonisiert (Anhang 2).

Das Biozid-Wirkstoffgemisch ist als alter Biozid-Wirkstoff gemäß Biozid-Richtlinie 98/8/EG identifiziert und in die Liste der im Rahmen des Prüfprogramms der zweiten Phase des Zehn-Jahres-Arbeitsprogramms zu prüfende Wirkstoffe aufgenommen (Anhang II der Verordnung (EG) Nr. 1451/2007)⁶. Die Prüfung erfolgt für diese Biozid-Wirkstoffe für eine Reihe unterschiedlicher Produktarten (PT), unter anderem für die PT12 „Schleimbekämpfungsmittel“ und PT11

⁶ Verordnung (EG) Nr. 1451/2007 der Kommission vom 4. Dezember 2007 über die zweite Phase des Zehn-Jahres-Arbeitsprogramms gemäß Artikel 16 Absatz 2 der Richtlinie 98/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über das Inverkehrbringen von Biozid-Produkten, ABL.EU Nr. L 325 vom 11.12.2007, S. 3 ff.

„Schutzmittel für Flüssigkeiten in Kühl- und Verfahrenssystemen“, die für die Prüfung von Bioziden in Frack-Zubereitungen relevant sein können (vgl. Kapitel B2.2.2). Die Entscheidung über die Aufnahme oder Nicht-Aufnahme für diese Produktarten in die Anhänge I oder IA der Biozid-Richtlinie 98/8/EG steht mit Stand 22.02.2012 noch aus⁷. Der Bewertungsbericht der EU-Kommission sowie Daten aus den vom Hersteller bzw. Notifizierer im Prüfverfahren einzureichende Prüfunterlagen stehen damit gegenwärtig nicht zur Verfügung. Im Rahmen der Übergangsregelungen bleibt das Wirkstoffgemisch für die Dauer des Prüfverfahrens, längstens jedoch bis zum 14. Mai 2014, weiterhin vermarktungsfähig (vgl. Kapitel B2.2.2).

Verwendung

CMIT und MIT werden als Breitbandbiozid für Kühlschmierstoffe, Kleber, Wachse, Leder- und Textilapplikationen, als Mikrobiozid in Kühlwasserkreisläufen^{8,9}, als Konservierungsmittel in Kosmetika, in Haushalts- und Industriereinigern, in Dispersionsfarben, Lacken, Klebstoffen und in der Papierherstellung eingesetzt (GSBL 2012). Wegen ihrer Wirkung als Kontaktallergene und einer mittlerweile eingeführten Kennzeichnungspflicht ist der Einsatz in Kosmetika in Deutschland rückläufig¹⁰. Mögliche Umweltbelastungen durch den Einsatz von CMIT und MIT in Dachfarben und in der Kühlwasserkonditionierung sind vom Landesumweltamt NRW bzw. vom Umweltbundesamt untersucht worden (LUA NRW 2005; Gartiser & Urich 2002).

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Für das Gemisch aus CMIT und MIT wird ein $\log K_{ow}$ von 0,7 angegeben (IUCLID 2000). Isothiazolinone hydrolysieren langsam (Halbwertszeit von 7 d bei 30° C und pH 8; zit. in Gartiser & Urich 2002). Versuche mit Laborkläranlagen zeigen eine geringe Mineralisierung der Wirkstoffe (Baltus & Berbee 1996; Krzeminski et al. 1975 zit. in Gartiser & Urich 2002). Die in der Literatur z.T. veröffentlichten höheren Abbaugrade (z.B. 97 % in 48 h in IUCLID 2000) werden auf eine rasche Sorption und Bioakkumulation der Wirkstoffe im Belebtschlamm bzw. auf unvollständigen Abbau durch die Bildung von stabilen Metaboliten zurückgeführt (Gartiser & Urich 2002). Produktinformationen des Herstellers zeigen, dass die Stabilität des Gemisches bei höherer Wasserhärte und bei höherem pH-Wert zunimmt (Rohm & Haas 2007). Erhöhte Temperaturen, besonders über 50° C, beschleunigen die Zersetzung (Rohm & Haas 2007).

Humantoxikologie

Eine wiederholte Exposition des Menschen gegenüber CMIT und auch Kathon ist hinsichtlich des hautsensibilisierenden Potenzials in Kosmetika und anderen Produkten intensiv geprüft worden. Kathon ist in die Standardreihe der sensibilisierenden Stoffe aufgenommen worden (GESTIS 1997). Die niedrigste Konzentration von CMIT und MIT in kosmetischen Produkten, die

⁷ http://ec.europa.eu/environment/biocides/pdf/list_dates_product_2.pdf

⁸ <http://de.wikipedia.org/wiki/Chlormethylisothiazolinon>

⁹ <http://de.wikipedia.org/wiki/Methylisothiazolinon>

¹⁰ <http://de.wikipedia.org/wiki/Isothiazolinone>

bei einigen von 200 unbelasteten Personen eine Sensibilisierung bewirkte, war 7,5 mg/l Wasser. Bei bereits gegenüber Kathon sensibilisierten Personen genügten bereits 1,5 mg/l, um eine Reaktion hervorzurufen (GESTIS 1997).

CMIT ist ein anerkanntes Allergen (Zoller et al. 2006) und wirkt sensibilisierend. Eine Exposition im Haushalt findet üblicherweise über Shampoos, Haarspülungen, Seifen oder feuchte Reinigungstücher statt. Die International Agency for Research on Cancer (IARC) hat CMIT derzeit nicht als bekanntes, mögliches oder wahrscheinliches Kanzerogen eingestuft. Auch *in vivo* Untersuchungen weisen nicht auf eine mögliche mutagene Aktivität hin. MIT wurde von der U.S. EPA als nicht klassifizierbar in Bezug auf humane Kanzerogenität auf Grund mangelnder verfügbarer humaner oder tierischer Daten eingestuft.

Im Trinkwasser sind Biozid-Wirkstoffe, die nicht zu den für die Trinkwasseraufbereitung zugelassenen Desinfektionsmitteln gehören, generell unerwünscht. In der Trinkwasserverordnung sind die (nicht toxikologisch begründete) Grenzwerte von 0,1 µg/l pro Biozid-Einzelstoff und 0,5 µg/l für die Summe der Biozid-Wirkstoffe festgesetzt. Diese Grenzwerte wurden als GFS-Werte für Biozidprodukte zur Beurteilung von lokal begrenzten Grundwasserverunreinigungen übernommen (LAWA 2004).

Ökotoxikologie

In dem den Gutachtern vorliegenden Sicherheitsdatenblatt der Zubereitung M275 sind ökotoxikologische Wirkdaten nur für das Salz Magnesiumchlorid, nicht aber für die Wirkstoffe CMIT und MIT angegeben (Baker Hughes M275 2011). In den ausgewerteten Stoffdatenbanken ETOX, ECOTOX, IUCLID und GESTIS sind Wirkkonzentrationen für die Wirkstoffe CMIT bzw. MIT, aber auch für unterschiedlich konzentrierte wässrige Lösungen des 3:1 Gemisches dieser Wirkstoffe angegeben (Tab. 3). Letztere wurden anhand der eingesetzten Lösungen auf die Konzentration der Wirkstoffe CMIT und MIT umgerechnet. In der UBA ETOX-Datenbank wird zum Beispiel eine chronische Wirkkonzentration (EC₅₀, Daphnien) der 1,5-prozentigen Lösung des Gemisches aus CMIT und MIT von 5,06 mg/l angegeben. Daraus errechnet sich für die Wirkstoffe CMIT und MIT eine Wirkkonzentration von $5,06 \text{ mg/l} \times 1,5 \% = 0,076 \text{ mg/l}$. Eine Auswahl der Wirkstoffkonzentrationen wurde auch im Rahmen eines UBA-Projektes zum Einsatz umweltverträglicher Chemikalien in der Kühlwasserkonditionierung zusammengestellt (Gartiser & Ulrich 2002, Anhang, S.22).

Die Auswertung der erhobenen Wirkdaten ergab, dass für das Gemisch CMIT:MIT (3:1), aber nicht für die Einzelkomponenten CMIT und MIT chronische NOEC-Daten verfügbar sind. Anhand dieser Daten wurde für das Gemisch CMIT:MIT mit einem Sicherheitsfaktor von 50 ein PNEC von 52 ng/l abgeschätzt (Tab. 4). Dieser PNEC für die Wirkstoffe im Gemisch CMIT:MIT liegt in derselben Größenordnung wie der für die Einzelkomponenten, die aus den akuten Wirkkonzentrationen mit höheren Sicherheitsfaktoren abgeschätzt wurden (PNEC für CMIT von 21 ng/l und PNEC für MIT von 50 ng/l).

4 Cholinchlorid

Cholin ist wie das Tetramethylammonium-Kation eine quartäre Ammoniumverbindung, die aber anstelle einer Methyl-Gruppe eine Hydroxyethyl-Gruppe besitzt. Kommerziell erhältlich ist Cholin als Cholinchlorid (CAS-Nr. 67-48-1), ein farbloser, hygroskopischer, brennbarer Feststoff

mit schwach aminartigem Geruch. Cholin ist unter Lebewesen weit verbreitet. In Form seines Essigsäureesters bildet es den Neurotransmitter Acetylcholin, in Form seines Phosphorsäureesters ist es Bestandteil der Lecithine und außerdem Zwischenprodukt des Stoffwechsels¹¹. Cholin ist in Eigelb, Getreide, Gemüse und Nüssen enthalten. Im menschlichen Körper kann Cholin bei adäquater Versorgung mit Aminosäuren in ausreichender Menge gebildet werden¹¹.

Cholinchlorid ist unter REACH vorregistriert und nach VwVwS als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft. Die Einstufung nach CLP-Verordnung ist nicht harmonisiert.

Verwendung

Cholinchlorid wird u.a. in Nahrungsergänzungsmitteln, Futtermitteln, Präparaten gegen Leberschäden, als Kulturmedien für Pflanzen und in der Halbleiterproduktion als Reinigungsmittel für Wafer verwendet¹¹.

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Cholinchlorid ist gut in Wasser löslich. Der log K_{ow} wird mit -3,77 angegeben. In verschiedenen Abbautests in Belebtschlamm wurde Cholinchlorid zu > 30 % in 14 d unter aeroben Bedingungen gut biologisch abgebaut (Tab. 5).

Humantoxikologie

Die Toxizität von Cholinchlorid wird mit einem LD_{50} von 3.400 mg/kg (Ratte oral) angegeben (GESTIS 2012). Cholinchlorid wird als Medikament in der Medizin eingesetzt. Die Aufnahme einer erhöhten Cholin-Dosis kann zur Hypotonie mit Nebenwirkungen auf das cholinerge System (z.B. Schwitzen, Durchfall) sowie zu einem fischartigen Körpergeruch führen. Zusätzlich kann es zur Schädigung der Leber kommen. Eine akute Humantoxizität von Cholin konnte bis zu einer oralen Dosis von 3000 mg/d Cholin-Magnesium-trisalicylat ausgeschlossen werden. Cholinchlorid ist nicht gentoxisch, mutagen, klastogen oder entwicklungstoxisch. Als TDI wird ein Wert von ≥ 5 mg/kg/d angegeben, (OECD 2004), aus dem sich ein LW von $\geq 17,5$ mg/l errechnen (Tab. 1). Ein GFS-Wert wurde in LAWA (2004) nicht abgeleitet.

Ökotoxikologie

Vorliegende Wirkdaten von Cholinchlorid wurden in OECD (2004) ausgewertet und aus Wirkdaten zur akuten Daphnientoxizität nach EC TGD (2003) ein PNEC von 3,49 mg/l mit Sicherheitsfaktor 100 abgeleitet.

5 Erdöldestillat, hydrogeniert, leicht

Das behandelte Erdöldestillat (CAS-Nr. 64742-47-8) ist ein komplexes Gemisch aliphatischer und aromatischer Kohlenwasserstoffe, das bei der Behandlung von leichten Erdölfraktionen mit

¹¹ <http://de.wikipedia.org/wiki/Cholin>

Wasserstoff in der Gegenwart eines Katalysators hergestellt wird. Das Destillat besteht hauptsächlich aus Kohlenwasserstoffen mit 9 bis 16 Kohlenstoffatomen (ECHA 2012). Es wird u.a. unter den Handelsnamen Aviation Jet, Jet Fuel und Hydrotreated Kerosine vermarktet und ist unter REACH registriert. Angaben zum Gehalt aromatischer Verbindungen im Destillat liegen nicht vor. Der Stoff ist bei einem Aromatengehalt von < 25 % (nicht als krebserzeugend (R45) gekennzeichnet) als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft. Die Einstufung nach der CLP-Verordnung ist harmonisiert (Anhang 2).

Verwendung

Neben der Anwendung als Treibstoff wird das Erdöldestillat in einer Reihe weiterer Anwendungen, u.a. als Reinigungsmittel und als Gleitmittel in der Metallverarbeitung, eingesetzt (ECHA 2012).

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Angaben zur Wasserlöslichkeit variieren. Der log K_{ow} wird mit 3,3 bis 8,7 abgeschätzt. In nach OECD-Richtlinie 301D durchgeführten Abbaubersuchen wurde ein biologischer Abbau der Testsubstanzen von nur 4 - 12 % innerhalb von 28 d unter aeroben Bedingungen festgestellt (IUC-LID 2000).

Humantoxikologie

Geringe akut toxische Effekte wurden an Ratten (LD_{50} oral > 5 g/kg, LD_{50} inhalativ > 5 mg/l/4 h) oder an Kaninchen (LD_{50} dermal > 2 g/kg) nachgewiesen. Nach einer Exposition gegenüber sehr hohen Dosen kann es zusätzlich zu Schädigungen des zentralen Nervensystems mit Kopfschmerzen, Schwindelgefühlen und Übelkeit kommen. Die Substanz wird als nicht mutagen oder kanzerogen beim Menschen eingestuft, allerdings führte wiederholter Hautkontakt zu Reizungen und Hautkrebs im Tierversuch. TDI-Werte sind für das Erdöldestillat nicht bekannt.

Zur Beurteilung von lokalen Grundwasserverunreinigungen wurde für Kohlenwasserstoffe generell ein GFS-Wert von 100 µg/l abgeleitet (LAWA 2004). Abhängig von dem Gehalt aromatischer Kohlenwasserstoffe im Erdöldestillat sind ggf. auch die GFS-Werte für Benzol (1 µg/l) und für die Summe der alkylierten Benzole (20 µg/l) zu berücksichtigen. Angaben zu den Konzentrationen aromatischer Kohlenwasserstoffe in dem Erdöldestillat liegen den Gutachtern jedoch nicht vor.

Ökotoxikologie

Die ökotoxikologische Bewertung von Erdölprodukten gilt aufgrund ihrer variablen Zusammensetzung, einem Gemisch aus verschiedenen Kohlenwasserstoffen mit unterschiedlichen Wasserlöslichkeiten, als schwierig. Während die Verwendung unterschiedlicher Methoden die Bewertung älterer Literaturdaten erschwert, liegen inzwischen standardisierte Laborprotokolle zur Durchführung von Toxizitätstests mit Erdölprodukten vor, die anstelle der gelösten Kohlenwasserstoff-Konzentration die gesamte im Austausch mit dem Wasser stehende Fraktion in einem Zweiphasensystem betrachtet (sog. water-accommodated fraction; Singer et al. 2000). Die in den Datenbanken UBA-ETOX und EPA-ECOTOX sowie die im Sicherheitsdatenblatt des Produkts J313 (Schlumberger J313 2011) hinterlegten Wirkdaten wurden gezielt um neuere Wirkdaten für drei unterschiedlich behandelte Erdöldestillate (Kerosine) aus Peterson et al.

(1996) ergänzt, die auch in REACH-Dossiers zur Registrierung des Stoffes angegeben werden (ECHA 2012). Nach Auswertung der vorliegenden Datenbasis liegen chronische NOEC-Werte für Fische und Algen vor, für Wirbellose sind nur akute Daten verfügbar (Tab. 4). Aus den chronischen NOEC-Daten wurde für das Erdöldestillat ein PNEC von 0,004 mg/l mit Sicherheitsfaktor 50 abgeleitet.

6 Ethoxylierte Alkohole (1-Hexanol ethoxyliert)

1-Hexanol ethoxyliert (CAS-Nr. 31726-34-8; Synonym: Polyethylenglycolmonoheptylether) gehört zur Gruppe der ethoxylierten aliphatischen Alkohole, die verbreitet als nichtionische Tenside eingesetzt werden. Polyethylenglycolmonoheptylether ist aus einem 1-Hexanol-Grundkörper und hydrophilen Polyethylenglycol-Kette mit unterschiedlichem Ethoxylierungsgrad aufgebaut. Der Stoff ist unter REACH vorregistriert, bisher wurde keine Einstufung im C&L-Verzeichnis angemeldet (ECHA 2012). Für 1-Hexanol ethoxyliert liegt unter der o.g. CAS-Nr. keine Einstufung in eine Wassergefährdungsklasse vor (UBA 2009). Längerkettige ethoxylierte Alkohole (C8-C18) sind nach VwVwS als wassergefährdend (WGK 2) eingestuft (UBA 2009).

Verwendung

Ethoxylierte Fettalkohole werden verbreitet als nichtionische Tenside in Körperpflegeprodukten, in der Textilverarbeitung, Pflanzenschutzmitteln, Farben und Industriereinigern eingesetzt.

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Für Polyethylenglycolmonoheptylether wird ein $\log K_{ow}$ von 0,45 angegeben (Tab. 5). Ethoxylierte Fettalkohole gelten allgemein als gut abbaubar unter aeroben Bedingungen, die relativ wenig durch die Länge der Alkylkette und den Ethoxylierungsgrad variiert (HERA 2009). Unter anoxischen Bedingungen wurde ebenfalls eine weitgehende Mineralisation von linearen ethoxylierten Alkoholen beobachtet (Danish EPA 2001 zit. in HERA 2009).

Humantoxikologie

Verfügbare Literatur zur Toxikologie von ethoxylierten Alkoholen wurde im HERA-Projekt, einer Initiative von Herstellern und Lieferanten von Haushaltsprodukten, ausgewertet (HERA 2009). In der Literatur liegen keine Anzeichen für eine kanzerogen, mutagene oder gentoxische Wirkungen von ethoxylierten Alkoholen vor (HERA 2009). Für verschiedene langkettige Fettalkohole wurde NOAEL-Werte angegeben; in Langzeitstudien wurde als niedrigster NOAEL ein Wert von 50 mg/kg/d angegeben (HERA 2009). Mit einem Unsicherheitsfaktor von 1.000 ergibt sich daraus ein LW von 0,175 mg/l (Tab. 1). Ein GFS-Wert wurde in LAWA (2004) nicht abgeleitet.

Ökotoxikologie

Ein PNEC-Werte für Fettalkohole mit 8 bis 18 Kohlenstoffatomen (Octanol bis Octadecanol) und Ethoxylierungsgrad 0 bis 22 Ethylenoxideinheiten wurde u.a. mittels Quantitativer Struktur-Wirkungs-Beziehung aus chronischen Daphnien-Effektdaten mit Sicherheitsfaktor 10 abgeleitet (HERA 2009). Niedrigere PNEC-Konzentrationen wurden für ethoxylierte Alkohole mit zuneh-

mender Kettenlänge (Octanol bis Octadecanol) und abnehmendem Ethoxylierungsgrad ermittelt (HERA 2009). Als Abschätzung für den PNEC-Wert von Polyethylenglycolmonoheptylether wird deswegen der ermittelte PNEC von Octanol+Nonanol herangezogen (0,17 mg/l mit null, 0,67 mg/l mit fünf und 1,99 mg/l mit zehn Ethylenoxideinheiten; HERA 2009). Da industriell hergestelltes Polyethylenglycolmonoheptylether immer als Gemisch verschiedener Ethoxylierungsgrade besteht, wird als Abschätzung ein PNEC-Wert von 0,17 mg/l angesetzt.

7 Ethylenglycol(bis)hydroxymethylether

(CAS-Nr. 3586-55-8; Synonyme: (Ethylenedioxy)dimethanol (EDDM), 1,6-Dihydroxy-2,5-dioxaheptane, EGb(hm)E, 2,5-Dioxaheptane-1,6-diol, 2-(Hydroxymethoxy) ethoxymethanol, Ethyleneglycoldiformal; 1,2-Ethandiylbis(oxy)bismethanol; Methanol [1,2-ethandiylbis(oxy)]bis-; Internationale Nomenklatur für kosmetische Inhaltsstoffe: Dimethylol glycol)

Ethylenglycol(bis)hydroxymethylether (EGHM) gehört zur Gruppe der Formaldehyd- abspaltenden Biozidwirkstoffe. Der Stoff ist unter REACH vorregistriert und nach Anhang 3 der VwVwS als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft. Die Einstufung nach CLP-Verordnung ist nicht harmonisiert.

EGHM ist als alter Biozid-Wirkstoff gemäß Biozid-Richtlinie 98/8/EG identifiziert und in die Liste der im Rahmen des Prüfprogramms der zweiten Phase des Zehn-Jahres-Arbeitsprogramms zu prüfende Wirkstoffe aufgenommen (Anhang II der Verordnung (EG) Nr. 1451/2007¹²). Die Prüfung erfolgt für diesen Biozid-Wirkstoff für eine Reihe unterschiedlicher Produktarten (PT), unter anderem für die PT12 „Schleimbekämpfungsmittel“ und PT11 „Schutzmittel für Flüssigkeiten in Kühl- und Verfahrenssystemen“, die für die Prüfung von Bioziden in Frack-Zubereitungen relevant sein können (vgl. Kap. B2.2.2). Die Entscheidung über die Aufnahme oder Nicht-Aufnahme für diese Produktarten in die Anhänge I oder IA der Biozid-Richtlinie 98/8/EG steht mit Stand 22.02.2012 noch aus¹³. Der Bewertungsbericht der EU-Kommission sowie Daten aus den vom Hersteller bzw. Notifizierer im Prüfverfahren einzureichende Prüfunterlagen stehen derzeit noch nicht zur Verfügung. Im Rahmen der Übergangsregelungen bleibt das Wirkstoffgemisch für die Dauer des Prüfverfahrens, längstens jedoch bis zum 14. Mai 2014, weiterhin vermarktungsfähig (vgl. Kap. B2.2.2).

Formaldehyd ist gemäß der Entscheidung der Kommission 2008/681/EC u.a. für PT11 und PT12 nicht in Anhang I oder IA aufgenommen worden. Die Aufnahme des Formaldehyd- abspaltenden Wirkstoffs EGHM in PT11 und PT12 ist dadurch aber nicht ausgeschlossen (vgl.

¹² Verordnung (EG) Nr. 1451/2007 der Kommission vom 4. Dezember 2007 über die zweite Phase des Zehn-Jahres-Arbeitsprogramms gemäß Artikel 16 Absatz 2 der Richtlinie 98/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über das Inverkehrbringen von Biozid-Produkten, ABl.EU Nr. L 325 vom 11.12.2007, S. 3 ff.

¹³ http://ec.europa.eu/environment/biocides/pdf/list_dates_product_2.pdf

Guidance document agreed between the Commission services and the competent authorities of Member States regarding the in-situ generation of active substances and related notifications¹⁴).

Verwendung

EGHM wird in Kühl- und Schmierstoffen in der Metallverarbeitung, in Farben, Lacken und Anstrichmitteln, als Schleimbekämpfungsmittel in der Papierindustrie, als Rinse-off Kosmetika und zur Desinfektion in Krankenhäusern verwendet (de Groot et al. 2010; Gartiser et al. 2000; GSBL 2012). Der Stoff wird nach der ChemBiozidMeldeV¹⁵ in 221 Produkten verwendet und gehört damit zu den 20 am häufigsten gemeldeten Wirkstoffen (Kahle & Nöh 2009).

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

EGHM hydrolysiert in wässriger Lösung unter Bildung von Formaldehyd. Die Bildung von Formaldehyd hängt dabei nicht nur von der eingesetzten EGHM-Konzentration, sondern auch von dem pH-Wert, von der Temperatur, vom Grad der mikrobiellen Aktivität, vom Alter des Fluids und von verschiedenen weiteren Faktoren ab (de Groot et al. 2010). Daten zu Bildungsraten von Formaldehyd aus EGHM liegen den Gutachtern nicht vor, so dass die resultierende Konzentration von freiem Formaldehyd im Frack-Fluid nicht abgeschätzt werden kann. Als rechnerische Obergrenze ist eine Formaldehyd-Konzentration von 295 - 490 mg/l bei vollständiger Hydrolyse des eingesetzten EGHM (600 - 1.000 mg/l) anzusehen.

Nach Angaben im Sicherheitsdatenblatt der Zubereitung MB-5111 ist EGHM leicht biologisch abbaubar und nicht bioakkumulierend (M-I SWACO 2011; interne Firmenangaben zit. in Gartiser et al. 2000).

Humantoxikologie

Nach Angabe der GESTIS-Datenbank wurden in der verfügbaren Literatur keine hinreichenden Daten zu den toxikologischen Eigenschaften veröffentlicht (GESTIS 2012). Die akute Toxizität der Zubereitung MB-5111 wird im Sicherheitsdatenblatt mit einem LD₅₀ von 760 mg/kg (oral Ratte) und > 2000 mg/kg (dermal Ratte) angegeben (M-I SWACO 2011).

Das Ergebnis des Ames-Tests wurde als widersprüchlich beschrieben (interne Firmenangaben, hinterlegt bei der Kommission Bewertung wassergefährdende Stoffe (KBwS) zit. in Gartiser et al. 2000). Nach Angaben des Berufsgenossenschaftlichen Forschungsinstitutes für Arbeitsmedizin (BGFA) liegen zu EGHM zum Metabolismus, zur Reproduktionstoxizität und zur Entwicklungstoxizität keine Informationen vor (BGFA 2002). Untersuchungen zur Gentoxizität von Formaldehyd-abspaltenden Bioziden ist Gegenstand aktueller Untersuchungen (Pfuhler & Wolf 2002). Für den Stoff EGHM liegen den Gutachtern keine Angaben zur Gentoxizität vor.

Die Induzierung von Kontaktallergien durch formaldehydabspaltende Biozide wurde in mehreren Studien untersucht (de Groot et al. 2010). Für EGHM wurde in einer Studie der Deutschen

¹⁴ <http://ec.europa.eu/environment/biocides/pdf/insitugeneration.pdf>

¹⁵ Biozid-Meldeverordnung vom 14. Juni 2011 (BGBl. I S. 1085)"

Dermatologischen Gesellschaften mit 201 Patienten nur eine Positivreaktion beobachtet (Geiger et al. 2003 zit. in de Groot et al. 2010).

Im Trinkwasser sind Biozid-Wirkstoffe, die nicht zu den für die Trinkwasseraufbereitung zugelassenen Desinfektionsmitteln gehören, generell unerwünscht. In der Trinkwasserverordnung sind die nicht humantoxikologisch begründeten Grenzwerte von 0,1 µg/l pro Biozid-Einzelstoff und 0,5 µg/l für die Summe der Biozid-Wirkstoffe festgesetzt. Diese Grenzwerte wurden als GFS-Werte für Biozidprodukte zur Beurteilung von lokal begrenzten Grundwasserverunreinigungen übernommen (LAWA 2004).

Formaldehyd ist seit 2004 durch die Internationale Agentur für Krebsforschung (IARC) der Weltgesundheitsorganisation WHO als „krebserregend für den Menschen“ (CMR-Gefahrstoff) eingestuft. Grundlage hierfür sind epidemiologische Studien über die erhöhte Sterblichkeit durch Tumoren des Nasen-Rachenraumes bei Arbeitern, die in der Industrie durch inhalative Aufnahme gegenüber Formaldehyd exponiert waren (BfR 2004). Bis 2005 wurde davon ausgegangen, dass Formaldehyd bei oraler Aufnahme nicht Krebs erzeugend sei (WHO 2005 zit. in Gühr & Rippen 2011). Aus einer Neubewertung der Krebs erzeugenden Wirkung der U.S. EPA aus epidemiologischen Studien und Tierversuchen ergeben sich allerdings deutliche Hinweise auf Hodgkin-Lymphome und Leukämie-Arten, auch bei oraler Aufnahme (US EPA 2010 zit. in Gühr & Rippen 2011). Die Aussage wird allerdings in einer neuen Entwurfsfassung des für die Bewertung eingerichteten Komitees teilweise in Zweifel gezogen. Eine endgültige Bewertung liegt nicht vor.

Für Formaldehyd wurde zum Schutz der menschlichen Gesundheit vor einer schädlichen Exposition über das Trinkwasser ein „teilwissensbasierter Höchstwert (GOW_{max})“ von 10 µg/l angegeben (Dieter 2009 zit. in Gühr & Rippen 2011).

Ökotoxikologie

Weder in den Datenbanken UBA-ETOX, EPA-ECOTOX, ESIS-IUCLID, GESTIS oder GSBL noch im Sicherheitsdatenblatt der Zubereitung MB-5111 liegen Angaben zur Ökotoxizität von EGHM vor. Der einzige den Gutachtern bekannte Wert ist ein auf die Belebtschlammatmung von Bakterien bezogener EC_{20} -Wert von 180 mg/l (interne Firmenangaben, hinterlegt bei der Kommission Bewertung wassergefährdende Stoffe (KBWS) zit. in Gartiser et al. 2000). Für die Ökotoxizität auf Fische und Daphnien werden in Gartiser et al. (2000) keine Wirkdaten angegeben; stattdessen wird auf die Daten zu Formaldehyd verwiesen. Wird angesichts dieser ungenügenden Datenlage der einzig vorliegende EC_{20} -Wert als EC_{50} interpretiert, ist mit einem Sicherheitsfaktor von 25.000 ein PNEC-Wert von 0,0072 mg/l abzuleiten (Tab. 4)

Für Formaldehyd wurde von der OECD ein PNEC-Wert von 5,8 µg/l aus Angaben zur akuten Daphnientoxizität mit Sicherheitsfaktor 1.000 abgeleitet (OECD 2002a). In einer neueren Studie des Hessischen Landesamtes für Umwelt und Geologie wurde unter Einbeziehung weiterer Toxizitätsdaten mit Sicherheitsfaktor 5 ein niedriger PNEC von 0,26 µg/l bestimmt (Gühr & Rippen 2011).

8 2-Ethylhexanol

2-Ethylhexanol (CAS-Nr. 104-76-7) ist ein verzweigter primärer Alkohol und ein Isomer zu Isooctan-1-ol. Der Stoff ist unter REACH registriert und nach VwVwS als wassergefährdend (WGK 2) eingestuft. Die Einstufung gemäß CLP-Verordnung ist nicht harmonisiert (Anhang 2).

Verwendung

2-Ethylhexanol wird in einigen Anwendungen als Lösungsmittel für unpolare Substanzen eingesetzt. Der Großteil der Produktion wird in der chemischen Industrie, u.a. zu Dioctylphthalat, weiterverarbeitet.

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Der $\log K_{ow}$ wird mit 2,3 bis 3,1 angegeben. 2-Ethylhexanol gilt als relativ gut biologisch abbaubar unter aeroben Bedingungen (Tab. 5).

Humantoxikologie

Der LD_{50} von 2-Ethylhexanol wird mit 3.730 mg/kg (Ratte oral) und 1.970 mg/kg (Kaninchen dermal) angegeben (GESTIS 2012). Hauptwirkungsweisen sind eine Reizwirkung auf Augen und Haut, sowie die Störung des Zentralnervensystems (GESTIS 2012).

In mikrobiologischen Untersuchungen und *in vitro*-Tests bzw. zytogenetischen Untersuchungen an Säugetierzellen wurden nahezu ausschließlich negative Ergebnisse zur Mutagenität erhalten. Auch *in vivo*-Untersuchungen an Versuchstieren verliefen negativ. Tests zur Kanzerogenität verliefen negativ. Für eine abschließende Bewertung sind keine ausreichenden Angaben verfügbar (GESTIS 2012).

Der NOAEL von 2-Ethylhexanol wird mit 50 mg/kg/d angegeben (EFSA 2008), aus dem ein LW von 0,175 mg/l berechnet wurde (Tab. 1).

Ökotoxikologie

Im Registrierungsdossier unter REACH wird ein PNEC von 0,017 mg/l (Süßwasser) und von 0,0017 mg/l (Salzwassersystem) aufgeführt (ECHA 2012). Für die sicherheitsorientierte Bewertung wird der niedrigere PNEC verwendet.

9 Fumarsäure

Fumarsäure (CAS-Nr. 110-17-8; Synonym: trans-Butendisäure) ist eine ungesättigte Dicarbonsäure, die bei Raumtemperatur weiße Kristalle bildet. Sie entsteht in allen Organismen in verschiedenen biochemischen Stoffwechselprozessen; größere Mengen kommen in bestimmten Pflanzen, Pilzen und Flechten vor.¹⁶ Fumarsäure ist unter REACH registriert und nach VwVwS als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft. Die Einstufung gemäß CLP-Verordnung ist harmonisiert (Anhang 2).

Verwendung

Fumarsäure ist als Lebensmittelzusatzstoff E 297 zugelassen und dient als Säuerungsmittel¹⁶. In der Medizin werden bestimmte pharmazeutisch wirksame Substanzen als Salze der Fumarsäure verabreicht. In der Schweineaufzucht wird Fumarsäure als Futterzusatz für Ferkel genutzt, um den pH-Wert im Darm aufrechtzuerhalten und coli-bedingten Infektionen vorzubeugen.¹⁶

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Fumarsäure reagiert in wässriger Lösung stark sauer. Der log K_{ow} wird mit 0,1 bis 0,6 angegeben. Fumarsäure gilt als gut biologisch abbaubar (Tab. 5).

Humantoxikologie

Fumarsäure reizt die Haut und die Schleimhäute, besitzt aber nur eine sehr geringe systemische Toxizität (GESTIS 2012). Nach therapeutischer Gabe von Fumarsäure und ihren Derivaten traten beim Menschen in Einzelfällen Nierenversagen, Störungen der Leberfunktion und gastrointestinale Effekte auf (Rowe et al. 2009).

Der NOAEL von Fumarsäure wird mit 400 mg/kg/d angegeben (HSDB 2012), aus dem ein gesundheitlicher Leitwert von 14 mg/l abgeleitet wurde (Tab. 1).

Ökotoxikologie

Im Registrierungsossier von Fumarsäure unter REACH wird für Süßwassersysteme ein PNEC von 0,1 mg/l und für marine Systeme ein PNEC von 0,01 mg/l ausgewiesen (ECHA 2012). Für eine sicherheitsorientierte Bewertung wird der niedrigere PNEC verwendet.

10 Guarmehl und Hydroxypropylguargummi

Hauptbestandteil des Guarkernmehl ist Guaran, ein aus Mannose und Galactose bestehendes Polysaccharid. Hydroxypropylguargummi (CAS-Nr. recherchiert 39421-75-5) wird durch Veresterung und Veretherung aus Guarkernmehl hergestellt und weist eine schnellere Löslichkeit und verbesserte Salzverträglichkeit auf (Ewers et al. 2012). Der Stoff ist unter REACH vorregistriert und nach VwVwS als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft (Anhang 2).

Verwendung

Guarkernmehl wird als zugelassener Lebensmittelzusatzstoff E 412 in Lebensmitteln, aber auch in pharmazeutischen und kosmetischen Produkten als Gelier- und Verdickungsmittel verwendet.

¹⁶ <http://de.wikipedia.org/wiki/Fumars%C3%A4ure>

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Guargummiderivate werden als leicht abbaubar beschrieben (Halliburton WG-11 2010).

Humantoxikologie

Der Stoff ist praktisch ungiftig; der LD₅₀ (Ratte oral) wird mit 9.500 mg/kg angegeben (Halliburton WG-11 2010).

Ökotoxikologie

Weder in der UBA-ETOX, der EPA-ECOTOX noch in der GESTIS-Datenbank sind Angaben zur Wirkkonzentration unter der o.g. CAS-Nummer verzeichnet. In Halliburton WG-11 2010 ist ein TLM (*median tolerance limit*) von > 3.300 ppm angegeben.

11 Hemicellulase (Enzym)

Hemicellulase (CAS-Nr. 9012-54-8) ist eine Sammelbezeichnung für Enzyme, die Hemicellulosen, d.h. in pflanzlichen Zellwänden vorkommende Polysaccharide, aufspalten können. Hemicellulase bzw. Cellulase ist unter REACH vorregistriert und nach VwVwS als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft. Die Einstufung gemäß CLP-Verordnung ist harmonisiert (Anhang 2).

Verwendung

Hemicellulasen werden oft in Kombination mit Amylase als Backenzym zur Verbesserung der Teigeigenschaften verwendet. Weitere Anwendungen liegen in der Waschmittel- und in der Textilindustrie. Die Einsatzmenge von Cellulasen in der EU lag 2002 bei 150 Tonnen (HERA 2007).

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Enzyme wie Hemicellulasen gelten als gut und vollständig abbaubar (HERA 2007).

Humantoxikologie

Bekannte Wirkungen dieses Stoffes ist eine Sensibilisierung der Atemwege sowie Reizungen von Augen und Haut (GESTIS 2012). Mutagene, kanzerogene oder reproduktionstoxische Wirkungen werden nicht erwartet (HERA 2007). Angaben zu einem gesundheitlichen Leitwert liegen nicht vor.

Ökotoxikologie

Im Rahmen des HERA-Projekts (*Human Risk Assessment on Ingredients of Household Cleaning Products*) wurden ökotoxikologische Wirkdaten von Cellulasen recherchiert und ein PNEC von 0,1 mg/l aus akuten Wirkdaten mit Sicherheitsfaktor 1.000 ermittelt (HERA 2007).

12 Kaliumchlorid

Kaliumchlorid (CAS-Nr. 7447-40-7) liegt bei Raumtemperatur als farblose, salzig-bitter schmeckende Kristalle vor. Der Stoff ist unter REACH registriert und nach VwVwS als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft. Die Einstufung gemäß CLP-Verordnung ist nicht harmonisiert (Anhang 2).

Verwendung

Kaliumchlorid wird in großen Mengen als Düngemittel, als Härtesalz in der Metallindustrie und als Bestandteil isotonischer Lösungen verwendet. Kaliumchlorid wird in der Lebensmitteltechnik als Festigungsmittel und Geschmacksverstärker eingesetzt. Es ist als Lebensmittelzusatzstoff E 508 ohne eine Höchstmengenbeschränkung für alle Lebensmittelzusatzstoffe in der EU zugelassen.¹⁷

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Kaliumchlorid ist sehr gut in Wasser löslich. Kalium-Ionen sind für ihr hohes Sorptionsvermögen an Tonminerale bekannt, wo sie bevorzugt in deren Zwischenschichten eingebaut werden.

Humantoxikologie

Kalium gehört zu den wichtigsten Elektrolyten der Körperflüssigkeit und ist für die Steuerung der Muskeltätigkeit mitverantwortlich. Bei Leistungssportlern kann es durch übermäßiges Schwitzen von Kalium zu Krämpfen und Erschöpfungszuständen kommen.¹⁸

Nur sehr große Mengen Kaliumchlorid können nach oraler Aufnahme zu Reizungen des gastrointestinalen Traktes, zu Schwäche und zu Kreislaufstörungen führen. Die Injektion von sehr hohen Dosen Kaliumchlorid kann zum Herzstillstand durch Hyperkaliämie führen.

In Tierversuchen an Ratten wurden keine Hinweise auf kanzerogene Effekte gefunden (OECD 2001). Der Ames Test mit *S. typhimurium* Stämmen ergab sowohl mit als auch ohne metabolische Aktivierung durch S9 keine signifikante Erhöhung der Mutationsrate bis zu einer Konzentration von 10 g/Platte. Im Mauslymphoma-Test hingegen konnten schwache mutagene Effekte ab einer Konzentration von 7 g/ml ohne metabolische Aktivierung und ab 4 g/ml mit metabolischer Aktivierung nachgewiesen werden. In zwei Studien zu Chromosomenabberationen an CHO Zellen wurden Effekte ab 5,5 mg/l beobachtet, was aber gleichzeitig auch eine um 40 % verringerte Zellvitalität zur Folge hatte. Daher wurden die Erhöhungen an Mutationen und Chromosomenabberationen auf die Cytotoxizität zurückgeführt.

Der NOAEL-Wert von Kaliumchlorid wird mit > 85 mg/kg/d angegeben, aus dem ein gesundheitlicher Leitwert von > 3,0 mg/l berechnet wurde (Tab. 1).

¹⁷ <http://de.wikipedia.org/wiki/Kaliumchlorid>

¹⁸ <http://de.wikipedia.org/wiki/Kalium>

Für Chlorid wurde ein GFS-Wert von 250 mg/l in Anlehnung an den Grenzwert der TrinkwV 2001 abgeleitet (LAWA 2004); für Kalium wurde kein GFS-Wert abgeleitet. Ewers et al. (2012) haben jedoch darauf hingewiesen, dass in der TrinkwV 1990 ein Grenzwert von 12 mg/l vorgeschrieben war, wobei geogen bedingte Überschreitungen zulässig waren.

Ökotoxikologie

In Meerwasser liegen Kalium und Chlorid in Konzentrationen von ca. 380 mg/l bzw. 19.000 mg/l vor, an die marine Organismen adaptiert sind. Auch für Süßwasserorganismen wurde festgestellt, dass chronische Wirkkonzentrationen für Kaliumchlorid bei > 100 mg/l liegen (OECD 2001). Der im Registrierungsdossier unter REACH angegebenen PNEC von 0,1 mg/l (ECHA 2012) kann damit nicht nachvollzogen werden und wird nicht berücksichtigt.

13 Methanol

Methanol (CAS-Nr. 67-56-1) ist eine farblose Flüssigkeit mit charakteristischem Alkoholgeruch. Methanol ist unter REACH registriert und nach VwVwS als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft. Die Einstufung gemäß CLP-Verordnung ist harmonisiert (Anhang 2).

Verwendung

Mit 45 Mio. Tonnen Jahresproduktion (Stand 2008) dient Methanol als wichtiger Rohstoff in der chemischen Industrie und wird außerdem verbreitet als Lösungsmittel u.a. in Farben und Lacken und in der metallverarbeitenden Industrie eingesetzt (GSBL 2012).

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Methanol ist gut in Wasser löslich. Der log K_{ow} wird mit -0,7 angegeben. Methanol gilt als gut biologisch abbaubar sowohl unter aeroben wie anaeroben Bedingungen (Tab. 5).

Humantoxikologie

Unverstoffwechseltes Methanol ist für den Menschen nur gering toxisch. Toxisch sind vielmehr die Abbauprodukte Formaldehyd und Ameisensäure, die aus Methanol durch Alkoholdehydrogenase im Körper gebildet werden¹⁹. Der LD₅₀ (Ratte oral) wird mit 5.630 mg/kg angegeben (GESTIS 2012). Die lethale Dosis von Methanol wird mit 100 ml (1-2 ml/kg) diskutiert (Kruse 1992).

Studien über eine mögliche kanzerogene Wirkung von Methanol beim Menschen liegen nicht vor. Tests mit einer Reihe von *S. typhimurium* Stämmen sowie mit einem *E. coli* Stamm gaben keine Hinweise auf eine mutagene Wirkung von Methanol. Mäuse, die über die Inhalation gegen Methanol exponiert wurden, zeigten keine erhöhten Raten an induzierten Mikrokernen. Es konnten ebenfalls keine Effekte mit dem Schwester-chromatidenaustausch-Test nachgewiesen

¹⁹ <http://de.wikipedia.org/wiki/Methanol>

werden. Auf Grund fehlender reaktiver Gruppen (structural alerts) sowie keiner nachweisbaren Effekte *in vitro* wird Methanol als nicht mutagen und kanzerogen beim Menschen eingestuft (GESTIS 2012, UK HPA 2007).

Bezüglich der Entwicklungstoxizität beim Menschen sind nur unzu-reichende Daten vorhanden (Shelby et al. 2004). Methanol ist als nicht reproduktions- oder entwicklungstoxisch eingestuft, allerdings kann es zu toxischen Effekten beim Fötus kommen, nachdem Intoxikationen der Mutter auftraten. Tierstudien weisen darauf hin, dass es zu solchen Effekten kommen kann, wobei zu beachten ist, dass sich der nicht-primaten Metabolismus von Methanol von dem menschlichen Metabolismus unterscheidet.

Der NOAEL von Methanol wird mit 500 mg/kg/d angegeben (US EPA (1993), aus dem sich ein gesundheitlicher Leitwert von 1,75 mg/l berechnet (Tab. 1).

Ökotoxikologie

Für Methanol liegen umfangreiche Daten zu ökotoxikologischen Wirkkonzentrationen vor, die vom Niederländischen *National Institute for Public Health and the Environment* (RIVM) zusammengestellt wurden (Verbruggen et al. 2005). Nach Auswertung des Datensatzes gemäß EC TGD (2003) wurde aus chronischen Daten ein PNEC für Süßwasserökosysteme (in der Studie als MPC bezeichnet) von 0,19 mg/l mit Unsicherheitsfaktor 100 abgeleitet (Verbruggen et al. 2005). Im Registrierungsdossier von Methanol unter REACH (ECHA 2012) wird für Süßwassersysteme ein PNEC von 154 mg/l und für marine Systeme ein PNEC von 15,4 mg/l ohne Angabe eines Sicherheitsfaktors ausgewiesen. Für eine sicherheitsorientierte Bewertung wird der niedrigere PNEC verwendet.

14 Polyethylenglycol-Octylphenylether

Polyethylenglycol-Octylphenylether (CAS-Nr. 9036-19-5; Synonym: Octylphenoethoxylate) sind nichtionische Tenside, die aus einem hydrophoben Octylphenol-Grundkörper (z. B. 4-tert-Octylphenol) und einer hydrophilen Polyethylenglycol-Seitenkette mit unterschiedlichem Ethoxylierungsgrad aufgebaut sind. Die mit CAS-Nr. 9036-19-5 bezeichneten Octylphenoethoxylate besitzen eine Seitenkette aus im Durchschnitt 7 bis 8 Ethylenoxid-Einheiten je Molekül und werden u.a. unter dem Handelsnamen TritonTM X-114 vermarktet. Der Stoff ist unter REACH vorregistriert. Octylphenoethoxylate mit 1 bis 16 Ethylenoxid-Einheiten sind als wassergefährdend (WGK 2) nach Anhang 3 der VwVwS einzustufen. Die Einstufung nach CLP-Verordnung ist nicht harmonisiert (Anhang 2).

Verwendung

Octylphenoethoxylate werden u.a. in Reinigungsmitteln, Farben, in der Papierindustrie, in der metallverarbeitenden Industrie, in Textilprodukten, in Agrochemikalien sowie auch in der Biochemie zur Separation lipophiler und hydrophiler Proteine eingesetzt (Dow 2011). Octylphenoethoxylate unterscheiden sich durch die kürzere Alkylgruppe von den Nonylphenoethoxylaten, deren Verwendung insbesondere aufgrund der östrogenen Wirkung und des hohen Bioakkumulationspotenzials des Abbauprodukts Nonylphenol stark eingeschränkt wurde (ChemVerbotsV und Richtlinie 2003/53/EG). Nach Verordnung 166/2006/EG zur Schaffung eines Europäi-

schen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregisters (PRTR) liegt der Schwellenwert zur Meldungspflicht bei der Freisetzung von Octylphenolen und Octylphenolethoxylaten in Gewässern bei 1 kg/Jahr.

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Der Stoff liegt unter Standardbedingungen als viskose Flüssigkeit vor, die in Wasser und den meisten polaren organischen Lösungsmitteln gut löslich ist (Dow 2011). Der $\log K_{ow}$ wird mit 3,77 angegeben.

Octylphenolethoxylate gelten als nicht schnell abbaubar und potenziell bioakkumulierend (UBA 2011b). Octylphenolethoxylate mit 9 Ethylenoxid-Einheiten werden nach OECD Test 301B in adaptiertem Belebtschlamm unter aeroben Bedingungen mit einer Halbwertszeit von 11 Tagen abgebaut (Staples et al. 2001). Im Sicherheitsdatenblatt des Produkts J313 ist für Octylphenolethoxylate eine Abbaubarkeit von 26 % in 28 d angegeben (Schlumberger J313 2008). Der Abbau erfolgt über Metabolite mit niedrigerem Ethoxylierungsgrad und Octylphenolethercarboxylaten bis hin zu Octylphenol (Ying et al. 2002). Octylphenol ist ein hormonell wirksamer Stoff, der in der Wasserrahmenrichtlinie als prioritär eingestuft und in die europäische Kandidatenliste der besonders besorgniserregenden Stoffe aufgenommen wurde (UBA 2011b).

Humantoxikologie

In Tierstudien mit Ratten wurde ein LD_{50} -Wert (oral) von 1,8 g/kg ermittelt. Beim Menschen kann diese Substanz zu allergischen Reaktionen, Ekzemen sowie einer Dehydrierung der Haut führen. TDI-Werte sind den Gutachtern nicht bekannt. Der GOW wird mit 0,3 µg/l angesetzt (Tab. 2).

Ökotoxikologie

Für Octylphenolethoxylate liegen (im Vergleich zu den Nonylphenolethoxylaten) relativ wenige Daten zu ökotoxikologischen Wirkkonzentrationen vor, die in mehreren Literaturstudien zusammengestellt wurden (Staples et al 1998; Servos et al. 1999; van Vlaardingen et al. 2003). Da die kommerziell erhältlichen Octylphenolethoxylate immer Gemische aus Octylphenolen unterschiedlichen Ethoxylierungsgrads enthalten, liegen Wirkkonzentrationen auch nur für Gemische vor.

Aufbauend auf einer umfangreichen Literaturrecherche wurden vom niederländischen *National Institute for Public Health and the Environment* (RIVM) maximal zulässige Konzentrationen (MPC, maximal permissible concentrations) für Octylphenolethoxylate mit 3-8 (OPEA₃₋₈) bzw. > 8 Ethylenoxid-Einheiten (OPEA_{>8}) von 0,0018 mg/l bzw. 0,0021 mg/l abgeleitet (van Vlaardingen et al. 2003). Diese Literaturrecherche wurde zusammen mit den Angaben in der UBA ETOX-Datenbank für die Berechnung der PNEC-Konzentration ausgewertet. Die ECOTOX-Datenbank der US EPA wurde in die Auswertung nicht einbezogen, da in den Datenbankeinträgen für Octylphenolethoxylate auch Wirkkonzentrationen der Nonylphenolethoxylate hinterlegt sind, ohne diese explizit von Octylphenolethoxylaten abzugrenzen. Zum Beispiel bezieht sich die niedrigste in der ECOTOX-Datenbank hinterlegte Wirkkonzentration (NOEC von 0,004 mg/l in einer an Fischen durchgeführten Langzeitstudie) nicht auf Octylphenolethoxylaten, sondern

wurde mit einem Nonylphenoethoxylat-haltigen Reinigungsmittel durchgeführt (Xie et al. 2005).

Eine Auswertung der recherchierten Wirkdaten ergab, dass nur für Algen, nicht aber für Wirbeltiere und Wirbellose NOEC-Daten verfügbar sind (Tab. 4). Aus den akuten Wirkdaten wurde ein PNEC von 0,0018 mg/l abgeschätzt (Sicherheitsfaktor 1.000). Für das Abbauprodukt tert-Octylphenol wurde in der Literatur ein PNEC von 0,00012 mg/l abgeleitet (Frimmel et al. 2002 zit. in Hillenbrand et al. 2006).

15 Propan-2-ol

Propan-2-ol (CAS-Nr. 67-63-0; Synonyme: 2-Propanol, Isopropylalkohol, Isopropanol) ist eine farblose, leicht flüchtige und brennbare Flüssigkeit, die einen leicht süßlichen, bei stärkerem Einatmen stechenden Geruch, besitzt.

Verwendung

Propan-2-ol wird verbreitet als Lösungsmittel für Fette, Harze und Lacke, als Reinigungsmittel in Industrie und Haushalt, als Lösungsmittel in kosmetischen und pharmazeutischen Zubereitungen, in Desinfektionsmitteln, als Zusatz zu Frostschutzmitteln und als Ausgangsstoff für Synthesen in der chemischen Industrie eingesetzt²⁰.

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Propan-2-ol ist mit Wasser in jedem Verhältnis homogen mischbar. Der log K_{ow} wird mit 0,05 bis 0,28 angegeben. Propan-2-ol gilt als relativ gut biologisch abbaubar unter aeroben Bedingungen (IUCLID 2000).

Humantoxikologie

Die orale Toxizität von Propan-2-ol ist gering und wird mit 5.050 mg/kg (LD₅₀ Ratte) angegeben (GESTIS 2012). Abhängig von der Konzentration wirken die Dämpfe von Propan-2-ol schleimhautreizend, die Flüssigkeit hingegen wirkt reizend sowohl auf die Schleimhäute, als auch auf die Augen und den Verdauungstrakt. Nach einer sehr hohen Exposition kann es auch zu Störungen des Zentralen Nervensystems sowie des Herz-Kreislaufsystems kommen. Effekte hinsichtlich der Mutagenität und Kanzerogenität sind nicht bekannt. In Hahn et al. (2005) wird für Propan-2-ol ein NOAEL von 100 mg/kg/d ohne Angabe einer Primärquelle wiedergegeben, aus dem mit Sicherheitsfaktor 40 ein gesundheitlicher Leitwert von 8,4 mg/l berechnet wird (Ewers et al. 2012).

Ökotoxikologie

Im Registrierungsdossier von Propan-2-ol unter REACH wird ein PNEC-Wert von 140,9 mg/l für Süßwasser- und marine Systeme angegeben (ECHA 2012). Aufbauend auf einer umfangreichen Literaturrecherche wurden vom niederländischen *National Institute for Public Health and the Environment* (RIVM) eine maximal zulässige Konzentration (MPC, maximal permissible con-

²⁰ <http://de.wikipedia.org/wiki/2-Propanol>

centration) von 98 mg/l abgeleitet (Janus & Posthumus 2002). Für eine sicherheitsorientierte Bewertung wird der niedrigere Wert verwendet.

16 Tetramethylammoniumchlorid

Tetramethylammoniumchlorid (CAS-Nr. 75-57-0) ist eine quartäre Ammoniumverbindung, die unter Standardbedingungen als hygroskopischer, farbloser Feststoff vorliegt. Der Stoff ist unter REACH vorregistriert und nach Anhang 3 der VwVwS als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft. Die Einstufung nach der CLP-Verordnung ist nicht harmonisiert (Anhang 2).

Verwendung

Für Tetramethylammoniumchlorid sind wenige industrielle Anwendungen bekannt²¹. Quartäre Ammoniumverbindungen mit längeren Alkylgruppen werden dagegen verbreitet als kationische Tenside und auch als Biozide eingesetzt werden.

Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit

Der Feststoff ist sehr leicht in Wasser löslich. Der n-Oktanol/Wasser-Verteilungskoeffizient wird mit -4,18 angegeben (Tab. 5). Zur Persistenz und Abbaubarkeit sind für Tetramethylammoniumchlorid keine Informationen verfügbar (Schlumberger L064 2005).

Humantoxikologie

Die Toxizität von Tetramethylammoniumchlorid wird mit einem LD₅₀ von 50 mg/kg (Ratte, oral) angegeben (Schlumberger L064 2005; GESTIS 2012). TDI-Werte für Tetramethylammoniumchlorid sind den Gutachtern nicht bekannt. Es liegen bislang keine Studien mit positiven Ergebnissen zur Reproduktion oder embryonalen Toxizität vor. Mutagenitätstests (Ames Test, Transformation von Hamster Embryozellen) ergaben ebenfalls keine Hinweise auf eine mögliche DNA Schädigung (Yam et al. 1984). Nach dem GOW-Konzept wird daher ein Wert von 0,3 µg/l angewendet (Tab. 2). Ein GFS-Wert zur Beurteilung von lokalen Grundwasserverunreinigungen wurde für diesen Stoff nicht abgeleitet (LAWA 2004).

Ökotoxikologie

In den ausgewerteten Fachdatenbanken UBA-ETOX, EPA-ECOTOX, IUCLID, GESTIS und GSBLpublic liegen Wirkkonzentrationen nur für eine an Fischen durchgeführte Kurzzeitstudie vor (Geiger et al. 1988 zit. in US EPA 2012). Im Sicherheitsdatenblatt der Schlumberger-Zubereitung L064 wird neben diesem Wert eine Krebstier-Toxizität von < 1 mg/l ohne Literaturzitat angegeben (Schlumberger L064 2005), der nicht in unabhängigen Datenbanken verifiziert werden konnte. Unter Einbeziehung dieser Angabe muss die PNEC-Konzentration von Tetramethylammoniumchlorid mit < 0,0002 mg/l (Sicherheitsfaktor 5.000) abgeschätzt werden (Tab. 4). Es ist festzuhalten, dass die Datenlage (nur zwei Wirkkonzentrationen, davon eine nur

²¹ http://en.wikipedia.org/wiki/Tetramethylammonium_chloride

als Höchstkonzentration < 1 mg/l ohne Literaturangabe) für eine ökotoxikologische Bewertung von Tetramethylammoniumchlorid als mangelhaft zu bewerten ist.

Tab. 1: Zusammenstellung verfügbarer NOEL- und TDI-Werten und daraus berechnete gesundheitliche Leitwerte (LW) für ausgewählte Frack-Additive.

Stoff	CAS-Nr.	NOEL (mg/kg/d)	UF	TDI (mg/kg/d)	Organismus	Datenquelle
1-Hexanol, ethoxyliert (= Polyethylenglycolmonohexylether)	31726-34-8	50	1000	0,05	Ratte	HERA (2009)
2-Ethylhexanol	104-76-7	50	1000	0,05	Ratte	EFSA (2008)
Butyldiglycol	112-34-5	250	100*	2,5	Ratte	HSDB (2012): Eintrag zu Diethylene glycol mono-N-butyl ether
Cholinchlorid	67-48-1	± 500	100*	±5	Ratte	OECD (2004)
Ethylenglycolmonobutylether (=2-Butoxyethanol)	111-76-2	k.A.	k.A.	0,1	Ratte	US EPA (2010)
Fumarsäure	110-17-8	400	100*	4,0	Meer- schweinchen	HSDB (2012): Eintrag zu Fumaric Acid
Kaliumchlorid	7447-40-7	> 85	100*	> 0,85	Mensch	OECD (2001)
Methanol	67-56-1	500	1000	0,5	Ratte	US EPA (2003)
Propan-2-ol	67-63-0	100	40	2,4	k.A.	Hahn et al. (2005); Ewers et al. (2012)

* UF (Unsicherheitsfaktor) von 100 laut WHO und UBA Guidance documents

Stoff	Gesundheitlicher Leitwert (LW)	Gentoxizität	Literaturquelle zur Gentoxizität
1-Hexanol, ethoxyliert	0,175 mg/l	keine	HERA (2009)
2-Ethylhexanol	0,175 mg/l	keine	Agarwal et al. 1985; Divincenzo et al. 1985; Hodgson et al. 1982; Kirby et al. 1983; Litton Bionetics 1982 & 1985; Shimizu et al. 1985; Tomita et al. 1982; Zeiger et al. 1985
Butyldiglycol	8,75 mg/l	keine	HSDB (2012)
Cholinchlorid	±17,5 mg/l	keine	OECD (2004)
Ethylenglycolmonobutylether (=2-Butoxyethanol)	0,35 mg/l	keine	Elias et al. 1996; Hoflack et al. 1995; Elliott & Ashby 1997
Fumarsäure	14 mg/l	keine	Rowe et al. 2009
Kaliumchlorid	> 3,0 mg/l	keine	OECD (2001)
Methanol	1,75 mg/l	keine	UK HPA (2007)
Propan-2-ol	8,4 mg/l	keine	Hahn et al. (2005); Ewers et al. (2012)

Tab. 2 : Gesundheitliche Orientierungswerte (GOW-Konzept nach UBA 2003) für ausgewählte Frack-Additive.

Stoff	CAS-Nr.	Daten zur Gentoxizität	Gesundheitliche Orientierungswerte (GOW)
Polyethylenglycol-Octylphenylether	9036-19-5	nicht gentoxisch, nicht spezifisch toxisch im µg/l-Bereich	0,0003 mg/l
Tetramethylammoniumchlorid	75-57-0	nicht gentoxisch, nicht spezifisch toxisch im µg/l-Bereich	0,0003 mg/l

17 Recherche zu ökotoxikologischen Wirkdaten ausgewählter Additive

Wirkkonzentrationen der eingesetzten Frack-Additive wurden in der Literatur nach folgender Strategie recherchiert:

Zunächst wurde die verfügbare Literatur überprüft, ob bereits in anderen Studien PNEC-Werte für die zu untersuchenden Additive abgeleitet wurden. Lagen für Stoffe bereits PNEC-Werte vor, wurden die Daten dieser Abschätzung kritisch geprüft und die PNEC-Werte, ggf. nach Ergänzung durch weitere Datenbankrecherchen, übernommen. Wurden in verschiedenen Publikationen unterschiedliche PNEC angegeben, so wurde im Sinne einer sicherheitsorientierten Bewertung der niedrigere PNEC-Wert herangezogen.

Für den Großteil der zu bewertenden Frack-Additive liegen bisher keine PNEC-Werte in der Literatur vor. Für diese Stoffe wurden die verfügbaren experimentellen Wirkdaten in folgenden einschlägigen Datenbanken und Veröffentlichungen recherchiert:

- Angaben zur Ökotoxikologie in den Sicherheitsdatenblättern der zur Herstellung der Frack-Fluide verwendeten Zubereitungen
- ETOX-Datenbank des Umweltbundesamtes (UBA 2012)
- ECOTOX-Datenbank der U.S. Environmental Protection Agency (US EPA 2012)
- ECHA CHEM-Datenbank der Europäischen Chemikalienagentur (ECHA 2012)
- IUCLID (International Uniform Chemical Information Database), Veröffentlichungen im Rahmen der *European Chemical Substances Information System* (IUCLID 2000)
- GESTIS (Gefahrstoffinformationssystem) der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (GESTIS 2012)
- GSBLpublic (Gemeinsamer Stoffdatenpool Bund / Länder) – frei zugängliche Datenbank (GSBL 2012)

Bei lückenhafter Datenlage wurden darüber hinaus gezielt wissenschaftliche Veröffentlichung mit Hilfe von Thompson ISI Web of Science²² gesucht und ausgewertet.

²² http://wokinfo.com/products_tools/multidisciplinary/webofscience/

Die Recherche in den genannten Fachdatenbanken erfolgte anhand der in den Sicherheitsdatenblättern der Zubereitungen angegebenen CAS-Nummer der Additive. Bei Stoffen mit variabler Zusammensetzung (z.B. Erdöldestillate oder Stoffe mit variablen Ethoxylierungsgrad) wurde auch nach CAS-Nummern von Stoffen mit ähnlicher chemischer Struktur gesucht (Beispiel: Erdöldestillat hydrogeniert, leicht mit CAS-Nr. 64742-47-8 und Erdöldestillat, Kerosine, hydrodesulphurized mit CAS-Nr. 64742-81-0). Bei definierten Stoffgemischen wurden Wirkdaten sowohl für das Stoffgemisch als auch für die Einzelkomponenten recherchiert (Beispiel: Kathon® (CAS-Nr. 55965-84-9), Gemisch aus den Komponenten 5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on (CAS-Nr. 26172-55-4) und 2-Methyl-2H-Isothiazol-3-On (CAS-Nr. 2682-20-4)). Die in den Fachdatenbanken ermittelten Wirkdaten wurden mit folgenden Parametern erfasst (Tab. 3):

- Stoffname mit CAS-Nummer
- Testorganismus mit Trophiestufe (Algen, Bakterien & Mikroorganismen, Wirbellose, Wirbeltiere)
- Parameter (NOEC, LOEC, EC₅₀, LC₅₀)
- Endpunkt (z.B. Beweglichkeit oder Mortalität, ggf. auch keine Angabe)
- Konzentration mit Einheit (ggf. Bandbreite mit Minimum und Maximum)
- Expositionsdauer der Testorganismen in Tagen
- Literaturquelle mit Autor und Jahr
- Verwendete Fachdatenbank bzw. Verweis auf Literatur

Unvollständige Datenbankeinträge (z.B. fehlende Angabe zum Endpunkt) wurden nicht berücksichtigt. Angaben zu Konfidenzintervallen (Minimum, Maximum) wurden nur berücksichtigt, wenn keine Angaben zur mittleren / wahrscheinlichsten Wirkkonzentration in der Fachdatenbank hinterlegt sind. Bei Angabe eines LOEC wurde die NOEC-Konzentration als LOEC/2 berechnet.

Die recherchierten Wirkdaten wurden für alle Testorganismen ausgewertet, die den Trophiestufen Algen, Bakterien und Mikroorganismen, Wirbellose oder Wirbeltiere zugeordnet werden konnten. Bei der Auswertung der Wirkdaten wurde in Anlehnung an die OECD-Richtlinien zur Durchführung von Chemikaliertest zwischen akuten und chronischen Toxizitäten unterschieden:

- Wirbeltiere: Wirkdaten, die in Kurzzeitstudien von ≤ 4 Tage Dauer ermittelt wurden, werden in Anlehnung an die OECD-Richtlinie 203 (Fish Acute Toxicity Test) als akute Toxizitäten angesehen. Wirkdaten, die in längeren Tests > 4 Tage ermittelt wurden, werden als chronische Toxizitäten interpretiert.
- Wirbellose: Wirkdaten, die in Kurzzeitstudien von ≤ 3 Tage Dauer ermittelt wurden, werden in Anlehnung an die OECD-Richtlinie 202 (Daphnia magna, Acute Immobilization Test) als akute Toxizitäten angesehen. Wirkdaten, die in längeren Tests > 3 Tage ermittelt wurden, werden als chronische Toxizitäten interpretiert.
- Algen, Bakterien und Mikroorganismen: Angesichts der kurzen Generationszeiten können diese Tests von wenigen Tagen Dauer prinzipiell als Multigenerationentests angesehen werden. In Anlehnung an die Empfehlung des EC TGD (2003) wurden EC₅₀/LC₅₀-

Daten aus Tests mit Algen- und Mikroorganismen unabhängig von der Testdauer als akute Toxizitäten interpretiert. NOEC-Daten wurden nur dann in die Berechnung des PNEC-Wertes einbezogen, wenn weitere NOEC-Daten aus Langzeitversuchen mit Wirbellosen und/oder Wirbeltieren vorlagen (EC TGD 2003, S. 100).

Tests ohne Angabe der Expositionsdauer wurden als akute Tests interpretiert. Wurden in Kurzzeitstudien niedrigere NOEC-Daten ermittelt als an chronischen Langzeitstudien innerhalb einer Trophiestufe, wurde der niedrigere Wert aus der Kurzzeitstudie in der Berechnung berücksichtigt. Aufgrund der variablen Salzgehalte von Frack-Fluiden und Formationswässer wurde keine Differenzierung zwischen Süß- und Salzwasserorganismen vorgenommen.

Tab. 3: Publierte ökotoxikologischer Wirkkonzentrationen ausgewählter Frack-Additive nach Auswertung der ETOX-Datenbank (UBA 2012) und der ECOTOX-Datenbank (US EPA 2012) sowie verfügbarer Sicherheitsdatenblätter der Frack-Zubereitungen (SDB) und ausgewählter Primärliteratur. In der Tabelle sind die niedrigsten recherchierten Wirkkonzentrationen für jede der betrachteten Trophiestufen (Vert = Wirbeltiere; Invert = Wirbellose; A&B = Algen, Bakterien und Mikroorganismen) mit Endpunkt, Expositions-dauer und Literaturangabe dargestellt. Die Auswertung der akuten (A) und chronischen (C) Wirkdaten erfolgt nach den im Text dargestellten Kriterien.

Testorganismus	Trophie-stufe	Endpunkt	Parameter	Wert (↔g/l)	Ex-positi-ons-dauer (Tage)	Akut / Chronisch	Zitat	Jahr	Literaturangabe	Quelle
Tetramethylammoniumchlorid (CAS 75-57-0)										
Pimephales promelas	Vert	Mortalität	LC50	462.000	4	A	Geiger et al.	1988	Center for Lake Superior Environ. Stud., Univ. of Wisconsin-Superior	ECOTOX
Pimephales promelas	Vert	Mortalität	LC50	462.000	4	A	Schlumberger	2005	SDB für Zubereitung L064	SDB
Pimephales promelas	Vert	Mortalität	LC50	462.000	4	A	GSBL	k.A.	BIG-Dokumentation	ETOX
Acartia tonsa	Inv	Mortalität	LC50	< 1.000	2	A	Schlumberger	2005	SDB für Produkt L064	SDB
Erdödestillat hydrogeniert, leicht (CAS 64742-47-8)										
Lepomis macrochirus	Vert	Mortalität	LC50	2.200	4	A	Mastri	1968	U.S.EPA-OPP	ECOTOX
Jordanella floridae	Vert	Körpergröße	LOEC	15.000	128	C	Klein & Jenkins	1983	Water Res. 17, 1213	ETOX
Erdödestillat (Kerosine, sweetened) (CAS 91770-15-9)										
Selenastrum capricornutum	A&B	Wachstum	IL50	3.700	3	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Selenastrum capricornutum	A&B	Wachstum	NOEL	200	3	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Daphnia magna	Inv	Bewegung	EL50	21.000	2	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Daphnia magna	Inv	Bewegung	NOEL	900-4.500	2	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Oncorhynchus mykiss	Vert	Mortalität	LL50	18.000	4	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Oncorhynchus mykiss	Vert	Mortalität	NOEC	4.500	4	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Erdödestillat (Kerosine, hydrodesulphurized)(CAS 64742-81-0)										
Selenastrum capricornutum	A&B	Wachstum	IL50	8.300	3	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Selenastrum capricornutum	A&B	Wachstum	NOEL	4.000	3	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Daphnia magna	Inv	Bewegung	EL50	1.400	2	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Daphnia magna	Inv	Bewegung	NOEL	300	2	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Oncorhynchus mykiss	Vert	Mortalität	LL50	25.000	4	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Oncorhynchus mykiss	Vert	Mortalität	NOEC	6.800	4	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Erdödestillat (Kerosine, hydrocracked, heavy aromatic) (CAS 101316-80-7)										
Selenastrum capricornutum	A&B	Wachstum	IL50	6.700	3	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Selenastrum capricornutum	A&B	Wachstum	NOEL	6.200	3	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur

	Testorganismus	Trophie- stufe	Endpunkt	Parameter	Wert (↔g/l)	Ex- positi- ons- dauer (Tage)	Akut / Chronisch	Zitat	Jahr	Literaturangabe	Quelle
	Daphnia magna	Inv	Bewegung	EL50	1.900	2	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
	Daphnia magna	Inv	Bewegung	NOEL	300	2	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
	Oncorhynchus mykiss	Vert	Mortalität	LL50	20.000	4	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
	Oncorhynchus mykiss	Vert	Mortalität	NOEC	1.400-6.800	4	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
Polyethylenglycol-octylphenylether (3-10 Ethylenoxid-Einheiten)											
	Nitzschia sp.	A&B	Wachstum	EC50	8.800	5	A	Nyberg	1976	Zit. in van Vlaardingen (2003)	Literatur
	Colpoda maupasi	A&B	Wachstum	NOEC	63.000	0,8	A	Janicke et al.	1969	zit. in van Vlaardingen (2003)	Literatur
	Mysidopsis bahia	Inv	Mortalität	LC50	1.830	2	A	Hall et al.	1989	Zit. in van Vlaardingen (2003)	Literatur
	Lepomis macrochirus	Vert	Mortalität	LC50	2.800-3.200	4	A	Macek et al.	1975	Zit. in van Vlaardingen (2003)	Literatur
	Lepomis macrochirus	Vert	Mortalität	LC50	9.600	7	C	Macek et al.	1975	Zit. in van Vlaardingen (2003)	Literatur
2-Methyl-2H-Isothiazol-3-on (CAS 2682-20-4)											
	Skeletonema costatum	A&B	Population	EC50	50	3	A	U.S.EPA-OPP	2000	Environmental Fate and Effects Division	ECOTOX
	Acartia tonsa	Inv	Mortalität	LC50	56	2	A	U.S.EPA-OPP	2000	Environmental Fate and Effects Division	ECO-TOX/GESTIS
	Oncorhynchus mykiss	Vert	Mortalität	LC50	70	4	A	U.S.EPA-OPP	2000	Environmental Fate and Effects Division	ECO-TOX/GESTIS
5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on (CAS 26172-55-4)											
	Skeletonema costatum	A&B	Population	EC50	21	3	A	U.S.EPA-OPP	2000	Environmental Fate and Effects Division	ECOTOX
	Crassostrea virginica	Inv	Vergiftung	EC50	28	2	A	U.S.EPA-OPP	2000	Environmental Fate and Effects Division	ECOTOX
	Penaeus duorarum	Inv	Mortalität	LC50	2.300	4	C	U.S.EPA-OPP	2000	Environmental Fate and Effects Division	ECOTOX
	Oncorhynchus mykiss	Vert	Mortalität	LC50	190	4	A	U.S.EPA-OPP	2000	Environmental Fate and Effects Division	ECO-TOX/GESTIS

	Testorganismus	Trophie- stufe	Endpunkt	Parameter	Wert (↔g/l)	Ex- positi- ons- dauer (Tage)	Akut / Chronisch	Zitat	Jahr	Literaturangabe	Quelle
	Oncorhynchus mykiss	Vert	Mortalität	LC50	80	14	C	U.S.EPA-OPP	2000	Environmental Fate and Effects Division	ECOTOX
Gemisch CMIT:MIT - 1,5 %ige wässrige Lösung (CAS 55965-84-9)											
	Daphnia magna	Inv	k.A.	LC50	4.710 (Wirksubstanz 71)	2	A	IUCLID	2000	k.A.	ESIS
	Daphnia magna	Inv	Bewegung	EC50	5.060 (Wirksubstanz 76)	21	C	GSBL		k.A.	ETOX
	Daphnia magna	Inv	k.A.	EC50	5.060 (Wirksubstanz 76)	21	C	IUCLID	2000	k.A.	ESIS
	Daphnia magna	Inv	k.A.	NOEC	172 (Wirksubstanz 3)	21	C	IUCLID	2000	k.A.	ESIS
Gemisch CMIT:MIT - 14 %ige wässrige Lösung (CAS 55965-84-9)											
	Anabaena flosaquae	A&B	k.A.	LC50	310 (Wirksubstanz 43)	5	A	IUCLID	2000	k.A.	ESIS
	Anabaena flosaquae	A&B	k.A.	NOEC	250 (Wirksubstanz 35)	5	A	IUCLID	2000	k.A.	ESIS
	Oncorhynchus mykiss	Vert	k.A.	NOEC	1.100 (Wirksubstanz 154)	4	A	IUCLID	2000	k.A.	ESIS
Gemisch CMIT:MIT - Angaben bezogen auf Wirksubstanz (CAS 55965-84-9)											
	Poecilia reticulata	Vert	k.A.	LC/EC50	214	4	A	Baltus et al.	1999	zit. in UBA-Texte 70-02	Literatur
Butyldiglykol (CAS-Nr. 112-34-5)											
	Phycobionta	A&B	Wachstum	EC50	53.000	8	A	GSBL	k.A.	BIG-interne Dokumentation	ETOX
	Tetrahymena thermophila	A&B	Chemosen- sorik	NOEC	6.700	0,1	A	Pauli et al	1993	Validierung toxikologischer Prüfparameter an Tetrahy- mena	ETOX
	Daphnia magna	Inv	Bewegung	EC50	>100.000	2	A	GSBL	k.A.	BIG-interne Dokumentation	ETOX
	Daphnia magna	Inv	k.A.	EC50	>100.000	2	A	BP Chemicals, London	k.A.	IUCLID (2000)	ESIS
	Daphnia magna	Inv	k.A.	NOEC	>100.000	2	A	BP Chemicals, London	k.A.	IUCLID (2000)	ESIS
	Lepomis macrochirus	Vert	Mortalität	LC50	1.300.000	4	A	Dawson et al	1977	J. Hazard. Mater.1, 303-318	ECOTOX
	Lepomis macrochirus	Vert	Mortalität	LC50	1.300.000	4	A	BP Chemicals, London	k.A.	IUCLID (2000)	ESIS
	Poecilia reticulata	Vert	Mortalität	LC50	1.150.000	7	C	BP Chemicals, London	k.A.	IUCLID (2000)	ESIS

Tab. 4: Ableitung von Predicted No Effect Konzentrationen (PNEC) für ausgewählte Frack-Additive in Anlehnung an EC TGD (2003). Aus den in Tab. 3 zusammengestellten ökotoxikologischen Wirkkonzentrationen wurde die niedrigste Wirkkonzentration für jede der drei untersuchten Trophiestufen (Algen, Bakterien & Mikroorganismen, Wirbellose und Wirbeltiere) bestimmt. Der PNEC-Wert wurde in Abhängigkeit von der verfügbaren Datenlage aus der niedrigsten Wirkkonzentration (fett hervorgehoben) und dem zu verwendenden Sicherheitsfaktor (Tab. C 3) berechnet.*

Stoff	Endpunkt	Trophiestufe			Sicherheitsfaktor	PNEC (mg/l)
		Algen und Mikroorganismen (mg/l)	Wirbellose (mg/l)	Wirbeltiere (mg/l)		
Tetramethylammoniumchlorid (CAS 75-57-0)	chron. NOEC	-	-	-	5.000	<0,0002 (Datenlage ungenügend)
	chron. EC ₅₀ /LC ₅₀	-	-	-		
	akut EC ₅₀ /LC ₅₀	-	<1	462		
Erdöldestillat, hydrogeniert, leicht (CAS 64742-47-8)	chron. NOEC	0,2	[0,3]	4,5	50	0,004
	chron. EC ₅₀ /LC ₅₀	-	-	-		
	akut EC ₅₀ /LC ₅₀	3,7	1,4	2,2		
Polyethylenglycol-Octylphenylether (CAS 9036-19-5)	chron. NOEC	63	-	-	1.000	0,0018
	chron. EC ₅₀ /LC ₅₀	-	-	9,6		
	akut EC ₅₀ /LC ₅₀	8,8	1,8	2,8		
5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on (CMIT) (CAS 26172-55-4)	chron. NOEC	-	-	-	1.000	0,000021
	chron. EC ₅₀ /LC ₅₀	-	2,3	0,080		
	akut EC ₅₀ /LC ₅₀	0,021	0,028	0,190		
2-Methyl-2H-isothiazol-3-on (MIT) (CAS 2682-20-4)	chron. NOEC	-	-	-	1.000	0,000050
	chron. EC ₅₀ /LC ₅₀	-	-	-		
	akut EC ₅₀ /LC ₅₀	0,050	0,056	0,070		
Gemisch CMIT:MIT (CAS 55965-84-9) bezogen auf Wirkstoff-Konz.	chron. NOEC	0,035	0,003	[0,154]	50	0,000052
	chron. EC ₅₀ /LC ₅₀	-	0,076	-		
	akut EC ₅₀ /LC ₅₀	0,043	0,071	0,214		
Butyldiglykol (CAS 112-34-5)	chron. NOEC	6,7	[+100]	-	1.000	0,053
	chron. EC ₅₀ /LC ₅₀	-	-	1.150		
	akut EC ₅₀ /LC ₅₀	53	>100	1.300		
Ethylenglykol(bis)-hydroxymethylether (CAS 3586-55-8)	chron. NOEC	-	-	-	25.000	0,0072 (Datenlage ungenügend)
	chron. EC ₅₀ /LC ₅₀	-	-	-		
	akut EC ₅₀ /LC ₅₀	EC₂₀: 180	-	-		

* NOEC-Daten für Wirbellose und Wirbeltiere aus Kurzzeitstudien sind in eckiger Klammer angegeben, wenn keine chronischen Daten aus Langzeitstudien verfügbar sind. Diese NOEC-Daten aus Kurzzeitstudien wurden bei der PNEC-Berechnung entsprechend EC TGD (2003) nicht berücksichtigt.

Tab. 5: Auswahl relevanter physikalisch-chemischer Parameter bewerteter Additive nach Auswertung der IUCLID-Datenbank (IUCLID 2000) und dem Software EPI-Suite der U.S. EPA (EPI-Suite 2011).

Stoff	CAS-Nr.	Parameter	Wert	Einheit	Test- bedingungen	Daten- quelle
2-Butoxyethanol	111-76-2	Bioakkumulation	2,5	BCF		IUCLID
2-Butoxyethanol	111-76-2	log Kow	0,57			EPI Suite
2-Butoxyethanol	111-76-2	log Kow	0,74			IUCLID
2-Butoxyethanol	111-76-2	log Kow	0,81		25 °C	IUCLID
2-Butoxyethanol	111-76-2	log Kow	0,83			IUCLID
2-Butoxyethanol	111-76-2	Abbaubarkeit	Allgemein gut biologisch abbaubar (aerob)			IUCLID
2-Butoxyethanol	111-76-2	Stabilität im Wasser	Keine Hydrolyse erwartet			IUCLID
2-Butoxyethanol	111-76-2	Wasserlöslichkeit	155.320	mg/l		EPI Suite
2-Butoxyethanol	111-76-2	Wasserlöslichkeit	mischbar		20 °C, pH 7	IUCLID
2-Ethylhexanol	104-76-7	Bioakkumulation	27	BCF		IUCLID
2-Ethylhexanol	104-76-7	log Kow	2,73			EPI Suite
2-Ethylhexanol	104-76-7	log Kow	2,28			IUCLID
2-Ethylhexanol	104-76-7	log Kow	2,8			IUCLID
2-Ethylhexanol	104-76-7	log Kow	3			IUCLID
2-Ethylhexanol	104-76-7	Abbaubarkeit	Allgemein gut biologisch abbaubar (aerob)			IUCLID
2-Ethylhexanol	104-76-7	Wasserlöslichkeit	1.285	mg/l	25 °C	EPI Suite
2-Ethylhexanol	104-76-7	Wasserlöslichkeit	1.000	mg/l	20 °C	IUCLID
2-Methyl-2H-Isothiazol-3-On	2682-20-4	keine Angaben in IUCLID-Datenbank				IUCLID
2-Methyl-2H-Isothiazol-3-On	2682-20-4	log Kow	-0,83			EPI Suite
2-Methyl-2H-Isothiazol-3-On	2682-20-4	Wasserlöslichkeit	958.760	mg/l	25 °C	EPI Suite
5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on	26172-55-4	Bioakkumulation	nicht bioakkumulierbar			IUCLID
5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on	26172-55-4	log Kow	-0,34			EPI Suite
5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on	26172-55-4	log Kow	-0,71 bis - 0,75		20 °C	IUCLID
5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on	26172-55-4	Abbaubarkeit	gute Abbaubarkeit (97% nach 48h, mod. Zahn-Wellens-Test)			IUCLID
5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on	26172-55-4	Stabilität im Wasser	Bei pH 5 und 7 stabil. Bei pH 9 Halbwertszeit 13 d von CMIT. MIT bei pH 9 stabil.			IUCLID
5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on	26172-55-4	Wasserlöslichkeit	322.600	mg/l	25 °C	EPI Suite
5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on	26172-55-4	Wasserlöslichkeit	> 5.000	mg/l	20 °C	IUCLID
Butyldiglycol	112-34-5	Bioakkumulation	0,46	BCF		IUCLID
Butyldiglycol	112-34-5	log Kow	0,29			EPI Suite
Butyldiglycol	112-34-5	log Kow	0,15 bis 0,4			IUCLID

Stoff	CAS-Nr.	Parameter	Wert	Einheit	Test- bedingungen	Daten- quelle
Butyldiglycol	112-34-5	log Kow	0,56			IUCLID
Butyldiglycol	112-34-5	log Kow	0,6			IUCLID
Butyldiglycol	112-34-5	log Kow	0,679			IUCLID
Butyldiglycol	112-34-5	log Kow	0,905			IUCLID
Butyldiglycol	112-34-5	log Kow	0,91		25 °C	IUCLID
Butyldiglycol	112-34-5	Abbaubarkeit	Allgemein gut biologisch abbaubar (aerob)			IUCLID
Butyldiglycol	112-34-5	Stabilität im Wasser	Keine Hydrolyse erwartet			IUCLID
Butyldiglycol	112-34-5	Wasserlöslichkeit	338.360	mg/l	25 °C	EPI Suite
Butyldiglycol	112-34-5	Wasserlöslichkeit	mischbar		20 °C, pH 7	IUCLID
Butyldiglycol	112-34-5	Wasserlöslichkeit	gut wasserlöslich		25 °C	IUCLID
Cholinchlorid	67-48-1	log Kow	-5,16			EPI Suite
Cholinchlorid	67-48-1	log Kow	-3,77		25 °C	IUCLID
Cholinchlorid	67-48-1	Abbaubarkeit	Allgemein gut biologisch abbaubar (aerob)			IUCLID
Cholinchlorid	67-48-1	Wasserlöslichkeit	90.693	mg/l	25 °C	EPI Suite
Cholinchlorid	67-48-1	Wasserlöslichkeit	gut wasserlöslich			IUCLID
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	64742-47-8	Bioakkumulation	130 bis 159	BCF		IUCLID
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	64742-47-8	Bioakkumulation	61 bis 115	BCF		IUCLID
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	64742-47-8	log Kow	6,26			EPI Suite
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	64742-47-8	log Kow	3,3 bis 6			IUCLID
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	64742-47-8	log Kow	3,4 bis 8,7			IUCLID
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	64742-47-8	Abbaubarkeit	4-12 % (28 d aerob)		OECD 301D	IUCLID
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	64742-47-8	Stabilität im Wasser	Keine Hydrolyse erwartet			IUCLID
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	64742-47-8	Wasserlöslichkeit	0,0093	mg/l	25 °C	EPI Suite
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	64742-47-8	Wasserlöslichkeit	15	mg/l	20 °C	IUCLID
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	64742-47-8	Wasserlöslichkeit	< 1.000	mg/l	20 °C	IUCLID
Ethylenglycol(bis)hydroxymethylether	3586-55-8	log Kow	-2,73			EPI Suite
Ethylenglycol(bis)hydroxymethylether	3586-55-8	Wasserlöslichkeit	gut wasserlöslich	mg/l	25 °C	EPI Suite
Formaldehyd	50-00-0	log Kow	0,35			EPI Suite
Formaldehyd	50-00-0	log Kow	0,35		25 °C	IUCLID
Formaldehyd	50-00-0	Abbaubarkeit	Allgemein gut biologisch abbaubar (aerob)			IUCLID
Formaldehyd	50-00-0	Abbaubarkeit	55 - 60% (anaerob)		40d	IUCLID
Formaldehyd	50-00-0	Wasserlöslichkeit	396.940	mg/l	25 °C	EPI Suite

Stoff	CAS-Nr.	Parameter	Wert	Einheit	Test- bedingungen	Daten- quelle
Formaldehyd	50-00-0	Wasserlöslichkeit	400.000	mg/l	18 °C	IUCLID
Formaldehyd	50-00-0	Wasserlöslichkeit	vollständig misch- bar			IUCLID
Fumarsäure	110-17-8	log Kow	0,05			EPI Suite
Fumarsäure	110-17-8	log Kow	0,07 bis 0,56			IUCLID
Fumarsäure	110-17-8	Abbaubarkeit	Allgemein gut biologisch abbau- bar (aerob)			IUCLID
Fumarsäure	110-17-8	Stabilität im Wasser	Hydrolyse nicht erwartet			IUCLID
Fumarsäure	110-17-8	Wasserlöslichkeit	326.610	mg/l	25 °C	EPI Suite
Fumarsäure	110-17-8	Wasserlöslichkeit	7.000	mg/l	25 °C	IUCLID
Hexan-1-ol, ethoxyla- ted	31726-34-8	keine Angaben in IUCLID-Datenbank				IUCLID
Hexan-1-ol, ethoxyla- ted	31726-34-8	log Kow	0,45			EPI Suite
Hexan-1-ol, ethoxyla- ted	31726-34-8	Wasserlöslichkeit	226.640	mg/l	25 °C	EPI Suite
Kaliumchlorid	7447-40-7	Wasserlöslichkeit	347.000	mg/l	20 °C	IUCLID
Magnesiumchlorid	7786-30-3	Wasserlöslichkeit	Sehr gut wasser- löslich			IUCLID
Magnesiumnitrat	10377-60-3	Wasserlöslichkeit	420.000	mg/l	20 °C	IUCLID
Methanol	67-56-1	Bioakkumulation	< 10	BCF		
Methanol	67-56-1	log Kow	-0,63			EPI Suite
Methanol	67-56-1	log Kow	-0,7			IUCLID
Methanol	67-56-1	Abbaubarkeit	Allgemein gut biologisch abbau- bar (aerob & anaerob)			IUCLID
Methanol	67-56-1	Wasserlöslichkeit	gut wasserlöslich		25 °C	EPI Suite
Methanol	67-56-1	Wasserlöslichkeit	mischbar		20 °C	
Polyethylenglycol- Octylphenylether	9036-19-5	keine Angaben in IUCLID-Datenbank				IUCLID
Polyethylenglycol- Octylphenylether	9036-19-5	log Kow	3,77			EPI Suite
Polyethylenglycol- Octylphenylether	9036-19-5	Wasserlöslichkeit	116,56	mg/l	25 °C	EPI Suite
Polyethylenglycol- monohexylether	31726-34-8	keine Angaben in IUCLID-Datenbank				IUCLID
Polyethylenglycol- monohexylether	31726-34-8	log Kow	0,45			EPI Suite
Polyethylenglycol- monohexylether	31726-34-8	Wasserlöslichkeit	226.640	mg/l	25 °C	EPI Suite
Propan-2-ol	67-63-0	log Kow	0,28			EPI Suite
Propan-2-ol	67-63-0	log Kow	0,05			IUCLID
Propan-2-ol	67-63-0	Wasserlöslichkeit	287.240	mg/l	25 °C	EPI Suite
Propan-2-ol	67-63-0	Abbaubarkeit	gut biologisch abbaubar (aerob)			IUCLID
Tetramethylammoni- umchlorid	75-57-0	keine Angaben in IUCLID-Datenbank				IUCLID
Tetramethylammoni- umchlorid	75-57-0	log Kow	-4,18			EPI Suite
Tetramethylammoni- umchlorid	75-57-0	Wasserlöslichkeit	10.091	mg/l	25 °C	EPI Suite

18 Literatur

- AGARWAL, D.K.; LAWRENCE, W.H.; AUTIAN, J. (1985): Antifertility and mutagenic effects in mice from parenteral administration of di-2-ethylhexyl phthalate (DEHP). In: J. Toxicol. Environ Health, 16, 71–84.
- ahu AG Wasser Boden Geomatik; Brenk Systemplanung GmbH; IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasser Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH (2012): Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung. Gutachten im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz in Abstimmung mit dem Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen. August 2012.
- BAKER HUGHES M275 (2011): Safety data sheet of product M275. Conforms to Regulation (EC) No. 1907/2006 (REACH), Annex II – United Kingdom. Date of issue/Date of revision: 19.04.2011.
- BfR, Bundesinstitut für Risikobewertung (2004): Formaldehyd – Gefährlicher als bisher angenommen? Stellungnahme des BfR vom 29.11.2004, http://www.bfr.bund.de/cm/343/formaldehyd_gefaehrlicher_als_bisher_angenommen.pdf (22.06.2012).
- BGFA, Berufsgenossenschaftliches Forschungsinstitut für Arbeitsmedizin (2002): Abschlussbericht des Projektes Tox 6: "Toxizität von Glycolethern", <http://www.ipa.ruhr-uni-bochum.de/pdf/tox6.pdf> (29.05.2012).
- BR ARNSBERG (2011a): Erdgasprobebohrungen 1995: Alle vorhandenen Informationen offengelegt. Pressemitteilung vom 12.04.2011, http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/presse/2011/04/055_11/index.php (04.01.2012).
- BR ARNSBERG (2011b): Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Erkundungsmaßnahmen der CONOCO Mineralöl GmbH in den Jahren 1994 – 1997. Abteilung 6 Bergbau und Energie in NRW, Aktenzeichen: 61.01.25-2010-9.ENERGY INSTITUTE (2012): Fact-based regulation for environmental protection in shale gas development. University of Texas, http://energy.utexas.edu/images/ei_shale_gas_regulation120215.pdf (13.06.2012).
- DE GROOT, A.; GEIER, J.; FLYVHOLM, M.-A.; LENSEN, G.; COENRAADS, P.-J. (2010): Formaldehyde-releasers: relationship to formaldehyde contact allergy. Metalworking fluids and remainder. Part 1. In: Contact Dermatitis 63, 117-128.
- DIVINCENZO, G.D.; HAMILTON, M.L.; MUELLER, K.R.; DONISH, W.H.; BARBER, E.D. (1985): Bacterial mutagenicity testing of urine from rats dosed with 2-ethylhexanol derived plasticizers. In: Toxicology, 34, 247–259.
- Dow Chemical Company (2011): EG-Sicherheitsdatenblatt und Technical Data Sheet. Dow Chemical Company, Midland, USA, <http://www.dow.com/webapps/msds/ShowPDF.aspx?id=090003e8800811f0> und

<http://www.dow.com/scripts/litorder.asp?filepath=surfactants/pdfs/noreg/119-01884.pdf>
(04.04.2012).

EC TGD, European Commission Technical Guidance Document (2003): Technical Guidance Document in support of Commission Directive 93/67/EEC on Risk Assessment for new notified substances, Commission Regulation (EC) No 1488/94 on Risk Assessment for existing substances and Directive 98/9/EC of the European Parliament and of the Council concerning the placing of biocidal products on the market, Part II. European Commission Joint Research Centre, European Chemicals Bureau, Institute for Health and Consumer Protection, Italy
http://ihcp.jrc.ec.europa.eu/our_activities/public-health/risk_assessment_of_Biocides/doc/tgd
(02.05.2012).

ECHA, European Chemicals Agency (2012): C&L Inventory database and Registered Substances Database. Helsinki, Finnland,
<http://echa.europa.eu/web/guest/information-on-chemicals> (03.04.2012).

EFSA, European Food Safety Authority (2008): Flavouring Group Evaluation 41: 2-Ethylhexyl derivatives from chemical group 2. Opinion of the Scientific Panel on Food Additives, Flavourings, Processing Aids and Materials in Contact with Food. In: The EFSA Journal 929, 1-46,
<http://www.efsa.europa.eu/en/efsajournal/doc/929.pdf> (18.06.2012).

ELIAS, Z.; DANIERE, M.C.; MARANDE, A.M.; POIROT, O.; TERZELTI, F.; SCHNEIDER, O. (1996): Genotoxic and/or epigenetic effects of some glycol ethers: results of different short-term tests. In: Occupational hygiene, 187-212.

ELLIOTT, B. M.; ASHBY, J. (1997): Review of the genotoxicity of 2-butoxyethanol. In: Mutation Research 387(2), 89-96.

EPI-SUITE (2011): Estimation Programs Interface Suite™ for Microsoft® Windows, U.S. Environmental Protection Agency, Washington DC, USA.

EWERS, U.; FRIMMEL, F.; GORDALLA, B. (2012): Beurteilung der Toxizität der beim hydraulischen Fracking eingesetzten Additive im Hinblick auf das Grundwasser und Trinkwasser. Gutachten im Rahmen des Informations- und Dialogprozesses der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung.
http://dialog-erdgasundfrac.de/files/Humantoxikologie_GutachtenEndversion.pdf
(01.06.2012).

EXXONMOBIL, Exxonmobil Central Europe Holding GmbH (2012): Frack-Flüssigkeiten,
http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic_fracturing/Frack-fluessigkeiten/index.html (04.01.2012), ergänzt durch persönliche Mitteilungen von Herrn Dr. Kassner, ExxonMobil Production Deutschland GmbH.

GARTISER, S.; STIENE, G.; HARTMANN, A.; ZIPPERLE, J. (2000): Umweltverträgliche Desinfektionsmittel im Krankenausabwasser. UBA-Texte 1/00,
http://www.hydrotox.de/Projekte/Gartiser_UBA_Texte_1-00_Desinfektionsmittel.pdf
(29.05.2012).

- GARTISER, S.; URICH, E. (2002): Einsatz umweltverträglicher Chemikalien in der Kühlwasserkonditionierung. UBA-Texte 70-02,
<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/2218.pdf> (17.04.2012).
- GESTIS, Gefahrstoffinformationssystem der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (2012): GESTIS-Stoffdatenbank,
<http://www.dguv.de/ifa/de/gestis/stoffdb/index.jsp> (23.04.2012).
- GIHR, R.; RIPPEN, G. (2011): Ableitung eines vorläufigen Geringfügigkeitsschwellenwertes für Formaldehyd für den Pfad Boden – Grundwasser. Hessisches Landesamt Für Umwelt und Geologie, Wiesbaden,
http://www.hlug.de/fileadmin/dokumente/altlasten/GSF-Ableitung_Formaldehyd_Veroeffentlichung_20.4.2012.pdf (29.05.2012).
- GSBL, Gemeinsamer Stoffdatenpool Bund/Länder (2012): Datenbank GSBLpublic,
<http://www.gsbl.de/> (23.04.2012).
- HAHN, S.; MELCHING-KOLLMUSS, S.; BITSCH, A.; SCHNEIDER, K.; OLTMANNS, J.; HASSAUER, M.; SCHUHMACHER-WOLZ, U.; VOSS, J.-U.; GARTISER, S.; JÄGER, I.; MANGELSDORF, I. (2005): Gesundheitsrisiken durch biozidhaltige Produkte und Gegenstände des täglichen Bedarfs. Förderkennzeichen (UFOPLAN) 204 61 218/05,
http://www.apug.de/archiv/pdf/Abschlussbericht_Kurzfassung_Biozide_deu.pdf (08.07.2012).
- HALLIBURTON WG-11 (2010): Sicherheitsdatenblatt WG-11 Gelling Agent. Revisionsdatum: 19.11.2010.
- HERA, Human & Environmental Risk Assessment on ingredients of European household cleaning products (2009): Alcohol Ethoxylates. Version 2.0, September 2009,
<http://www.heraproject.com/files/34-F-09%20HERA%20AE%20Report%20Version%202%20-%203%20Sept%2009.pdf> (04.06.2012).
- HERA, Human & Environmental Risk Assessment on ingredients of European household cleaning products (2007): α -Amylases, Cellulases and Lipases, Edition 1.0, November 2005.
http://www.heraproject.com/files/38-F-Hera_Bridging_document_28.10.05.pdf (18.06.2012).
- HILLENBRAND, T.; MARSCHIEDER-WEIDEMANN, F.; STRAUCH, M.; HEITMANN, K.; SCHAFFRIN, D. (2006): Emissionsminderung für prioritäre und prioritäre gefährliche Stoffe der Wasser-rahmenrichtlinie - Stoffdatenblatt Octylphenol. Forschungsbericht 203 21 280 im Auftrag des Umweltbundesamtes, UBA-Texte 29-07,
<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3312.pdf> (04.04.2012).
- HODGSON, J.R.; MYHR, B.C.; MCKEON, M.; BRUNSICK, D.J. (1982): Evaluation of di(2-ethylhexyl)phthalate and its major metabolites in the primary rat hepatocyte unscheduled DANN synthesis assay Environmental Mutagenesis, 388-389, In: BG-Chemie, 1995.
- HOFLACK, J. C.; LAMBOLEZ, L.; ELIAS, Z.; VASSEUR, P. (1995): Mutagenicity of ethylene glycol ethers and of their metabolites in Salmonella typhimurium his-. In: Mutat. Res. 341, 281–287.

- HSDB, Hazardous Substances Data Bank (2012), U.S. National Library of Medicine, National Institutes of Health, Health & Human Services,
<http://toxnet.nlm.nih.gov/cgi-bin/sis/htmlgen?HSDB> (18.06.2012).
- IUCLID, International Uniform Chemical Information Database (2000): Herausgegeben von European Commission - European Chemicals Bureau, Ispra, Italien,
<http://esis.jrc.ec.europa.eu/> (23.04.2012).
- JANUS, J.A.; POSTHUMUS, R. (2002): Environmental Risk Limits for 2-propanol, formaldehyde und 4-chloromethylpenols – updated proposals. RIVM report 601501015/2002,
<http://rivm.openrepository.com/rivm/bitstream/10029/9223/1/601501015.pdf> (31.08.2012).
- KAHLE, M.; NÖH, I. (2009): Biozide in Gewässern: Eintragspfade und Informationen zur Belastungssituation und deren Auswirkungen. UBA-Texte 09-09,
<http://opus.kobv.de/zlb/volltexte/2009/7730/pdf/3811.pdf> (23.05.2012).
- KIRBY, P.E.; PIZZARELLO, R.F.; LAWOR, T.E.; HAWORTH, S.R.; HODGONS, J.R. (1983): Evaluation of di(2-ethylhexyl)phthalate and its major metabolites in the Ames test and L5178Y mouse lymphoma mutagenicity assay. In: Environ Mutagen 5, 657-663.
- KRUSE, J.A. (1992): Methanol poisoning. In: Intensive Care Medicine 18, 391-397.
- LAWA, Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (2004): Ableitung von Geringfügigkeitsschwellen für das Grundwasser,
http://www.lawa.de/documents/GFS-Bericht-DE_a8c.pdf (13.04.2012).
- LBi, Litton Bionetics, Inc. (1982), Mutagenicity Evaluation of 2-ethylhexanol (2-EH) in the Mouse Micronucleus Test, unveröffentlicht, LBi Project No. 20996 im Auftrag der Chemical Manufacturers Association, Washington, USA. In: BG-Chemie, 1995.
- LBi, Litton Bionetics, Inc. (1985); Evaluation of 2-ethylhexanol (2-EH) in the CHO/HGPRT forward mutation assay Bericht, LBi Project No. 20989 im Auftrag der Chemical Manufacturers Association, Washington, USA, NTIS/OTS 0508498. In: BG-Chemie, 1995 and ECB, 2000.
- LUA NRW, Landesumweltamt Nordrhein-Westfalen (2005): Gewässerbelastung durch den Eintrag von Bioziden aus Dachfarben - eine Risikoabschätzung. Merkblätter Band 51, Essen,
<http://www.lanuv.nrw.de/veroeffentlichungen/merkbl/merk51/merk51.pdf> (23.04.2012).
- M-I SWACO MB-5111 (2011): Sicherheitsdatenblatt MB-5111.Überarbeitet am 28.09.2011.
- OECD Organisation for Economic Co-operation and Development (2004): Choline Chloride, SIDS screening information dataset initial assessment report for SIAM 19,
<http://www.inchem.org/documents/sids/sids/67481.pdf> (22.05.2012).
- OECD, Organisation for Economic Co-operation and Development (1997): 2-butoxyethanol. SIDS Initial Assessment Report for 6th SIAM. UNEP Publications,
<http://www.chem.unep.ch/irptc/sids/oecd/sids/111762.pdf> (15.06.2012).
- OECD, Organisation for Economic Co-operation and Development (2002a): Formaldehyde. SIDS Initial Assessment Report for SIAM 14. UNEP Publications,
<http://www.inchem.org/documents/sids/sids/FORMALDEHYDE.pdf> (29.05.2012).

- OECD, Organisation for Economic Co-operation and Development (2001): Potassium chloride, SIDS Initial Assessment Report For 13th SIAM, <http://www.chem.unep.ch/irptc/sids/oecd/sids/KCHLORIDE.pdf> (18.06.2012).
- PETERSON, D. R.; FALKENBACK, P.; GIRLING, A.; KING, D.; STEPHENSON, R.; SHORT, D. 1996. Acute aquatic toxicity of kerosines. CONCAWE Report no. 96/55, Brussels, <http://www.concawe.be> (03.04.2012).
- PFUHLER, S.; WOLF, H. U. (2002): Effects of the formaldehyde releasing preservatives dimethylol urea and diazolidinyl urea in several short-term genotoxicity tests. In: Mutation Research- Genetic Toxicology and Environmental Mutagenesis 514, 133-146.
- ROHM & HAAS (2007); KATHONTM CG - a safe, effective, globally approved preservative for rinse-off products, http://www.dow.com/assets/attachments/business/pcare/kathon_for_personal_care/kathon_cg/tds/kathon_cg.pdf (24.04.2012).
- ROWE, R.C.; SHESKEY, P.J.; QUINN, M.E. (2009): Handbook of Pharmaceutical Excipients 6th edition Pharmaceutical Press, London, England, p. 277.
- SCHLUMBERGER J313 (2008): Sicherheitsdatenblatt (Generisch EU) nach EG-Richtlinie 2001/58/EG. Water Friction-Reducing Agent J313. Überarbeitet am 17.12.2008.
- SCHLUMBERGER L064 (2005): Sicherheitsdatenblatt (Generisch EU) nach EG-Richtlinie 2001/58/EG. Temporary Clay Stabilizer L64. Überarbeitet am 21.10.2005.
- SERVOS, M. R. (1999): Review of the aquatic toxicity, estrogenic responses and bioaccumulation of alkylphenols and alkylphenol polyethoxylates. In: Water Quality Research Journal of Canada 34, 123-177.
- SHELBY, M.; PORTIER, C.; GOLDMAN, L.; MOORE, J.; IANNUCCI, A.; JAHNKE, G.; DONKIN, S. (2004): NTP-CERHR expert panel report on the reproductive and developmental toxicity of methanol. In: Reprod. Toxicol. 18, 303-390.
- SHIMIZU, H.; SUZUKI, Y.; TAKEMURA, N.; GOTO, S.; MATSUSHITA, H. (1985): The results of microbial mutation test for forty-three industrial chemicals. In: Japanese Journal of Industrial Health 27, 400-419.
- SINGER, M. M.; AURAND, D.; BRAGIN, G. E.; CLARK, J. R.; COELHO, G. M.; SOWBY, M. L.; TJEER-DEMA, R. S. (2000): Standardization of the Preparation and Quantitation of Water-accommodated Fractions of Petroleum for Toxicity Testing. In: Marine Pollution Bulletin, 40, 1007-1016.
- STAPLES, C. A.; NAYLOR, C. G.; WILLIAMS, J. B.; GLEDHILL, W. E. (2001): Ultimate biodegradation of alkylphenol ethoxylate surfactants and their biodegradation intermediates. In: Environmental Toxicology and Chemistry, 20, 2450-2455.
- STAPLES, C. A.; WEEKS, J.; HALL, J. F.; NAYLOR, C. G. (1998): Evaluation of aquatic toxicity and bioaccumulation of C8- and C9-alkylphenol ethoxylates. In: Environmental Toxicology and Chemistry, 17, 2470-2480.

- TOMITA, I.; NAKAMURA, Y.; YAGI, Y.; TUTIKAWA, K. (1982) Teratogenicity/fetotoxicity of DEHP in mice. In: Environ. Health Perspect. 45, 71–75.
- UBA, Umweltbundesamt (2003): Bewertung der Anwesenheit teil- oder nicht bewertbarer Stoffe im Trinkwasser aus gesundheitlicher Sicht. Empfehlung des Umweltbundesamtes nach Anhörung der Trinkwasserkommission des Bundesministeriums für Gesundheit, <http://www.umweltbundesamt.de/wasser/themen/downloads/trinkwasser/Empfehlung-Nicht-bewertbare-Stoffe.pdf> und Bundesgesundheitsbl - Gesundheitsforsch - Gesundheitsschutz 46, 249–251.
- UBA, Umweltbundesamt (2009): Datenbank Rigoletto, <http://webriigoletto.uba.de/rigoletto/public/welcome.do> (13.04.2012)
- UBA, Umweltbundesamt (2011a): Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland - Stand Dezember 2011, http://www.umweltbundesamt.de/chemikalien/publikationen/stellungnahme_fracking.pdf (04.01.2012).
- UBA, Umweltbundesamt (2011b): REACH: Erster Erfolg gegen hormonähnlichen Stoff. Presseinformation Nr. 61/2011, http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-presse/2011/pdf/pd11-061_reach_erster_erfolg_gegen_hormonaehnlichen_stoff.pdf (04.04.2012).
- UBA, Umweltbundesamt (2012): ETOX-Datenbank: Informationssystem Ökotoxikologie und Umweltqualitätsziele. Umweltbundesamt, Fachgebiet IV 2.4, Wassergefährdende Stoffe – Ökotoxikologielabor, Umweltbundesamt Dessau-Roßlau, <http://webetox.uba.de/webETOX/index.do> (02.04.2012).
- UK HPA, United Kingdom Health Protection Agency (2007): Methanol toxicological overview, http://www.hpa.org.uk/webc/HPAwebFile/HPAweb_C/1194947357226 (15.06.2012).
- US EPA, U. S. Environmental Protection Agency (1993): Integrated Risk Information System, Methanol, <http://www.epa.gov/iris/subst/0500.htm> (22.06.2012).
- US EPA, U. S. Environmental Protection Agency (2010): Integrated Risk Information System, Ethylene glycol monobutyl ether (EGBE), <http://www.epa.gov/iris/subst/0500.htm> (22.06.2012).
- US EPA, U. S. Environmental Protection Agency (2012): ECOTOX-Database. U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development and the National Health and Environmental Effects Research Laboratory's Mid-Continent Ecology Division, <http://cfpub.epa.gov/ecotox/> (02.04.2012).
- VAN VLAARDINGEN, P. L. A.; POSTHUMUS, R.; TRAAS, T. P. (2003): Environmental Risk Limits for Alkylphenols and Alkylphenol ethoxylates. RIVM report 601501019/2003, <http://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/601501019.pdf> (04.04.2012).

- VERBRUGGEN, E. M. J.; TRAAS, T. P.; FLEUREN, R. H. L. J.; CIARELLI, S.; POSTHUMUS, R.; VOS, J. H.; SCHEEPMAKER, J. W. A.; VAN VLAARDINGEN, P. L. A. (2005): Environmental Risk Limits for alcohols, glycols, and some other relatively soluble and/or volatile compounds. 1. Ecotoxicological evaluation. RIVM report 601501016/2005, <http://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/601501016.pdf> (15.06.2012).
- XIE, L.; THRIPPLETON, K.; IRWIN, M. A.; SIEMERING, G. S.; MEKEBRI, A.; CRANE, D.; BERRY, K.; SCHLENK, D. (2005): Evaluation of Estrogenic Activities of Aquatic Herbicides and Surfactants Using an Rainbow Trout Vitellogenin Assay. In: Toxicological Sciences, 87, 391-398.
- YAM, J.; BOOMAN, K.A.; BRODDLE, W.; GEIGER, L.; HEINZE, J.E.; LIN, Y.J.; MCCARTHY, K.; REISS, S.; SAWIN, V.; SEDLAK, R.I.; et al. (1984): Surfactants: a survey of short-term genotoxicity testing. Food Chem Toxicol. 22, 761-9.
- YING, G. G.; WILLIAMS, B.; KOOKANA, R. (2002): Environmental fate of alkylphenols and alkylphenol ethoxylates - a review. In: Environment International, 28, 215-226.
- ZEIGER, E.; HAWORTH, S.; MORTELMANS, K.; SPECK, W. (1985): Mutagenicity testing of di(2-ethylhexyl)phthalate and related chemicals in Salmonella. Environ. Mutag. 7, 213-232.
- ZOLLER, L.; BERGMAN, R.; WELTFRIEND, S. (2006): Preservatives sensitivity in Israel: a 10-year overview (1995-2004). Contact Dermatitis 55 (4), 227-229.