

## **Kapitel 7**

Stand 06.09.2012

Stand 06.09.2012

## 7 ZUSAMMENSETZUNG UND GEFÄHRDUNGSPOTENZIALE DER FRACK-FLUIDE, DER FORMATIONSWÄSSER UND DES FLOWBACK

Beim Hydraulic Fracturing wird das Gestein durch Einpressen einer Flüssigkeit unter hohem Druck aufgebrochen. Das dabei eingesetzte hydraulische Medium, welches 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. Proppant, 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 zutage gefördert. Der meist über die gesamte Produktionsphase anfallende Flowback muss aufbereitet und über geeignete Entsorgungswege entsorgt werden.

Die in der Vergangenheit eingesetzten Additive umfassen eine große und heterogene Gruppe unterschiedlicher Stoffe. In den Vereinigten Staaten wurden in den vergangenen Jahren mehrere Listen erarbeitet, denen zufolge bislang bis zu ca. 750 unterschiedliche Additive beim Hydraulic Fracturing in den USA zum Einsatz kamen (Waxman et al. 2011; US EPA 2011; NYSDEC 2011). Die Auswertung einer Auswahl dieser Additive ergab, dass einige dieser Verbindungen bedenkliche Eigenschaften (u.a. sehr giftig, kanzerogen, mutagen, reproduktionstoxisch) aufweisen (Tyndall Centre 2011; Waxman et al. 2011). Eine neue umfangreiche Studie der amerikanischen Umweltbehörde EPA ist derzeit in Vorbereitung. Eine Zusammenfassung relevanter Publikationen aus den USA erfolgt in Kapitel 7.2.4; eine Einschätzung zur möglichen Übertragbarkeit dieser Ergebnisse auf die Verhältnisse in NRW wird in Kapitel 12 durchgeführt.

## 7.1 Zielsetzung und Vorgehensweise

Im vorliegenden Kapitel wird in einem ersten Schritt das Ziel verfolgt, die potenziell in NRW in Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten einsetzbaren Additive anhand der vorliegenden Informationen zu den bislang in Deutschland eingesetzten Frack-Fluiden (v.a. Tight Gas-Lagerstätten in Niedersachsen) sowie der Erfahrungen in den USA abzuschätzen bzw. einzugrenzen und die Gefährlichkeitsmerkmale der bislang in Deutschland eingesetzten Additive darzustellen. Es wird auch untersucht, ob Additive mit bedenklichen Eigenschaften ersetzt und weniger bedenkliche Stoffe in neueren Fluiden eingesetzt werden können und welche Weiterentwicklungen aufgrund der aktuellen Produktpalette der Hersteller sowie möglicher Trends in Zukunft zu erwarten sind.

Anschließend werden die Mengen und die Zusammensetzung des Flowback diskutiert und Verfahren vorgestellt, mit denen die Menge des Frack-Fluids bestimmt werden kann, der auch nach der Produktionsphase im Untergrund verbleibt (Kapitel 7.3).

Zur Bewertung der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide und des Flowback ist neben der **Stoffidentität** und der **Stoffeigenschaften** maßgeblich die **Stoffkonzentration** entscheidend. Wir stellen eine Bewertungsmethode vor (Kapitel 7.4), mit der die Gefährdungspotenziale der Fluide im Hinblick auf das Grundwasser, insbesondere im Hinblick auf den menschlichen Gebrauch als Trinkwasser und auf die in der aquatischen Umwelt lebenden Organismen, bewertet werden können. Es wird auf die Bedeutung geeigneter hydraulisch-hydrogeochemischer Modelle hingewiesen, um Mischungs-, Sorptions-, Abbau- und Transformationsreaktionen der Stoffe im Untergrund berücksichtigen zu können. Solange derartige Modelle in der benötigten Detailschärfe fehlen, wird eine vereinfachte, überschlägige Bewertungsmethode vorgeschlagen.

In Kapitel 7.5 bis 7.7 wird diese Bewertungsmethode exemplarisch für die beiden einzigen in Deutschland in Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten eingesetzten Frack-Fluide angewendet. Geplante Weiterentwicklungen werden berücksichtigt, in dem zwei von der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH als mögliche zukünftig einsetzbare Fluide bewertet werden. Die Gefährdungspotenziale der zu erwartenden Formationswässer und des Flowback werden ebenfalls für Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten bewertet.

Die in diesen Frack-Fluiden eingesetzten/geplanten Additive werden anhand ihrer physikalisch-chemischen Eigenschaften, ihrer Abbaubarkeit und ihrer möglichen Abbauprodukte sowie ihrer human- und ökotoxikologischen Eigenschaften und Wirkschwellen ausführlich beschrieben. Eine vollständige und abschließende Recherche war inner-



halb der für die Erstellung des Gutachtens zur Verfügung stehenden Zeit nicht für alle Additive möglich. Die durchgeführten Recherchen können jedoch als Grundlage für die Entwicklung einheitlicher und reproduzierbarer „Additiv-Steckbriefe“ dienen, die im Genehmigungsverfahren als Entscheidungsgrundlage genutzt werden können.

Im Kapitel 7.8 wird eine zusammenfassende Bewertung vorgenommen und auf vorhandene Kenntnis- und Wissensdefizite und weiteren Untersuchungsbedarf hingewiesen.

## 7.2 Frack-Fluide

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

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. Säurebasierte Systeme (im Wesentlichen mit Salzsäure) zur Stimulation in geringpermeablen, säurelöslichen Formationen wie Kalkstein oder Dolomit.

Bei der Stimulation von Kohleflözgas- und Schiefergas-Lagerstätten kommen im Wesentlichen wasserbasierte sowie untergeordnet schaumbasierte Fluidsysteme zum Einsatz (vgl. US EPA 2004, Halliburton 2008, Tyndall Centre 2011, US EPA 2011). Nach Angabe der Betreiber ist im Rahmen einer potenziellen Kohleflözgas- und Schiefergasgewinnung in NRW generell die Verwendung von wasserbasierten Frack-Fluiden geplant, so dass im Weiteren nur diese Typen von Frack-Fluiden betrachtet werden. Die Rezeptur der eingesetzten Frack-Fluide wird im Allgemeinen individuell für jeden Frack-Horizont in Abhängigkeit der erwarteten Lagerstätteneigenschaften, den Temperatur- und Druckverhältnissen sowie einer Reihe weiterer Parameter ausgewählt.

### 7.2.1 Einsatzzweck der Frack-Additive

Seit die ersten Frack-Jobs in den USA in den 1950er Jahren mit geliereten Rohöl gepumpt wurden, werden spezielle Frack-Additive entwickelt und zum Teil auch patentiert, um Fluide mit den erwünschten physikalisch-chemischen Eigenschaften herzustellen. Patente auf die Erfindung von Borat-vernetzten Guarkernmehl (1962), Kettenbrechern (1964) und hochtemperaturbeständigen Vernetzern auf Metall-Komplex-Basis (1970er) sowie gekapselten Brechern (1980er) markieren Entwicklungsschritte auf dem Weg zum Einsatz komplexer Frack-Fluide (Montgomery & Smith 2010).

Die Dienstleitungen 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 (engl. *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 zuzumischt 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; abhängig von dem Fluid-System und den Lagerstättenbedingungen ist oftmals nur die Zugabe einer Auswahl der in Tabelle 7.1 aufgeführten Additive/Additivgruppen erforderlich.

Die Additive werden zum Teil sequentiell im Frack-Prozess eingesetzt (US EPA 2011, Fink 2012). 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 Reibungsmindernern eingesetzt, um die Pumprate zu optimieren. Sobald die Stützmittelezugabe 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. 7.1: Einsatzzwecke der in Frack-Fluiden eingesetzten Additive (nach UBA 2011a, Tyndall Centre 2011, NYSDEC 2011)

Additiv	Einsatzzweck
Stützmittel ( <i>Proppant</i> )	Offenhaltung der beim Fracking erzeugten Risse im Gestein
Ablagerungshemmer ( <i>Scale Inhibitor</i> )	Verhinderung der Ablagerung von schwerlöslichen Ausfällungen, wie Carbonaten und Sulfaten
Biozid ( <i>Biocide</i> )	Verhinderung des Bakterienwachstums, Vermeidung von Biofilmen, Verhinderung von Schwefelwasserstoffbildung durch Sulfat-reduzierende Bakterien
Eisenfällungskontrolle ( <i>Iron Control</i> )	Verhinderung von Eisenoxid-Ausfällungen
Gelbildner ( <i>Gelling Agent</i> )	Verbesserung des Stützmitteltransports
Hochtemperaturstabilisator ( <i>Temperature Stabilizer</i> )	Verhinderung der vorzeitigen Zersetzung des Gels bei hoher Temperatur im Zielhorizont
Kettenbrecher ( <i>Breaker</i> )	Verringerung der Viskosität gelhaltiger Frack-Fluide zur Ablagerung des Stützmittels
Korrosionsschutzmittel ( <i>Corrosion Inhibitor</i> )	Schutz vor Anlagenkorrosion
Lösungsmittel	Verbesserung der Löslichkeit der Additive
pH-Regulatoren und Puffer ( <i>pH Control</i> )	pH-Wert Einstellung des Frack-Fluids
Quervernetzer ( <i>Crosslinker</i> )	Erhöhung der Viskosität bei erhöhter Temperatur zur Verbesserung des Stützmitteltransports
Reibungsminderer ( <i>Friction Reducer</i> )	Verringerung der Reibung innerhalb der Frack-Fluide
Säuren ( <i>Acids</i> )	Vorbehandlung und Reinigung der perforierten Abschnitte der Bohrung von Zement und Bohrschlamm; Auflösung von säurelöslichen Mineralen
Schäume ( <i>Foam</i> )	Unterstützung des Stützmitteltransports
Schwefelwasserstofffänger ( <i>H<sub>2</sub>S Scavenger</i> )	Entfernung von toxischem Schwefelwasserstoff zum Schutz vor Anlagenkorrosion
Tenside / Netzmittel ( <i>Surfactants</i> )	Verminderung der Oberflächenspannung der Fluide
Tonstabilisatoren ( <i>Clay Stabilizer</i> )	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 schwerlöslichen 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 verhindert, durch das die Permeabilität eingeschränkt werden (Biofilme) oder durch die toxische und korrosive Gase (vor allem Schwefelwasserstoff  $H_2S$ ) 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 Viskositätserhöhung 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 Natriumperoxydisulfat, 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*

Als Lösungsmittel werden u.a. 2-Butoxyethanol oder Propan-2-ol verwendet.

### *pH-Puffer und pH-Regulierung*

Zur Einstellung 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 schaubasierten 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 Nonylphenoethoxylate 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.

## **7.2.2 Kriterien zur Auswahl der Frack-Additive**

### **7.2.2.1 Technische Auswahlkriterien**

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 angepasst. Die Auswahl der Frack-Additive basiert insbesondere auf der benötigten Viskosität, den in der Lagerstätte herrschenden Druck- und Temperaturbedingungen, der mineralogisch/geochemischen und petrophysikalischen Zusammensetzung des Zielhorizonts, der hydrochemischen Zusammensetzung des Formationswassers 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 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/-konzentrationen 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 Stützmittleintrag miteinander verglichen (Tab. 7.2).

In US EPA (2004) wird auf die von Economides et al. (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. 7.1 und Abb. 7.2).

Tab. 7.2: Bewertung verschiedener Fluidsysteme zur Stimulation von Kohleflözgas-Lagerstätten (Halliburton 2008)

	<b>Cost</b>	<b>Formation Damage</b>	<b>Proppant Placement</b>	<b>Propped Length</b>
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

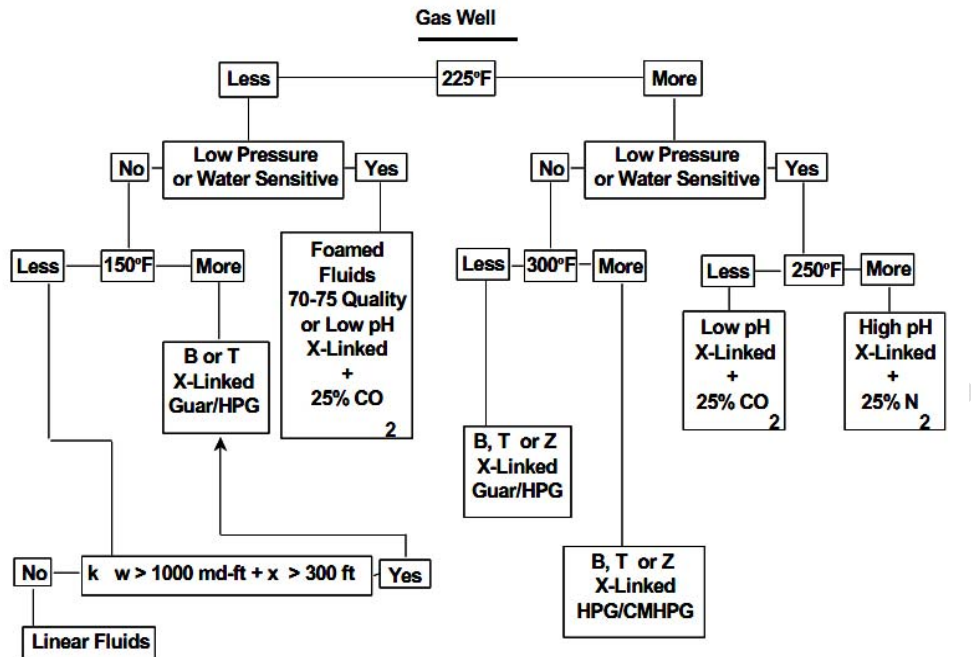


Abb. 7.1: Flussdiagramm zur Auswahl von Frack-Fluidtypen (Economides et al. 2000 zit. in US EPA 2004), 225 °F entspricht 107 °C

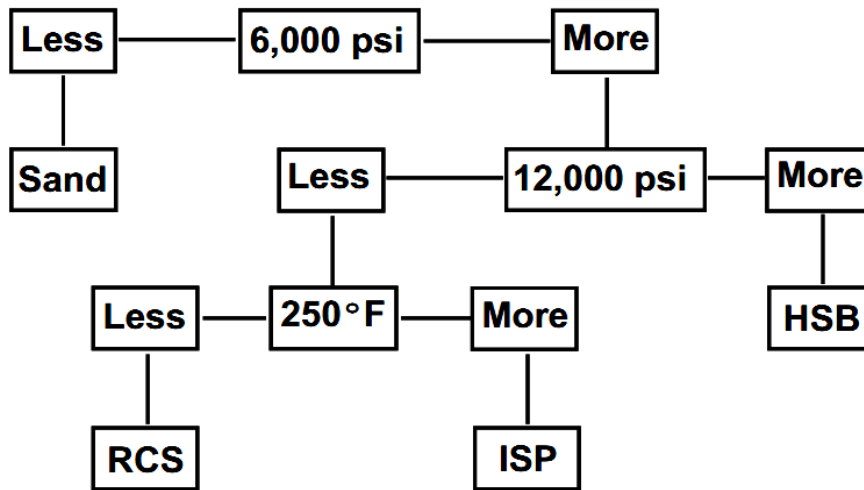


Abb. 7.2: Flussdiagramm zur Auswahl von Stützmitteln (RCS: Resin-Coated Sand, ISP: Intermediate Strength Proppant, HSB: High-Strength Bauxite; Economides et al. 2000 zit. in US EPA 2004). 6.000 psi entspricht 414 bar. 250 °F entspricht 121 °C.








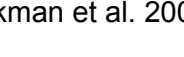
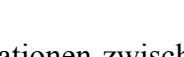
Gesteinssprödigkeit	Fluid System	Frack Geometrie	Fluid Volumen	Stützmittel Menge
70%	Slickwater		Hoch	Niedrig
60%	Slickwater		↑	↓
50%	Hybrid			
40%	Lineares Gel			
30%	Schaum			
20%	Vernetztes Gel			
10%	Vernetztes Gel		Niedrig	Hoch

Abb. 7.3: Auswahl von Frack-Fluidsystemen für Schiefergas-Lagerstätten in Abhängigkeit der Gesteinssprödigkeit (nach Rickman et al. 2008)

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. 7.3).

#### 7.2.2.2 Rechtliche Auswahlkriterien

Bei der Auswahl der Additive sind neben den gewünschten physikalisch-chemischen Eigenschaften die Anforderungen des Chemikalienrechts zu beachten. Zu unterscheiden sind Verwendungsverbote und -beschränkungen sowie Zulassungserfordernisse, Anforderungen an Biozidprodukte, Anforderungen der REACH-Verordnung und Anforderungen bergrechtlicher Regelungen und der Gefahrstoffverordnung an den Umgang mit Gefahrstoffen (vgl. ahu AG & IWW 2012).

Im Folgenden wird kurz auf die Anforderungen an die Additivauswahl im Hinblick auf Verwendungsverbote und -beschränkungen sowie auf die gegenwärtigen Prüfverfahren für Biozidwirkstoffe im Rahmen der Biozid-Richtlinie 98/08/EG eingegangen. Für eine ausführliche Diskussion rechtlicher Auswahlkriterien wird auf ahu AG & IWW (2012) verwiesen.

Bei der Additivauswahl sind Verbote oder sonstige Verwendungsbeschränkungen von Stoffen und Stoffgemischen nach Art. 67 i.V.m. Anhang XVII der EU-REACH-Verordnung zu prüfen. Bis zum 01.06.2013 sind außerdem etwaige strengere Anforderungen der Chemikalien-Verbotsverordnung (ChemVerbotsV<sup>1</sup>) zu beachten, nach der bestimmte Chemikalien gar nicht oder nur nach Maßgabe näher bezeichneter Ausnahmen in den Verkehr gebracht werden dürfen.

<sup>1</sup> Chemikalien-Verbotsverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 13. Juni 2003 (BGBl. I S. 867), die zuletzt durch Artikel 5 Absatz 40 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist.

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. Für die beim Fracking eingesetzten Biozide kommt eine Zuordnung sowohl zur Produktart 11 „Schutzmittel für Flüssigkeiten in Kühl- und Verfahrenssystemen“ oder Produktart 12 „Schleimbekämpfungsmittel“ in Betracht (vgl. ahu AG & IWW 2012).

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. Voraussetzung für die Zulassung ist unter anderem, dass die Wirkstoffe des Produkts in Anhang I oder IA der Biozid-Richtlinie aufgeführt sind. Derzeit ist für Produktart 11 gar kein, für die Produktart 12 nur ein Wirkstoff (Acrolein, CAS-Nr. 107-02-8) in die Anhänge der Biozid-Richtlinie aufgenommen.

Alte Wirkstoffe im Sinne der Biozid-Richtlinie sind Wirkstoffe, die am Stichtag 14. Mai 2000 bereits im Verkehr waren und noch nicht in Anhang I oder IA der Biozid-Richtlinie aufgeführt sind. Die EU-Kommission prüft derzeit im Rahmen eines Prüfprogramms systematisch die Aufnahme alter Wirkstoffe in die Anhänge der Biozid-Richtlinie<sup>2</sup>. Der zur Bewertung von den Herstellern bzw. Notifizierern einzureichende Datensatz ist in Anhang IIA der Biozid-Richtlinie (Kerndatenanforderungen an Wirkstoffe) spezifiziert und umfasst u.a. die Identität des Wirkstoffes, physikalische und chemische Eigenschaften, toxikologische und Metabolismus-Untersuchungen, ökotoxikologische Untersuchungen sowie Maßnahmen zum Schutz von Mensch, Tier und Umwelt. Die Berichte des berichterstattenden Mitgliedstaates und die Bewertungsberichte im Ständigen Ausschuss für Biozid-Produkte werden von der EU-Kommission veröffentlicht, mit Ausnahme der Informationen, die gemäß Artikel 19 der Richtlinie 98/8/EG vertraulich zu behandeln sind.

Das in der Biozid-Richtlinie definierte Ziel, das Prüfprogramm bis Mai 2010 abzuschließen, wurde um vier Jahre bis zum 14. Mai 2014 verlängert. Der Verlängerung der Frist hat zur Folge, dass alte, noch ungeprüfte Biozid-Wirkstoffe für die Dauer des Verfahrens, längstens jedoch bis zum 14. Mai 2014, im Rahmen der Übergangsregelungen weiterhin vermarktungsfähig bleiben (vgl. ahu AG & IWW 2012).

---

<sup>2</sup> 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.

### 7.2.3 In Deutschland eingesetzte Frack-Fluide

Im Folgenden werden die den Gutachtern vorliegenden Informationen zu den bisher in Deutschland in unterschiedlichen unkonventionellen und einer konventionellen Lagerstätten eingesetzten Frack-Fluide ausgewertet, wobei der Fokus der Auswertung auf Angaben zu Volumen und Zusammensetzung der in Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten eingesetzten Fluide liegt.

#### 7.2.3.1 Informationsgrundlage

Auf Basis der den Gutachtern vorliegenden Informationen wurden in **konventionellen und Tight Gas-Lagerstätten** in Niedersachsen mindestens 275 Fracks in mehr als 130 Bohrungen durchgeführt. Diese Zahl bezieht sich überwiegend auf gefrackte Erdgasbohrungen, kann jedoch auch vereinzelt Fracks in Erdölbohrungen einbeziehen. Gefrackte Geothermiebohrungen sind in der Zahl nicht enthalten. Aus anderen Bundesländern sind den Gutachtern keine Fracks in konventionellen und Tight Gas-Lagerstätten bekannt. 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 Fluidmenge erarbeitet. Diese Datenbank befindet sich noch im Aufbau und konnte deswegen von den Gutachtern 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 aus<sup>3</sup>. Ein Großteil der Fracks wurde seit Mitte der 1990er Jahre durchgeführt (Abb. 7.4).

In Schiefergas-Lagerstätten wurden in Deutschland bisher drei Fracks durchgeführt (Erkundungsbohrung Damme 3 im Jahr 2008, Niedersachsen). Der Einsatz von Frack-Fluiden in Kohleflözgas-Lagerstätten beschränkt sich in Deutschland bisher auf zwei Fracks (Bohrung Natarp 1 im Jahr 1995, Nordrhein-Westfalen).

---

<sup>3</sup> [http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic\\_fracturing/index.html](http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic_fracturing/index.html)

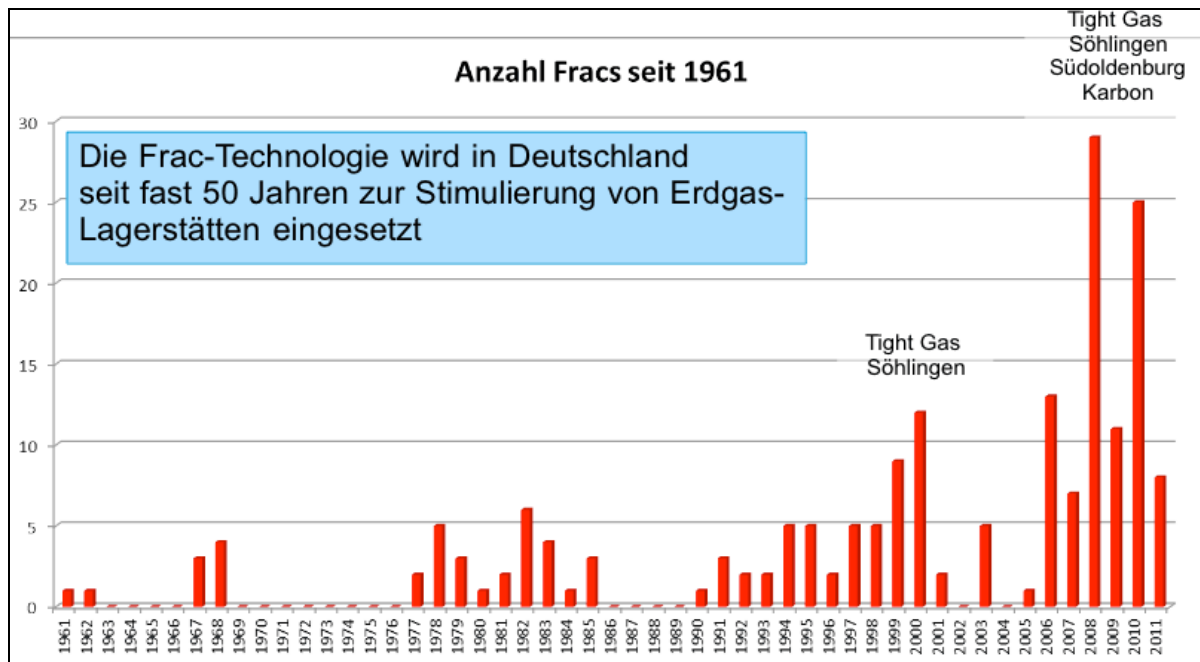


Abb. 7.4: Anzahl der Fracs, die in Erdgas-Lagerstätten in Deutschland seit 1961 durchgeführt wurden (Quelle: <http://www.erdgassuche-in-deutschland.de>)

Angaben zu den in Deutschland eingesetzten Frack-Fluiden und -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.
- 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 (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-Fluiden mitgeteilt, mit dem Verweis, dass der Einsatz der Fluiden mehr als 10 Jahre zurückliegen würde und die genaue Zusammensetzung der eingesetzten Frack-Fluiden 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.
- Sicherheitsdatenblätter der Firma Halliburton, die auf der Internetseite der Firma in mehreren Sprachen und Formaten abrufbar sind.<sup>4</sup>
- Auf der Internetseite der Firma Schlumberger sind Sicherheitsdatenblätter nach unserem Kenntnisstand nicht abrufbar. Schlumberger verweigerte jegliche Zusammenarbeit mit den Gutachtern und mehrere Anfragen mit der Bitte um die Bereitstellung einzelner benannter Sicherheitsdatenblätter wurden nicht beantwortet. Ausgewählte Sicherheitsdatenblätter wurden von der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH zur Verfügung gestellt.

### 7.2.3.2 Einsatzmengen

Angaben zur Menge der eingesetzten Frack-Fluiden liegen den Gutachtern für 30 Frack-Fluiden vor, die in verschiedenen unkonventionellen Lagerstätten<sup>5</sup> in Deutschland zwischen 1982 und 2011 eingesetzt wurden, vor allem in Tight Gas-Lagerstätten in Niedersachsen (Tab. 7.3).

Die Auswertung der Angaben zeigt, dass insbesondere bei Multi-Frack-Stimulationen zum Teil große Mengen an Frack-Fluiden in einzelnen Bohrungen 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 m<sup>3</sup> bis über 12.000 m<sup>3</sup> Wasser, bis zu knapp 1.500 t Stützmittel und zwischen 2,6 t und 275 t Additive pro Bohrung (Tab. 7.3). Bei Hybridsystemen wurden zusätzlich bis zu 513 t Flüssiggas eingesetzt. Aus diesen Angaben errechnet sich, dass Stützmittel mit einem Gewichtsanteil von 5 Gew.-% (in einem Slickwater-) 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. 7.3).

---

<sup>4</sup> <http://www.halliburton.com/toolsresources/default.aspx?navid=1061&pageid=2>

<sup>5</sup> Ein Frack-Fluid (Buchhorst T12) wurde in einer konventionellen Lagerstätte eingesetzt.

Tab. 7.3: Den Gutachtern vorliegende Informationen zu in Deutschland in unterschiedlichen Gas-Lagerstätten eingesetzten Frack-Fluiden (K = konventionelle Lagerstätte, T = Tight Gas, S = Schiefergas, C = Kohleflözgas, Nds = Niedersachsen, NRW = Nordrhein-Westfalen)

Bohrung	Landkreis	Bundesland	Lagerstätten-typ	Frack Jahr	Anzahl Fracks	Frack-Fluid System	Wassermenge (m <sup>3</sup> ) <sup>[a]</sup>	Gas CO <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> (kg)	Stützmittel (kg)	Additive (kg)	Stützmittel (Gew.-% Gesamtfluid) <sup>[b]</sup>	Gelöste Additive (Gew.-% Wasser) <sup>[c]</sup>	Wasser pro Frack (m <sup>3</sup> )	Additive pro Frack (kg)	Zubereitungen bekannt	Frack Additive bekannt
Buchhorst T12	Diepholz	Nds	K	2011	1	Gel	212	-	85.800	6.553	28%	3,0%	212	6.553	x	x
Cappeln Z3a	Cloppenburg	Nds	T	2011	7	CO <sub>2</sub> -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 <sub>2</sub> -Hybrid	5.716	428.400	520.600	93.120	8%	1,6%	440	7.163	x	x
Natarp	Warendorf	NRW	C	1996	2	N <sub>2</sub> -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 <sub>2</sub> -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



Bohrung	Landkreis	Bundesland	Lagerstätten-typ	Frack Jahr	Anzahl Fracks	Frack-Fluid System	Wassermenge (m <sup>3</sup> ) <sup>[a]</sup>	Gas CO <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> (kg)	Stützmittel (kg)	Additive (kg)	Stützmittel (Gew.-% Gesamtfluid) <sup>[b]</sup>	Gelöste Additive (Gew.-% Wasser) <sup>[c]</sup>	Wasser pro Frack (m <sup>3</sup> )	Additive pro Frack (kg)	Zubereitungen bekannt	Frack Additive bekannt
				2008	1	Gel	194	-	80.400	9.926	28%	4,9%	194	9.926	x	x
<b>Söhlingen Z13</b>	Heidekreis	Nds	T	1999	5	Gel	2.508	-	1.094.700	51.822	30%	2,0%	502	10.364	x	x
<b>Söhlingen Z14</b>	Rotenburg	Nds	T	2000	8	Gel	3.686	-	1.477.000	58.528	28%	1,6%	461	7.316	x	x
<b>Söhlingen Z15</b>	Rotenburg	Nds	T	2003	5	Gel	1.805	-	740.000	90.291	28%	4,8%	361	18.058	x	x
<b>Söhlingen Z16</b>	Rotenburg	Nds	T	2008	9	Gel	824	-	170.100	38.079	17%	4,4%	92	4.231	x	x
<b>Söhlingen Ost Z1</b>	Heidekreis	Nds	T	1983	1	Gel	415	-	115.800	58.818	20%	12,4%	415	58.818	x	x
				2007	1	CO <sub>2</sub> -Hybrid	229	49.000	53.000	6.715	16%	2,9%	229	6.715	x	x
<b>Söhlingen Ost Z3</b>	Rotenburg	Nds	T	1990	1	Gel	760	-	202.000	8.878	21%	1,2%	760	8.878		x
<b>Söhlingen Ost Z4</b>	Heidekreis	Nds	T	1991	1	Gel	622	-	205.000	101.817	22%	14,1%	622	101.817	x	x
<b>Söhlingen Ost Z5</b>	Heidekreis	Nds	T	2009	1	Gel	285	-	108.787	4.463	27%	1,5%	285	4.463		x
<b>Söhlingen Ost Z7</b>	Rotenburg	Nds	T	1991	1	Gel	989	-	198.000	29.491	16%	2,9%	989	29.491		x
				2009	1	CO <sub>2</sub> -Hybrid	350	39.300	48.800	16.832	11%	4,6%	350	16.832	x	x
<b>Söhlingen Ost Z8</b>	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/m<sup>3</sup> für Wasser und Dichte 807 kg/m<sup>3</sup> 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.

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 7.3 sind die in ExxonMobil 2012 angegebenen Mengen aufgeführt, die in Anlehnung an Drucksache 16/3591 (Niedersächsischer Landtag 2011) um den Wasseranteil in der Kaliumchlorid-Lösung korrigiert wurden.

Tabelle 7.4 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.

Tab. 7.4: Einsatzmengen von Wasser, Gas, Stützmittel und Additiven pro Frack für die Fluidsystem Gel, Hybrid und Slickwater, die zwischen 1982 und 2000 bzw. 2000 und 2011 in Deutschland injiziert wurden. Angegeben sind der Mittelwert sowie die Bandbreite in Klammern (Auswertung von Tab. 7.3)

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

### 7.2.3.3 Eingesetzte Frack-Zubereitungen

Angaben zu bisher in Deutschland eingesetzten Frack-Zubereitungen liegen den Gutachtern nur aus ExxonMobil (2012) und BR Arnsberg (2011b) vor. Diese Angaben beziehen sich auf 21 Frack-Fluide, die bei 62 Fracks zwischen 1982 und 2011 eingesetzt wurden (Tab. 7.3). 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 eingesetz-



ter Frack-Zubereitungen (Anhang 1) unvollständig ist und eine Reihe weiterer Zubereitungen zur Anwendung kam.

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 derzeit oder zum Zeitpunkt der Fracks aktuelle Sicherheitsdatenblätter (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, wobei eine Reihe von Zubereitungen mehrere Gefährdungsmerkmale aufweisen (Anhang 1). Nach Angabe der 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 vorliegenden Sicherheitsdatenblätter sind keine Angaben zur Wassergefährdungskategorie der Zubereitung aufgeführt (Anhang 1).

Die Inhaltsstoffe und ihre Gewichtsanteile in den verwendeten Frack-Zubereitungen werden von den Herstellern mit Verweis auf Betriebsgeheimnis und geistiges Eigentum in der Regel nicht im Detail veröffentlicht. Kenntnisse zu den Inhaltsstoffen der Frack-Zubereitungen und damit zu den eingesetzten Additiven und ihrer Konzentrationen in den verwendeten Frack-Fluiden beruhen deswegen in Deutschland (wie in den USA) weitgehend auf Auswertungen der in Sicherheitsdatenblättern aufgeführten Angaben. 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). Auf die in den USA aktuell geführte Diskussion über die Offenlegungspraxis der Inhaltsstoffe in den Frack-Zubereitungen wird in Kapitel 7.2.4.1 eingegangen.

#### 7.2.3.4 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. 7.3). Die ausgewertete Datengrundlage umfasst also nur ca. 25 % der in Deutschland durchgeführten ca. 300 Fracks.

#### Datenlage und Unsicherheiten

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. 7.3). 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 der Firma Conoco Mineralöl GmbH in einer Kohleflözgas-Lagerstätte (Natarp 1, Kreis Warendorf, NRW) im Jahr 1995 eingesetzten Frack-Fluid ausgewertet (BR Arnsberg 2011a; BR Arnsberg 2011b). 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.

Alle den Gutachtern vorliegenden Informationen zur Zusammensetzung der Frack-Fluide beruhen ausschließlich auf der Auswertung der Sicherheitsdatenblätter der verwendeten Zubereitungen. 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 enthält (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 veröffentlichten Zusammensetzungen der sieben im Raum Söhlingen zwischen 1994 und 2000 verpressten Frack-Fluide weist jedoch nach wie vor die Verwendung von Nonylphenolethoxylat aus (ExxonMobil 2012), so dass zurzeit 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 Nonylphenoethoxylaten in der EU aufgrund ihrer östrogenen Wirkung und des hohen Bioakkumulationspotenzials des Abbauprodukts Nonylphenol seit 2003 stark eingeschränkt ist (Richtlinie 2003/53/EG<sup>6</sup>). Produkte, die Nonylphenoethoxylat in einer Konzentration von 0,1 % oder darüber enthalten, dürfen nach der Chem-VerbotsV für bestimmte Zwecke (u.a. industrielle Reinigung, als Formulierungshilfsstoff in Pflanzenschutzmitteln und Bioziden) außer in geschlossenen Anlagen nicht in Verkehr gebracht werden.

In dem von der Firma Conoco Mineralöl GmbH in Natarp im Jahr 1995 eingesetzten Fluid wurde die Zubereitung Halliburton SSO-21M verwendet. Ein vorliegendes Sicherheitsdatenblatt aus dem Jahr 1995 weist statt dem Stoff Nonylphenoethoxylat den Einsatz des Stoffes Alkohol ethoxyliert, ein anderes den Einsatz von 1-Hexanol, ethoxyliert (beide unter Angabe der CAS-Nr. 31726-34-8) aus (Halliburton 1995). Die Gutachter gehen deswegen bei der Bewertung dieses Fluids (Kapitel 7.6.1) davon aus, dass ethoxyliertes 1-Hexanol und kein Nonylphenoethoxylat eingesetzt wurde; sie können diese Angabe aber nicht überprüfen.

## Auswertung

Im Folgenden werden die veröffentlichten Angaben zu den eingesetzten 28 Frack-Fluiden ausgewertet. Die Auswertung ergab, dass insgesamt mindestens **112 Stoffe/Stoffgemische** (**13** als Stützmittel und **99** als Frack-Additive) in Deutschland eingesetzt wurden (Anhang 2); die eingesetzten Flüssiggase CO<sub>2</sub> und N<sub>2</sub> wurden nicht mitgezählt. Bis auf die drei Frack-Fluide, die bei Fracks in einer Schiefergas-Lagerstätte (Damme 3), in einer Kohleflözgas-Lagerstätte (Natarp) und in einer konventionellen Lagerstätte (Buchhorst T12) eingesetzt wurden, kamen alle übrigen veröffentlichten Frack-Fluide in Tight Gas-Lagerstätten zum Einsatz (Tab. 7.3).

- Für 76 der 112 Stoffe waren eindeutige CAS-Nummern angegeben oder es konnte die CAS-Nummer anhand einer eindeutigen Bezeichnungen der Stoffe/Stoffgemische korrigiert bzw. 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.

---

<sup>6</sup> 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, Nonylphenoethoxylat und Zement), 17. Juli 2003.

- 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.
- 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 zum einen auch potenziell geplante aber (bislang) nicht eingesetzte Frack-Fluide (Bötersen Z11, Mulmshorn Z6) berücksichtigt wurden und zum anderen wohl 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.

Die Auswertung der 112 Stoffe umfassenden Datengrundlage zeigt, dass das als Tonstabilisator eingesetzte Kaliumchlorid und die Lösungsmittel 2-Butoxyethanol, Methanol und Propan-2-ol die am häufigsten verwendeten Additive in den ausgewerteten Fluiden darstellen. In den neueren, seit dem Jahr 2000 eingesetzten Fluiden zählen Butoxyethanol, Propan-2-ol und das als Biozid eingesetzte Gemisch aus 5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on und 2-Methyl-2H-isothiazol-3-on (Handelsnamen Kathon®) zu den am häufigsten eingesetzten Additiven (Anhang 2).

Für die 76 eindeutig mit CAS-Nummern identifizierbaren Stoffe/Stoffgemische wurde der Stand der REACH-Registrierung, die Einstufung nach Wassergefährdungsklassen gemäß VwVwS<sup>7</sup> sowie die Einstufung und Kennzeichnung gemäß CLP-Verordnung<sup>8</sup> recherchiert (Anhang 2). Der Stand der REACH-Registrierung wurde anhand der ECHA-Datenbanken „*registered substances*“ und „*preregistered sub-*

---

<sup>7</sup> Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe vom 17. Mai 1999, novelliert 27. Juli 2005.

<sup>8</sup> 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.

stances“ 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.<sup>9</sup>

## 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 REACH derzeit weder registriert noch vorregistriert (Anhang 2). 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 (Kathon<sup>®</sup>), 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.

---

<sup>9</sup> 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.



- 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 der 70 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 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 (Stoddard-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 Fluiden wurden noch 7 der 9 als karzinogen eingestuften Stoffe verwendet.
- 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 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 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 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 detailliert dargestellt.

### **Zusammenfassende Bewertung**

In den 28 den Gutachtern vorliegenden, hauptsächlich in Tight Gas-Lagerstätten in Deutschland eingesetzten Frack-Fluiden wurden auch in neueren Frack-Fluiden eine Reihe von Additiven verwendet, die als wassergefährdend nach VwVwS eingestuft sind bzw. kritische Gefährdungsmerkmale nach Gefahrstoffrecht aufweisen. Diese Einstufungen gemäß Anlagenrecht bzw. Gefahrstoffrecht können jedoch bestenfalls Anhaltspunkte liefern, um die Gefährdungspotenziale dieser Frack-Fluide bei einem gezielten Eintrag in den Untergrund zu bewerten. Zur Bewertung der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide ist neben der Stoffidentität und der Stoffeigenschaften der Additive maßgeblich deren Stoffkonzentration entscheidend. In Kapitel 7.4 stellen wir eine Bewertungsmethode vor, mit der die Gefährdungspotenziale der Fluide im Hinblick auf den möglichen Eintrag in das Grundwasser bewertet werden können.

#### **7.2.3.5 In Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten eingesetzte Frack-Fluide**

Der bisherige Einsatz von Frack-Fluiden in Schiefergas-Lagerstätten beschränkt sich in Deutschland auf drei Fracks, die 2008 im Auftrag der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH in der Bohrung Damme 3 (Landkreis Vechta, Niedersachsen) im „Wealden“ (Bückerburg Formation) in Tiefenbereich zwischen 1.045 und 1.530 m u. GOK durchgeführt wurden. Mit der Injektion des Frack-Fluids wurde ein Druck von 110 - 150 bar untertage aufgebaut (Ewers et al. 2012). Die Temperatur im Frackhorizont lag bei ca. 80 °C. Der Wasserbedarf von 12.119 m<sup>3</sup> wurde durch das Wasserwerk Holdorf bereitgestellt. Anhand der von der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH veröffentlichten Zusammensetzung der Additive (ExxonMobil 2012), der den Gutachtern im Rahmen des ExxonMobil Informations- und Dialog-Prozess zur Verfügung gestellten Informationen (Ewers et al. 2012) und den Angaben in den vorliegenden Sicherheitsdatenblättern der eingesetzten Frack-Zubereitungen wurde



die in Tabelle 7.5 dargestellte Zusammensetzung des in Damme verwendeten Slickwater-Fluids abgeleitet. Nach Angaben in den Sicherheitsdatenblättern sind alle drei verwendeten Zubereitungen als gefährliche Zubereitungen gemäß Richtlinie 1999/45/EG eingestuft (Tab. 7.5). Zur Einstufung nach VwVwS werden in den vorliegenden Sicherheitsdatenblättern keine Angaben gemacht.

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).

Die in Tabelle 7.6 angegebene Zusammensetzung dieses 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 Fluidmenge von 475 m<sup>3</sup> wurden laut Abschlussbericht des Konsortiums nur 121,2 m<sup>3</sup> 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 7.6 ist die Angabe des im Genehmigungsverfahren 1995 eingereichten Sicherheitsdatenblattes wiedergegeben. Die Einstufung nach damaligen und heutigen Sicherheitsdatenblättern ist in BR Arnsberg (2011b) gegenübergestellt.

Tab. 7.5: Zusammensetzung des in einer Schiefergas-Lagerstätte in Niedersachsen eingesetzten Frack-Fluids „Damme 3“ (ExxonMobil 2012; Ewers et al. 2012) und Einstufung der verwendeten Frack-Zubereitungen nach Wassergefährdungsklassen (WGK) und Einstufung gemäß Richtlinie 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG entsprechend der Angaben in den Sicherheitsdatenblättern (Schlumberger L064 (2005); Schlumberger J313 (2008); Baker Hughes M275 (2011)). Die Bewertung dieses Fluids erfolgt in Kapitel 7.5.1

Eingesetzte Zubereitungen und Inhaltsstoffe	Eingesetzte Menge	WGK	Einstufung gemäß Richtlinie 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG	
			Klassifizierung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)
Wasser	12.119 m <sup>3</sup>			
Stützmittel (Quarzsand / Bauxit-Granulat)	588.000 kg		Sicherheitsdatenblatt liegt nicht vor	
<b>Tonstabilisator</b> (Schlumberger L064) <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Tetramethylammoniumchlorid</b> (CAS 75-57-0)</li> <li>• <b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b></li> </ul>	10.612 kg	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>T-giftig</b></li> <li>• <b>N-umweltgefährlich</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesundheitsschädlich bei Berührung mit der Haut</li> <li>• Giftig beim Verschlucken</li> <li>• Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut</li> <li>• Sehr giftig für Wasserorganismen. Nicht in die Umwelt gelangen lassen.</li> </ul>
<b>Reibungsminderer</b> (Schlumberger J313) <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Erdöldestillat, hydrogeniert, leicht</b> (CAS 64742-47-8)</li> <li>• <b>Polyethylenglycol-Octylphenylether</b> (CAS 9036-19-5)</li> <li>• <b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b></li> </ul>	8.801 kg	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Xn-gesundheitsschädlich</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesundheitsschädlich: kann beim Verschlucken Lungenschäden verursachen</li> </ul>
<b>Biozid</b> (Baker Hughes M275) <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on</b> (CAS 26172-55-4)</li> <li>• <b>2-Methyl-2H-isothiazol-3-on</b> (CAS 2682-20-4)</li> <li>• <b>Magnesiumnitrat</b></li> <li>• <b>Magnesiumchlorid</b></li> <li>• <b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b></li> </ul>	460 kg	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Xn-gesundheitsschädlich</b></li> <li>• <b>C-ätzend</b></li> <li>• <b>N-umweltgefährlich</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut</li> <li>• Verursacht Verätzungen</li> <li>• Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich</li> <li>• Giftig für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben</li> </ul>

Tab. 7.6: Zusammensetzung des in einer Flözgas-Lagerstätte eingesetzten Frack-Fluids „Natarp“ (BR Arnsberg 2011a; BR Arnsberg 2011b) und Einstufung der verwendeten Frack-Zubereitungen nach Wassergefährdungsklassen (WGK) und gemäß Richtlinie 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG entsprechend der Angaben in den Sicherheitsdatenblättern (Halliburton 2010/2011, Halliburton 1995). Die Bewertung dieses Fluids erfolgt in Kapitel 7.6.1

Eingesetzte Zubereitungen und Inhaltsstoffe	Eingesetzte Menge	WGK	Einstufung gemäß Richtlinie 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG	
			Klassifizierung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)
Wasser	121,2 m <sup>3</sup>			
Stickstoff <sup>[b]</sup>	81.750 kg			
Stützmittel: Quarzsand 20/40	41.700 kg	nwg	Nicht gefährlich	
Geliermittel (Halliburton WG-11) • Hydroxypropylguargummi (CAS unbekannt)	436 kg	1	Nicht gefährlich	
Tonstabilisator (Halliburton Kaliumchlorid) • Kaliumchlorid (CAS 7447-40-7)	671 kg	1	Nicht gefährlich	
Netzmittel (Halliburton SSO-21M) <sup>[a]</sup> • 2-Ethylhexanol (CAS 104-76-7) • Ethoxylierte Alkohole (1-Hexanol ethoxyliert) (CAS 31726-34-8) • Ethylenglycolmonobutylether (CAS 111-76-2) • Methanol (CAS 67-56-1)	44 kg	2	Xn-gesundheits-schädlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entzündlich</li> <li>• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut</li> <li>• Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut</li> </ul>
Gelbrecher (Halliburton GBW-3/30) • Hemicellulase (Enzym) (CAS 9012-54-8) • Kohlenhydrat (CAS 63-42-3)	7 kg	2 nwg	<u>GBW-30:</u> Xn <u>GWB-3:</u> nicht gefährlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sensibilisierung durch Einatmen möglich</li> </ul>
Hilfsmittel (Halliburton HYG-3) • Fumarsäure (CAS 110-17-8)	36 kg	1	Xi-reizend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reizt die Augen</li> </ul>
pH Puffer (Halliburton K-34) • Natriumbicarbonat (CAS 144-55-8)	36kg	1	Nicht gefährlich	

[a] Angaben für Halliburton SSO-21M Winterized aus Sicherheitsdatenblätter, Stand 27.09.1995 und 30.10.1995

[b] Stickstoffgas: Dichte 1,25 kg/m<sup>3</sup>

## 7.2.4 In den USA eingesetzte Frack-Fluide

Aufgrund des häufigen Einsatzes der Frack-Technik, aber auch aufgrund der anhaltenden öffentlichen Diskussion sind in den USA in den letzten zehn Jahren mehrere Studien durchgeführt worden, die einen Überblick über die in den USA eingesetzten Frack-Additive erarbeitet haben.

### 7.2.4.1 Informationsgrundlage

Die Offenlegungspraxis der Inhaltsstoffe eingesetzter Frack-Fluide wird in den USA rege diskutiert (Soraghan 2010 in New York Times). *Hydraulic fracturing* ist in den USA seit dem Energiegesetz von 2004 von der Regulierung nach dem *Safe Drinking Water Act* ausgenommen. Diese Ausnahmeregelung wird in den USA als "Halliburton Loophole" bezeichnet, mit Verweis auf die angebliche Rolle des damaligen Vizepräsidenten Dick Cheney, der zuvor als Chief Executive der Frack-Servicefirma Halliburton tätig war (Editorial in New York Times 2009).

Die Anforderungen an die Offenlegung eingesetzter Fluide ist derzeit auf der Ebene der U.S. Bundesstaaten geregelt, mit teilweise erheblichen Unterschieden in den Anforderungen, dem Umfang der anzugebenden Informationen und dem 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](http://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 Falle von Störfällen und medizinischen Notsituationen. Eine detaillierte Übersicht über die gegenwärtige Rechtslage einzelner U.S. Bundesstaaten ist in Murrill & Vann (2012) zusammengestellt.

Gegenwärtig werden 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 denen die Aufnahme von Hydraulic Fracturing in das *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.

#### 7.2.4.2 Eingesetzte Frack-Additive und Frack-Zubereitungen

Die U.S. Environmental Protection Agency hat bereits 2004 die Studie „*Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs*“ speziell mit Fokus auf die Anwendung der Frack-Technologie in Kohleflözgas-Lagerstätten veröffentlicht (US EPA 2004). Bei der Stimulation von Kohleflözgas-Lagerstätten sind in jüngerer Zeit vorwiegend wasserbasierte Fluide in den USA eingesetzt worden (US EPA 2004). Auf der Basis der von den Servicefirmen vorgelegten Sicherheitsdatenblätter wurden exemplarisch 33 Chemikalien/Chemikaliengemische mit deren humantoxikologischen Eigenschaften aufgelistet, die in Frack-Fluiden eingesetzt wurden (Abb. 7.5). Die größte potenzielle Gefährdung für das Grundwasser wurde in US EPA (2004) in der Verwendung von Dieselöl als Bestandteil von Frack-Fluiden aufgrund der darin enthaltenen BTEX-Aromaten gesehen. Aus diesem Grund hat die US EPA eine Vereinbarung mit den drei größten Servicefirmen, die ca. 95 % der Fracking-Operationen in den USA durchführen, getroffen, auf die Verwendung von Dieselöl bei der Stimulation in unterirdischen Trinkwasservorkommen zu verzichten. Insgesamt kam US EPA (2004) zu der Schlussfolgerung, dass der Einsatz von Hydraulic Fracturing bei der Kohleflözgas-Gewinnung in den USA nur mit minimalen Risiken für Trinkwasservorkommen verknüpft ist.

Infolge der anhaltenden öffentlichen Diskussion wird von der U.S. EPA zurzeit eine weitere umfangreiche Studie durchgeführt, deren Zielstellungen im „*Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources*“ dargestellt sind. Ergebnisse dieser Studie werden vermutlich allerdings nicht vor 2014 vorliegen. Im Anhang E1 in US EPA (2011) ist eine Liste bekannter Chemikalien zusammengestellt, die in den USA bei Fracking-Maßnahmen verwendet wurden. In dieser auf Basis von öffentlich zugänglichen Informationen erstellten Liste sind etwa 600 Einzelstoffe aufgeführt. Allerdings ist diese Liste nach US EPA (2011) nicht vollständig, zudem fehlen der Behörde bislang vollständige Informationen bzgl. der

Einsatzhäufigkeit sowie der eingesetzten Mengen und Konzentrationen der Frack-Additive (US EPA 2011). In diesem Zusammenhang wurden im September 2010 von der US EPA neun Firmen (BJ Services, Complete Well Services, Halliburton, Key Energy Services, Patterson-UTI, RPC, Schlumberger, Superior Well Services und Weatherford) aufgefordert, freiwillig die in den letzten fünf Jahren vertriebenen und/oder eingesetzten Frack-Zubereitungen, ihre Zusammensetzung, die physikalisch-chemischen Eigenschaften der Inhaltsstoffe und weitere Informationen offen zu legen (US EPA 2011, S. 114). Die Ergebnisse dieser Erhebung sollen im Laufe des Jahres 2012 ausgewertet und veröffentlicht werden.

Stand 06.09.2012



**Table 4-1: Characteristics of Undiluted Chemicals Found in Hydraulic Fracturing Fluids (Based on MSDSs)**

Product	Chemical Composition Information <sup>1</sup>	Hazards Information	Toxicological Information <sup>2</sup>	Ecological Information
Linear gel delivery system	1) 30-60% by wt. Guar gum derivative 2) 60-100% by wt. Diesel	<ul style="list-style-type: none"> <li>Harmful if swallowed</li> <li>Combustible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Chronic effects/Carcinogenicity – contains diesel, a petroleum distillate and known carcinogen.</li> <li>Causes eye, skin, respiratory irritation</li> <li>Can cause skin disorders</li> <li>Can be fatal if ingested</li> </ul>	Slowly biodegradable
Water gelling agent	1) 60-100% by wt. Guar gum 2) 5-10% by wt. Water 3) 0.5-1.5% by wt. Fumic acid	None	May be mildly irritating to eyes	Biodegradable
Linear gel polymer	1) <2% by wt. Fumic acid 2) <2% by wt. Adipic acid	Flammable vapors	Can cause eye, skin and respiratory tract irritation	Not determined
Linear gel polymer slurry	1) 30-60% by wt. Diesel oil #2	<ul style="list-style-type: none"> <li>Causes irritation if swallowed</li> <li>Flammable</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Carcinogenicity – Possible cancer hazard based on animal data, diesel is listed as a category 3 carcinogen in EC Annex 1</li> <li>May cause pain, redness, dermatitis</li> </ul>	Partially biodegradable
Crosslinker	1) 10-30% by wt. Boric Acid 2) 10-30% by wt. Ethylene Glycol 3) 10-30% by wt. Monoethanolamine	<ul style="list-style-type: none"> <li>Harmful if swallowed</li> <li>Combustible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Chronic effects/Carcinogenicity D5 may cause liver, heart, brain reproductive system and kidney damage, birth defects (embryo and fetus toxicity)</li> <li>Causes eye, skin, respiratory irritation</li> <li>Can cause skin disorders and eye ailments</li> </ul>	Not determined
Crosslinker	1) 10-30% by wt. Sodium tetraborate decahydrate	<ul style="list-style-type: none"> <li>May be mildly irritating:               <ul style="list-style-type: none"> <li>to eyes and skin</li> <li>if swallowed</li> </ul> </li> </ul>	May be mildly irritating	<ul style="list-style-type: none"> <li>Partially biodegradable</li> <li>Low fish toxicity</li> </ul>
Foaming agent	1) 10-30% by wt. Isopropanol 2) 10-30% by wt. Salt of alkyl amines 3) 1-5% by wt. Diethanolamine	<ul style="list-style-type: none"> <li>Harmful if swallowed</li> <li>Highly flammable</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Chronic effects/Carcinogenicity – may cause liver and kidney effects</li> <li>Causes eye, skin, respiratory irritation</li> <li>Can cause skin disorders and eye ailments</li> </ul>	Not determined
Foaming agent	1) 10-30% by wt. Ethanol 2) 10-30% by wt. 2-Butoxyethanol 3) 25-55% by wt. Ester salt 4) 0.1-1% by wt. Polyglycol ether 5) 10-30% by wt. Water	Harmful if swallowed or absorbed through skin	<ul style="list-style-type: none"> <li>May cause nausea, headache, narcosis</li> <li>May be mildly irritating</li> </ul>	Harmful to aquatic organisms
Acid treatment - hydrochloric acid	1) 30-60% by wt. Hydrochloric acid	<ul style="list-style-type: none"> <li>May cause eye, skin and respiratory burns</li> <li>Harmful if swallowed</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Chronic effects/Carcinogenicity – prolonged exposure can cause erosion of teeth</li> <li>Causes severe burns, and skin disorders</li> </ul>	Not determined
Acid treatment - formic acid	1) 85% by wt. Formic acid	<ul style="list-style-type: none"> <li>May cause mouth, throat, stomach, skin and respiratory tract burns</li> <li>May cause genetic changes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>May cause heritable genetic damage in humans</li> <li>Causes severe burns</li> <li>Causes tissue damage</li> </ul>	Not determined
Breaker Fluid	1) 60-100% by wt. Diammonium peroxodisphate	<ul style="list-style-type: none"> <li>May cause respiratory tract, eye or skin irritation</li> <li>Harmful if swallowed</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>May cause redness, discomfort, pain, coughing, dermatitis</li> </ul>	Not determined

Abb. 7.5: Exemplarische Inhaltsstoffe in Frack-Fluiden (aus US EPA 2004)

**Table 4-1: Characteristics of Undiluted Chemicals Found in Hydraulic Fracturing Fluids (Based on MSDSs)**

Product	Chemical Composition Information <sup>1</sup>	Hazards Information	Toxicological Information <sup>2</sup>	Ecological Information
<b>Microbicide</b>	1) 60-100% by wt. 2-Bromo-2-nitro-1,3-propanediol	<ul style="list-style-type: none"> <li>May cause eye and skin irritation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Chronic effects/Carcinogenicity – not determined</li> <li>Can cause permanent eye damage, skin disorders, abdominal pain, nausea, and diarrhea if ingested</li> </ul>	Not determined
<b>Bloodide</b>	1) 60-100% by wt. 2,2-Dibromo-3-nitropropanamide 2) 1-5% by wt. 2-Bromo-3-nitropropanamide	<ul style="list-style-type: none"> <li>Causes severe burns</li> <li>Harmful if swallowed</li> <li>May cause skin irritation; may cause allergic reaction upon repeated skin exposure</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Harmful if swallowed; large amounts may cause illness</li> <li>Irritant; may cause pain or discomfort to mouth, throat, stomach; may cause pain, redness, dermatitis</li> </ul>	Not determined
<b>Add corrosion inhibitor</b>	1) 30-60% by wt. Methanol 2) 5-10% by wt. Propargyl alcohol	<ul style="list-style-type: none"> <li>May cause eye and skin irritation, headache, dizziness, blindness and central nervous system effects</li> <li>May be fatal if swallowed</li> <li>Flammable</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Chronic effects/Carcinogenicity – may cause eye, blood, lung, liver, kidney, heart, central nervous system and spleen damage</li> <li>Causes severe eye, skin, respiratory irritation</li> <li>Can cause skin disorders</li> </ul>	Not determined
<b>Add corrosion inhibitor</b>	1) 30-60% by wt. Pyridinium, 1-(Phenylmethyl)-, Ethyl methyl derivatives, Chlorides 2) 15% by wt. Thiourea 3) 5-10% Propan-2-ol 4) 1-5% Poly(oxy-1,2-ethanediyl)-nonylphenyl-hydroxy 5) 10-30% Water	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cancer hazard (risk depends on duration and level of exposure)</li> <li>Causes severe burns to respiratory tract, eyes, skin</li> <li>Harmful if swallowed or absorbed through skin</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Carcinogenicity – Thiourea is known to cause cancer in animals, and possibly cause cancer in humans</li> <li>Corrosive - short exposure can injure lungs, throat, and mucous membranes; can cause burns, pain, redness swelling and tissue damage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Toxic to aquatic organisms</li> <li>Partially biodegradable</li> </ul>

<sup>1</sup> Information presented is for the pure product, which is significantly diluted prior to injection. MSDS chemical composition percentages may total more than 100%.

<sup>2</sup> Toxicity is concentration dependent.

Abb. 7.5 (Fortsetzung): Exemplarische Inhaltsstoffe in Frack-Fluiden (aus US EPA 2004)



Im Zusammenhang mit der Erschließung von Schiefergas-Vorkommen im Marcellus Shale im U.S. Bundesstaat New York wurde vom *New York State Department of Environmental Conservation* (NYSDEC) in 2011 eine umfangreiche generische Umweltverträglichkeitsstudie erstellt (NYSDEC 2011), in der Zusammenstellungen der eingesetzten Zubereitungen und darin enthaltener Inhaltsstoffe veröffentlicht wurden. Dieses Verzeichnis enthält 235 Frack-Zubereitungen, die beim Fracking im Bundesstaat New York eingesetzt wurden bzw. werden (NYSDEC 2011, S. 5-41). Der Behörde liegen zu 167 der 235 Zubereitungen vollständige Angaben zu Inhaltsstoffen und eingesetzten Konzentrationen vor. Insgesamt wurden in diesen Zubereitungen 322 einzelne Chemikalien mit ausgewiesener CAS-Nummer eingesetzt. Mindestens 21 weitere Chemikalien bzw. Chemikaliengemische wurden eingesetzt, denen keine CAS-Nummern zugeordnet werden konnten (NYSDEC 2011, Tab. 5.7). Die Liste ist in Auszügen auch auf Wikipedia wiedergegeben<sup>10</sup>. Eine ähnliche Übersicht mit 78 eingesetzten Additiven wurde vom *Bureau of Oil and Gas Management in Pennsylvania* erstellt (Pennsylvania Bureau Of Oil And Gas Management 2010). Auch im Auftrag der *New York State Energy Research and Development* wurde eine Zusammenstellung eingesetzter Additive erarbeitet (URS Corporation 2011).

Eine ältere Liste der NYSDEC mit 260 Stoffen wurde in einer Studie des Tyndall Centre anhand einer Datenbankrecherche im European Chemical Substances Information System (ESIS) eingestuft (Tyndall Centre 2011). Das Ergebnis der Untersuchung war, dass 58 der 260 Stoffe eine oder mehrere besorgniserregende Eigenschaften aufweisen (Tyndall Centre 2011), unter anderem sind:

- 17 Stoffe als toxisch für aquatische Organismen,
- 38 Stoffe als toxisch für die menschliche Gesundheit,
- 8 Stoffe als karzinogen,
- 6 Stoffe als vermutlich karzinogen,
- 7 Stoffe als mutagen klassifiziert und
- 5 Stoffe haben Effekte auf die Reproduktivität.

---

<sup>10</sup> [http://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_additives\\_for\\_hydraulic\\_fracturing](http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_additives_for_hydraulic_fracturing)

Tab. 7.7: Kritische Inhaltsstoffe in zwischen 2005 und 2009 in den USA eingesetzten Frack-Fluiden (C: kanzerogen; SDWA: trinkwassergefährdend; HAP: gefährlicher Luftschadstoff; nach Waxman et al. 2011)

Einzelstoff	Kategorie	Anzahl der Verwendung in Zubereitungen
Methanol	HAP	342
Ethylenglycol	HAP	119
Diesel	C, SDWA, HAP	51
Naphthalen	C, HAP	44
Xylol	SDWA, HAP	44
Salzsäure	HAP	42
Toluol	SDWA, HAP	29
Ethylbenzol	SDWA, HAP	28
Diethanolamin (2,2-iminodiethanol)	HAP	14
Formaldehyd	C, HAP	12
Schwefelsäure	C	9
Thioharnstoff	C	9
Benzylchlorid	C, HAP	8
Cumen	HAP	6
Nitrilotriessigsäure	C	6
Dimethylformamid	HAP	5
Phenol	HAP	5
Benzol	C, SDWA, HAP	3
Di (2-ethylhexyl) phthalat	C, SDWA, HAP	3
Acrylamid	C, SDWA, HAP	2
Flusssäure	HAP	2
Phthalsäureanhydrid	HAP	2
Acetaldehyd	C, HAP	1
Acetophenon	HAP	1
Kupfer	SDWA	1
Ethylenoxid	C, HAP	1
Blei	C, SDWA, HAP	1
Propylenoxid	C, HAP	1
p-Xylol	HAP	1

Die bislang umfangreichste Kompilierung an in den USA eingesetzten Frack-Additiven ist im sog. Waxman Report („*Chemicals used in hydraulic fracturing*“) an das *US House of Representatives Committee on Energy and Commerce* (Waxman et al. 2011). Demnach wurden zwischen 2005 und 2009 von den 14 führenden Servicefirmen bei

Fracking-Operationen in den USA mehr als 2.500 verschiedene Produkte (Frack-Zubereitungen) mit ca. 750 verschiedenen Additiven eingesetzt (Waxman et al. 2011). Diese Liste der eingesetzten Additive ist in Anhang 3 wiedergegeben. Laut Waxman et al. (2011) enthielten dabei 692 Produkte insgesamt 29 Chemikalien, die in den USA als mögliche kanzerogene Stoffe, aufgrund ihrer humantoxischen Wirkung als trinkwassergefährdende Stoffe oder als gefährliche Luftschadstoffe eingestuft sind (Tab. 7.7).

In einer Zusammenarbeit zwischen dem Ground Water Protection Council und der Interstate Oil & Gas Compact Commission, Zusammenschlüsse von Regulierungsbehörden der U.S. Bundesstaaten, wurde eine Website (<http://fracfocus.org>) initiiert, auf der Unternehmen die Zusammensetzung der in einzelnen Bohrungen eingesetzten Frack-Fluide veröffentlichen können. In einigen U.S. Bundesstaaten ist die Veröffentlichung der eingesetzten Frack-Fluide auf dieser Internetseite sogar gesetzlich vorgeschrieben (vgl. Kapitel 7.2.4.1). Gegenwärtig sind über 7.000 Datenbankeinträge zu verwendeten Frack-Zubereitungen und ihrer Zusammensetzung von 80 Unternehmen verzeichnet (GWPC & IOGCC 2012). Eine auf der Webseite publizierte Auswertung der Datenbank hinsichtlich regelmäßig in Frack-Fluiden in U.S. Schiefergas-Lagerstätten verwendeten Additiven ist in Tabelle 7.8 wiedergegeben. Auf der Internetseite wird jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen, dass alle Informationen zur Zusammensetzung der Frack-Fluide auf den Sicherheitsdatenblättern der Lieferanten beruhen und keine zusätzlichen Informationen ausgewertet wurden (GWPC & IOGCC 2012).

Tab. 7.8: Regelmäßig in Schiefergas-Lagerstätten in den USA eingesetzte Frack-Additive (GWPC & IOGCC 2012)

Chemical Name	CAS-Number	Purpose	Function
Hydrochloric Acid	7647-01-0	Helps dissolve minerals and initiate cracks in the rock	Acid
Glutaraldehyde	111-30-8	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Biocide
Quaternary Ammonium Chloride	12125-02-9	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Biocide
Quaternary Ammonium Chloride	61789-71-1	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Biocide
Tetrakis Hydroxymethyl-Phosphonium Sulfate	55566-30-8	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Biocide
Ammonium Persulfate	7727-54-0	Allows a delayed break down of the gel	Breaker
Sodium Chloride	7647-14-5	Product Stabilizer	Breaker
Magnesium Peroxide	14452-57-4	Allows a delayed break down the gel	Breaker
Magnesium Oxide	1309-48-4	Allows a delayed break down the gel	Breaker

Chemical Name	CAS-Number	Purpose	Function
Calcium Chloride	10043-52-4	Product Stabilizer	Breaker
Choline Chloride	67-48-1	Prevents clays from swelling or shifting	Clay Stabilizer
Tetramethyl ammonium chloride	75-57-0	Prevents clays from swelling or shifting	Clay Stabilizer
Sodium Chloride	7647-14-5	Prevents clays from swelling or shifting	Clay Stabilizer
Isopropanol	67-63-0	Product stabilizer and / or winterizing agent	Corrosion Inhibitor
Methanol	67-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent	Corrosion Inhibitor
Formic Acid	64-18-6	Prevents the corrosion of the pipe	Corrosion Inhibitor
Acetaldehyde	75-07-0	Prevents the corrosion of the pipe	Corrosion Inhibitor
Petroleum Distillate	64741-85-1	Carrier fluid for borate or zirconate crosslinker	Crosslinker
Hydrotreated Light Petroleum Distillate	64742-47-8	Carrier fluid for borate or zirconate crosslinker	Crosslinker
Potassium Metaborate	13709-94-9	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Triethanolamine Zirconate	101033-44-7	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Sodium Tetraborate	1303-96-4	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Boric Acid	1333-73-9	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Zirconium Complex	113184-20-6	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Borate Salts	N/A	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Ethylene Glycol	107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Crosslinker
Methanol	67-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Crosslinker
Polyacrylamide	9003-05-8	"Slicks" the water to minimize friction	Friction Reducer
Petroleum Distillate	64741-85-1	Carrier fluid for polyacrylamide friction reducer	Friction Reducer
Hydrotreated Light Petroleum Distillate	64742-47-8	Carrier fluid for polyacrylamide friction reducer	Friction Reducer
Methanol	67-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Friction Reducer
Ethylene Glycol	107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Friction Reducer
Guar Gum	9000-30-0	Thickens the water in order to suspend the sand	Gelling Agent
Petroleum Distillate	64741-85-1	Carrier fluid for guar gum in liquid gels	Gelling Agent
Hydrotreated Light Petroleum Distillate	64742-47-8	Carrier fluid for guar gum in liquid gels	Gelling Agent
Methanol	67-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Gelling Agent
Polysaccharide Blend	68130-15-4	Thickens the water in order to suspend the sand	Gelling Agent
Ethylene Glycol	107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Gelling Agent
Citric Acid	77-92-9	Prevents precipitation of metal oxides	Iron Control
Acetic Acid	64-19-7	Prevents precipitation of metal oxides	Iron Control
Thioglycolic Acid	68-11-1	Prevents precipitation of metal oxides	Iron Control
Sodium Erythorbate	6381-77-7	Prevents precipitation of metal oxides	Iron Control
Lauryl Sulfate	151-21-3	Used to prevent the formation of emulsions in the fracture fluid	Non-Emulsifier

Chemical Name	CAS-Number	Purpose	Function
Isopropanol	67-63-0	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Non-Emulsifier
Ethylene Glycol	107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Non-Emulsifier
Sodium Hydroxide	1310-73-2	Adjusts the pH of fluid	pH Adjusting
Potassium Hydroxide	1310-58-3	Adjusts the pH of fluid	pH Adjusting
Acetic Acid	64-19-7	Adjusts the pH of fluid	pH Adjusting
Sodium Carbonate	497-19-8	Adjusts the pH of fluid	pH Adjusting
Potassium Carbonate	584-08-7	Adjusts the pH of fluid	pH Adjusting
Copolymer of Acrylamide and Sodium Acrylate	25987-30-8	Prevents scale deposits in the pipe	Scale Inhibitor
Sodium Polycarboxylate	N/A	Prevents scale deposits in the pipe	Scale Inhibitor
Phosphonic Acid Salt	N/A	Prevents scale deposits in the pipe	Scale Inhibitor
Lauryl Sulfate	151-21-3	Used to increase the viscosity of the fracture fluid	Surfactant
Ethanol	64-17-5	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Surfactant
Naphthalene	91-20-3	Carrier fluid for the active surfactant ingredients	Surfactant
Methanol	67-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Surfactant
Isopropyl Alcohol	67-63-0	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Surfactant
2-Butoxyethanol	111-76-2	Product stabilizer	Surfactant

### 7.2.5 Aktuelle Produktpalette ausgewählter Servicefirmen

Im Folgenden werden Angaben ausgewählter in Deutschland tätiger Servicefirmen zu den gegenwärtig angebotenen bzw. im Einsatz befindlichen Frack-Zubereitungen exemplarisch aufgeführt. Diese Angaben basieren auf öffentlich zugänglichen Informationen aus den Internetpräsenzen dieser Firmen. Detailliertere Angaben – auch im Hinblick auf zukünftig in Deutschland ggf. zum Einsatz kommende Frack-Fluide – waren auch auf konkrete schriftliche und mündliche Anfragen hin von den Servicefirmen nicht zu erhalten.

Von der Fa. Halliburton wurden Informationen zu typischen Frack-Fluiden aus insgesamt 30 rezenten Fracking-Operationen in den USA (u.a. im Marcellus Shale und Barnett Shale) und in Australien veröffentlicht (Halliburton 2012). In Abbildung 7.6 sind die Zusammensetzungen ausgewählter wasserbasierter und in Abbildung 7.7 ausgewählter schaumbasierter Fluidsysteme dargestellt. Insgesamt wurden in den 27 in den USA eingesetzten Frack-Fluiden ca. 70 verschiedene Zubereitungen mit ca. 140 verschiedenen Additiven verwendet (Tab. 7.9). Die Auswertungen machen deutlich, dass bei Fracks in Schiefergas-Lagerstätten aufgrund der unterschiedlichen Lagerstätteneigenschaften auch lokal sehr unterschiedliche Fluidsysteme eingesetzt

werden. Die Angabe eines „Standard-Fluids“, das in allen Schiefergas-Lagerstätten einsetzbar wäre, ist daher nicht möglich.

In Tabelle 7.10 sind die Angaben der Fa. Schlumberger zur Zusammensetzung von 3 Frack-Fluiden mit verschiedenen Einsatzzeiten wiedergegeben. Bezüglich der Art und Konzentration der Inhaltsstoffe ist zu berücksichtigen, dass in den Angaben in Tabelle 7.10 der Anteil an Stützmitteln nicht enthalten ist und ggf. bei Bedarf weitere Additive (z.B. Tonstabilisatoren, Ablagerungshemmer) zugegeben werden.

Stand 06.09.2012



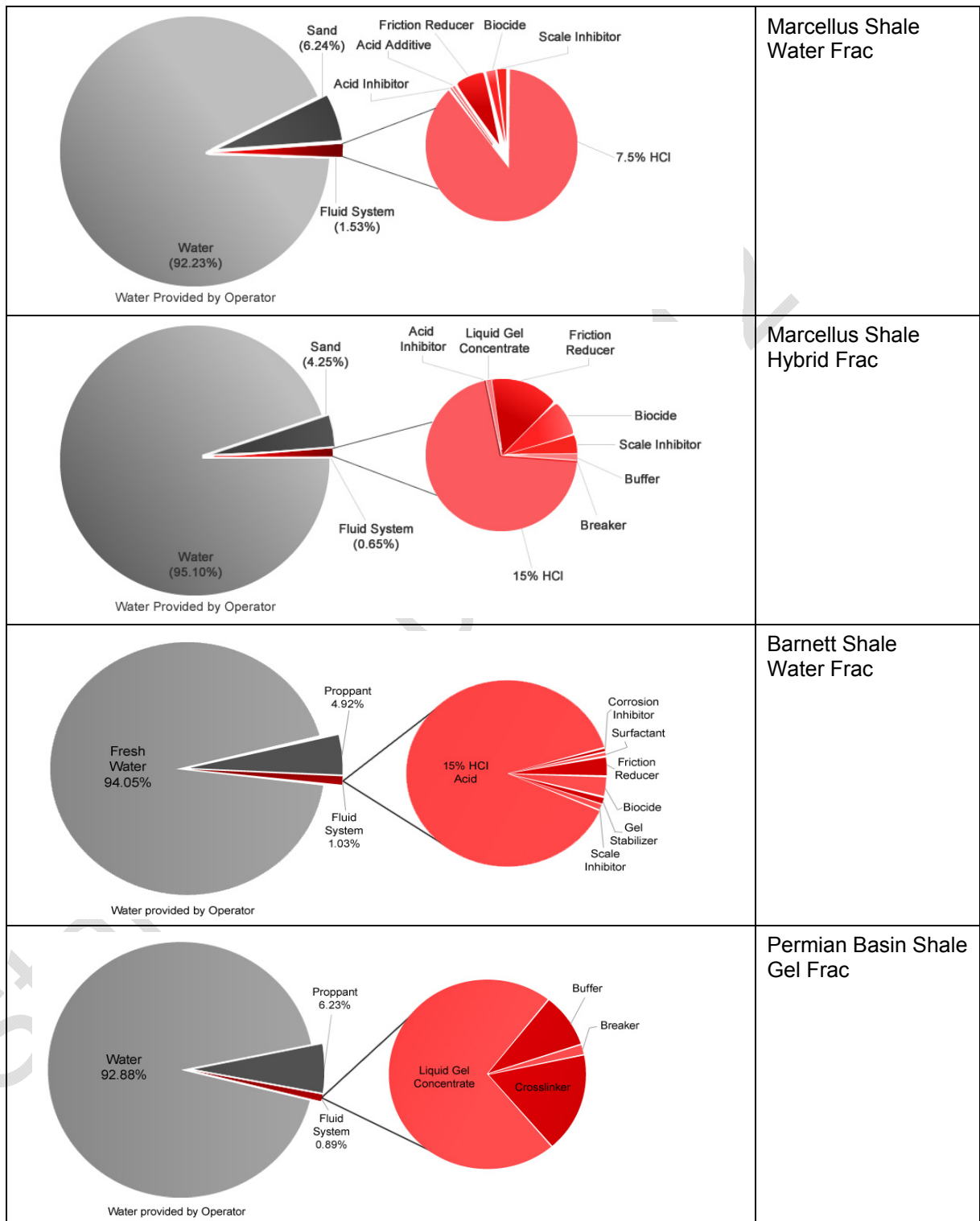


Abb. 7.6: Zusammensetzung ausgewählter wasserbasierter Frack-Fluide der Fa. Halliburton (Quelle: [www.halliburton.com](http://www.halliburton.com))

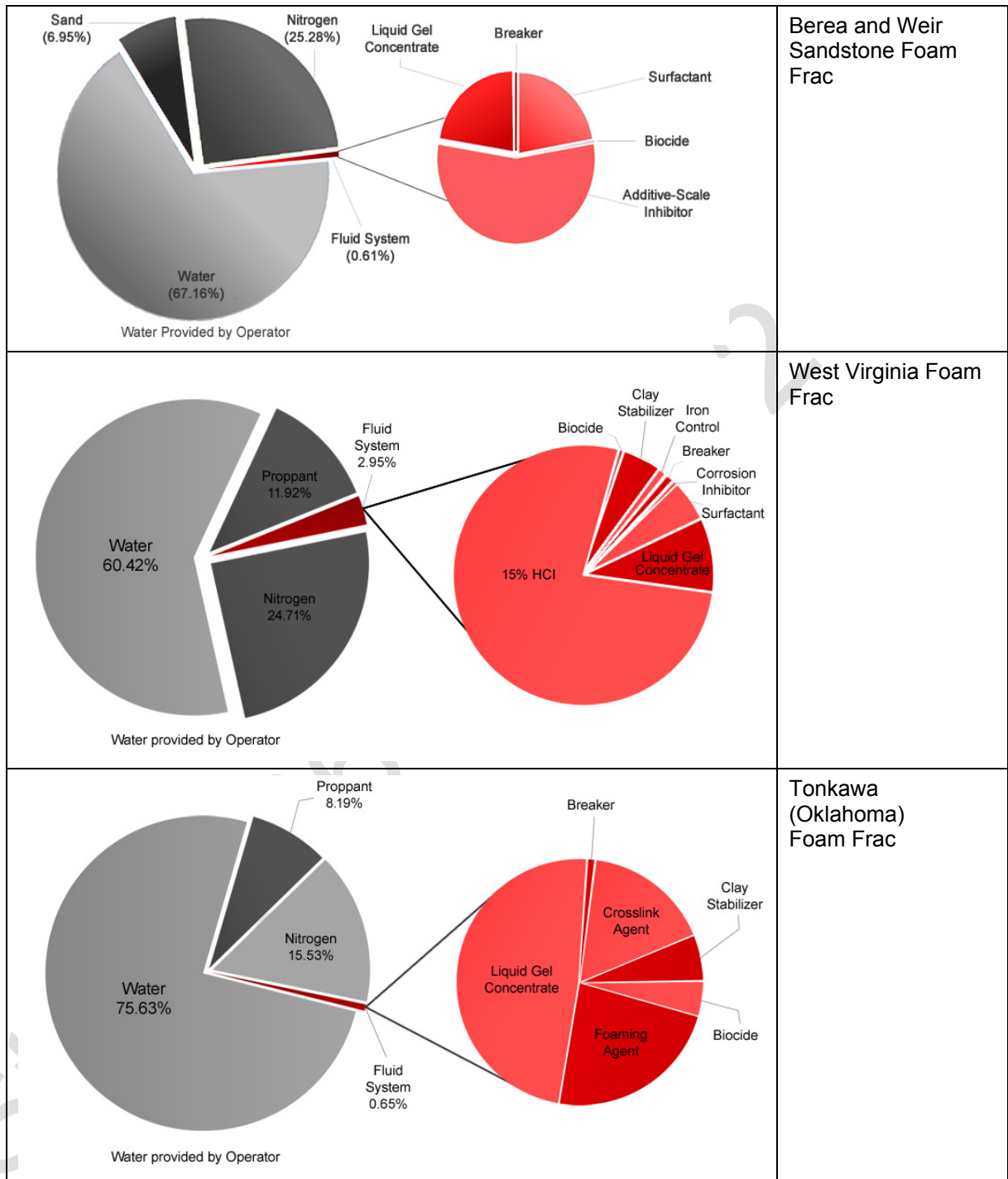


Abb. 7.7: Zusammensetzung ausgewählter schaumbasierter Frack-Fluide der Fa. Halliburton (Quelle: www.halliburton.com)

Tab. 7.9: Inhaltsstoffe in ausgewählten Frack-Zubereitungen der Fa. Halliburton (Quelle: www.halliburton.com)

Stoff	CAS Nr.	Enthalten in Zubereitung
1-(Benzyl)quinoliniumchlorid	15619-48-4	Korrosionsschutzmittel HAI-404M
1,2,4 Trimethylbenzol	95-63-6	Tensid Losurf 300D, Losurf 300M
2,2 Dibromo-3-Nitrilopropionamid	10222-01-2	Biozid BE-3S
2,7-Naphthalendisulfonsäure, 3-hydroxy-4-[(4-sulfor-1-naphthalenyl) azo] -, trinatriumsalz	915-67-3	
2,7-Naphthalendisulfonsäure, 5-(acetylamino) -4-hydroxy-3-[(2-methoxyphenyl) azo] -, dinatriumsalz	6625-46-3	
2-Bromo-2-nitro-1,3-propandiol	52-51-7	Biozid BE-6
2-Ethylhexanol	104-76-7	
2-Monobromo-3-Nitrilopropionamid	1113-55-9	Biozid BE-3S
2-Oxiranmethanaminium, N,N,N-trimethyl-, chlorid	51838-31-4	Tonstabilisator Cla-Sta XP
2-Propensäure, Polymer mit 2-Propenamid und Natrium 2-Propenoat	K.A.	
Acrylamid	79-06-1	
Acrylamid und Natriumacrylat Copolymer	K.A.	
Acrylatpolymer	K.A.	
Acrylharz	Gemisch	
Aldehyde	K.A.	Korrosionsschutzmittel HAI-404M
Alkanolamide	68155-20-4	
Alkene C>10	64743-02-8	
Aluminiumoxid	1344-28-1	Stützmittel Premium Plus 20/40 mesh
Aluminiumoxid / Korund	1302-74-5	Stützmittel Premium Prop
Aluminiumsilikat	1302-76-7	Stützmittel Ceramic 20/40, Premium Plus 20/40 mesh
Aminsalze	K.A.	
Ammoniumacetat	631-61-8	Säure BA-20
Ammoniumbifluorid	1341-49-7	Säure Silica Scale Acid
Ammoniumchlorid	12125-02-9	Quervernetzer CL-23; Ablagerungshemmer Scalecheck LP-65
Ammoniumpersulfat	7727-54-0	Kettenbrecher Optiflo II, Optiflo III
Ammoniumphosphat	7722-76-1	
Ammoniumsulfat	7783-20-2	Reibungsverminderer FR-46
Aromatisches Petroleum Naphtha, schwer	64742-94-5	Tensid Losurf 300D, Losurf 300M
Bentonit, BenzylDimethylammoniumstearat Komplex	121888-68-4	
Boratsalz	K.A.	
Boratsalze	1319-33-1	Quervernetzer CL-28M
Butylalkohol	71-36-3	
Calciumchlorid	10043-52-4	

Stoff	CAS Nr.	Enthalten in Zubereitung
Carboxymethylhydroxypropyl Guar	68130-15-4	
Cocamidopropylbetain	K.A.	
Cristobalit, kristallines SiO <sub>2</sub>	14464-46-1	Stützmittel Ceramic 20/40, Ceramic 30/60 mesh, Premium Plus 20/40 mesh
Di(hydrierte Talg-metyl)ammoniumchlorid mit Bentonit	68953-58-2	
Diethylenetriamin	111-40-0	Kettenbrecher Catalyst CAT-4
Dinatrium-5-(acetylamino)-4-hydroxi-3-(Phenylazo)-2,7-Naphthalinisulfonat- e	3734-67-6	
EDTA/Kupferchelat	67989-88-2	Kettenbrecher Catalyst CAT-3
Eisenoxid	1309-37-1	
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	64742-47-8	Reibungsverminderer FR-66; Säure Gelbildner SGA-II
Essigsäure	64-19-7	Säure BA-20; Säure Additive FE-1A
Essigsäureanhydrid	108-24-7	Säure Additive FE-1A
Ethanol	64-17-5	Tensid GasPerm 1100, Losurf 300D, Losurf 300M
Etherverbindung	K.A.	
Ethoxylierte Alkohole, C10-C16	68002-97-1	
Ethoxylierte Alkohole, C12-C16	68551-12-2	
Ethoxylierte Alkohole, C14-C15	68951-67-7	
Ethoxylierte Fettsäuren	K.A.	
Ethoxylierte Naphthensäure	68410-62-8	
Ethoxylierter C13 Alkohol, verzweigt	78330-21-9	
Ethoxyliertes Cocoamin	61791-14-8	
Ethoxyliertes Nonylphenol	127087-87-0	
Ethoxyliertes Sorbitanmonooleat	9005-65-6	
Fettsäuren	61790-12-3	
Flusssäure	7664-39-3	
Formaldehyd	50-00-0	
gehärtetes Acrylharz	K.A.	
Glycerin	56-81-5	Quervernetzer CL-24, CL-37
Guar Gum	9000-30-0	Flüssiggelkonzentrat LGC-36 UC; Gelbildner WG-18
Guar Gum Derivat	K.A.	Flüssiggelkonzentrat LGC-VI UC; Gelbildner WG-36
Hemicellulasenzym	9012-54-8	Kettenbrecher GBW-30
Hexamethylentetramin	100-97-0	
Isopropanol	67-63-0	Tensid GasPerm 1000, GasPerm 1100; Korrosionsschutzmittel HAI-404M
Kaliumcarbonat	584-08-7	Puffer BA-40L

Stoff	CAS Nr.	Enthalten in Zubereitung
Kaliumchlorid	7447-40-7	Potassium Chloride
Kaliumformiat	590-29-4	Quervernetzer CL-22UC
Kaliumhydroxid	1310-58-3	Crosslink enhancer CL-31
Kaliummetaborat	13709-94-9	Crosslink enhancer CL-31
Lactose	63-42-3	
Magnesiumchloridhexahydrat	7791-18-6	
Methanol	67-56-1	Biozid BE-9M; Tensid GasPerm 1100; Korrosionsschutzmittel HAI-404M, HAI-OS
Methylsobutylketoe	108-10-1	
Modifizierte Alkane	K.A.	Quervernetzer BC-200 UC
Modifizierter Bentonite	K.A.	
Modifiziertes Acrylamid Copolymer	K.A.	
Mullit	1302-93-8	Stützmittel Ceramic 30/60 mesh, Premium Prop
N-(5-Chloro-2,4-dimethoxyphenyl)-4-((5-((diethylamino)sulfonyl)-2-methoxyphenyl)azo)-3-hydroxynaphthalin-2-carboxamid	6410-41-9	
Naphtha, hydrogeniert, schwer	64742-48-9	Flüssiggelkonzentrat LGC-VI UC, LGC-36 UC
Naphthalen	91-20-3	Tensid Losurf 300D, Losurf 300M
Natriumbicarbonat	144-55-8	
Natriumcarbonat	497-19-8	
Natriumcarboxymethylcellulose	9004-32-4	
Natriumchlorid	7647-14-5	Tonstabilisator Clayfix 3; Schäumer HC-2; Kettenbrecher ViCon NF
Natriumchlorit	7758-19-2	Kettenbrecher ViCon NF
Natriumformiat	141-53-7	
Natriumglycolat	2836-32-0	
Natriumhydroxid	1310-73-2	Biozid BE-7; Puffer MO-67
Natriumhypochlorit	7681-52-9	Biozid BE-7
Natriumiodid	7681-82-5	
Natriumperborattetrahydrat	10486-00-7	Kettenbrecher Optikleen WF
Natriumpersulfat	7775-27-1	Kettenbrecher SP Brecher
Natriumsulfat	7757-82-6	
Natriumsulfit	7757-83-7	
Natriumthiosulfat	7772-98-7	Gelstabilisator Gel-Sta L
Organische Salze	K.A.	
Oxyalkyliertes Phenolharz	K.A.	
Phenol	108-95-2	

Stoff	CAS Nr.	Enthalten in Zubereitung
Phenol / Formaldehyd Harz	9003-35-4	verschiedene Stützmittel
Phosphonsäure, [[[phosphonomethyl)imino]bis[2,1-ethandiylnitrilobis(methylen)]]]tetrakis-, Ammoniumsalz	70714-66-8	
Poly(oxy-1,2-ethanediyl), alpha-(4-nonylphenyl)-omega-hydroxy-, branched	127087-87-0	Tensid Losurf 300D, Losurf 300M
Polyacrylat	K.A.	Ablagerungshemmer Scalecheck LP-55
Polyethylenglycolisotridecylether	9043-30-5	
Polyoxyethylensorbitanmonostearat	9005-67-8	
Propanol	71-23-8	Quervernetzer CL-24, CL-37
Propargylalkohol	107-19-7	Korrosionsschutzmittel HAI-OS™
Propylencarbonat	108-32-7	
Propylenglycol	57-55-6	
Quarz, kristallines SiO <sub>2</sub>	14808-60-7	verschiedene Stützmittel
Quaternäre Amine	K.A.	
Quaternäres Ammoniumsalz	15619-48-4	
Quaternäres Ammoniumsalz	K.A.	Korrosionsschutzmittel HAI-404M
Salze organischer Säuren	Mixture	Ablagerungshemmer Scalecheck HTM
Salzsäure	7647-01-0	Säure HCl, 10%FE Säure, 15%FE Säure, Silica Scale Acid
Sepiolit	63800-37-3	
Silicagel	112926-00-8	
Silikate	K.A.	
SiO <sub>2</sub>	60676-86-0	
SiO <sub>2</sub> , amorph - Fumed	7631-86-9	Stützmittel Ceramic 30/60 mesh
Sorbitanmonooleat	1338-43-8	
Stickstoff	7727-37-9	Schäumer Nitrogen
Talgalkylaminethoxylat	61791-26-2	
Tensidmischung	K.A.	
Terpene Kohlenwasserstoff Beiprodukte	K.A.	
Terpene und Terpenoide	K.A.	
Terpene und Terpenoide, Orangenöl	68647-72-3	Tensid GasPerm 1000, GasPerm 1100
Terpene, Orangenölmischung	68956-56-9	
Thioharnstoffpolymer mit Formaldehyd und 1-Phenylethanon	68527-49-1	
Titandioxid	13463-67-7	
Tributyltetradecylphosphoniumchlorid	81741-28-8	Biozid BE-9, Biozid BE-9M
Triethanolaminzirconat	101033-44-7	Quervernetzer CL-37
Trimethylamin, N-oxide	1184-78-7	
Ulexit	1319-33-1	



Stoff	CAS Nr.	Enthalten in Zubereitung
Ulexit, calciniert	92908-33-3	
Walnusschalen	Mixture	Kettenbrecher Optiflo-HTE
Zirkoniumacetatlactatoxoammoniumkomplexe	68909-34-2	Quervernetzer CL-23
Zirkoniumkomplex	K.A.	Quervernetzer CL-24
Zitronensäure	77-92-9	Eisenfällungskontrollchemikalie FE-2

Tab. 7.10: Inhaltsstoffe in ausgewählten Frack-Fluiden der Fa. Schlumberger (Einsatzgebiete/Fluidtyp: OpenFrac SW: Slickwater, OpenFrac WF: lineares Gelsystem, Openfrac XL: vernetztes Gelsystem, Quelle: <http://www.slb.com/>)

Einzelstoff	CAS-Nr.	OpenFrac SW	OpenFrac WF	OpenFrac XL
		Gew.-%	Gew.-%	Gew.-%
Akrylamid Copolymer	79-06-1	<0,015		
Ammoniumsulfat	7783-20-2	<0,01		
Amphoterer Alkylamin		<0,03	<0,03	<0,03
Borsäure	10043-35-3			<0,08
Calciumchlorid	10043-52-4		<0,01	<0,01
Ca-Na-Mg-Phosphat		<0,021	<0,03	<0,03
Dimethylsiloxane und -silikone		<0,0001		
Guar Gum	9000-30-0		<0,16	<0,16
Harnstoff	57-13-6	<0,001		
Hemicellulaseenzym			<0,001	<0,001
Hypochlorsäure	7790-92-3	<0,001	<0,001	<0,001
Kaliumchlorid	7447-40-7	<0,002	<0,01	<0,02
Magnesiumchlorid	7786-30-3	<0,04	<0,04	<0,04
Natriumchlorid	7647-14-5	<0,05	<0,05	<0,05
Natriumhydroxid	1310-73-2			<0,06
Natriumsulfat	7757-82-6	<0,004		
Nichtkristallines SiO <sub>2</sub>		<0,0005	<0,002	<0,002
Propan-2-ol	67-63-0	<0,015	<0,02	<0,02
Wasser	7732-18-5	99,82	99,70	99,57

Die Firma Baker Hughes verwendet aktuell vier verschiedene Frack-Fluidsysteme zur Säurevorbehandlung (BJ SmartStart Pre-Fracture Acid System) und für den eigentlichen Fracking-Prozess (Slickwater-system, lineares Gelsystem, vernetztes Gelsystem). In jedem System ist der Einsatz verschiedener Additive (Frack-Zubereitungen) vorgesehen, wobei beim konkreten Einsatz aus jeder Additivgruppe (z. B. Korrosionsschutzmittel, Biozid, Reibungsverminderer) jeweils nur ein

Produkt verwendet wird. Angaben zu den in der Praxis verwendeten Fluiden und den Konzentrationen der eingesetzten Additive sind nicht veröffentlicht, sondern werden nur gegenüber dem jeweiligen Kunden deklariert. Informationen über die in den verschiedenen Fluidsystemen verwendeten Produkte sind in Tabelle 7.11 zusammengefasst. Die veröffentlichten Inhaltsstoffe in den verschiedenen Produkten sind aus Tabelle 7.12 zu ersehen.

Tab. 7.11: In verschiedenen Frack-Fluidsystemen der Fa. Baker-Hughes verwendete Produkte (Quelle: <http://www.bakerhughes.com/>)

Fluidsystem	Produktbezeichnung	Additivgruppe
BJ SmartStart Pre-Fracture Acid System	Acetic acid (15%)	Säure
	Hydrochloric acid (10%-15%)	Säure
	CI-111 Additiv	Korrosionsschutzmittel
	CI-14 Additiv	Korrosionsschutzmittel
	CI-27 Additiv	Korrosionsschutzmittel
	HyTemp™ I Additiv	Intensivierer
	HyTemp™ O Additiv	Intensivierer
	Ferrotrol™ 210 Additiv Ferrotrol™ 300 Additiv	Eisenfällungskontrollchemikalie Eisenfällungskontrollchemikalie
BJ HydroCare Slickwater System	Alpha 125 Additiv	Biozid
	Magnacide 575 Additiv	Biozid
	ClayCare Additiv	Tonstabilisator
	GasFlo G Additiv	Tensid/Netzmittel
	GasFlo G2 Additiv	Tensid/Netzmittel
	FloBack Prime Additiv	Tensid/Netzmittel
	FRW-14 Additiv	Reibungsverminderer
	FRW-15 Additiv	Reibungsverminderer
	FRW-16A Additiv MaxPerm 20 Additiv	Reibungsverminderer Reibungsverminderer
BJ AquaCare Linear Gel System	Alpha™ 125 Additiv	Biozid
	Magnacide™ 575 Additiv	Biozid
	ClayCare™ Additiv	Tonstabilisator
	GasFlo™ G Additiv	Tensid/Netzmittel
	GasFlo™ G2 Additiv	Tensid/Netzmittel
	FloBack™ Prime Additiv	Tensid/Netzmittel
	GW-2LDF Additiv	Gelbildner
	GW-3LDF Additiv	Gelbildner
	GW-4LDF Additiv	Gelbildner
BJ ShaleXcel Crosslinked System	Alpha™ 125 Additiv	Biozid
	Magnacide™ 575 Additiv	Biozid
	ClayCare™ Additiv	Tonstabilisator
	GasFlo™ G Additiv	Tensid/Netzmittel
	GasFlo™ G2 Additiv	Tensid/Netzmittel
	FloBack™ Prime Additiv	Tensid/Netzmittel
	GW-2LDF Additiv	Gelbildner
	GW-3LDF Additiv	Gelbildner
	GW-4LDF Additiv	Gelbildner
	XLW-4 Additiv	Quervernetzer
	XLW-10A Additiv	Quervernetzer

Fluidsystem	Produktbezeichnung	Additivgruppe
	XLW-30AG Additiv	Quervernetzer
	BF-7L Additiv	Puffer
	BF-9L Additiv	Puffer
	NaOH Additiv	Puffer
	Enzyme G Additiv	Kettenbrecher
	GBW-5 Additiv	Kettenbrecher
	HighPerm™ CRB Additiv	Kettenbrecher

Tab. 7.12: Inhaltsstoffe ausgewählter Frack-Zubereitungen der Fa. Baker-Hughes (Quelle: <http://www.bakerhughes.com/>)

Einzelstoff	CAS-Nr.	Enthalten in Zubereitung
Ammoniumsulfat	7783-20-2	Reibungsverminderer FRW-16A
Amphoterer Tensid	K.A.	Tensid GasFlo G2
Ascorbinsäure	89-65-6	Eisenfällungskontrollchemikalie Ferrotrol™ 210
Borat-Suspension	K.A.	Quervernetzer XLW-30AG
Cholinchlorid	67-48-1	Tonstabilisator
Erdöldestillat hydrogeniert, leicht	64742-47-8	Reibungsverminderer FRW-14, FRW-15, MaxPerm 20
Erdöldestillatmischung	K.A.	Gelbildner GW-3LDF, GW4-LDF
essentielle Öle	K.A.	Tensid FloBack Prime
Essigsäure	64-19-7	Säure Acetic Acid
Ethoxylierte Alkohole	68439-50-9	Reibungsverminderer FRW-14
Ethoxylierte Alkohole C14-15	68951-67-7	Korrosionsschutzmittel CI-27, CI-14
Ethoxyliertes Oktylphenol	9002-93-1	Reibungsverminderer FRW-15
Ethylenglycol	107-21-1	Quervernetzer XLW-10A
Fettsäuren	61790-12-3	Korrosionsschutzmittel CI-14, CI-27
Glutaraldehyd	111-30-8	Biozid Alpha 125
Guar Gum	9000-30-0	Gelbildner GW-2LDF, GW-3LDF, GW4-LDF
Hemicellulaseenzym	K.A.	Kettenbrecher Enzyme G
Isopropanol	67-63-0	Korrosionsschutzmittel CI-111
Kaliumhydroxid	1310-58-3	Puffer BF-9L
Kaliumiodid	7681-11-0	Intensifier HyTemp I
Kaliumcarbonat	584-08-7	Puffer BF-7L
Kaliumperoximonosulfatsulfat	70693-62-8	Korrosionsschutzmittel CI-111
Methanol	67-56-1	Korrosionsschutzmittel CI-14, CI-27; Tensid GasFlo G
Natriumhydroxid	1310-73-2	Puffer NaOH, Crosslinker XLW-10A
Natriumtetraborat	1303-96-4	Quervernetzer XLW-4, XLW-10A

Einzelstoff	CAS-Nr.	Enthalten in Zubereitung
Polyakrylamid	K.A.	Reibungsverminderer FRW-14, FRW-15
Prop-2-yn-1-ol	107-19-7	Korrosionsschutzmittel CI-14, CI-27
Quarz, kristallines SiO <sub>2</sub>	14808-60-7	Quervernetzer XLW-30AG; Kettenbrecher HighPerm CRB
Quaternäre Ammoniumverbindung	K.A.	Korrosionsschutzmittel CI-111
Salzsäure	7647-01-0	Säure Hydrochloric Acid
sekundäre Alkohole	K.A.	Tensid FloBack Prime
Tenside	K.A.	Tensid GasFlo G
Tetrakis(hydroxymethyl)phosphoniumsulfat	55566-30-8	Biozid Magnacide 575
Thioharnstoffpolymer mit Formaldehyd und 1-Phenylethanon	68527-49-1	Korrosionsschutzmittel CI-27
Zitronensäure	77-92-9	Eisenfällungskontrollchemikalie Ferrotrol™ 300

## 7.2.6 Trends und zukünftige Weiterentwicklungen

Die Rezepturen der Frack-Fluide werden kontinuierlich weiterentwickelt. Insbesondere ihre Wirtschaftlichkeit, Effektivität und Umweltverträglichkeit stehen im Fokus der Entwicklungsarbeiten. Im folgenden Text werden Angaben zu aktuellen Entwicklungen und Produktbeispiele wiedergegeben, wobei darauf hinzuweisen ist, dass eine Bewertung der Produkte bzw. Vorhaben hinsichtlich der Realisierbarkeit durch die Gutachter nicht möglich ist. Folgende Ansätze zur Weiterentwicklung der Frack-Fluide werden momentan diskutiert:

Um das Gefährdungspotenzial der Fluide zu verringern, bearbeitet die Montanuniversität Leoben gemeinsam mit dem Öl- und Gaskonzern OMV derzeit ein Pilotprojekt im österreichischen Weinviertel. Bei diesem Projekt soll das sogenannte Clean Fracking angewandt werden, wobei man dabei gänzlich auf Chemikalien verzichten und nur Wasser, Bauxit und Maisstärke verwenden will<sup>11</sup>. Bis Anfang 2015 soll die technische Machbarkeit und bis 2018/19 die Wirtschaftlichkeit geprüft werden. Klarheit sollen Probebohrungen ab Sommer 2013 bis in 6.000 m Tiefe schaffen. Weiterhin ist geplant, das zum Fracken des Gesteins eingebrachte Wasser mit UV-Licht zu desinfizieren. Rückgeholtes Wasser und gefördertes Gas sollen über Pipelines in geschlossenen Kreisläufen transportiert werden. Das Nutzwasser soll aufbereitet werden. Lediglich bei den ersten beiden Probebohrungen ist man auf Frischwasser angewiesen, die dritte Bohrung soll bereits mit recycelter Flüssigkeit durchgeführt werden<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> [http://www.wirtschaftsblatt.at/home/boerse/bwien/omv-will-mega-gasvorrat-im-weinviertel-ab-2020-foerdern--504947/index.do?\\_vl\\_pos=r.1.NT](http://www.wirtschaftsblatt.at/home/boerse/bwien/omv-will-mega-gasvorrat-im-weinviertel-ab-2020-foerdern--504947/index.do?_vl_pos=r.1.NT)

Halliburton hat ein neues Frack-Fluid entwickelt, welches nach Herstellerangaben nicht nur umweltfreundlich, sondern auch hinsichtlich seiner Frack-Eigenschaften außergewöhnlich leistungsstark ist. Das sog. CleanStim<sup>TM</sup> Fluid besteht aus Inhaltsstoffen, welche auch in der Lebensmittelindustrie verwendet werden und demnach laut Halliburton unschädlich sind. Das Produkt enthält Gelbildner, Quervernetzer, Brecher und ein Tensid. Halliburton hat weiterhin eine neue Möglichkeit zur Hemmung des Bakterienwachstums entwickelt. Mittels UV-Licht wird die Hemmung des Mikroorganismenwachstums (ohne bzw. mit wenig Einsatz von Bioziden) erzielt. Verwendet wird eine mobile Einheit, die Frack-Fluide auch mit hohen Strömungsgeschwindigkeiten gezielt aufbereiten kann<sup>12</sup>. Das o.g. 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 m<sup>3</sup> Wasser mit UV-Licht konnten etwa 9 m<sup>3</sup> Biozide pro Bohrloch eingespart werden<sup>13</sup>.

Auch Reibungsminderer unterliegen einer kontinuierlichen Weiterentwicklung. Die Nalco Adomite Group hat beispielsweise das Produkt ULTIMER ASPFFR900 entwickelt, welches in Wässern mit hohen Salzfrachten sehr wirkungsvoll ist und (nicht lithologiespezifisch) in verschiedenen Schiefergas-Lagerstätten eingesetzt werden kann. Das Produkt ist frei von Schadstoffen (z.B. BTEX, Teratogene, Toxine, cancerogene Stoffe, persistente Stoffe) und biologisch abbaubar<sup>14</sup>.

Entwicklungsarbeiten konzentrieren sich auch auf die Verbesserung des Stützmittel-Transports. Faserbasierte Frack-Fluide wurden entwickelt, um die Stützmittel-Verteilung speziell in Tight Gas-Feldern zu verbessern. Diese Technologie löst das häufig auftretende Problem der zu schnellen Sedimentation der Stützmittel beim Fracking in Tight Gas-Feldern. Bei der Verwendung von konventionellen quervernetzten Fluiden ist vorgesehen, dass das Gel kurz nach dem Fracken bricht. Die erzeugten Risse können jedoch aufgrund der für Tight Gas-Lagerstätten typischen geringen Permeabilität für mehrere Stunden offen bleiben. Das verbleibende Frack-Fluid ist aufgrund seiner niedrigen Viskosität nicht in der Lage, das Stützmittel in die Risse zu transportieren. Wenn sich das Stützmittel jedoch absetzt, werden die Effektivität des Frack-Verfahrens und damit die Gasausbeute aufgrund der unvollständig gefüllten Risse eingeschränkt. Mittels der von der Firma Schlumberger entwickelten faserbasierten Frack-Fluiden wird ein Netzwerk von Fasern geschaffen, mit dem das Stützmittel aufgrund des nun deutlich verlangsamten Sedimentationsverhaltens

---

<sup>12</sup><http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=93&pageid=4184&prodid=PRN%3a%3aKWTBF215&TOPIC=HydraulicFracturing>].

<sup>13</sup>[http://www.halliburton.com/public/news/pubsdata/press\\_release/2011/corpnws\\_050211\\_1.html?SRC=EIPasoandHalliburton](http://www.halliburton.com/public/news/pubsdata/press_release/2011/corpnws_050211_1.html?SRC=EIPasoandHalliburton)

<sup>14</sup> [http://www.nalco.com/documents/Magazines/Cutting\\_Edge\\_Vol\\_3.pdf\(2011\)](http://www.nalco.com/documents/Magazines/Cutting_Edge_Vol_3.pdf(2011))

besser transportiert und in den Rissen positioniert werden kann<sup>15</sup>.

Auch in der Tiefengeothermie werden Stimulationsverfahren genutzt, um künstliche Fließwege zu erzeugen. Im Rahmen der beiden Genesys-Projekte<sup>16</sup> der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in Hannover und Horstberg wurde als Frack-Fluid nur Wasser ohne chemische Zusätze getestet<sup>17</sup>. 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 zu einer Versatzbewegung der Rissflächen gegeneinander. Aufgrund der Oberflächenrauigkeiten dieser Rissflächen passen letztere nach Ablassen des Injektionsdrucks nicht mehr exakt aufeinander. Durch diese Prozedur wird ein neuer Hohlraum geschaffen und die Permeabilität ohne Verwendung von Stützmitteln dauerhaft erhöht<sup>17</sup>. Es bleibt allerdings zu prüfen, ob diese Methode auch beim Fracking in Erdgas-Lagerstätten zur Anwendung kommen könnte.

### 7.2.7 Zusammensetzung potenziell in NRW einsetzbarer Frack-Fluide

Als Ausgangspunkt für die potenziell in NRW einsetzbaren Frack-Fluide können die beiden in Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten in Deutschland bereits eingesetzten Frack-Fluide Damme 3 und Natarp gelten. Es ist jedoch absehbar, dass diese Fluide wenn, dann nur nach substanzieller Überarbeitung der Rezepturen wieder zum Einsatz kommen werden. Die Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH hat bereits angekündigt, den im Frack-Fluid Damme 3 eingesetzten Stoff Polyethylenglycol-Octylphenylether auf Grund bestehender grundsätzlicher Bedenken nicht wieder einzusetzen (ExxonMobil Production Deutschland GmbH Presseinformation vom 14.09.2011)<sup>18</sup>. Tendenziell wird die Anzahl der Einzelstoffe von heute 120 auf geschätzt weniger als 10 Stoffe für Schiefergas- und 20 bis 30 für Tight Gas-Lagerstätten zurückgehen und in Zukunft gänzlich auf den Einsatz von sehr giftigen sowie cancerogen, mutagen und reproduktionstoxisch Stoffen (CMR-Stoffen) verzichtet werden (ExxonMobil 2012, ExxonMobil 2011, Ewers et al. 2012). Bei Kohleflözgas-Lagerstätten wird außerdem davon ausgegangen, dass nur in

<sup>15</sup> 200511\_micro\_hold.pdf, 03\_new\_fibers.pdf

<sup>16</sup> www.genesys-hannover.de

<sup>17</sup> [http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/Service/Publikationen/Hintgrundpapier\\_Stimulation\\_GtV-BV.pdf](http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/Service/Publikationen/Hintgrundpapier_Stimulation_GtV-BV.pdf)

<sup>18</sup> <http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/kommunikation/presseinformationen/index.html>



50 % der Bohrungen der Einsatz der Fracking-Technologie notwendig würde.

Die Auswertung der Daten aus den USA sowie der aktuellen Produktpaletten der Servicefirmen zeigen, dass nach wie vor eine große Bandbreite bereits langjährig eingesetzter, aber auch neu entwickelter Frack-Zubereitungen und -Additive angeboten werden. Da die Rezepturen der Frack-Fluide standortspezifisch vor allem in Abhängigkeit der Eigenschaften der Lagerstättenhorizonte ausgewählt werden, ist eine direkte Übertragbarkeit der in den USA eingesetzten Fluide nur begrenzt möglich.

Zum gegenwärtigen Stand der Überlegungen zur Rezeptur potenziell in NRW 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 (pers. Mitteilung ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Ewers et al. 2012). Die angegebene Rezeptur des Slickwater-Fluids und des Gel-Fluids sind in Tabelle 7.13 bzw. Tabelle 7.14 dargestellt. 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).

Im Vergleich zu dem in Damme 3 eingesetzten Frack-Fluid (Tab. 7.5) werden für das Slickwater-Fluid (Tab. 7.13) folgende Veränderungen der Rezeptur vorgeschlagen:

- Cholinchlorid soll Tetramethylammoniumchlorid als Tonstabilisator ersetzen.
- Als Reibungsverminderer ist geplant, Butyldiglycol anstelle des hydrogenierten leichten Erdöldestillats einzusetzen.
- Polyethylenglycol-Octylphenylether wird durch Polyethylenglycol-monohexylether als Netzmittel ersetzt.
- Als Biozid soll Ethylenglycol(bis)hydroxymethylether anstelle der Isothiazolon-Derivate eingesetzt werden.

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 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.

Tab. 7.13: Mögliche Zusammensetzung eines zukünftig in Schiefergas- und ggf. in Kohleflözgas-Lagerstätten einsetzbaren Frack-Fluids (sog. Weiterentwicklung Slickwater) und Einstufung der geplanten Frack-Zubereitungen nach Wassergefährdungsklassen (WGK) und Einstufung gemäß Richtlinie 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG entsprechend den Angaben in den Sicherheitsdatenblättern (Schlumberger L071 (2011); Schlumberger J568 (2007); Schlumberger F112 (2011); M-I SWACO MB-5111 (2011)). Die Bewertung dieses Fluids erfolgt in Kapitel 7.5.2.

Geplante Zubereitungen und Inhaltsstoffe	Geplante Menge	WGK	Einstufung gemäß Richtlinie 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG	
			Klassifizierung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)
<b>Wasser</b>	<b>1.600 m<sup>3</sup></b>			
<b>Stützmittel</b>	unbekannt	Sicherheitsdatenblatt liegt Gutachtern nicht vor		
<b>Tonstabilisator</b> (Schlumberger L071)	<b>1.600 kg</b>	k.A.	Nicht gefährlich	• keine
• <b>Cholinchlorid</b> (CAS 67-48-1)	(70-75 Gew.-%)			
• <b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b>	(25-30 Gew.-%)			
<b>Gelmittel</b> (Schlumberger J568)	<b>800 kg</b>	k.A.	• Xi - reizend	• Reizt die Augen
• <b>Butyldiglycol</b> (CAS 112-34-5)	(40-70 Gew.-%)			
• <b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b>	(30-60 Gew.-%)			
<b>Netzmittel</b> (Schlumberger F112)	<b>1.600 kg</b>	k.A.	• Xi - reizend	• Gefahr ernster Augenschäden
• <b>Polyethylenglycolmono-hexylether</b> (CAS 31726-34-8)	(7-13 Gew.-%)			
• <b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b>	(87-93 Gew.-%)			
<b>Biozid</b> (M-I SWACO MB-5111)	<b>1.600 kg</b>	k.A.	• Xn - gesundheitsschädlich	• Gesundheitsschädliche beim Verschlucken
• <b>Ethylenglycol(bis)hydroxymethylether</b> (CAS 3586-55-8)	(60-100 Gew.-%)			
• <b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b>	(0-40 Gew.-%)			• Gefahr ernster Augenschäden
				• Reizt die Haut

Tab. 7.14: Mögliche Zusammensetzung eines zukünftig in Schiefergas- und ggf. in Kohleflözgas-Lagerstätten einsetzbaren Frack-Fluids (sog. Weiterentwicklung Gel) und Einstufung der geplanten Frack-Zubereitungen nach Wassergefährdungsklassen (WGK) und Einstufung gemäß Richtlinie 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG entsprechend den Angaben in den Sicherheitsdatenblättern (Schlumberger L071 (2011); Schlumberger J568 (2007); Schlumberger F112 (2011); M-I SWACO MB-5111 (2011)). Die Bewertung dieses Fluids erfolgt in Abschnitt 7.5.2.

Geplante Zubereitungen und Inhaltsstoffe	Geplante Menge	WGK	Einstufung gemäß Richtlinie 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG	
			Klassifizierung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)
Wasser	1.600 m <sup>3</sup>			
Stützmittel	unbekannt		Sicherheitsdatenblatt liegt Gutachtern nicht vor	
Tonstabilisator (Schlumberger L071)	1.600 kg	k.A.	Nicht gefährlich	• keine
• Cholinchlorid (CAS 67-48-1)	(70-75 Gew.-%)			
• Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	(25-30 Gew.-%)			
Gelmittel (Produktname unbekannt)	1.730-2.280 kg		Sicherheitsdatenblatt liegt Gutachtern nicht vor	
• Kohlenhydratpolymer Derivat (CAS unbekannt)				
Netzmittel (Schlumberger F112)	1.600 kg	k.A.	• Xi - reizend	• Gefahr ernster Augenschäden
• Polyethylenglycolmonohexylether (CAS 31726-34-8)	(7-13 Gew.-%)			
• Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	(87-93 Gew.-%)			
Biozid (M-I SWACO MB-5111)	1.600 kg	k.A.	• Xn - gesundheitsschädlich	• Gesundheitsschädliche beim Verschlucken
• Ethylenglycol(bis)hydroxymethylether (CAS 3586-55-8)	(60-100 Gew.-%)			• Gefahr ernster Augenschäden
• Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	(0-40 Gew.-%)			• Reizt die Haut

### 7.3 Flowback

Mit der Druckentlastung nach dem Frack strömt ein Teil des Frack-Fluides zurück und wird zusammen mit Formationswasser zutage gefördert. Dieses Fluid, das nach dem Frack 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 hydrogeochemi-

scher Prozesse im Lagerstättenhorizont (Abb. 7.8) kann der Flowback neben Frack-Additiven und Bestandteilen des Formationswassers auch 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,
- Ton-, Schluff- und Sandpartikel (Stützmittel oder aus der Lagerstätte mobilisiert),
- Bakterien, u.a. sulfatreduzierende Bakterien, und
- Gase (z. B. Methan, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff).

In Abhängigkeit von den Temperaturen und Drücken in der Lagerstätte tritt der Flowback zunächst in flüssiger Phase zutage. Im zeitlichen Verlauf der Förderung nimmt der Lagerstättendruck 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 übertage.

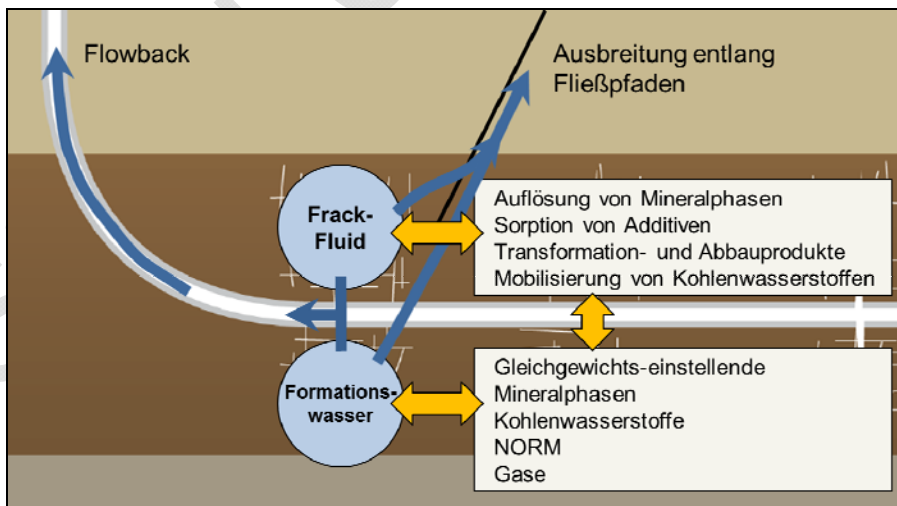


Abb. 7.8: Schematische Darstellung der Bildung des Flowback als Mischung aus Frack-Fluid und Formationswasser in Verbindung mit beschaffenheitsverändernden hydrogeochemischen Prozessen

### 7.3.1 Mengen

Je nach Erdgaslagerstätte werden sehr unterschiedliche Flowback-Volumina und Flussraten angegeben. Neben den absoluten Flowback-Mengen werden in vielen Literaturquellen die Volumina des gefördert Flowback den Volumina des injizierten Frack-Fluids gegenübergestellt. Es muss darauf hingewiesen werden, dass selbst wenn das Flowback-Volumen dem der injizierten Frack-Fluide entspricht (Verhältnis von 1), aufgrund der Anteile des mitgeführten Formationswassers nicht davon ausgegangen werden darf, dass das Frack-Fluid komplett wieder aus der Lagerstätte zurückgefördert wurde.

Für eine Schiefergas-Lagerstätte wurde ein Rückfluss von etwa 0,5 bis 1 m<sup>3</sup>/min in den ersten Stunden nach der Druckentlastung festgestellt (Tyndall Centre 2011). Innerhalb der ersten 24 Stunden fiel die Rückflussrate auf etwa 0,1 m<sup>3</sup>/min und nach weiteren zwei bis drei Wochen auf wenige m<sup>3</sup>/d ab. Nach 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 zutage gefördert Flowback ist wegen der rasch abnehmenden Flussraten besonders von der Dauer abhängig, über die Erdgas aus der Bohrung gefördert wird.

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. 7.9). Die zurückgeförderten Flowback-Volumina variieren stark und reichen von < 100 m<sup>3</sup> bis zu 3.058 m<sup>3</sup> in knapp 60 Tagen. Unter Berücksichtigung der injizierten Fluidmengen (Tab. 7.3) ist festzustellen, dass in allen drei Bohrungen die gefördert Flowback-Volumina nur 17 – 27 % der jeweiligen injizierten Volumina entsprechen (Abb. 7.9).

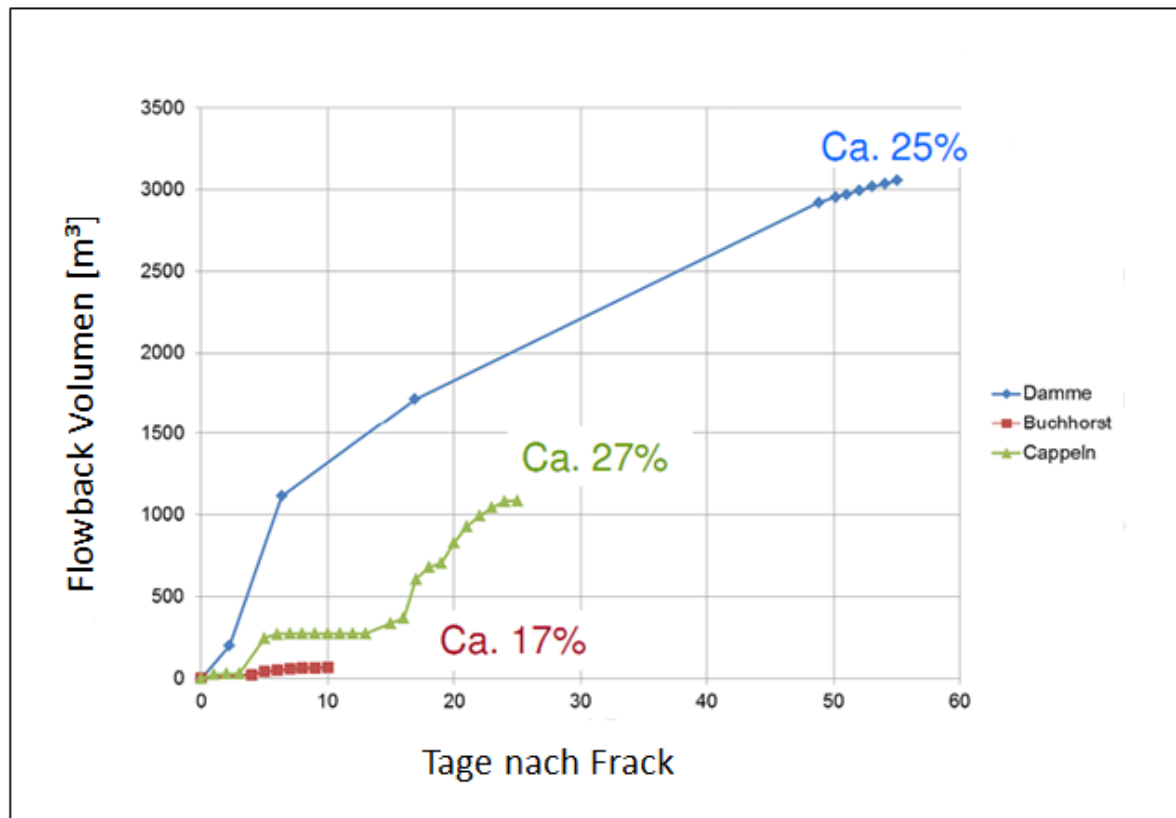


Abb. 7.9: Zurückgeführte Flowback-Volumina nach erfolgtem Fracking (Rosenwinkel et al. 2012)

Tabelle 7.15 zeigt einen Vergleich zwischen den geförderten Flowback-Volumina und den injizierten Wasservolumina in verschiedenen Schiefergas-Lagerstätten der USA. Die Flowback-Volumina variieren stark und reichen von 2.600 bis zu 44.400 m<sup>3</sup>. In einigen Lagerstätten wurden deutlich weniger, in anderen deutlich mehr Flowback-Mengen gefördert als mit dem Frack-Fluid injiziert wurden (Energy Institute 2012).

Die US EPA (2010) zit. nach Tyndall Centre (2011) schätzt das Flowback-Volumen je nach Bohrloch auf etwa 15 – 80 % des Injektionsvolumens. In vielen Schiefergas-Lagerstätten wird ca. 30 % der Ausgangsmenge des Frack-Fluides zurückgewonnen, allerdings können sogar mehr als 70 % erreicht werden (US DOE 2009). Bei der Marcellus-Schiefergas-Lagerstätte wurden jedoch nur etwa 9 bis 35 % der injizierten Volumina zurückgewonnen (Tyndall Centre 2011). ExxonMobil nimmt ein Flowback-Volumen von 23 % des eingebrachten Frack-Fluid-Volumens an. Dieser Wert bezieht sich allerdings auf einen Zeitausschnitt von 2-3 Monaten und kann auch einen Anteil Formationswasser enthalten (Rosenwinkel et al. 2012).



Tab. 7.15: Volumina von injiziertem Wasser und gefördertem Flowback in verschiedenen Lagerstätten in den USA (Mantell et al. 2010 zit. in Energy Institute 2012)

Schiefergas-Lagerstätte	Injiziertes Wasservolumen [m <sup>3</sup> ]	Flowback-Volumen in 10 Tagen [m <sup>3</sup> ]	Flowback gesamt [m <sup>3</sup> ]	Verhältnis gefördertes Wasser/injiziertes Wasser
Barnett	14.400	2.270	44.400	3,1
Haynesville	20.900	950	17.000	0,9
Fayetteville	16.000	1.900	3.700	0,25
Marcellus	20.900	1.900	2.600	0,15

### 7.3.2 Anteil des zurückgeförderten Frack-Fluids

Zur Bilanzierung des Anteils des zurückgeförderten Frack-Fluids am Gesamtvolumen des Flowback sind verschiedene Methoden denkbar (Rosenwinkel et al. 2012):

- Messung des Salzkonzentrationsverlaufes
- 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 zurückgeförderten Frack-Fluids am Flowback der Bohrung Damme 3 bestimmt. 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 m<sup>3</sup> 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 zutage gefördert wurde (Rosenwinkel et al. 2012). Auch wenn bei längerer Förderdauer eine höherer Rückförderanteil zu erwarten ist, muss davon ausgegangen werden, dass ein substantieller Anteil der Frack-Additive im Untergrund verbleibt.

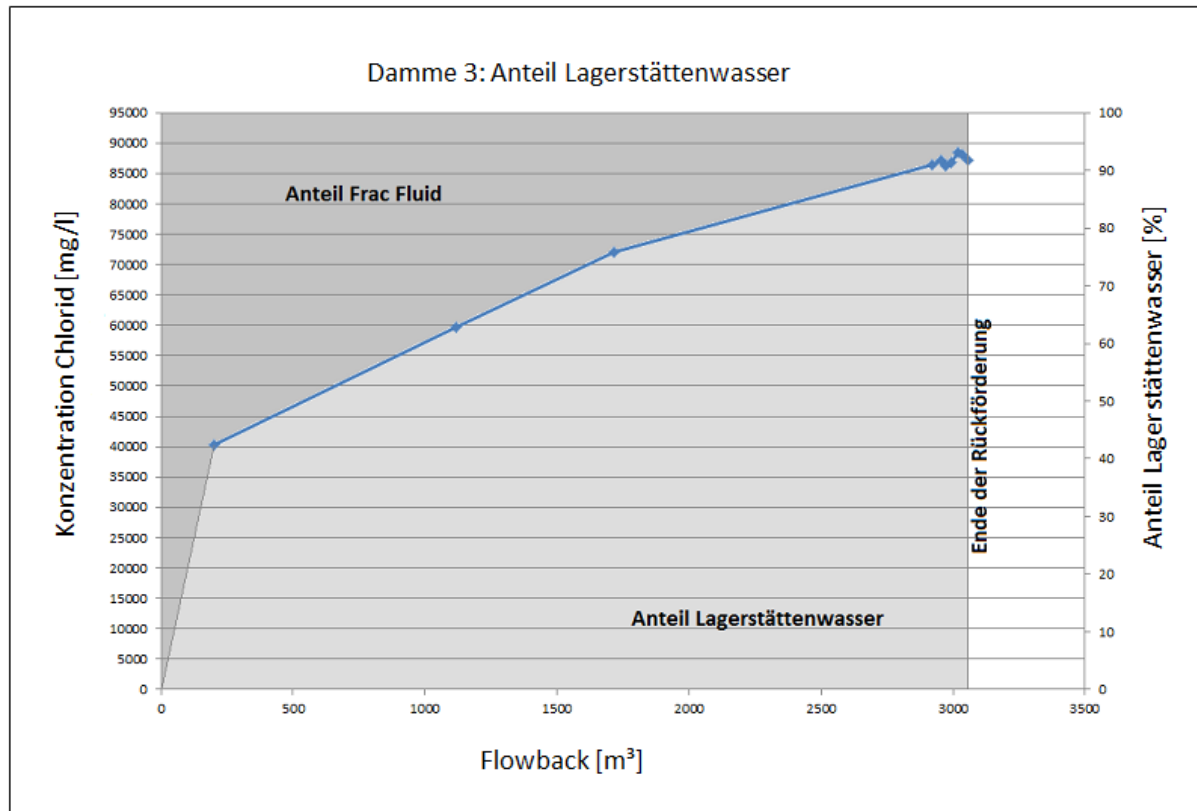


Abb. 7.10: Bilanzierung des Flowback der Bohrung Damme 3 anhand der gemessenen Chlorid-Konzentration (Rosenwinkel et al. 2012)

Der über die Chloridkonzentration bestimmte Anteil des zurückgeführten Frack-Fluids lässt sich nur auf solche Additive übertragen, die nicht im Lagerstättenhorizont sorbiert werden. Additive mit hohen Sorptionseigenschaften (z.B. Tonstabilisatoren) werden auch dann weitgehend im Untergrund verbleiben, wenn aufgrund der Chloridbilanz eine vollständige Rückförderung des Fluids errechnet wurde. Eine Massenbilanz der zurückgeführten bzw. im Untergrund verbleibenden bzw. umgewandelten und abgebauten Additive muss deswegen stoffspezifisch für jedes Additiv individuell berechnet werden.

Nach Kargbo (2010) kann ein beträchtlicher Anteil des Frack-Fluides in der Lagerstätte „festsitzen“. Nach dem Fracking soll die Viskosität des Frack-Fluids wieder abnehmen, damit die injizierten Fluide wieder an die Erdoberfläche befördert werden können. Wenn die Gele im Frack-Fluid unvollständig brechen, kann das Frack-Fluid in der Lagerstätte „festsitzt“ und die Gasförderung behindern.

### 7.3.3 Chemische Beschaffenheit

#### 7.3.3.1 Haupt-, Neben- und Spurenstoffe

Im Folgenden wird eine Auswahl der vorliegenden Analysedaten zur Beschaffenheit des Flowbacks nach Fracking-Maßnahmen in verschiedenen Lagerstätten in Niedersachsen dargestellt, die den Gutachtern im Rahmen des ExxonMobil Informations- und Dialogprozesses zur Verfügung gestellt wurden (Rosenwinkel et al. 2012). Hierbei handelt es sich um eine Auswahl der in Tab. 7.3 aufgeführten Bohrungen sowie zusätzlich die Bohrungen Bahrenborstel Z2 (Landkreis Diepholz, Tight Gas-Lagerstätte) und Goldenstedt Z7 (Tight Gas-Lagerstätte). Anzumerken ist, dass sich aus den Analyseergebnissen aufgrund lagerstättenspezifischer Formationswässer und Frack-Fluide nur begrenzt die potenzielle Zusammensetzung des Flowback in NRW abschätzen lässt.

Die Abbildungen 7.11 bis 7.13 zeigen die Konzentrationen ausgesuchter Parameter (u.a. Alkalimetalle, Erdalkalimetalle, Schwermetalle, Chalkogene, BTEX, Acetat, Formiat) im Flowback der jeweiligen Bohrungen. Die Analysedaten zeigen die zeitabhängige Zusammensetzung des Flowback, die auf die variablen Mischungsanteile aus Frack-Fluide und Formationswässer zurückgeführt wird.

Abbildung 7.11 zeigt die Konzentrationen ausgewählter Hauptelemente in den untersuchten Flowback-Wässern. Die Konzentrationen von Natrium und Chlorid im Flowback eines Bohrloches können beispielsweise offensichtlich stark schwanken (siehe Daten zu Buchhorst T12). Hinsichtlich der Kationen ist Natrium im Flowback der verschiedenen Bohrlöcher in der höchsten Konzentration vertreten. Das Anion Chlorid hat in den Flowback-Proben sogar Höchstkonzentrationen von ca. 200.000 mg/l erreicht.

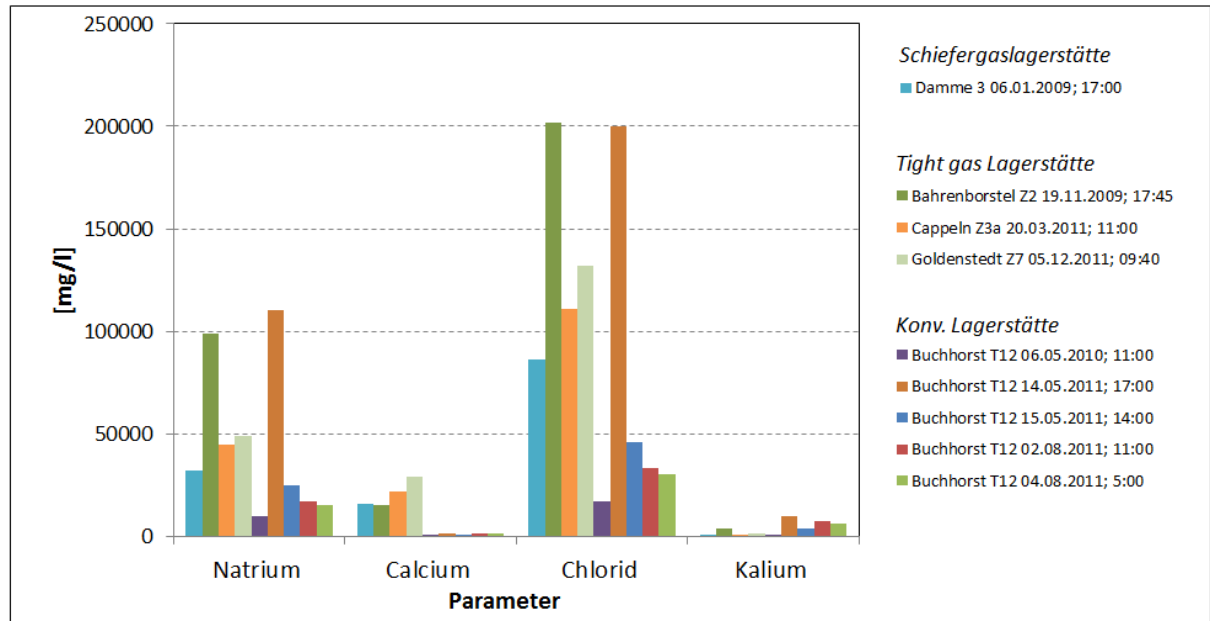


Abb. 7.11: Konzentrationen ausgesuchter Elemente im Flowback verschiedener Bohrlöcher

Die Konzentrationen der dargestellten Elemente im Flowback der Bohrung in der Schiefergas-Lagerstätte Damme 3 liegen in derselben Größenordnung wie jene im Flowback aus den TIGHT Gas-Lagerstätten Cappeln Z3a und Goldenstedt Z7.

In vielen analysierten Proben fallen die hohen Strontium- und Bromid-Konzentrationen auf (Abb. 7.12). Vereinzelt wurden auch hohe Lithium-, Barium-, Sulfat-, Blei- und Zink-Konzentrationen detektiert. Im Flowback der Bohrungen Buchhorst T12 bzw. Cappeln Z3a wurden weiterhin hohe Acetat- bzw. Formiat-Konzentrationen festgestellt, welche als Abbauprodukte der eingesetzten Frack-Additive interpretiert wurden (Rosenwinkel et al. 2012). Kupfer und Arsen konnten in keiner Probe nachgewiesen werden bzw. die Proben wurden nicht auf diese Elemente analysiert.

Die pH-Werte des Flowback der o.g. Bohrungen schwanken zwischen schwach sauer und neutral. Der Flowback in der Bohrung Bahrenborstel Z2 weist pH-Werte von 4,1 – 4,6 (n = 3) und in Buchhorst T12 von pH 4,5 – 7,2 (n = 6) auf. Die pH-Werte des Flowback in Cappeln Z3a (pH 5,46), Goldenstedt Z7 (pH 4,46) und Damme 3 (pH 5,65) liegen ebenfalls im schwach sauren Bereich.

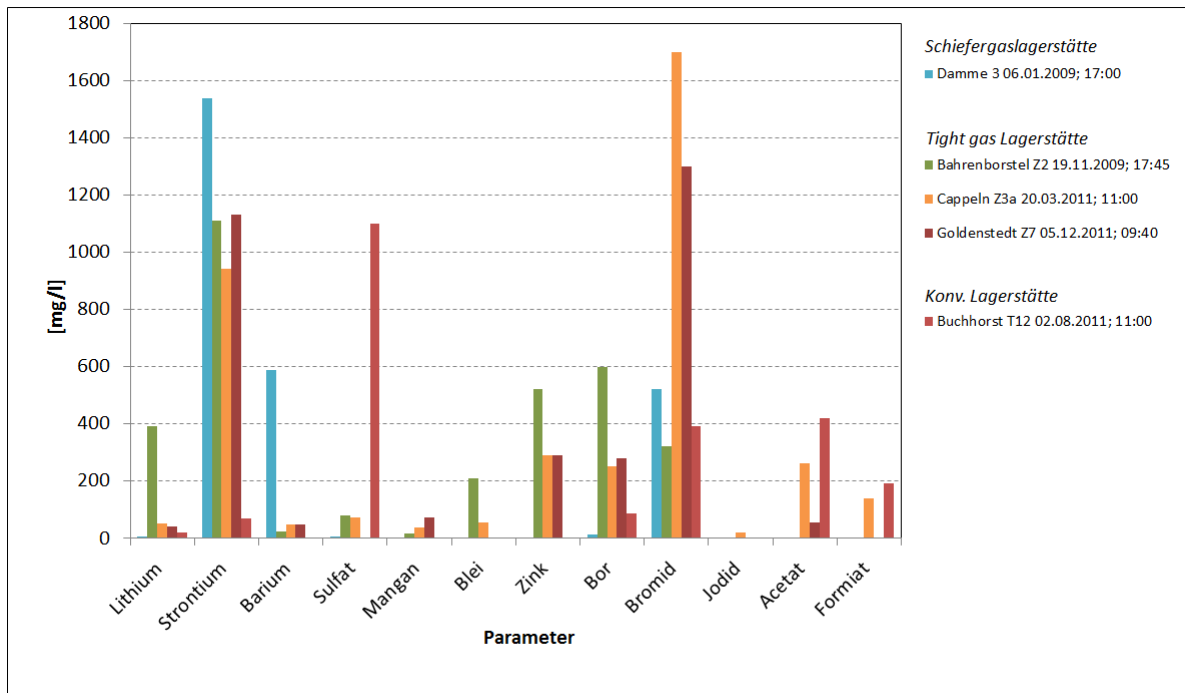


Abb. 7.12: Konzentrationen ausgesuchter Elemente im Flowback verschiedener Bohrlöcher

Abbildung 7.13 zeigt die Analysenergebnisse verschiedener organischer Substanzen in den Flowback-Proben der Bohrungen Cappeln Z3a (Flowline und vor Hg-Adsorber) und Buchhorst T12. In allen drei Proben wurden auffallend hohe Konzentrationen an i- und n-Butan detektiert. Die Probe Cappeln Z3a (vor Hg-Adsorber) zeigte im Vergleich zur Probe Cappeln Z3a (Flowline) deutlich erhöhte Konzentrationen einzelner Stoffe (z.B. 2,2-Dimethylpropan, n-Pentan, Toluol und insbesondere Benzol).

Der Flowback der Bohrung Buchhorst T12 (Flowline) wies einen Quecksilber-Gehalt von  $48,2 \mu\text{g}/\text{m}^3(\text{Vn})$  auf (Probenahme 23.03.04, 13:30). Im Flowback der Bohrung Cappeln Z3a wurden Quecksilbergehalte von  $37 \mu\text{g}/\text{m}^3(\text{Vn})$  (Probenahme 09.03.11, 10:00, vor Hg-Adsorber) bzw.  $18 \mu\text{g}/\text{m}^3(\text{Vn})$  (Probenahme 14.04.11, Flowline) und  $359 \mu\text{g}/\text{m}^3(\text{Vn})$  (Probenahme 14.04.11, Probenahmeort E-Kreuz) ermittelt.

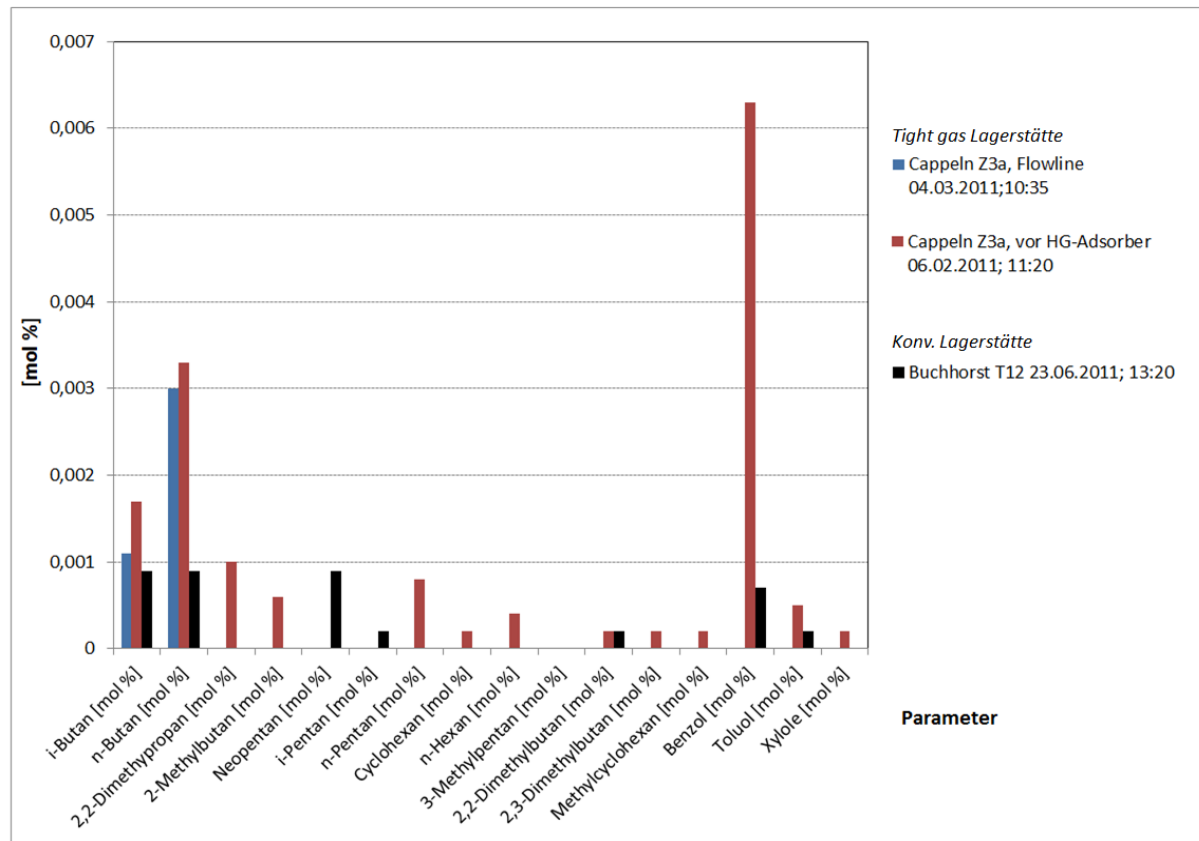


Abb. 7.13: Konzentration organischer Substanzen in Flowback

### 7.3.3.2 NORM

Unter Umständen kann der Flowback Radioisotope (NORM) enthalten, wie z.B. Ra-226 oder Ra-228. Falls NORM in höherer Konzentration vorliegen, kann die Aktivität entsprechende Grenzwerte überschreiten (King 2011). Diesem Gutachten liegen jedoch keine Analysenergebnisse von in Deutschland geförderten Flowback-Fluiden vor, in denen Messungen der Radioaktivität dargestellt wurden. In der Barnett Schiefergas-Lagerstätte (USA) wurden beispielsweise im Jahr 2007 je 28 m<sup>3</sup> Gasförderung im Mittel 10 m<sup>3</sup> Wasser ausgespült. Von jedem Kubikmeter Formationswasser mussten etwa 0,5 ml als radioaktiver Sondermüll entsorgt werden (ASPO 2010). Über den Zeitraum von 2005 bis 2007 summierte sich Letzterer auf 13 m<sup>3</sup>, wobei es sich bei den Radionukliden hauptsächlich um Ra-226 und Ra-228 handelte (Heinkel-Wolfe 2008 zit. nach ASPO 2010). Im Marcellus Shale (USA) wurde im Vergleich zum Barnett Shale eine noch höhere radioaktive Belastung des Flowback festgestellt (Sumi 2008 zit. nach ASPO 2010). Hier zeigten Proben einen Ra-226 Gehalt, der mehr als 1.000-fach über dem entsprechenden Grenzwert für Trinkwasser lag (Lustgarten 2009 zit. nach ASPO 2010).



### 7.3.3.3 Reaktions- und Abbauprodukte

Bei den hohen Druck- und Temperaturbedingungen im Frackhorizont 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 beginnt. 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 systematische 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 oder 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 ggf. 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 Temperaturen eine direkte Übertragbarkeit nur unter Vorbehalt möglich ist. Es wird vorgeschlagen, die gegenwärtigen Wissenslücken zu relevanten Transformations- und Abbauprodukten in zukünftigen Forschungsarbeiten unter Simulation der vorherrschenden Lagerstättenbedingungen zu untersuchen und deren toxikologische Eigenschaften zu bestimmen.

## 7.4 Bewertung von Gefährdungspotenzialen

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 werden zunächst die Bewertungsmethoden vorgestellt (Abschn. 7.4.1), die in den folgenden Kapiteln zur Bewertung ausgewählter Fluide angewendet werden. Die Bewertung erfolgt dabei getrennt für die beiden Eingriffsszenarien Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten und bildet damit die Grundlage für die Risikoanalyse in Kapitel 9. Auf die Einstufung der eingesetzten Zubereitungen und Frack-Fluide hinsichtlich der Anforderungen an übermäßige Anlagen (Einstufung in Wassergefährdungsklassen) und an den Arbeitsschutz (Einstufung nach Gefahrstoffrecht) wird gesondert eingegangen (Abschn. 7.4.2).

### 7.4.1 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. 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 Geringfügigkeitsschwellenwerte 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 Leitwerte (LW) bzw. gesundheitliche Orientierungswerte (GOW) und ökotoxikologisch begründete PNEC-Werte recherchiert bzw. in Anlehnung an publizierte Methoden abgeleitet (Abschn. 7.4.1.2 und 7.4.1.3). Die zu ausgewählten Additiven recherchierte Datenbasis ist in Anhang 4 und 5 (gesundheitliche Leit- bzw. Orientierungswerte), Anhang 6 und 7 (ökotoxikologische Wirkkonzentrationen und daraus abgeleitete PNEC-Werte) und Anhang 8 (physiko-chemische Eigenschaften) zusammengestellt. Es muss darauf hingewiesen werden, dass eine vollständige und abschließende Recherche im Rahmen der für die Erstellung dieses Gutachtens zur Verfügung stehenden Zeit nicht möglich war.

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.

Der gesundheitliche Leitwert (LW) ist die lebenslang gesundheitlich duldbare Höchstkonzentration eines Stoffes im Trinkwasser.

Der gesundheitlicher Orientierungswert (GOW) ist ein Vorsorgewert für humantoxikologisch nicht oder nur teilweise bewertbare Stoffe.

Der PNEC-Wert (Predicted No Effect Concentration) ist die höchste Stoffkonzentration, bei der keine Wirkung auf Organismen eines aquatischen Ökosystems zu erwarten ist.

Die Abschätzung der Gefährdungspotenziale der 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  $\geq 1$  ein humantoxikologisches<sup>19</sup> bzw. ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial zu besorgen. Im Rahmen dieses Gutachtens wird – exemplarisch und nicht wissenschaftlich begründet – bei einem Risi-

<sup>19</sup> Unter humantoxikologischem Gefährdungspotenzial werden auch Überschreitungen der Geringfügigkeitsschwellen für Biozidwirkstoffe verstanden, die in der TrinkwV nicht humantoxikologisch begründet sind.

koquotienten  $> 1.000$  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 Einzelstoffbewertung die human- und ökotoxikologisch relevanten Stoffe mit hohem Gefährdungspotenzial zu identifizieren und zu bewerten.

Auf eine Abschätzung der Gesamtoxizität 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.

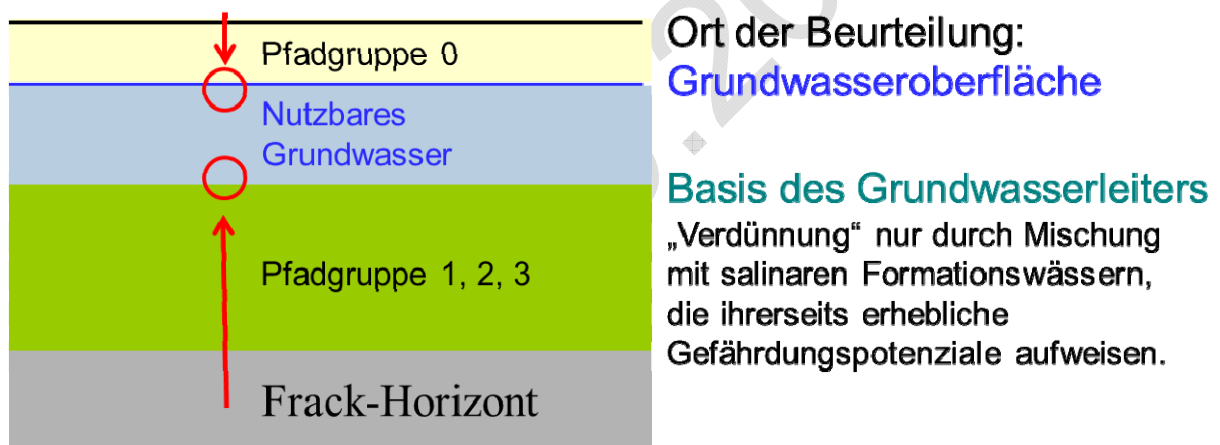


Abb. 7.14: Ort der Beurteilung (rote Kreise) bei Stoffeinträgen in einen oberflächennahen, wasserwirtschaftlich nutzbaren Grundwasserleiter (blau) über Eintragspfade von der Oberfläche (Pfadgruppe 0) bzw. aus dem Frack-Horizont (Pfadgruppen 1-3)

### **Zu bewertende Stoffkonzentrationen**

Bei Stoffeinträgen von der Oberfläche (Pfadgruppe 0 in Abb. 7.14) ist die Stoffkonzentration an der Grundwasseroberfläche (Sickerwasser), bei einer möglichen Freisetzung aus dem Frack-Horizont (Pfadgruppen 1-3) dagegen in Analogie die Basis des wasserwirtschaftlich nutzbaren Grundwasserleiters als Ort der Beurteilung heranzuziehen (Abb. 7.14).

Die Abschätzung dieser Stoffkonzentrationen kann nur standortspezifisch für mögliche Austrags- 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. Anforderungen an derartige Modelle sind in Kapitel 9 beschrieben.

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:

Auf Fließpfad 0 sind nur geringe Verdünnungseffekte zu erwarten. Auf den Fließpfaden 1-3 durch das Deckgebirge erfolgt eine Mischung und Reaktion in erster Linie mit salinaren Tiefengrundwässern, 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 der entlang der Fließpfade 1-3 in einen nutzbaren Grundwasserleiter eingetragene Fluide wird deswegen anhand einer Bewertung der beiden Endglieder der Mischungsreihe (Frack-Fluid und lagerstättenpezifischem 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 physiko-chemischen Eigenschaften der Stoffe, ihre Abbaubarkeit und ihre Abbauprodukte hingewiesen.

Aus Sicht der Gutachter sind Verdünnungsrechnungen bei der Bewertung der 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).

### **Auswahl zu bewertender Fluide**

Da die Rezeptur der Frack-Fluide im Allgemeinen lagerstättenpezifisch zusammengestellt wird, kann die Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale nur exemplarisch für ausgewählte Fluide erfolgen. Im Rahmen des Gutachtens wurden die beiden bereits in Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten eingesetzten Fluide Damme 3 und Natarp (Abschn. 7.2.3.5) sowie die potenziell in NRW einsetzbaren weiterentwickelten Frack-Fluide (Abschn. 7.2.7) für eine detaillierte Bewertung ausgewählt (Tab. 7.16).

Die Gefährdungspotenziale der Formationswässer werden anhand der abgeschätzten Angaben zur Hydrochemie der Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten bewertet.

Tab. 7.16: Eingesetzte Frack-Fluide und mögliche Weiterentwicklungen, die für eine Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale ausgewählt wurden

<b>Schiefergas: Bisherige Erfahrung</b>			
<b>Damme 3</b> Kreis Vechta, Niedersachsen	3 Fracks in Nov. 2008 Frack-Horizont: „Wealden“ (Bückeberg Formation) 1.045-1.530 m	<u>Slickwater</u> Wasserbedarf: Stützmittel: Additive:	12.119 m <sup>3</sup> 588.000 kg 19.873 kg
<b>Kohleflözgas: Bisherige Erfahrung</b>			
<b>Natarp</b> Kreis Warendorf, Nordrhein-Westfalen	2 Fracks in Okt. 1995 Frack-Horizont: Flözführendes Karbon 1.800-1.947 m	<u>Gel</u> Wasserbedarf: Stickstoff: Stützmittel: Additive:	121 m <sup>3</sup> 81.750 kg 41.700 kg 1.230 kg
<b>Schiefergas und Kohleflözgas: Mögliche Weiterentwicklungen</b>			
<b>Frack-Fluid: Slickwater</b> Angaben ExxonMobil (Stand Feb. 2012)	Planung	<u>Slickwater</u> Wasserbedarf: Stützmittel: Additive:	1.600 m <sup>3</sup> unbekannt 5.600 kg
<b>Frack-Fluid: Gel</b> Angaben ExxonMobil (Stand Feb. 2012)	Planung	<u>Gel</u> Wasserbedarf: Stützmittel: Additive:	1.600 m <sup>3</sup> unbekannt 6.530 – 7.080 kg

#### 7.4.1.1 Wasserrechtliche Beurteilungswerte

Beurteilungswerte wurden auf der Grundlage von schutzguts- 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.

- Geringfügigkeitsschwellenwerte (LAWA 2004)
- TrinkwV: Trinkwasserverordnung, Stand Mai 2011
- WHO: Guidelines for drinking water quality 4<sup>th</sup> ed. - World Health Organisation 2011
- MTVO: Mineral- und Tafelwasserverordnung vom 01. August 1984, Stand Dezember 2006; Bewertungsgrundlage sind die ge-



nannten 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.

Die Schwellenwerte nach GrwV bzw. die Umweltqualitätsnormen für Oberflächengewässer nach OGewV werden herangezogen, um den chemischen Zustand von Grund- bzw. Oberflächengewässern zu beurteilen. Eine nachteilige Grundwasserveränderung 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 zur Beurteilung von lokal begrenzten Grundwasserverunreinigungen wurden von der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser unter Berücksichtigung der Grenzwerte der Trinkwasserverordnung (TrinkwV) sowie human- und ökotoxikologisch begründete 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 am Übergang zwischen ungesättigter und gesättigter Zone nicht überschritten werden.

#### **7.4.1.2 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](http://www.popstoolkit.com/tools/HHRA/TDI_USEPA.aspx)
- Health Canada:  
[http://www.popstoolkit.com/tools/HHRA/TDI\\_HealthCanada.aspx](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 wurden die einzelnen Stoffe auf 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 Liter) 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 Litern Trinkwasser pro Tag höchstens 10 % der duldbaren täglichen Aufnahmemenge eines gesundheitsschädlichen Stoffes mit dem Trinkwasser aufgenommen werden dürfen<sup>20</sup>.

In der Literatur verfügbare NOAEL- bzw. TDI-Werte für ausgewählte Frack-Additive sowie die daraus berechneten gesundheitlichen Leitwerte sind in Anhang 4 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 genotoxische Stoffe, der zweitniedrigste (0,1 µg/l) für nachweislich nicht genotoxische oder nicht als solche geprüfte Stoffe, sofern für diese keinerlei weitere toxikologisch bewertbaren Daten verfügbar sind. Nachweislich nicht genotoxische 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 Toxizi-

---

<sup>20</sup> [http://www.who.int/water\\_sanitation\\_health/dwq/gdwq3\\_8.pdf](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](http://www.bfr.bund.de/cm/343/risikobewertung_genotoxischer_und_kanzerogener_stoffe_soll_in_der_eu_harmonisiert_werden.pdf)

tät 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.

#### 7.4.1.3 Ableitung ökotoxikologischer Beurteilungswerte

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 der empfindlichste Organismus in Laborversuchen mit Testorganismen von mehreren Stufen der Nahrungskette, sog. Trophiestufen mit Primärproduzenten (Alge), Wirbellosen (Daphnie) und Wirbeltieren (Fischen), 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 drei unterschiedlichen Trophiestufen vor, wird ein Sicherheitsfaktor von 10 als ausreichend angesehen. Liegen dage-

gen nur NOEC-Werte für zwei Trophiestufen bzw. eine Trophiestufe vor, erhöht sich der Sicherheitsfaktor auf 50 bzw. 100. Liegen keine chronische Wirkdaten vor, müssen akute Toxizitätswerte aus Kurzzeittests herangezogen werden, die mit einem konservativen Sicherheitsfaktor von 1.000 beaufschlagt werden. Eine Übersicht über die verwendeten Sicherheitsfaktoren ist in Tabelle 7.17 aufgeführt.

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.

Tab. 7.17: Verwendete Sicherheitsfaktoren zur Ableitung der PNEC-konzentrationen (Sicherheitsfaktoren 10 – 1.000 aus EC TGD 2003; Sicherheitsfaktoren 5.000 und 25.000 aus Hanisch et al. 2002)

Verfügbare Daten	Sicherheitsfaktoren
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 <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub> ) an Alge/Bakterien, Wirbellose und Wirbeltiere als Vertreter verschiedener trophischer Ebenen	1.000
Zwei Kurzzeit-Studien (EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub> ) an Arten unterschiedlicher trophischer Ebenen (Alge/Bakterien und/oder Wirbellose und/oder Wirbeltiere)	5.000
Eine Kurzzeit-Studie (EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub> ) an Arten unterschiedlicher trophischer Ebenen (Alge/Bakterien oder Wirbellose oder Wirbeltiere)	25.000

Zur Berechnung der PNEC-Werte eines jeden Additivs wird die jeweils niedrigste in der Literatur veröffentlichte Wirkkonzentration (NOEC für chronische Tests, EC<sub>50</sub>/LC<sub>50</sub> 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 die dritte Trophiestufe neben Fischen auch für andere Wirbeltiere Wirkkonzentrationen in der Literatur zusammengestellt und der jeweils empfindlichste Testorganismus in die Berechnung der PNEC-Werte einbezogen.

### Recherche der verfügbaren Wirkdaten der 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 Veröffentlichungen mit Hilfe von Thompson ISI Web of Science<sup>21</sup> gesucht und ausgewertet.

Die Recherche in den genannten Fachdatenbanken erfolgte anhand der in den Sicherheitsdatenblättern der Zubereitungen angegebenen CAS-Nummern der Additive. Bei Stoffen mit variabler Zusammensetzung (z.B. Erdöldestillate oder Stoffe mit variablen Ethoxyierungsgrad) 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<sup>®</sup> (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 (Anhang 6):

- Stoffname mit CAS-Nummer
- Testorganismus mit Trophiestufe (Algen, Bakterien & Mikroorganismen, Wirbellose, Wirbeltiere)
- Parameter (NOEC, LOEC, EC<sub>50</sub>, LC<sub>50</sub>)
- 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 Fach-

---

<sup>21</sup> [http://wokinfo.com/products\\_tools/multidisciplinary/webofscience/](http://wokinfo.com/products_tools/multidisciplinary/webofscience/)

datenbank 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 & Mikroorganismen, Wirbellose oder Wirbeltiere zugeordnet werden konnten. Bei der Auswertung der Wirkdaten wurde in Anlehnung an die OECD-Richtlinien zur Durchführung von Chemikaliientests zwischen akuten und chronischen Toxizitäten unterschieden:

- Wirbeltiere: Wirkdaten, die in Kurzzeitstudien von  $\leq 4$  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  $\leq 3$  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 & Mikroorganismen: Angesichts der kurzen Generationszeiten können Test mit Algen und Mikroorganismen von wenigen Tagen Dauer prinzipiell als Multigenerationentests angesehen werden. In Anlehnung an die Empfehlung des EC TGD (2003) wurden  $EC_{50}/LC_{50}$ -Daten aus diesen Tests 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 Formationswässern wurde keine Differenzierung zwischen Süß- und Salzwasserorganismen vorgenommen.

## 7.4.2 Einstufung nach Anlagen- und Gefahrstoffrecht

Die Wassergefährdungsklasse ist als eine Maßzahl für den Anlagenschutz und die Anlagensicherheit im Wasserrecht verankert, um einen Eintrag der Stoffe in Boden und Gewässer von vornherein zu vermeiden. Auch das Gefahrstoffrecht ist darauf ausgerichtet, den Menschen und die Umwelt von vornherein vor stoffbedingten Schädigungen zu schützen. Die Einstufung in Wassergefährdungsklassen und gemäß CLP-Verordnung sind dagegen nicht dazu bestimmt, das Gefährdungspotenzial bei einem gezielten Einleiten von Stoffen in den Untergrund zu bewerten (vgl. ahu AG & IWW 2012). Im Hinblick auf die Bewertung der Gefährdungspotenziale der eingesetzten Fluide dürfen diese Einstufungen – außerhalb ihres Anwendungsbereichs – deshalb nicht als ausschließliche Beurteilungsgrundlage herangezogen werden (vgl. entsprechende Befürchtungen der Umweltbundesamtes; UBA 2011a). Derartige Einstufungen wurden jedoch auch in Informationsbroschüren der Bergbauunternehmen mit gerade dieser Zielsetzung veröffentlicht.

### 7.4.2.1 Einstufung in Wassergefährdungsklassen

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 (UBA 2008). 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 eingestufteten 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).

#### 7.4.2.2 Einstufung und Kennzeichnung nach Gefahrstoffrecht

Ziel der im Arbeitsschutzrecht und im Chemikalienrecht verankerten Gefahrstoffverordnung<sup>22</sup> (GefStoffV) 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) geregelt<sup>23</sup>. 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 können<sup>24</sup>.

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).

---

<sup>22</sup> 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.

<sup>23</sup> 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.

<sup>24</sup> <http://www.reach-clp-helpdesk.de/de/CLP/CLP.html>.

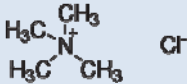
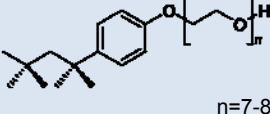
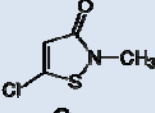
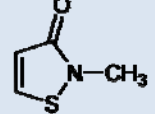
## 7.5 Gefährdungspotenzial der in Schiefergas-Lagerstätten eingesetzten Fluide

### 7.5.1 Slickwater-Fluid Damme 3

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 im „Wealden“ (Bückeberg Formation) in Tiefenbereich von 1.045 – 1.530 m u. GOK eingesetzt wurde.

Zur Herstellung des Fluids wurden drei Zubereitungen (Tonstabilisator Schlumberger L064, Reibungsminderer Schlumberger J313 und das Biozid Baker Hughes M275) eingesetzt und mit Wasser und Stützmitteln vermischt als Frack-Fluid in die Bohrung Damme 3 eingepresst (Tab. 7.5). Aus der verwendeten Menge und den in den Sicherheitsdatenblättern angegebenen Inhaltsstoffen und ihrer Gewichtsanteile wurden mit der eingesetzten Wassermenge die mittleren Konzentrationen der gelösten Additive im verpressten Frack-Fluid berechnet (Tab. 7.18). 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.

Tab. 7.18: Mittlere Konzentration der Frack-Additive im eingesetzten Frack-Fluid Damme 3

Stoff	Eingesetzte Menge	Mittlere Konz. in Frack-Fluid	Strukturformel <sup>a</sup> bzw. Summenformel
Wasser	12.119 m <sup>3</sup>		
<b>Stützmittel</b> (Handelsname nicht bekannt)	<b>588.000 kg</b>		
• <b>Quarzsand und/oder Bauxite</b>			
<b>Tonstabilisator</b> (Schlumberger L064)	<b>10.612 kg</b>		
• <b>Tetramethylammoniumchlorid</b> (CAS 75-57-0)	6.367 kg (60 Gew.-%)	520 mg/l	
• <b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b>	4.245 kg (40 Gew.-%)	347 mg/l	?
<b>Reibungsminderer</b> (Schlumberger J313)	<b>8.801 kg</b>		
• <b>Erdöldestillat, hydrogeniert, leicht</b> (CAS 64742-47-8)	2.640 kg (30 Gew.-%)	220 mg/l	UVCB
• <b>Polyethylenglycol-Octylphenylether</b> (CAS 9036-19-5)	440 kg (5 Gew.-%)	36 mg/l	 n=7-8
• <b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b>	5.721 kg (65 Gew.-%)	467 mg/l	?
<b>Biozid</b> (Baker Hughes M275)	<b>460 kg</b>		
<b>Gemisch (3:1) aus</b>			
• <b>5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on</b> (CMIT) (CAS 26172-55-4)	46 kg (10 Gew.-%)	3,76 mg/l	
• <b>2-Methyl-2H-isothiazol-3-on</b> (MIT) (CAS 2682-20-4)			
• <b>Magnesiumnitrat</b> (CAS 10377-60-3)	46 kg (10 Gew.-%)	3,76 mg/l	Mg(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>
• <b>Magnesiumchlorid</b> (CAS 7786-30-3)	23 kg (5 Gew.-%)	1,88 mg/l	MgCl <sub>2</sub>
• <b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b>	345 kg (75 Gew.-%)	28,18 mg/l	?

<sup>a</sup> Strukturformeln aus Wikipedia.

### 7.5.1.1 Bewertung der Additive

#### Quarzsand und Bauxite

In der im Internet veröffentlichten Zusammensetzung des Frack-Fluids wurde die Verwendung von Quarzsand als Stützmittel angegeben (ExxonMobil 2012). Gutachten im Rahmen des von ExxonMobil durchgeführten Informations- und Dialogprozesses verweisen dagegen



auf den Einsatz keramischer Stoffe (Bauxite) (Ewers et al. 2012). Die verwendeten Produkte sowie ihre Einstufung nach Gefahrstoffrecht sind den Gutachtern nicht bekannt.

### ***Tetramethylammoniumchlorid***

Tetramethylammoniumchlorid (CAS-Nr. 75-57-0) ist eine quartäre Ammoniumverbindung, die unter Standardbedingungen als hydroskopischer, 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 bekannt<sup>25</sup>. Quartäre Ammoniumverbindungen mit längeren Alkylgruppen werden dagegen verbreitet als kationische Tenside und auch als Biozide eingesetzt.

### ***Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit***

Der Feststoff ist sehr leicht in Wasser löslich. Der n-Oktanol/Wasser-Verteilungskoeffizient wird mit -4,18 angegeben (Anhang 8). Zur Persistenz und Abbaubarkeit sind für Tetramethylammoniumchlorid keine Informationen verfügbar (Schlumberger L064 2005).

### ***Humantoxikologie***

Die Toxizität von Tetramethylammoniumchlorid wird mit einem LD<sub>50</sub> 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 Beurteilungswert von 0,3 µg/l angewendet (Anhang 5). 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-

---

<sup>25</sup> [http://en.wikipedia.org/wiki/Tetramethylammonium\\_chloride](http://en.wikipedia.org/wiki/Tetramethylammonium_chloride)

Toxizität von  $< 1$  mg/l ohne Literaturzitat angegeben (Schlumberger L064 2005), der nicht in unabhängigen Datenbanken verifiziert werden konnte. Unter Einbeziehung dieser Angabe wurde die PNEC-Konzentration von Tetramethylammoniumchlorid mit  $< 0,0002$  mg/l (Sicherheitsfaktor 5.000) abgeschätzt (Anhang 7). Es ist festzuhalten, dass die Datenlage (nur zwei Wirkkonzentrationen, davon eine nur als Höchstkonzentration  $< 1$  mg/l ohne Literaturangabe) für eine ökotoxikologische Bewertung von Tetramethylammoniumchlorid als mangelhaft zu bewerten ist.

### ***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 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. Bei einem Aromatengehalt von  $< 25$  % (nicht als krebserzeugend (R45) gekennzeichnet) ist das Stoffgemisch 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 den nach OECD-Richtlinie 301D durchgeführten Abbaubversuchen wurde ein biologischer Abbau der Testsubstanzen von nur 4 - 12 % innerhalb von 28 d unter aeroben Bedingungen festgestellt (IUCLID 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), der im Folgenden zur Bewertung der Einsatzkonzentration herangezogen wird. 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. Die Konzentrationen dieser Stoffe in dem Erdöldestillat sind den Gutachtern jedoch nicht bekannt.

### ***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 Kohlenwasserstoffkonzentration 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 (Anhang 7). Aus den chronischen NOEC-Daten wurde für das Erdöldestillat ein PNEC von 0,004 mg/l mit Sicherheitsfaktor 50 abgeleitet.

### ***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 Triton<sup>TM</sup> 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 der 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 Europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregisters (PRTR) liegt der Schwellenwert zur Meldepflicht bei der Freisetzung von Octylphenolen und Octylphenoethoxylaten 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.

Octylphenoethoxylate gelten als nicht schnell abbaubar und potenziell bioakkumulierend (UBA 2011b). Octylphenoethoxylate mit 9 Ethylenoxid-Einheiten werden nach OECD Test 301B in adaptiertem Belebtschlamm unter aeroben Bedingungen mit einer Halbwertszeit von 11 Tagen angebaut (Staples et al. 2001). Im Sicherheitsdatenblatt des Produkts J313 ist für Octylphenoethoxylate eine Abbaubarkeit von 26 % in 28 d angegeben (Schlumberger J313 2008). Der Abbau erfolgt über Metabolite mit niedrigerem Ethoxyierungsgrad und Octylphenoethercarboxylaten 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.

Ein GFS-Wert zur Beurteilung von lokalen Grundwasserverunreinigungen wurde für diesen Stoff nicht abgeleitet (LAWA 2004). TDI-Werte sind den Gutachtern nicht bekannt. Der GOW wird mit 0,3  $\mu\text{g/l}$  angesetzt (Anhang 5).

## Ökotoxikologie

Für Octylphenoethoxylate liegen 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 Octylphenoethoxylate immer Gemische aus Octylphenolen unterschiedlichen Ethoxlierungsgrads 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 Octylphenoethoxylate mit 3-8 (OPEA<sub>3-8</sub>) bzw. > 8 Ethylenoxid-Einheiten (OPEA<sub>>8</sub>) 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 Octylphenoethoxylate auch Wirkkonzentrationen der Nonylphenoethoxylate hinterlegt sind, ohne diese explizit von Octylphenoethoxylaten 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 Octylphenoethoxylaten, sondern wurde mit einem Nonylphenoethoxylathaltigen Reinigungsmittel durchgeführt (Xie et al. 2005).

Die Auswertung der recherchierten Wirkdaten ergab, dass nur für Algen, nicht aber für Wirbeltiere und Wirbellose NOEC-Daten verfügbar sind (Anhang 7). 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).

### **5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on (CMIT) und 2-Methyl-2H-isothiazol-3-on (MIT) (3:1 Gemisch)**

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 (CAS-Nr. 55965-84-9) ist nach Anhang 3 der VwVwS als stark wassergefährdend (WGK 3) eingestuft. Die Einstufung und Kennzeichnung nach CLP-Verordnung ist harmonisiert (Anhang 2).



Das Biozidwirkstoffgemisch 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. 1451/2007<sup>26</sup>). 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. ahu AG & IWW 2012). 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<sup>27</sup>. Der Bewertungsbericht der EU-Kommission sowie Daten aus den vom Hersteller bzw. Notifizierer im Prüfverfahren einzureichende 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. ahu AG & IWW 2012).

### **Verwendung**

CMIT und MIT werden aufgrund ihrer mikrobioziden Wirkung als Breitbandbiozid für Kühlschmierstoffe, Kleber, Wachse, Leder- und Textilapplikationen, als Mikrobiozid in Kühlwasserkreisläufen<sup>28;29</sup>, 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 rückläufig<sup>30</sup>. 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).

---

<sup>26</sup> 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.

<sup>27</sup> [http://ec.europa.eu/environment/biocides/pdf/list\\_dates\\_product\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/environment/biocides/pdf/list_dates_product_2.pdf)

<sup>28</sup> <http://de.wikipedia.org/wiki/Chlormethylisothiazolinon>

<sup>29</sup> <http://de.wikipedia.org/wiki/Methylisothiazolinon>

<sup>30</sup> <http://de.wikipedia.org/wiki/Isouthiazolinone>



### ***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 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 aufgrund 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 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).

### ***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 sind Wirkkonzentrationen für die Wirkstoffe CMIT bzw. MIT, aber auch für unterschiedlich konzentrierte wässrige Lösungen des 3:1 Gemisches dieser Wirkstoffe angegeben (Anhang 6). 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 ( $EC_{50}$ , 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 Wirkstoffgemisch, aber nicht für die Einzelkomponenten chronische NOEC-Daten verfügbar sind. Für das Gemisch CMIT:MIT wurde mit einem Sicherheitsfaktor von 50 ein PNEC von 52 ng/l abgeschätzt (Anhang 7). Dieser PNEC 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).

### ***Magnesiumnitrat und Magnesiumchlorid***

Im Biozid werden die Isothiazolon-Derivate herstellungsseitig durch Zugabe von Magnesiumchlorid und Magnesiumnitrat stabilisiert. Durch Einsatz des Biozids und des Tonstabilisators Tetramethylammoniumchlorid ergeben sich Magnesium-, Nitrat- und Chloridkonzentrationen im Frack-Fluid von 1,1 mg/l, 3,1 mg/l bzw. 169,6 mg/l.

### ***Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe***

Nach Angabe der ExxonMobil Production Deutschland GmbH sind in den verwendeten Frack-Zubereitungen mehrere im Sicherheitsdatenblatt nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe eingesetzt worden. Den Gutachtern liegen keinerlei Informationen zu diesen Stoffen vor.

Tab. 7.19: Bewertung der im Frack-Fluid Damme 3 eingesetzten Additivkonzentrationen anhand der Geringfügigkeitsschwellenwerte bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen

Eingesetzte Stoffe	Ein-gesetzte Menge	Mittlere gelöste Konzentration in Frack-Fluid	Geringfügigkeitsschwelle (GFS)	Gesundheitlicher Leitwert (LW)	Gesundheitlicher Orientierungswert (GOW)	Bewertung anhand GFS bzw. LW oder GOW (Risikoquotient)	Predicted No Effect-Concentration (PNEC)	Bewertung anhand PNEC (Risikoquotient)
<b>Stützmittel</b>	588.000 kg	<i>Feststoff nicht gelöst</i>	-	k.A.	k.A.	<b>Bewertung nicht möglich</b>	k.A.	<b>Bewertung nicht möglich</b>
<b>Tetramethylammoniumchlorid</b> (CAS 75-57-0)	6.367 kg	<b>520 mg/l</b>	-	k.A.	0,0003 mg/l	<b>1.733.000</b>	Datenlage mangelhaft (<0,0002 mg/l)	<b>Datenlage mangelhaft (&gt;2.600.000)</b>
<b>Erdöldestillat, hydrogeniert, leicht</b> (CAS 64742-47-8)	2.640 kg	<b>220 mg/l</b>	0,1 mg/l <sup>a</sup>	-	-	<b>2.200</b>	0,004 mg/l	<b>55.000</b>
<b>Polyethylenglycol-Octylphenylether</b> (CAS 9036-19-5)	440 kg	<b>36 mg/l</b>	-	k.A.	0,0003 mg/l	<b>120.000</b>	0,0018 mg/l	<b>20.000</b>
<b>Gemisch aus CMIT:MIT</b> (CAS 26172-55-4 und 2682-20-4)								
• <b>Wirkstoffgemisch CMIT:MIT</b>	46,0 kg	<b>3,76 mg/l</b>	0,0005 mg/l	-	-	<b>7.520</b>	0,000052 mg/l	<b>72.000</b>
• <b>Wirkstoff CMIT</b>	34,5 kg	<b>2,82 mg/l</b>	0,0001 mg/l	-	-	<b>28.200</b>	0,000021 mg/l	<b>134.000</b>
• <b>Wirkstoff MIT</b>	11,5 kg	<b>0,94 mg/l</b>	0,0001 mg/l	-	-	<b>9.400</b>	0,000050 mg/l	<b>19.000</b>
<b>Magnesium (Mg<sup>2+</sup>)</b> aus Mg-Salzen		<b>1,1 mg/l</b>	(50 mg/l) <sup>b</sup>	-	-	<b>unbedenklich (&lt; 1)</b>	-	-
<b>Nitrat (NO<sub>3</sub><sup>-</sup>)</b> aus Mg(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>		<b>3,1 mg/l</b>	(50 mg/l) <sup>c</sup>	-	-	<b>unbedenklich (&lt; 1)</b>	-	-
<b>Chlorid (Cl<sup>-</sup>)</b> aus MgCl <sub>2</sub> und Tetramethylammoniumchlorid		<b>169,6 mg/l</b>	250 mg/l	-	-	<b>unbedenklich (&lt; 1)</b>	-	-
<b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b>	6.349 kg	<i>Stoffe unbekannt</i>	-	k.A.	k.A.	<b>Bewertung nicht möglich</b>	k.A.	<b>Bewertung nicht möglich</b>

- a GFS für Kohlenwasserstoffe. Die GFS-Werte von Benzol (0,001 mg/l) und der Summe der alkylierten Benzole (0,020 mg/l) ist 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.

### 7.5.1.2 Bewertung des Frack-Fluids

In Tabelle 7.19 sind die Konzentrationen der eingesetzten Additive im Fluid den GFS-Werten, den abgeleiteten gesundheitlichen Leitwerten bzw. Orientierungswerten sowie den PNEC-Werten gegenübergestellt.

1. 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.
2. 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. 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. 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.
3. Die im Frack-Fluid auftretenden Konzentrationen der eingesetzten Erdöldestillate überschreiten den GFS-Wert für Kohlenwasserstoffe um den Faktor 2.200 (Tab. 7.19). 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 Größenordnungen (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).

4. 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 Bewertung der Einzelwirkstoffe kommt zu einem vergleichbaren Ergebnis. 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.
5. Die Lösung der in den Zubereitungen eingesetzten Salze führt zu Magnesium-, Nitrat- und Chloridkonzentrationen im Frack-Fluid, die unter den GFS-Werten bzw. den Grenzwerten der TrinkwV 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 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.

#### 7.5.1.3 Vergleich mit Einstufung nach Anlagen- und Gefahrstoffrecht

Das Frack-Fluid Damme 3 ist nach VwVwS als schwach wassergefährdend (WGK 1) einzustufen, da Stoffe der WGK 3 (Biozidwirkstoffgemisch CMIT und MIT) zugesetzt wurden und diese aber in Konzentrationen < 0,2 Gew.-% im Fluid enthalten sind (UBA 2008; vgl. Ewers et al. 2012).

Die mittleren Konzentrationen im Frack-Fluid liegen bei  $\leq 0,052$  Gew.-% je Einzelstoff. 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.

Die Unterschiede in der Einstufung des Fluids nach Anlagen- und Gefahrstoffrecht zur dargestellten Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale anhand der GFS-Werte sowie human- und ökotoxikologisch be-



gründeter Wirkschwellen machen deutlich, dass die Einstufung in Wassergefährdungsklassen und nach CLP-Verordnung bestenfalls als Anhaltspunkte genutzt werden darf, um die Gefährdungspotenziale der Fluide nach einer Freisetzung in der Umwelt hinsichtlich dem Trinkwasserschutz und dem Schutz aquatischer Ökosysteme zu erfassen und zu bewerten (vgl. Abschn. 7.4.2).

#### **7.5.1.4 Vergleich mit alternativen Bewertungsansätzen in der Literatur**

Das Frack-Fluid Damme 3 wurde im Rahmen des ExxonMobil Informations- und Dialogprozesses 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 vorliegendem 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 U.S. EPA recherchiert wurden. Von den recherchierten Daten wurden nur Mortalitätsdaten berücksichtigt, so dass andere Effektdaten (z. B. Effekte durch hormonell wirksame Stoffe) unberücksichtigt blieben. Außerdem wurden Wirkdaten für Bakterien nicht berücksichtigt. Ein wesentlicher Unterschied besteht darin, dass auch bei lückenhafter Datengrundlage keine Sicherheitsfaktoren zur Anwendung kamen.

Trotz dieser Unterschiede in der Methodik kommt auch die Arbeit von Schmitt-Jansen et al. (2012) zu dem Ergebnis, dass von dem Erdöldestillat und dem Polyethylenglycol-Octylphenylether und dem Tetramethylammoniumchlorid in den eingesetzten Konzentrationen aus ökotoxikologischer Sicht ein Gefährdungspotenzial ausgeht. Das Gefährdungspotenzial des Biozids wurde nicht bewertet, weil durch die 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 Effektdaten für Spezies verschiedener Trophiestufen zur Verfügung stehen, die eine Bewertung der Gefährdungspotenziale 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 unter-

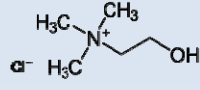
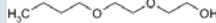
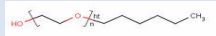



scheidet sich aber grundsätzlich von der hier vorgestellten Bewertung, da Ewers et al. (2012) annehmen, dass durch eine Verdünnung des Fluids eine Abnahme des Gefährdungspotenzials bis hin zur Ungefährlichkeit zu erwarten wäre. Gefordert wird damit eine Verdünnung der Frack-Fluide teilweise um mehr als ein Verdünnungsfaktor 100.000. Würde in einer Worst-Case-Betrachtung die gesamte eingesetzte Fluidmenge von ca. 4.000 m<sup>3</sup> pro Frack freigesetzt, würde ein extrem großes Wasservolumen von 400.000.000 m<sup>3</sup> (entspricht 0,4 km<sup>3</sup>) zur Verdünnung 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 in die Umwelt freigesetzter Fluide wäre erst nach Eintritt der Fluide in Süßwasservorkommen zu rechnen. In diesen Fällen wäre aber bereits eine Kontamination wasserwirtschaftlich nutzbarer Wasserressourcen eingetreten.

### 7.5.2 Weiterentwickelte Frack-Fluide

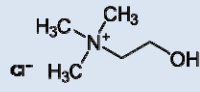
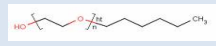

Im Folgenden werden die Gefährdungspotenziale zweier ähnlich beschaffener Frack-Fluide (ein Slickwater- und ein Gel-Fluid) bewertet, deren Zusammensetzung den Gutachten von der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH als mögliche künftig in Schiefergas-Lagerstätten und ggf. auch in Flözgas-Lagerstätten einsetzbare Frack-Fluide angegeben wurde. Die geplanten Einsatzkonzentrationen der Additive sind in Tabelle 7.20 und Tabelle 7.21 aufgeführt. Die benötigten Zubereitungen sind in Tabelle 7.13 bzw. Tabelle 7.14 genannt.

Tab. 7.20: Konzentration der Additive im Frack-Fluid „Weiterentwicklung Slickwater“

Stoff	Geplante Menge	Mittlere Konzentration in Frack-Fluid	Strukturformel <sup>a</sup>
<b>Wasser</b>	<b>1.600 m<sup>3</sup></b>		
<b>Stützmittel</b>	unbekannt		
<b>Tonstabilisator (Schlumberger L071)</b>	<b>1.600 kg</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Cholinchlorid</b> (CAS 67-48-1)</li> </ul>	1.120 - 1.200 kg (70-75 Gew.-%)	<b>700 - 750 mg/l</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b></li> </ul>	400-480 kg (25-30 Gew.-%)		?
<b>Gelmittel (Schlumberger J568)</b>	<b>800 kg</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Butyldiglycol</b> (CAS 112-34-5)</li> </ul>	320 - 560 kg (40-70 Gew.-%)	<b>200 - 350 mg/l</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b></li> </ul>	240 - 480 kg (30-60 Gew.-%)		?
<b>Netzmittel (Schlumberger F112)</b>	<b>1.600 kg</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Polyethylenglycolmonohexylether (= 1-Hexanol ethoxyliert)</b> (CAS 31726-34-8)</li> </ul>	112 - 208 kg (7-13 Gew.-%)	<b>70 - 130 mg/l</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b></li> </ul>	1.392 - 1.488 kg (87-93 Gew.-%)		?
<b>Biozid (M-I SWACO MB-5111)</b>	<b>1.600 kg</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Ethylenglycol(bis)-hydroxymethylether</b> (CAS 3586-55-8)</li> </ul>	960 - 1.600 kg (60-100 Gew.-%)	<b>600 - 1.000 mg/l</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b></li> </ul>	0 - 640 kg (0-40 Gew.-%)		?

<sup>a</sup> Strukturformeln aus Wikipedia bzw. hgspace.com.

Tab. 7.21: Konzentration der Additive im Frack-Fluid „Weiterentwicklung Gel“

Stoff	Geplante Menge	Mittlere Konzentration in Frack-Fluid	Strukturformel <sup>a</sup>
<b>Wasser</b>	<b>1.600 m<sup>3</sup></b>		
<b>Stützmittel</b>	unbekannt		
<b>Tonstabilisator (Schlumberger L071)</b>	<b>1.600 kg</b>		
• <b>Cholinchlorid</b> (CAS 67-48-1)	1.120 - 1.200 kg (70-75 Gew.-%)	<b>700 - 750 mg/l</b>	
• <b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b>	400-480 kg (25-30 Gew.-%)		?
<b>Gelmittel (Produktname unbekannt)</b>			
• <b>Kohlenhydratpolymer Derivat</b> (CAS unbekannt)	1.730-2.280 kg	<b>1.080 – 1.800 mg/l</b>	?
<b>Netzmittel (Schlumberger F112)</b>	<b>1.600 kg</b>		
• <b>Polyethylenglycolmono-hexylether</b> (= 1-Hexanol ethoxyliert) (CAS 31726-34-8)	112 - 208 kg (7-13 Gew.-%)	<b>70 - 130 mg/l</b>	
• <b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b>	1.392 – 1.488 kg (87-93 Gew.-%)		?
<b>Biozid (M-I SWACO MB-5111)</b>	<b>1.600 kg</b>		
• <b>Ethylenglycol(bis)-hydroxymethylether</b> (CAS 3586-55-8)	960 - 1.600 kg (60-100 Gew.-%)	<b>600 - 1.000 mg/l</b>	
• <b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b>	0 - 640 kg (0-40 Gew.-%)		?

<sup>a</sup> Strukturformeln aus Wikipedia bzw. hgspace.com.

### 7.5.2.1 Bewertung der geplanten Additive

#### **Cholinchlorid**

Cholin ist wie das Tetramethylammonium-Kation eine quartäre Ammoniumverbindung, die aber anstelle einer Methyl- 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 Stoff-

wechsels<sup>31</sup>. Cholin ist in Eigelb, Getreide, Gemüse und Nüssen enthalten. Im menschlichen Körper kann Cholin bei adäquater Versorgung mit Aminosäuren in ausreichender Menge gebildet werden<sup>31</sup>.

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 verwendet<sup>31</sup>.

### **Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit**

Cholinchlorid ist gut in Wasser löslich. Der log  $K_{ow}$  wird mit -3,77 angegeben (IUCLID 2000). In verschiedenen Abbautests in Belebtschlamm wurde Cholinchlorid zu > 30 % in 14 d unter aeroben Bedingungen gut biologisch abgebaut (IUCLID 2000).

### **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  $\geq 5$  mg/kg/d angegeben (OECD 2004), aus dem sich ein LW von  $\geq 17,5$  mg/l errechnen (Anhang 4). 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.

### **Butyldiglycol**

Butyldiglycol (CAS-Nr. 112-34-5; Synonyme: 2-(2-Butoxyethoxy)ethanol; Diethylenglycolmonobutylether, DEGBE) ist unter

---

<sup>31</sup> <http://de.wikipedia.org/wiki/Cholin>

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 Textilverarbeitung<sup>32</sup>. 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 als biologisch abbaubar unter aeroben Bedingungen (Anhang 8).

### **Humantoxikologie**

Die Toxizität von Butyldiglycol wurde in Tierversuchen mit LD<sub>50</sub> 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 Lymphomazellen 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 (Anhang 4). 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) 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 Wirkkonzent-

---

<sup>32</sup> <http://de.wikipedia.org/wiki/Butyldiglycol>

rationen 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; Anhang 7). Für die sicherheitsorientierte Bewertung wird der niedrigste recherchierte PNEC verwendet.

### ***Polyethylenglycolmonohexylether***

Polyethylenglycolmonohexylether (CAS-Nr. 31726-34-8; Synonym: 1-Hexanol ethoxyliert) gehört zur Gruppe der ethoxylierten aliphatischen Alkohole, die verbreitet als nichtionische Tenside eingesetzt werden. Polyethylenglycolmonohexylether 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 Polyethylenglycolmonohexylether wird ein  $\log K_{ow}$  von 0,45 angegeben (Anhang 8). 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 kanzerogenen, mutagenen oder genotoxischen 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 Sicherheitsfaktor von 1.000 ergibt sich daraus ein LW von 0,175 mg/l (Anhang 4). Ein GFS-Wert wurde in LAWA (2004) nicht abgeleitet.



## **Ökotoxikologie**

Ein PNEC-Werte für Fettalkohole mit 8 bis 18 Kohlenstoffatomen (Octanol bis Octadecanol) und Ethoxyierungsgrad 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 zunehmender Kettenlänge (Octanol bis Octadecanol) und abnehmendem Ethoxyierungsgrad ermittelt (HERA 2009). Als Abschätzung für den PNEC von Polyethylenglycolmonohexylether 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 Polyethylenglycolmonohexylether immer als Gemisch verschiedener Ethoxyierungsgrade besteht, wird als Abschätzung ein PNEC von 0,17 mg/l angesetzt.

### **Ethylenglycol(bis)hydroxymethylether**

(CAS-Nr. 3586-55-8; Synonyme: (Ethylenedioxy)dimethanol (EDDM), 1,6-Dihydroxy-2,5-dioxahexane, EGb(hm)E, 2,5-Dioxahexane-1,6-diol, 2-(Hydroxymethoxy) ethoxymethanol, Ethylenegycoldiformal; 1,2-Ethandiylobis(oxy)bismethanol; Methanol [1,2-ethandiylobis(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. 1451/2007<sup>33</sup>). 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. ahu AG & IWW 2012). Die Entscheidung über die Aufnahme oder Nicht-Aufnahme für diese Produktarten in die Anhänge I oder IA der Bio-

<sup>33</sup> 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.

zid-Richtlinie 98/8/EG steht mit Stand 22.02.2012 noch aus<sup>34</sup>. 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. Abschn. 7.2.2.2).

Formaldehyd 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-ableitenden 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<sup>35</sup>).

### **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 Biozid-Meldeverordnung<sup>36</sup> 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**

---

<sup>34</sup> [http://ec.europa.eu/environment/biocides/pdf/list\\_dates\\_product\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/environment/biocides/pdf/list_dates_product_2.pdf)

<sup>35</sup> <http://ec.europa.eu/environment/biocides/pdf/insitugeneration.pdf>

<sup>36</sup> Biozid-Meldeverordnung vom 14. Juni 2011 (BGBl. I S. 1085)"

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 LD<sub>50</sub> 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 formaldehydabspaltenden Bioziden ist Gegenstand aktueller Untersuchungen (Pfuhrer & 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 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 Grundwasserunreinigungen übernommen (LAWA 2004).

Formaldehyd ist seit 2004 durch die Internationale Agentur für Krebsforschung (IARC) der Weltgesundheitsorganisation WHO als „krebs-erregend 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 Gihl & Rippen 2011). Aus einer Neubewertung der Krebs erzeugenden Wirkung der U.S. EPA aus epidemiologischen Studien und Tierversuchen ergeben sich allerdings deutliche Hinweise auf Hodkin-Lymphome und Leukämie-Arten, auch bei oraler Aufnahme (US EPA 2010 zit. in Gihl & 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  $\mu\text{g/l}$  angegeben (Dieter 2009 zit. in Gihl & 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 (Anhang 7)

Für Formaldehyd wurde von der OECD ein PNEC-Wert von 5,8  $\mu\text{g/l}$  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  $\mu\text{g/l}$  bestimmt (Gihl & Rippen 2011).

Tab. 7.22: Bewertung der in den Frack-Fluiden „Weiterentwicklung Slickwater“ und „Weiterentwicklung Gel“ geplante Additivkonzentrationen anhand Geringfügigkeitsschwellenwerte bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen

Stoff	Geplante Menge	Geplante Konzentration in Frack-Fluid	Geringfügigkeitsschwelle (GFS)	Gesundheitlicher Leitwert (LW)	Gesundheitlicher Orientierungswert (GOW)	Bewertung anhand GFS bzw. LW oder GOW (Risikoquotient)	Predicted No Effect-Concentration (PNEC)	Bewertung anhand PNEC (Risikoquotient)
<b>Cholinchlorid</b> (CAS 67-48-1)	1.120 – 1.200 kg	<b>700 - 750 mg/l</b>	-	≥17,5 mg/l	-	<b>&lt; 43</b>	3,49 mg/l	<b>200-210</b>
<b>Butyldiglycol</b> (CAS 112-34-5)	320 – 560 kg	<b>200 - 350 mg/l</b>	-	8,75 mg/l	-	<b>23-40</b>	0,053 mg/l	<b>3.770-6.600</b>
<b>Kohlenhydratpolymer Derivat</b> (CAS unbekannt)	1.730 – 2.280 kg	<b>1.080 – 1.800 mg/l</b>	k.A.	k.A.	k.A.	<b>Bewertung nicht möglich</b>	k.A.	<b>Bewertung nicht möglich</b>
<b>Polyethylenglycolmonohexylether</b> (CAS 31726-34-8)	112 – 208 kg	<b>70 - 130 mg/l</b>	-	0,175 mg/l	-	<b>400-743</b>	0,17 mg/l	<b>410-760</b>
<b>Ethylenglycol(bis)-hydroxymethylether</b> (CAS 3586-55-8)	960 – 1.600 kg	<b>600 - 1.000 mg/l</b>	0,0001 mg/l	-	-	<b>6.000.000-10.000.000</b>	Datenlage mangelhaft (0,0072 mg/l)	<b>Datenlage mangelhaft (83.000-139.000)</b>
<b>Formaldehyd</b> (CAS 50-0-0)	Einsatz eines formaldehyd-abspaltenden Biozids	<b>Unbekannt (&lt; 490 mg/l)</b>	-	k.A.	0,010 mg/l	<b>Bewertung nicht möglich</b>	0,00026 mg/l	<b>Bewertung nicht möglich</b>
<b>Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe</b>	1.792-3.088 kg	<i>Stoffe nicht bekannt</i>	k.A.	k.A.	k.A.	<b>Bewertung nicht möglich</b>	k.A.	<b>Bewertung nicht möglich</b>

### 7.5.2.2 Bewertung des geplanten Weiterentwicklungen

Die geplanten Einsatzkonzentrationen im Fluid sind in Tabelle 7.22 den Geringfügigkeitsschwellenwerten, den abgeleiteten gesundheitlichen Leitwerten bzw. Orientierungswerten sowie den PNEC-Werten gegenübergestellt.

1. 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. Die Einsatzkonzentration überschreitet die Beurteilungswerte um einen Faktor  $< 43$  bis 210. Aufgrund der guten Abbaubarkeit kann von einem niedrigen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden.
2. Der Einsatz von Butyldiglycol als Reibungsminderer im Slickwater-Fluid anstelle der im Fluid Damme 3 eingesetzten Erdöldestillate ist ebenfalls als positiv zu bewerten, da die Überschreitung des gesundheitlichen Leitwerts auf einen Faktor  $\leq 40$  reduziert wird. Die Reduktion des ökotoxikologischen Risikoquotienten fällt dagegen geringer aus; die geplante Einsatzkonzentration überschreitet den PNEC-Wert um bis zu Faktor 6.600. Aufgrund der guten Abbaubarkeit kann trotzdem von einem mittleren Gefährdungspotenzial ausgegangen werden.
3. Für Polyethylenglycolmonohexylether werden sowohl der abgeleitete LW wie der PNEC um einen Faktor von 400 – 760 überschritten, so dass von einem mittleren Gefährdungspotenzial ausgegangen werden kann.
4. Das Formaldehyd-absplattende Biozid Ethylenglycol(bis)hydroxymethylether 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 bis 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. Der aufgrund einer mangelhaften Datenbasis abgeschätzte PNEC wird um Faktor 83.000-139.000 überschritten. Angaben zur Abbaubarkeit des Biozids und seiner Hydrolyse zu Formaldehyd liegen nicht vor. Aufgrund dieser mangelhaften 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.



5. Zu den einzusetzenden Stützmitteln, zu 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 Kombinationswirkung der Einzelsubstanzen ist nur durch eine toxikologische Testung des Gesamtfluids möglich.

Das verbleibende Gefährdungspotenzial der genannten Weiterentwicklungen wird im Wesentlichen noch durch das Gefährdungspotenzial des einzusetzenden Biozids bestimmt. Aufgrund der hohen Einsatzkonzentrationen des Formaldehyd-ableitenden 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 zu prüfen, ob der Einsatz von Formaldehyd-ableitenden 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.

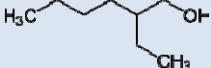
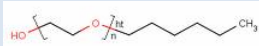
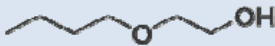
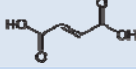
## **7.6 Gefährdungspotenzial der in Kohleflözgas-Lagerstätten eingesetzten Fluide**

### **7.6.1 Frack-Fluid Natarp**

Der Einsatz von Frack-Fluiden in Kohleflözgas-Lagerstätten beschränkt sich in Deutschland bisher 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 in Tiefenbereich von 1.800 – 1.947 m u. GOK durchgeführt wurden.

Zur Herstellung des Fluids wurden die sechs in Tabelle 7.6 dargestellten Zubereitungen eingesetzt und mit Wasser und Sand vermischt als Frack-Fluid in die Bohrung eingepresst. Die mittleren Konzentrationen der gelösten Additive im verpressten Frack-Fluid wurden aus den Angaben der BR Arnsberg (2011b) und den Angaben in den vorliegenden Sicherheitsdatenblätter errechnet (Tab. 7.23).

Tab. 7.23: Konzentration der Frack-Additive im beim Hauptfrack eingesetzten Frack-Fluid Natarp

Stoff	Eingesetzte Menge	Mittlere Konz. in Frack-Fluid (gelöst in Wasser)	Struktur- bzw. Summenformel <sup>[a]</sup>
<b>Wasser</b>	<b>121,2 m<sup>3</sup></b>		
<b>Stickstoff</b>	<b>81.750 kg</b>		
<b>Stützmittel: Quarzsand 20/40</b>	<b>41.700 kg</b>		
<b>Geliermittel (Halliburton WG-11)</b>	<b>436 kg</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Hydroxypropylguargummi</b> (CAS unbekannt)</li> </ul>	(60-100 Gew.-%)	<b>2.160 - 3.600 mg/l</b>	UVCB
<b>Tonstabilisator (Halliburton Kaliumchlorid)</b>	<b>671 kg</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Kaliumchlorid</b> (CAS 7447-40-7)</li> </ul>	(60-100 Gew.-%)	<b>3.324 - 5.540 mg/l</b>	KCl
<b>Netzmittel (Halliburton SSO-21M) <sup>[b]</sup></b>	<b>44 kg</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>2-Ethylhexanol</b> (CAS 104-76-7)</li> </ul>	(5-10 Gew.-%)	<b>18 - 36 mg/l</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Ethoxylierte Alkohole (1-Hexanol, ethoxyliert)</b> (CAS 31726-34-8)</li> </ul>	(30-60 Gew.-%)	<b>108 - 216 mg/l</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Ethylenglycolmonobutylether</b> (CAS 111-76-2)</li> </ul>	(10-30 Gew.-%)	<b>36 - 108 mg/l</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Methanol</b> (CAS 67-56-1)</li> </ul>	(10-30 Gew.-%)	<b>36 - 108 mg/l</b>	CH <sub>3</sub> OH
<b>Gelbrecher (Halliburton GBW-3/30) <sup>[c]</sup></b>	<b>7 kg</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Kohlenhydrat</b> (CAS unbekannt)</li> </ul>	(85-95 Gew.-%)	<b>51 - 57 mg/l</b>	?
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Cellulase, Hemicellulase (Enzym)</b> (CAS 9012-54-8)</li> </ul>	(5-15 Gew.-%)	<b>3 - 9 mg/l</b>	UVCB
<b>Hilfsmittel (Halliburton HYG-3)</b>	<b>36 kg</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Fumarsäure</b> (CAS 110-17-8)</li> </ul>	(60-100 Gew.-%)	<b>180 - 300 mg/l</b>	
<b>pH-Puffer (Halliburton K-34)</b>	<b>36 kg</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Natriumhydrogencarbonat</b> (CAS 144-55-8)</li> </ul>	(60-100 Gew.-%)	<b>180 - 300 mg/l</b>	NaHCO <sub>3</sub>

[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

### 7.6.1.1 Bewertung der Additive

#### ***Hydroxypropylguargummi***

Hydroxypropylguargummi (CAS-Nr. recherchiert 39421-75-5) wird aus der zu den Hülsenfrüchten gehörenden Guarbohne hergestellt. Hauptbestandteil des Guarkernmehl ist Guar, ein aus Mannose und Galactose bestehendes Polysaccharid. Hydroxypropylguargummi 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. Die Einstufung nach CLP-Verordnung ist nicht harmonisiert (Anhang 2).

#### ***Verwendung***

Guarkernmehl wird als zugelassener Lebensmittelzusatzstoff E 412 in Lebensmitteln, aber auch in pharmazeutischen und kosmetischen Produkten als Gelier- und Verdickungsmittel verwendet.

#### ***Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit***

Guargummiderivate werden als leicht abbaubar beschrieben (Halliburton WG-11 2010).

#### ***Humantoxikologie***

Der Stoff ist praktisch ungiftig; der LD<sub>50</sub> (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.

#### ***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.<sup>37</sup>

### ***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 Ausschwitzen von Kalium zu Krämpfen und Erschöpfungszuständen kommen.<sup>38</sup>

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 (Anhang 4).

Der GFS-Wert für Chlorid wurde in LAWA (2004) mit 250 mg/l abgeleitet; für Kalium ist kein GFS-Wert angegeben. 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. Dieser ehemalige Grenzwert wird als Beurteilungswert herangezogen.

---

<sup>37</sup> <http://de.wikipedia.org/wiki/Kaliumchlorid>

<sup>38</sup> <http://de.wikipedia.org/wiki/Kalium>

## **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.

## **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 (Anhang 8). Zum Abbauverhalten unter anaeroben Bedingungen sind uns keine Angaben bekannt.

## **Humantoxikologie**

Der LD<sub>50</sub> 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 (Anhang 4).

## **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.

### **1-Hexanol, ethoxyliert**

(CAS-Nr. 31726-34-8; Synonym: Polyethylenglycolmonohexylether). Für eine Beschreibung siehe Kapitel 7.5.2.

### **Ethylenglycolmonobutylether**

Ethylenglycolmonobutylether (CAS-Nr. 111-76-2; Synonyme: 2-Butoxyethanol; Butylglycol, 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**

Ethylenglycolmonobutylether wird als Lösungsmittel in Farben und Lacken, aber auch in Reinigungsmitteln und Kosmetika eingesetzt. Die Jahresproduktion in Europa betrug 1995 etwa 90.000 Tonnen.<sup>39</sup>

### **Physikalisch-chemische Eigenschaften und Abbaubarkeit**

Ethylenglycolmonobutylether ist gut in Wasser löslich und weist einen  $\log K_{ow}$  von 0,6 - 0,8 auf. Der Stoff gilt als relativ gut biologisch abbaubar unter aeroben Bedingungen (Anhang 8).

### **Humantoxikologie**

Ethylenglycolmonobutylether 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. LD<sub>50</sub>-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 (structural alerts) sowie negativen Ergebnissen aus *in vivo* Studien als nicht mutagen eingestuft. Außerdem wird es in Umweltkonzentrationen, die geringer als die erlaubten

---

<sup>39</sup> <http://de.wikipedia.org/wiki/Ethylenglycolmonobutylether>



Referenzdosen/Referenzkonzentrationen sind, als „wahrscheinlich nicht kanzerogen beim Menschen“ befunden (basierend auf Tierversuchen, 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 (Anhang 4).

### **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 LC<sub>50</sub>-Werten mit Sicherheitsfaktor 1.000 berechnet (OECD 1997). Für die sicherheitsorientierte Bewertung wird der niedrigere PNEC verwendet.

### **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<sub>ow</sub> wird mit -0,7 angegeben. Methanol gilt als gut biologisch abbaubar sowohl unter aeroben wie anaeroben Bedingungen (Anhang 8).

### **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 werden<sup>40</sup>. Der LD<sub>50</sub> (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 werden. Auf Grund fehlender reaktiver Gruppen (structural alerts) sowie fehlender nachweisbarer 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 unzureichende 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 (Anhang 4).

### **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 Registrierungs-dossier 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.

---

<sup>40</sup> <http://de.wikipedia.org/wiki/Methanol>

### **Hemicellulase (Enzym) und Kohlenhydrat**

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).

Zur Identität des eingesetzten Kohlenhydrates liegen keine Angaben vor. In älteren Sicherheitsdatenblättern (Halliburton GBW-30 vom 18.05.1995) wird für das Kohlenhydrat die CAS-Nr. 63-42-3 angegeben, die sich auf Lactose bezieht. Den Gutachtern ist nicht bekannt, ob tatsächlich der Milchzucker Lactose im Frack-Fluid eingesetzt wurde oder ob die CAS-Nr. als Sammelbezeichnung für verschiedenartige Kohlenhydrate steht. Eine Bewertung ist somit nicht möglich.

### **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 (100 µg/l) aus akuten Wirkdaten mit Sicherheitsfaktor 1.000 ermittelt.

### **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.<sup>41</sup> 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 Säuerungsmittel<sup>41</sup>. 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 colibedingten Infektionen vorzubeugen.<sup>41</sup>

### **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 (Anhang 8).

### **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 (Anhang 4).

### **Ökotoxikologie**

Im Registrierungsdossier 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 ohne Angabe eines Sicherheitsfaktors ausgewiesen (ECHA 2012). Für eine sicherheitsorientierte Bewertung wird der niedrigere PNEC verwendet.

### **Natriumhydrogencarbonat**

(CAS-Nr. 144-55-8) ist ein farbloses Salz, das verbreitet als Backpulver, als Neutralisationsmittel und in pharmazeutischen Präparaten eingesetzt wird. Das Salz ist unter REACH registriert und nach VwVwS als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft. Eine toxikologische Bewertung wurde von OECD (2002b) durchgeführt.

---

<sup>41</sup> <http://de.wikipedia.org/wiki/Fumars%C3%A4ure>

Durch den Einsatz von Natriumhydrogencarbonat ergeben sich im Frack-Fluid Natrium- bzw. Hydrogencarbonatkonzentrationen von 82 bzw. 218 mg/l (Tab. 7.24).

Stand 06.09.2012

Tab. 7.24: Bewertung der im Frack-Fluid Natarp eingesetzten Additivkonzentrationen anhand Geringfügigkeitsschwellen bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen

Stoff	Eingesetzte Menge (Höchstwert)	Gelöste Konzentration 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)
<b>Hydroxypropylguargummi</b> (CAS recherchiert 39421-75-5)	436 kg	<b>3.600 mg/l</b>	-	k.A.	-	<b>Bewertung nicht möglich</b>	k.A.	<b>Bewertung nicht möglich</b>
<b>Kaliumchlorid</b> (CAS 7447-40-7)	671 kg	<b>5.540 mg/l</b>	-	> 3,0 mg/l	-	<b>&lt; 1.850</b>	k.A.	<b>k.A.</b>
• <b>Kalium (K<sup>+</sup>)</b>		2.905 mg/l	(12 mg/l) <sup>a</sup>	-	-	<b>240</b>	k.A.	<b>k.A.</b>
• <b>Chlorid (Cl<sup>-</sup>)</b>		2.635 mg/l	250 mg/l	-	-	<b>11</b>	k.A.	<b>k.A.</b>
<b>2-Ethylhexanol</b> (CAS 104-76-7)	4 kg	<b>36 mg/l</b>	-	0,175 mg/l	-	<b>206</b>	0,0017 mg/l	<b>21.200</b>
<b>1-Hexanol, ethoxyliert</b> (CAS 31726-34-8)	26 kg	<b>216 mg/l</b>	-	0,175 mg/l	-	<b>1.230</b>	0,17 mg/l	<b>1.270</b>
<b>Ethylenglycolmonobutylether</b> (CAS 111-76-2)	13 kg	<b>108 mg/l</b>	-	0,35 mg/l	-	<b>309</b>	0,0894 mg/l	<b>1.210</b>
<b>Methanol</b> (CAS 67-56-1)	13 kg	<b>108 mg/l</b>	-	1,75 mg/l	-	<b>62</b>	0,19 mg/l	<b>570</b>
<b>Kohlenhydrat</b> (CAS unbekannt)	7 kg	<b>57 mg/l</b>	k.A.	k.A.	k.A.	<b>Bewertung nicht möglich</b>	k.A.	<b>Bewertung nicht möglich</b>
<b>Hemicellulase (Enzym)</b> (CAS 9012-54-8)	1 kg	<b>9 mg/l</b>	-	k.A.	-	<b>Bewertung nicht möglich</b>	0,1 mg/l	<b>90</b>
<b>Fumarsäure</b> (CAS 110-17-8)	36 kg	<b>300 mg/l</b>	-	14 mg/l	-	<b>21</b>	0,01 mg/l	<b>1.400</b>
<b>Natriumbicarbonat</b> (CAS 144-55-8)	36 kg	<b>300 mg/l</b>	-	-	-	<b>unbedenklich (&lt;1)</b>	-	-
• <b>Natrium (Na<sup>+</sup>)</b>		82 mg/l	(200 mg/l) <sup>b</sup>	-	-	<b>unbedenklich (&lt;1)</b>	-	-
• <b>Hydrogencarbonat (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>)</b>		218 mg/l	-	-	-	<b>unbedenklich (&lt;1)</b>	-	-

A Kein GFS abgeleitet. In der TrinkwV 1990 war ein Grenzwert von 12 mg/l ausgewiesen, wobei geogen bedingt Überschreitungen zulässig waren.

b ein GFS abgeleitet. Grenzwert der TrinkwV 2001 eingesetzt.



### 7.6.1.2 Bewertung des Frack-Fluids

In Tabelle 24 sind die Konzentrationen der eingesetzten Additive im Fluid den Geringfügigkeitsschwellen, den abgeleiteten gesundheitlichen Leit- bzw. Orientierungswerten sowie den PNEC-Werten gegenübergestellt.

1. Von den als Stützmitteln eingesetzten Quarzsanden als unlösliche, inerte und im Untergrund weitgehend immobile Feststoffe ist nach jetzigem Kenntnisstand keine Gefährdung zu besorgen.
2. 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 gute Abbaubarkeit wird für diesen Stoff jedoch kein Gefährdungspotenzial vermutet.
3. 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 der Geringfügigkeitsschwelle; die resultierende Kaliumkonzentration liegt um den Faktor 240 über dem Grenzwert von 12 mg/l der TrinkwV von 1990. Die ökotoxikologische Wirkung wird hauptsächlich durch die hohe Ionenstärke und damit den induzierten osmotischen Druck hervorgerufen, auf den insbesondere Süßwasserorganismen sensitiv reagieren (Schmitt-Jansen et al. 2012). Die Mobilität von Kalium im Untergrund wird durch die Sorption an Tonminerale reduziert. Es ist deswegen nur von einem niedrigen bis mittleren Gefährdungspotenzial auszugehen ist.
4. 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.
5. 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 gute Abbaubarkeit wird für diesen Stoff jedoch kein Gefährdungspotenzial vermutet.
6. Die Einsatzkonzentration von Fumarsäure überschreitet den abgeleiteten LW um den Faktor 21. Der angegebene PNEC wird dagegen um den Faktor 1.400 überschreiten. Aufgrund der guten Abbaubarkeit wird ein niedriges bis mittleres Gefährdungspotenzial angenommen.
7. Durch aus dem Einsatz von Natriumhydrogencarbonat als pH-Puffer resultierenden Natrium- und Hydrogencarbonat-Konzentrationen werden im Vergleich zu den Grenzwerten der TrinkwV bzw. in Mineralwässern eingesetzten Konzentrationen als unbedenklich angesehen.

Anhand der durchgeführten Einzelstoffbewertung ist festzustellen, dass das einzige bisher in einer Kohleflözgas-Lagerstätte 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.

## 7.6.2 Weiterentwickelte Frack-Fluide

Nach den gegenwärtigen Überlegungen der ExxonMobil Production Deutschland GmbH können die in Abschnitt 7.5.2 bewerteten Weiterentwicklungen auch in Flözgas-Lagerstätten eingesetzt werden. Die Zusammensetzung anderer potenziell in Flözgas-Lagerstätten in NRW einsetzbarer Frack-Fluide sind den Gutachtern nicht bekannt.

## 7.7 Gefährdungspotenzial der Formationswässer

### 7.7.1 Formationswässer in Schiefergas-Lagerstätten

Umfassende chemische Analysen zu den Formationswässern aus den Schiefergas-Serien in NRW (Posidonienschiefer, Alaun-Schiefer, „Wealden“ (Bückeberg Formation)) liegen den Gutachtern nicht vor. Tiefe Grundwässer werden meist im Rahmen der Erkundung von Kohlenwasserstoffen oder geothermischen Ressourcen sowie als Produktionsbegleitwässer bei der Erdöl- und Erdgasgewinnung beprobt und analysiert. Diese Wässer stammen aber nicht aus den Tonsteinhorizonten. Darüber hinaus sind die Analysedaten in den seltensten Fällen öffentlich zugänglich.

Um die Beschaffenheit der Formationswässer abzuschätzen, wurde ausschließlich auf Daten aus der Untersuchung des Flowback aus der Bohrung Damme 3 zurückgegriffen (Rosenwinkel et al. 2012). In dieser Tiefbohrung wurden Tonsteine der „Wealden“ (Bückeberg Formation), Unterkreide gefrackt und der anfallende Flowback analysiert. Für die Abschätzung der Formationswasserbeschaffenheit wurden Analysedaten verwendet, für die ein Formationswasseranteil von > 90 % anzunehmen ist (Kap. 5). Bei den verwendeten Analysedaten ist zu berücksichtigen, dass sie lediglich aus einer Lokation außerhalb von NRW mit einem eigenen geologischen und hydrogeologischen Umfeld stammen und daher nur als erste Einschätzung angesehen werden können. Für die unterschiedlichen Schiefergas-Formationen muss daher mit abweichenden Konzentrationen gerechnet werden. Darüber hinaus ist auch von einer regionalen Differenzierung der Beschaffenheit in Abhängigkeit von der Versenkungstiefe, dem geologischen Umfeld, der tektonischen Überprägung und der Anbindung an hydrodynamische Systeme zu rechnen.

Auch ist nicht bekannt, in welchem Umfang in den einzelnen Formationen überhaupt mit einer Anwesenheit von Formationswässern zu rechnen ist. Die Erfahrungen der Frack-Maßnahmen in der Bohrung „Damme 3“ zeigten aber unerwartet hohe Wegsamkeiten auf, über die je Frack ca. 4.000 m<sup>3</sup> Fluid in das Gebirge verpresst werden konnten.

Für die Bewertung des Gefährdungspotenzials der Formationswässer in potenziellen Schiefergas-Lagerstätten werden die in Kapitel 5 aus den Daten der Bohrung Damme abgeleiteten Angaben zur Hydrochemie der tiefen Grundwässer zusammengefasst. In Tabelle 7.25 sind die Median- und Maximalkonzentrationen aufgeführt und den relevanten Beurteilungswerten gegenüber gestellt.

Formationswässer in den schiefergasführenden Schichten können hohe Salzgehalte aufweisen. Bei einem Übertritt der Solen in oberflächennahe, wasserwirtschaftlich genutzte bzw. nutzbare Grundwasserleiter wäre eine Überschreitung der einer Bewertung zugrunde liegenden Beurteilungswerte für die Hauptkomponenten Natrium, Barium und Chlorid zu besorgen. In Folge des hohen Lösungsinhaltes der Solen wird auch die elektrische Leitfähigkeit um ein Vielfaches überschritten. Bei den Nebenkomponten wären Überschreitungen bei den Parametern Bor, Eisen und Mangan zu erwarten. Für Brom, Iod und Lithium sind keine Grenzwerte definiert. Aufgrund der hohen Konzentrationen wäre aber eine öko- und humantoxikologische Bewertung erforderlich.

Alle analysierten Spurenkomponenten liegen unterhalb der angegeben 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. Für weitere Spurenkomponenten liegen keine Analysedaten vor. Konzentrationsangaben zu gelösten Kohlenwasserstoffen in den Formationswässern liegen nicht vor, können aber bei einem klassischen Erdölmuttergestein erwartet werden. Des Weiteren liegen den Gutachtern keine Angaben zu gelösten natürlich vorkommenden Radionukliden vor.

Stand 06.09.2019

Tab. 7.25: Vergleich der geschätzten Beschaffenheit des Formationswassers in Tonsteinen mit einer potenziellen Schiefergasführung mit Beurteilungswerten. Überschreitungen des strengsten Wertes mindestens eines der aufgeführten Regelungskontexte sind in fetter Schrift hervorgehoben

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

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

## 7.7.2 Formationswässer in Kohleflözgas-Lagerstätten

Für die Bewertung des Gefährdungspotenzials der Formationswässer im flözführenden Oberkarbon werden die in Kapitel 5 für die betrachteten Regionen aufgeführten Angaben zur Hydrochemie der tiefen Grundwässer – im Wesentlichen Grubenwasseranalysen aus dem Aachener und Erkelenzer, dem rheinisch-westfälischen und dem Ibbenbürener Steinkohlenrevier – zusammengefasst. In Tabelle 7.26 sind die Median- und Maximalkonzentrationen aus den einzelnen Revieren den für die Bewertung herangezogenen Beurteilungswerten gegenüber gestellt. Zur Vereinfachung sind die Analysendaten für das rheinisch-westfälische und das Ibbenbürener Steinkohlenrevier zusammengefasst. Sie repräsentieren die Annahmen für Flözgas-Formationswässer im zentralen und nördlichen Bereich von NRW. Für den südlichen Bereich von NRW werden die Daten aus dem Aachener und Erkelenzer Revier herangezogen.

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 Abtragung von Steinsalzvorkommen stammen. In den südwestlichen Gebieten erreichen die Solen lediglich Salzgehalte im Bereich der Meerwasserkonzentration. In beiden Fällen wäre aber bei einem Übertritt der Solen in oberflächennahe, wasserwirtschaftlich genutzte bzw. nutzbare Grundwasserleiter eine Überschreitung der einer Bewertung zugrunde liegenden Beurteilungswerte für die Hauptkomponenten Natrium, Barium, Chlorid und Sulfat zu besorgen. In Folge des hohen Lösungsinhaltes der Solen sind auch hohe elektrische Leitfähigkeiten zu erwarten.

Bei den Nebenkonzentrationen sind Überschreitungen bei den Parametern Bor, Ammonium und Nitrat sowie Eisen, Mangan und Zink zu erwarten. Für Brom, Iod und Lithium sind keine Grenzwerte definiert. Aufgrund der hohen Konzentrationen wäre aber eine öko- und human-toxikologische Bewertung erforderlich.

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.

Tab. 7.26: Vergleich der geschätzten Beschaffenheit des Formationswassers im flözführenden Oberkarbon mit Beurteilungswerten. Überschreitungen sind in fetter Schrift hervorgehoben.

Parameter	Einheit	südl. NRW (südl. niederrh. Bucht)		nördl. NRW (nördl. niederrh. Bucht, Münsterl.)		Beurteilungswerte						
		Med.	Max	Med.	Max	GFS	Trinkw V	WHO	MT- VO	GrwV	OGewV	BBod SchV
<b>Allgemeine Parameter</b>												
pH-Wert		8,43	9,29	k.A.	k.A.		6,5- 9,5					
Elekt. Leitf.	µS/cm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.		2.790					
<b>Hauptkomponenten</b>												
Natrium	mg/l	<b>1.735</b>	<b>7.570</b>	<b>30.000</b>	<b>73.000</b>		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	<b>104</b>	<b>50</b>	<b>2.550</b>	0,34		0,7	1,0			
Chlorid	mg/l	<b>1.730</b>	<b>13.200</b>	<b>55.000</b>	<b>128.000</b>	250	250			250		
Sulfat	mg/l	13,5	<b>241</b>	120	<b>4.820</b>	240	250			240		
H <sup>+</sup> Carbonat	mg/l	863	3.250	150	1.570							
<b>Nebenkomponten</b>												
Bor	mg/l	k.A.	k.A.	<b>3</b>	<b>13</b>	0,74	1,0	2,4	4,9			
Brom	mg/l	3,5	16	70	256							
Iod	mg/l	0,16	1,1	4	50							
Ammonium	mg/l	k.A.	k.A.	<b>4</b>	<b>111</b>		0,5			0,5		
Nitrat	mg/l	k.A.	k.A.	15	<b>174</b>		50	50	50	50	50	
Lithium	mg/l	0,75	8,9	8	62							
Eisen	mg/l	<b>0,5</b>	<b>17</b>	<b>8</b>	<b>160</b>		0,2					
Mangan	mg/l	0,07	<b>1,24</b>	<b>3</b>	<b>91</b>		0,05	0,4	0,5			
Zink	mg/l	<0,05	<0,05	<b>1</b>	<b>32</b>	0,058						0,5
<b>Spurenkomponenten</b>												
Aluminium	mg/l	< 0,5	< 0,5	<b>0,65</b>	<b>1,0</b>		0,2					
Kupfer	mg/l	<0,05	<0,05	<b>0,12</b>	<b>0,3</b>	0,014	2,0	2,0	1,0			0,05
Nickel	mg/l	k.A.	k.A.	<b>0,11</b>	<b>0,62</b>	0,014	0,02	0,07	0,02		0,02	0,05
Chrom	mg/l	k.A.	k.A.	<b>0,06</b>	<b>0,26</b>	0,007	0,05	0,05	0,05			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	0,007	0,01	0,04	0,01			0,01
Blei	mg/l	<0,05	<0,05	<b>0,04</b>	<b>0,6</b>	0,007	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0072	0,025
Cadmium	mg/l	k.A.	k.A.	<b>0,005</b>	<b>0,02</b>	0,0005	0,003	0,003	0,003	0,0005		0,005
Quecksilber	mg/l	k.A.	k.A.	<0,001	<0,001	0,0002	0,001	0,006	0,001	0,0002	0,00005	0,001
Molybdän	mg/l	k.A.	k.A.	<b>0,43</b>	<b>0,48</b>	0,035						0,05
Vanadium	mg/l	k.A.	k.A.	<0,01	<0,01	0,004						
<b>Radionuklide</b>												
<sup>226</sup> Ra	Bq/l	k.A.	k.A.	k.A.	<b>60</b>			1,0	0,125*			
<sup>228</sup> Ra	Bq/l	k.A.	k.A.	k.A.	<b>30</b>			0,1	0,020*			
<b>Organische Wasserinhaltsstoffe</b>												
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.	0,0002	0,0001					0,0002
Naphthalin	mg/l	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0,001					0,0024	0,002

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



Die natürliche Radioaktivität der Grubenwässer im Oberkarbon ist insbesondere an die Radium-Konzentrationen gebunden und nimmt mit steigendem Salzgehalt zu. Für die hoch mineralisierten Grubenwässer im Ruhrkarbon werden für die Radionuklide  $^{226}\text{Ra}$  Aktivitäten von 60 Bq/l und für  $^{228}\text{Ra}$  von in Einzelfällen bis zu 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 maximalen 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  $^{226}\text{Ra}$  und von 7,25 mSv/a durch das Isotop  $^{228}\text{Ra}$  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.

Bei der Mischung von barium- und sulfatführenden Wässern kommt es bei der Fällung von Bariumsulfat zur Mitfällung von Radium, so dass in den mineralischen Inkrustationen der Rohrleitungen oder Mischbehälter hohe Radionuklidgehalte angereichert sein können. Für eine messtechnische Erfassung und sicherheitstechnische Behandlung dieser Materialien ist Sorge zu tragen.

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 polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK) oder BTEX (Benzol, Toluol, Ethylbenzol, Xylol) nicht ausgeschlossen werden kann.

## 7.8 Zusammenfassende Bewertung und Wissensdefizite

### 7.8.1 Frack-Fluide

Die Auswertung von 28 Frack-Fluiden zeigt, dass in der Vergangenheit ein breites Spektrum von mindestens 112 unterschiedlichen Additiven in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten<sup>42</sup> 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 Lagerstätteigenschaften; pro Frack kamen zwischen  $< 100 \text{ m}^3$  und über  $4.000 \text{ m}^3$  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). Insbesondere bei Multi-Frack-Stimulationen und/oder Einsatz von Slickwater-Fluiden ergeben sich damit teilweise große Einsatzmengen: In der Bohrung Damme 3 wurde z.B. bei drei Fracks rund  $12.000 \text{ m}^3$  Wasser, 588 t Stützmittel und 20 t Additive (davon 460 kg Biozide) verpresst.

Die Bewertung der beiden einzigen in Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten in Deutschland eingesetzten Frack-Fluide (das Slickwater-Fluid Damme 3 und das Hybrid-Fluid Natarp) kommt zum Ergebnis, dass das Slickwater-Fluid ein hohes und das Hybrid-Fluid ein mittleres bis hohes human- und ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial aufweisen. Ein Vergleich dieser Bewertung mit der Einstufung der Fluide nach VwVwS und gemäß CLP-Verordnung macht deutlich, dass die Einstufungen nach Anlagenrecht bzw. Gefahrstoffrecht bestenfalls 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 NRW einsetzbarer Frack-Fluide zeigt die Anstrengungen 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-abbauenden Biozids und dessen lückenhafte Bewertungsgrundlage auch für diese weiterentwickelten Fluide von einem hohen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden.

Die mögliche Substitution von drei noch 2008 eingesetzten 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 berücksichtigt wurden.

---

<sup>42</sup> Ein Frack-Fluid (Buchhorst T12) wurde in einer konventionellen Lagerstätte eingesetzt.

Die genaue Zusammensetzung der in NRW zukünftig einsetzbaren Frack-Fluide lässt sich nach dem heutigen Kenntnisstand noch nicht endgültig benennen. Es ist zu erwarten, dass auch die weiterentwickelten Frack-Fluide in dem Maße modifiziert werden, wie zusätzliche Erkenntnisse u. a. zu den vorherrschenden Lagerstätteneigenschaften gewonnen werden. Die in diesem Kapitel dargestellte Bewertungsmethode kann als Ausgangspunkt dienen, auf die Entwicklung von Additiven mit verringertem Gefährdungspotenzial hinzuwirken.

Die Gutachten sehen erhebliche Wissensdefizite vor allem in zwei Bereichen:

- Identität der eingesetzten Additive und ihrer Konzentrationen im injizierten Frack-Fluid,
- physikalisch-chemische und toxikologische Eigenschaften dieser Frack-Fluide sowie ihr Kurz- und Langzeitverhalten in der Umwelt.

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. 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.

Eine Vielzahl der den Gutachtern vorliegenden Sicherheitsdatenblätter weist unvollständige Angaben zu relevanten physiko-chemischen und toxikologischen Parametern auf. 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.

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. Ersatz der Biozidwirkstoffe weisen auf potenzielle Fortschritte bei der Entwicklung umweltverträglicher Frack-Fluide hin.

## 7.8.2 Formationswässer und Flowback

Zur Beschaffenheit der Formationswässer in 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.

Die Bewertung der wenigen vorliegenden Beschaffenheitsdaten kommt zu dem Ergebnis, dass die Formationswässer sowohl in Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten relevante Beurteilungswerte für Haupt-, Neben- und Spurenkomponenten, organische Wasserinhaltsstoffe und NORM zum Teil um Größenordnungen überschreiten.

Stand 06.09.2012

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 zu quantifizieren.

Für den Flowback muss jedoch allein aufgrund der Gefährdungspotenziale von Frack-Fluid und Formationswasser von einem erheblichen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden. Selbst wenn es gelingt, Frack-Fluide mit verringertem Gefährdungspotenzial herzustellen, muss aufgrund der 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.

## 7.9 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 & IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasser Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwachtungsstrukturen. Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes (Förderkennzeichen 3711 23 299). August 2012.

ASPO (2010): Kurzstudie unkonventionelles Erdgas.  
[http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2010-05-18\\_ASPO\\_Kurzstudie\\_Unkonv\\_Erdgas.pdf](http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2010-05-18_ASPO_Kurzstudie_Unkonv_Erdgas.pdf) (20.04.2012).

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](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).
- 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](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): Erdgasprobebohrungen 1995: Alle vorhandenen Informationen offengelegt. Pressemitteilung vom 12.04.2011, [http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/presse/2011/04/055\\_11/index.php](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.
- DE GROOT, A.; GEIER, J.; FLYVHOLM, M.-A.; LENSEN, G.; COENRAADS, P.-J. (2010): Formaldehyde-releasers: relationship to formaldehyde contact allergy. Metal-working 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](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](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, Finland, <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.
- 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](http://energy.utexas.edu/images/ei_shale_gas_regulation120215.pdf) (13.06.2012).
- 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](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](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](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.
- FINK, Johannes (2012): Petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids, Chapter 17: Fracturing Fluids. Elsevier, Waltham & Oxford.
- 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](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 Kühlwasserconditionierung. 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](http://www.hlug.de/fileadmin/dokumente/altlasten/GSF-Ableitung_Formaldehyd_Veroeffentlichung_20.4.2012.pdf) (29.05.2012).
- 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.
- GSBL, Gemeinsamer Stoffdatenpool Bund/Länder (2012): Datenbank GSBLpublic,  
<http://www.gsbl.de/> (23.04.2012).
- GWPC & IOGCC, Ground Water Protection Council & Interstate Oil and Gas Compact Commission (2012): FracFocus Chemical Disclosure Registry, <http://fracfocus.org> (21.05.2012).
- HALLIBURTON (2008): Coalbed Methane – Principles and Practices,  
[http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books\\_and\\_Catalogs/web/CBM/CBM\\_Book\\_Intro.pdf](http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf) (13.06.2012).
- 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.
- 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%2020-%203%20Sept%2009.pdf> (04.06.2012).

- HERA, Human & Environmental Risk Assessment on ingredients of European household cleaning products (2007):  $\alpha$ -Amylases, Cellulases and Lipases, Edition 1.0, November 2005. [http://www.heraproject.com/files/38-F-Hera\\_Bridging\\_document\\_28.10.05.pdf](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 Wasserrahmenrichtlinie - 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).
- KAHLE, M.; NÖH, I. (2009): Biozide in Gewässern: Eintragspfade und Informationen zur Belastungssituation und deren Auswirkungen. UBA-Texte 09-09, <http://opus.kobv.de/zb/volltexte/2009/7730/pdf/3811.pdf> (23.05.2012).
- KARGBO, D.; WILHELM, R.; CAMPBELL, D. (2010): Natural Gas Plays in the Marcellus Shale: Challenges and Potential Opportunities. In: Environmental Science and Technology 44, S. 5679-5684.
- KING, George 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](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).
- 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](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.
- 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).
- 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.
- MONTGOMERY, Carl T.; SMITH Michael B. (2010): Hydraulic fracturing – History of an enduring technology. In: Journal of Petroleum Technology Dec. 2010, S. 26-32.
- 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).
- 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).
- NEW YORK TIMES (2009). The Halliburton Loophole. Editorial 03.11.2009, <http://www.nytimes.com/2009/11/03/opinion/03tue3.html> (22.05.2012).
- Niedersächsischer Landtag - 16. Wahlperiode (2011): Drucksache 16/3591, [http://www.landtag-niedersachsen.de/drucksachen\\_wp\\_16/](http://www.landtag-niedersachsen.de/drucksachen_wp_16/) (01.03.2012).
- 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](http://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/rdsgeisch50911.pdf) (01.03.2012).
- 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 6<sup>th</sup> SIAM. UNEP Publications, <http://www.chem.unep.ch/irptc/sids/oecdsids/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 (2002b): Sodium Bicarbonate, SIDS Initial Assessment Report For SIAM 15, [http://www.chem.unep.ch/irptc/sids/OECDsids/Sodium\\_bicarbonate.pdf](http://www.chem.unep.ch/irptc/sids/OECDsids/Sodium_bicarbonate.pdf) (18.06.2012).
- OECD, Organisation for Economic Co-operation and Development (2001): Potassium chloride, SIDS Initial Assessment Report For 13<sup>th</sup> SIAM, <http://www.chem.unep.ch/irptc/sids/oecdsids/KCHLORIDE.pdf> (18.06.2012).
- PENNSYLVANIA BUREAU OF OIL AND GAS MANAGEMENT (2010): Chemicals Used in the Hydraulic Fracturing Process in Pennsylvania. Pennsylvania Department of Environmental Protection, Bureau of Oil And Gas Management, [http://assets.bizjournals.com/cms\\_media/pittsburgh/datacenter/DEP\\_Frac\\_Chemical\\_List\\_6-30-10.pdf](http://assets.bizjournals.com/cms_media/pittsburgh/datacenter/DEP_Frac_Chemical_List_6-30-10.pdf) (05.03.2012).
- 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.
- 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.
- ROHM & HAAS (2007); KATHON™ 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](http://www.dow.com/assets/attachments/business/pcare/kathon_for_personal_care/kathon_cg/tds/kathon_cg.pdf) (24.04.2012).
- ROSENWINKEL, K.-H.; WEICHHREBE, 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).
- ROWE, R.C.; SHESKEY, P.J.; QUINN, M.E. (2009): Handbook of Pharmaceutical Excipients 6th edition Pharmaceutical Press, London, England, p. 277.
- RWE DEA AG (2012): Fracen in konventionellen Erdgaslagerstätten, <http://www.rwe.com/web/cms/de/712746/rwe-dea/know-how/technische-expertise/fracen/fracen-in-konventionellen-erdgaslagerstaetten/> (18.05.2012).
- 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 L071 (2011): Sicherheitsdatenblatt (Generisch EU) gemäß Verordnung (EG) Nr. 1907/2006. L071 Temporary Clay Stabilizer. Überarbeitet am 15.06.2011.
- SCHLUMBERGER L064 (2005): Sicherheitsdatenblatt (Generisch EU) nach EG-Richtlinie 2001/58/EG. Temporary Clay Stabilizer L64. Überarbeitet am 21.10.2005.
- 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).
- 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.; TJEERDEMA, 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.
- 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).
- 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.



- 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).
- 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 Selbsteinstufer, [www.umweltbundesamt.de/wgs/archiv/einstuf.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/wgs/archiv/einstuf.pdf) (31.04.2012).
- UBA, Umweltbundesamt (2009): Datenbank Rigoletto, <http://webrigoletto.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](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](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](http://www.hpa.org.uk/webc/HPAwebFile/HPAweb_C/1194947357226) (15.06.2012).
- URS Corporation (2011): Water-related issues associated with gas production in the Marcellus shale. Prepared for New York State Energy Research and Development Authority und Contract No. 10666, Fort Washington, PA, [http://www.nysERDA.ny.gov/en/Publications/NYSERDA-General-Reports/~/\\_media/Files/Publications/NYSERDA/ng/urs-report-11-3-25.ashx](http://www.nysERDA.ny.gov/en/Publications/NYSERDA-General-Reports/~/_media/Files/Publications/NYSERDA/ng/urs-report-11-3-25.ashx) (01.03.2012).
- 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/epereports/shale\\_gas\\_primer\\_2009.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/epereports/shale_gas_primer_2009.pdf) (04.01.2012).

- 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 (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](http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/wells_coalbedmethanestudy.cfm) (04.01.2012).
- 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 (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](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. 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).
- WAXMAN, H. A.; MARKEY, E. J.; DEGETTE, D. (2011): Chemicals used in hydraulic fracturing, U.S. House of Representatives Committee on Energy and Commerce Minority Staff, <http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic%20Fracturing%20Report%204.18.11.pdf> (04.01.2012).
- WEGNER, T. (1924): Das Auftreten von Kohlenwasserstoffen im Be-reiche des westfälischen Karbons GLÜCKAUF Nr. 30, 60 Jahrg. 1924, S.631-642.
- WESTDEUTSCHE ALLGEMEINE ZEITUNG (2011). Exxon will mit Fracking weniger Chemie, Ausgabe vom 11.10.2011, <http://www.derwesten.de/unresolved/exxon-will-mit-fracking-weniger-chemie-id5152812.html> (03.06.2012).
- WIEGAND, J.; FEIGE, S. (2002): Origin of radium in high-mineralised waters. – IAEA-TEDOC-1271, IAEA (Wien).

- XIE, L.; THRIFFLETON, 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.

Stand 06.09.2019

## 7.10 Abkürzungen

C&L-Verzeichnis	Datenbank, in der Einstufungs- und Kennzeichnungsinformationen von gemeldeten und registrierten Stoffen nach CLP-Verordnung hinterlegt sind. Das Verzeichnis wird von der Europäischen Chemikalienagentur (ECHA) erstellt und unterhalten.
CAS-Nummer	(Chemical Abstracts Service) wird zur eindeutigen Bezeichnung chemischer Stoffe und Stoffgemische verwendet.
CLP-Verordnung	Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen.
CMR-Stoff	Stoff mit krebserzeugender, mutagener und/oder reproduktionstoxischer Wirkung.
ECHA	Europäische Chemikalienagentur mit Sitz in Helsinki, Finnland.
EC <sub>xx</sub>	(Effect Concentration): Konzentration, bei der XX % einer Versuchspopulation innerhalb eines bestimmten Beobachtungszeitraumes eine Wirkung (andere Wirkung als der Tod) auslöst.
GFS	Geringfügigkeitsschwelle - 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.
GOW	Gesundheitlicher Orientierungswert - Vorsorgewert für humantoxikologisch nicht oder nur teilweise bewertbare Stoffe.
LC <sub>xx</sub>	(Lethal Concentration): Konzentration, bei der XX% einer Versuchspopulation innerhalb eines bestimmten Beobachtungszeitraumes sterben.
LOAEL	(Lowest Observed Adverse Effect Level): Niedrigste Dosis eines Stoffes, bei der im Tierexperiment noch Schädigungen beobachtet wurden.
LOEC	(Lowest Observed Effect Concentration): Geringste Expositionskonzentration eines Stoffes, bei der eine statistisch signifikante Wirkung auf den Testorganismus nachgewiesen werden kann.
LW	Gesundheitlicher Leitwert – lebenslang gesundheitlich duldbare Höchstkonzentration eines Stoffes im Trinkwasser.
NOAEL	(No Observed Adverse Effect Level): Höchste Dosis eines Stoffes, bei der keine statistisch signifikante Schädigung an einem Organismus in Toxizitätstest beobachtet werden kann.
NORM	(Natural Occuring Radioactive Material): Natürlich auftretendes radioaktives Material.
NOEC	(No Effect Concentration): Höchste Expositionskonzentration eines Stoffes, bei der keine statistisch signifikante Wirkung in chronischen Toxizitätstest beobachtet werden kann.
PNEC	(Predicted No Effect Concentration): Höchste Konzentration eines Stoffes in der Umwelt, bei der keine Wirkungen auf Organismen eines aquatischen Ökosystems zu erwarten ist.
REACH-Verordnung	Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Dezember 2006 zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (REACH), die am 1. Juni 2007 in Kraft getreten ist.
SDB	Sicherheitsdatenblatt
TDI	(Tolerable Daily Intake): Täglich duldbare Tagesdosis.

UVCB-Stoff	(Unknown or Variable composition, Complex reaction products or Biological material): Stoff mit unbekannter oder variabler Zusammensetzung, komplexe Reaktionsprodukte oder biologisches Material.
VwVwS	Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe vom 17. Mai 1999 in der Fassung vom 27. Juli 2005.
WGK	Wassergefährdungsklasse gemäß VwVwS (WGK 1: schwach wassergefährdend; WGK 2: wassergefährdend; WGK 3: stark wassergefährdend)

Stand 06.09.2012





## **Anhang zu Kap. 7**

Stand 06.09.2012

Stand 06.09.2012

Anhang 1: Zusammenstellung der den Gutachtern bekannten Zubereitungen, die beim Fracking unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten in Deutschland bislang eingesetzt wurden<sup>1</sup>. Datengrundlage bilden die in Tab 7.3 aufgeführten 21 Frack-Fluide, 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 abgerufen<sup>2</sup>. 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	Produkt-name	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
Ablagerungs-hemmer	LP-55	Halliburton	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>nicht als gefährlich eingestuft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>keine</li> </ul>	04.01.2011
Biozide	Be-4	Halliburton	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>T-giftig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gesundheitsschädlich beim Verschlucken</li> <li>Giftig beim Einatmen</li> <li>Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich</li> </ul>	05.07.2011
	Be-5	Halliburton	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>Xn-gesundheitsschädlich</li> <li>C-ätzend</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verursacht Verätzungen</li> <li>Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich</li> <li>Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut</li> </ul>	04.01.2010
	Be-6	Halliburton	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>Xn-gesundheitsschädlich</li> <li>N-umweltgefährlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gefahr ernster Augenschäden</li> <li>Sehr giftig für Wasserorganismen</li> <li>Gesundheitsschädlich bei Berührung mit der Haut und beim Verschlucken</li> <li>Reizt die Atmungsorgane und die Haut</li> </ul>	16.11.2010
	M275	Baker Hughes	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Xn-gesundheitsschädlich</li> <li>C-ätzend</li> <li>N-umweltgefährlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut</li> <li>Verursacht Verätzungen</li> <li>Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich</li> <li>Giftig für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben</li> </ul>	19.04.2011
Eisen-	Fe-2	Halliburton	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>Xi-reizend</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reizt die Augen</li> </ul>	04.01.2011

<sup>1</sup> Ein Fluid (Buchhorst T12) wurde in einer konventionellen Lagerstätte eingesetzt.

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

Einsatz-zweck	Produkt-name	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
fäll-lungskontrolle	U042	Schlumberger	k.A.	• Xi-reizend	• Reizt die Augen, At-mungsorgane und die Haut	20.01.2006
Ent-schäu-mer	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 krebser-zeugende Wirkung • Gesundheitsschädlich: kann beim Verschlucken Lungenschäden verur-sachen • 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		
Gelsta-bilisa-tor	GEL-STA	Halliburton	1	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	08.08.2011
	J353	Schlumberger	k.A.	• nicht als gefährlich eingestuft	• keine	08.05.2005
Schwefelwasserstofffänger	B321	Schlumberger	k.A.	• Xn-gesundheits-schädlich • F-leichtentzündlich	• Leichtentzündlich • Gesundheitsschädlich bei Berührung mit der Haut • Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich • Dämpfe können Schläf-rigkeit und Benom-menheit verursachen • Reizt die Augen und die Haut • Schädlich für Wasser-organismen, kann in Gewässern längerfristg schädliche Wirkungen haben	29.04.2009
Hilfsstoffe	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 Wasser-organismen, kann in Gewässern längerfristg schädliche Wirkungen haben	13.06.2011

Einsatz-zweck	Produkt-name	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
Inhibitor	A153	Schlumberger	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nicht als gefährlich eingestuft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine</li> </ul>	17.12.2007
Kettenbrecher	GBW-3	Halliburton	nwg	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nicht als gefährlich eingestuft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine</li> </ul>	04.01.2010
	GBW-30	Halliburton	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Xn-gesundheitsschädlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sensibilisierung durch Einatmen möglich</li> </ul>	28.03.2011
	HT BREA-KER	Halliburton	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O-brandfördernd</li> <li>• C-ätzend</li> <li>• Xn-gesundheitsschädlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feuergefahr bei Berührung mit brennbaren Stoffen</li> <li>• Entzündlich</li> <li>• Verursacht Verätzungen</li> <li>• Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich</li> <li>• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut</li> <li>• Schädlich für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben</li> </ul>	04.01.2011
	J218	Schlumberger	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O-brandfördernd</li> <li>• Xn-gesundheitsschädlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken</li> <li>• Feuergefahr bei Berührung mit brennbaren Stoffen</li> <li>• Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut</li> <li>• Sensibilisierung durch Einatmen und Hautkontakt möglich</li> </ul>	23.12.2008
	J481	Schlumberger	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O-brandfördernd</li> <li>• Xn-gesundheitsschädlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken</li> <li>• Explosionsgefahr bei Mischung mit brennbaren Stoffen</li> <li>• Reizt Augen und Haut</li> </ul>	23.07.2007
	J490	Schlumberger	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O-brandfördernd</li> <li>• Xn-gesundheitsschädlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Explosionsgefahr bei Mischung mit brennbaren Stoffen</li> <li>• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken</li> <li>• Reizt Augen und Haut</li> </ul>	12.01.2006
	J569	Schlumberger	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O-brandfördernd</li> <li>• Xn-gesundheitsschädlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feuergefahr bei Berührung mit brennbaren Stoffen</li> <li>• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken</li> <li>• Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut</li> <li>• Sensibilisierung durch Einatmen und Hautkontakt möglich</li> </ul>	02.09.2005
	OptiFlo AP	Halliburton		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kein SDB</li> </ul>		

Einsatz-zweck	Produkt-name	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
	SP-Breaker	Halliburton	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O-Brandfördernd</li> <li>• Xn-gesundheitsschädlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feuergefahr bei Berührung mit brennbaren Stoffen</li> <li>• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken</li> <li>• Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut</li> <li>• Sensibilisierung durch Einatmen und Hautkontakt möglich</li> </ul>	17.11.2010
	ViCon-NF	Halliburton	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• C-ätzend</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entwickelt bei Berührung mit Säure sehr giftige Gase</li> <li>• Verursacht Verätzungen</li> </ul>	04.01.2011
Korrosionsschutz	A261	Schlumberger	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• C-ätzend</li> <li>• N-umweltgefährlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entzündlich</li> <li>• Verursacht Verätzungen</li> <li>• Verdacht auf krebserzeugende Wirkung</li> <li>• Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich</li> <li>• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut</li> <li>• Sehr giftig für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben</li> <li>• Gesundheitsschädlich: Möglichkeit irreversiblen Schadens durch Einatmen, Berührung mit der Haut und Verschlucken</li> </ul>	04.05.2010
Lösungsmittel	J584	Schlumberger	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Xn-gesundheitsschädlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut</li> </ul>	08.01.2008
	Musol A	Halliburton	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Xn-gesundheitsschädlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut</li> <li>• Reizt die Augen und die Haut</li> </ul>	12.07.2011
	U066	Schlumberger	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Xn-gesundheitsschädlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut</li> <li>• Reizt die Augen und die Haut</li> </ul>	06.02.2008
Tenside/Netzmittel	B203	Schlumberger	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Xn-gesundheitsschädlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entzündlich</li> <li>• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken</li> <li>• Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich</li> <li>• Reizt die Haut</li> <li>• Gefahr ernster Augenschäden</li> <li>• Dämpfe können Schläfrigkeit und Benommenheit verursachen</li> </ul>	04.06.2010
	EnWar-288	Halliburton		<ul style="list-style-type: none"> <li>• kein SDB</li> </ul>		






Einsatz-zweck	Produkt-name	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
	F103	Schlumberger	k.A.	• Xn-gesundheits-schädlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entzündlich</li> <li>• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken</li> <li>• Reizt die Haut</li> <li>• Gefahr ernster Augenschäden</li> <li>• Dämpfe können Schläfrigkeit und Benommenheit verursachen</li> <li>• Schädlich für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben</li> </ul>	18.01.2008
	F107	Schlumberger	k.A.	• Xi-reizend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entzündlich</li> <li>• Schädlich für Wasserorganismen</li> <li>• Dämpfe können Schläfrigkeit und Benommenheit verursachen</li> <li>• Reizt die Augen und die Haut</li> </ul>	07.05.2007
	F110	Schlumberger	k.A.	• T-giftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entzündlich</li> <li>• Gefahr ernster Augenschäden</li> <li>• Giftig beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut</li> <li>• Giftig: ernste Gefahr irreversiblen Schadens durch Einatmen und durch Verschlucken</li> </ul>	23.02.2010
	GasPerm 1000	Halliburton	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Xi-reizend</li> <li>• N-umweltgefährlich</li> <li>• F-leicht-entzündlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entzündlich</li> <li>• Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich</li> <li>• Dämpfe können Schläfrigkeit und Benommenheit verursachen</li> <li>• Reizt die Augen und die Haut</li> <li>• Giftig für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben</li> </ul>	04.01.2011
	PEN-5	Halliburton	1	• Xi-reizend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entzündlich</li> <li>• Reizt die Haut.</li> <li>• Gefahr ernster Augenschäden.</li> </ul>	14.06.2011 (Angaben für PEN-5M)
	SSO-21	Halliburton	3	• T-giftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entzündlich</li> <li>• Reizt die Haut</li> <li>• Gefahr ernster Augenschäden</li> <li>• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut</li> <li>• Giftig: ernste Gefahr irreversiblen Schadens durch Einatmen, Berührung mit der Haut und durch Verschlucken</li> </ul>	04.01.2010

Einsatz-zweck	Produkt-name	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
	SSO-21M Winterized	Halliburton	k.A.	• Xn-gesundheitsschädlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entzündlich</li> <li>• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut</li> <li>• Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut</li> </ul>	30.10.1995
	SSO-21M Winterized	Halliburton	2	• T-giftig	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entzündlich</li> <li>• Gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut</li> <li>• Giftig: ernste Gefahr irreversiblen Schadens durch Einatmen, Berührung mit der Haut und durch Verschlucken</li> <li>• Reizt die Augen und die Haut</li> </ul>	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entzündlich</li> <li>• Verursacht schwere Verätzungen</li> <li>• Gesundheitsschädlich beim Einatmen und Verschlucken</li> </ul>	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entzündlich</li> <li>• Verursacht schwere Verätzungen</li> </ul>	16.11.2005
	M002	Schlumberger	k.A.	• C-ätzend	• Verursacht schwere Verätzungen	06.02.2008
MO-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
	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










Einsatz-zweck	Produkt-name	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
	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
	K-38	Halliburton	k.A.	• Xn-gesundheitsschädlich	• 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)
Reibungsminde- rer	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-gesundheitsschädlich	• Gesundheitsschädlich: kann beim Verschlucken Lungenschäden verursachen	17.12.2008

Einsatz-zweck	Produkt-name	Hersteller bzw. Importeur	WGK	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)	Stand SDB
	J599	Schlumberger	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• C-ätzend</li> <li>• N-umweltgefährlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich</li> <li>• Verursacht Verätzung</li> <li>• Gesundheitsschädlich bei Berührung mit Haut und beim Verschlucken</li> <li>• Giftig für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben</li> </ul>	28.10.2008
Tonstabilisator	Cla-Sta FS I	Halliburton	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Xn-gesundheitsschädlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken</li> <li>• Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut</li> </ul>	04.01.2011
	Cla-Sta II	Halliburton	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Xn-gesundheitsschädlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesundheitsschädlich beim Verschlucken</li> <li>• Reizt die Augen</li> </ul>	04.01.2011
	Cla-Sta XP	Halliburton	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Xi-reizend</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gefahr ernster Augenschäden</li> </ul>	04.01.2011
	Kaliumchlorid-Lösung	Halliburton	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nicht als gefährlich eingestuft</li> </ul>		17.11.2010
	L064	Schlumberger	k.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• T-giftig</li> <li>• N-umweltgefährlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesundheitsschädlich bei Berührung mit der Haut</li> <li>• Giftig beim Verschlucken</li> <li>• Reizt die Augen, Atmungsorgane und die Haut</li> <li>• Sehr giftig für Wasserorganismen</li> </ul>	21.10.2005
Wasser-lustminerer	WAC-10	Halliburton		<ul style="list-style-type: none"> <li>• kein SDB</li> </ul>		
	WAC-12L	Halliburton		<ul style="list-style-type: none"> <li>• kein SDB</li> </ul>		
	WLC-4	Halliburton	nwg	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nicht als gefährlich eingestuft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine</li> </ul>	30.11.2010














Anhang 2: Zusammenstellung der den Gutachtern bekannten Stützmittel und Frack-Additive, die beim Fracking unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten in Deutschland bislang eingesetzt wurden<sup>3</sup>, mit Angabe der Häufigkeit ihrer Verwendung im Zeitraum 1983-2011 bzw. 2000-2011. Datengrundlage bilden die in Tab. 7.3 aufgeführten 28 Frack-Fluide mit veröffentlichter Zusammensetzung (ExxonMobil 2012; 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.





















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
<b>Stützmittel</b>																		
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.












<sup>3</sup> Ein Fluid (Buchhorst T12) wurde in einer konventionellen Lagerstätte eingesetzt. Die Zusammensetzung 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
Keramische Stoffe (Bauxite)	66402-68-4	6	6	R	1-3			1B				2						
Korund	korr.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.
Zirconiumkomplex	k.A.	1	0	k.A.	k.A.	k.A.												k.A.
<b>Additive mit diversen Einsatzbereichen</b>																		
1-Hexanol, ethoxyliert = Polyethylenglycolmonoheylether	korr.31726-34-8	1	0	V	2**	k.A.												k.A.
2,2',2''-Nitrioltriethanol	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	









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
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						
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											

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
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												
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					 

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	Keimzel-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
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								
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									

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	Keimzel-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
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	
Polyethylenglycol-Octylphenylether	9036-19-5	1	1	V	2		4						1				2	
Polypropylenglycol / Glycoether	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						
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					

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
Tributylphosphat	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		
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 Fettalkoholpolyglyco- lether	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 am- pholytisch	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.

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
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.
Glycoether	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 mit einem Aromatengehalt < 25 % (nicht als krebserzeugend (R45) gekennzeichnet, Siedebeginn  $\geq 240$  °C)

\*\* Angabe für längerkettige ethoxylierte Alkohole (C8-C18)



### Anhang 3: In den USA zwischen 2005 und 2009 eingesetzte Frack-Additive (aus Waxman et al. 2011)

Chemical Component	CAS- Number	No. of Products Containing Chemical
1-(1-naphthylmethyl)quinolinium chloride 6	65322-65-8	1
1,2,3-propanetricarboxylic acid, 2-hydroxy-, trisodium salt, dihydrate 6	6132-04-3	1
1,2,3-trimethylbenzene	526-73-8	1
1,2,4-trimethylbenzene	95-63-6	21
1,2-benzisothiazol-3	2634-33-5	1
1,2-dibromo-2,4-dicyanobutane	35691-65-7	1
1,2-ethanediaminium, N, N'-bis[2-[bis(2-hydroxyethyl)methylammonio]ethyl]-N,N'- bis (2-hydroxyethyl)-N,N'-dimethyl-,tetrachloride	138879-94-4	2
1,3,5-trimethylbenzene	108-67-8	3
1,6-hexanediamine dihydrochloride 6	6055-52-3	1
1,8-diamino-3,6-dioxaoctane 9	929-59-9	1
1-hexanol	111-27-3	1
1-methoxy-2-propanol	107-98-2	3
2,2'-azobis (2-amidopropane) dihydrochloride 2	2997-92-4	1
2,2-dibromo-3-nitrilopropionamide	10222-01-2	27
2-acrylamido-2-methylpropanesulphonic acid sodium salt polymer *	*	1
2-bromo-2-nitropropane-1,3-diol	52-51-7	4
2-butanone oxime 9	96-29-7	1
2-hydroxypropionic acid 7	79-33-4	2
2-mercaptoethanol (Thioglycol) 6	60-24-2	13
2-methyl-4-isothiazolin-3-one	2682-20-4	4
2-monobromo-3-nitrilopropionamide	1113-55-9	1
2-phosphonobutane-1,2,4-tricarboxylic acid 3	37971-36-1	2
2-phosphonobutane-1,2,4-tricarboxylic acid, potassium salt 9	93858-78-7	1
2-substituted aromatic amine salt *	*	1
4,4'-diaminodiphenyl sulfone 8	80-08-0	3
5-chloro-2-methyl-4-isothiazolin-3-one	26172-55-4	5
Acetaldehyde	75-07-0	1
Acetic acid	64-19-7	56
Acetic anhydride	108-24-7	7
Acetone	67-64-1	3
Acetophenone	98-86-2	1
Acetylenic alcohol	*	1
Acetyltriethyl citrate	77-89-4	1
Acrylamide	79-06-1	2
Acrylamide copolymer	*	1
Acrylamide copolymer	38193-60-1	1
Acrylate copolymer	*	1
Acrylic acid, 2-hydroxyethyl ester	818-61-1	1
Acrylic acid/2-acrylamido-methylpropylsulfonic acid copolymer	37350-42-8	1
Acrylic copolymer	403730-32-5	1
Acrylic polymers	*	1
Acrylic polymers	26006-22-4	2
Acyclic hydrocarbon blend	*	1
Adipic acid	124-04-9	6
Alcohol alkoxylate	*	5
Alcohol ethoxylates	*	2
Alcohols	*	9
Alcohols, C11-15-secondary, ethoxylated	68131-40-8	1
Alcohols, C12-14-secondary	126950-60-5	4
Alcohols, C12-14-secondary, ethoxylated	84133-50-6	19
Alcohols, C12-15, ethoxylated	68131-39-5	2
Alcohols, C12-16, ethoxylated	103331-86-8	1
Alcohols, C12-16, ethoxylated	68551-12-2	3
Alcohols, C14-15, ethoxylated	68951-67-7	5
Alcohols, C9-11-iso-, C10-rich, ethoxylated	78330-20-8	4
Alcohols, C9-C22	*	1
Aldehyde	*	4
Aldol	107-89-1	1

Chemical Component	CAS- Number	No. of Products Containing Chemical
Alfa-Alumina	*	5
Aliphatic acid	*	1
Aliphatic alcohol polyglycol ether	68015-67-8	1
Aliphatic amine derivative	120086-58-0	2
Alkaline bromide salts	*	2
Alkanes, C10-14	93924-07-3	2
Alkanes, C13-16-iso	68551-20-2	2
Alkanolamine	150-25-4	3
Alkanolamine chelate of zirconium alkoxide (Zirconium complex)	197980-53-3	4
Alkanolamine/aldehyde condensate	*	1
Alkenes	*	1
Alkenes, C>10 alpha-	64743-02-8	3
Alkenes, C>8	68411-00-7	2
Alkoxyated alcohols	*	1
Alkoxyated amines	*	6
Alkoxyated phenol formaldehyde resin	63428-92-2	1
Alkyaryl sulfonate	*	1
Alkyl (C12-16) dimethyl benzyl ammonium chloride	68424-85-1	7
Alkyl (C6-C12) alcohol, ethoxyated	68439-45-2	2
Alkyl (C9-11) alcohol, ethoxyated	68439-46-3	1
Alkyl alkoxyate	*	9
Alkyl amine	*	2
Alkyl amine blend in a metal salt solution	*	1
Alkyl aryl amine sulfonate	255043-08-04	1
Alkyl benzenesulfonic acid	68584-22-5	2
Alkyl esters	*	2
Alkyl hexanol	*	1
Alkyl ortho phosphate ester	*	1
Alkyl phosphate ester	*	3
Alkyl quaternary ammonium chlorides	*	4
Alkylaryl sulfonate	*	1
Alkylaryl sulphonic acid	27176-93-9	1
Alkylated quaternary chloride	*	5
Alkylbenzenesulfonic acid	*	1
Alkylethoammonium sulfates	*	1
Alkylphenol ethoxyates	*	1
Almandite and pyrope garnet	1302-62-1	1
Aluminium isopropoxide	555-31-7	1
Aluminium	7429-90-5	2
Aluminium chloride	*	3
Aluminium chloride	1327-41-9	2
Aluminium oxide (alpha-Alumina)	1344-28-1	24
Aluminium oxide silicate	12068-56-3	1
Aluminium silicate (mullite)	1302-76-7	38
Aluminium sulfate hydrate	10043-01-3	1
Amides, tallow, n-[3-(dimethylamino)propyl],n-oxides	68647-77-8	4
Amidoamine	*	1
Amine	*	7
Amine bisulfite 1	13427-63-9	1
Amine oxides	*	1
Amine phosphonate	*	3
Amine salt	*	2
Amines, C14-18; C16-18-unsaturated, alkyl, ethoxyated	68155-39-5	1
Amines, coco alkyl, acetate	61790-57-6	3
Amines, polyethylenepoly-, ethoxyated, phosphonomethylated	68966-36-9	1
Amines, tallow alkyl, ethoxyated	61791-26-2	2
Amino compounds	*	1
Amino methylene phosphonic acid salt	*	1
Amino trimethylene phosphonic acid	6419-19-8	2
Ammonia	7664-41-7	7
Ammonium acetate	631-61-8	4
Ammonium alcohol ether sulfate	68037-05-8	1
Ammonium bicarbonate	1066-33-7	1
Ammonium bifluoride (Ammonium hydrogen difluoride)	1341-49-7	10
Ammonium bisulfate	7783-20-2	3

Chemical Component	CAS- Number	No. of Products Containing Chemical
Ammonium bisulfite	10192-30-0	15
Ammonium C6-C10 alcohol ethoxysulfate	68187-17-7	4
Ammonium C8-C10 alkyl ether sulfate	68891-29-2	4
Ammonium chloride	12125-02-9	29
Ammonium fluoride	12125-01-8	9
Ammonium hydroxide	1336-21-6	4
Ammonium nitrate	6484-52-2	2
Ammonium persulfate (Diammonium peroxodisulfate)	7727-54-0	37
Ammonium salt	*	1
Ammonium salt of ethoxylated alcohol sulfate	*	1
Amorphous silica	99439-28-8	1
Amphoteric alkyl amine	61789-39-7	1
Anionic copolymer	*	3
Anionic polyacrylamide	*	1
Anionic polyacrylamide	25085-02-3	6
Anionic polyacrylamide copolymer	*	3
Anionic polymer	*	2
Anionic polymer in solution	*	1
Anionic polymer, sodium salt	9003-04-7	1
Anionic water-soluble polymer	*	2
Antifoulant	*	1
Antimonate salt	*	1
Antimony pentoxide	1314-60-9	2
Antimony potassium oxide	29638-69-5	4
Antimony trichloride	10025-91-9	2
a-organic surfactants	61790-29-8	1
Aromatic alcohol glycol ether	*	2
Aromatic aldehyde	*	2
Aromatic ketones	224635-63-6	2
Aromatic polyglycol ether	*	1
Barium sulfate	7727-43-7	3
Bauxite	1318-16-7	16
Bentonite	1302-78-9	2
Benzene	71-43-2	3
Benzene, C10-16, alkyl derivatives	68648-87-3	1
Benzenecarboperoxoic acid, 1,1-dimethylethyl ester	614-45-9	1
Benzenemethanaminium	3844-45-9	1
Benzenesulfonic acid, C10-16-alkyl derivs., potassium salts	68584-27-0	1
Benzoic acid	65-85-0	11
Benzyl chloride	100-44-7	8
Biocide component	*	3
Bis(1-methylethyl)naphthalenesulfonic acid, cyclohexylamine salt	68425-61-6	1
Bis(1-methylethyl)amine penta methylene phosphonic acid	35657-77-3	1
Bisphenol A/Epichlorohydrin resin	25068-38-6	5
Bisphenol A/Novolac epoxy resin	28906-96-9	1
Borate	12280-03-4	2
Borate salts	*	5
Boric acid	10043-35-3	18
Boric acid, potassium salt	20786-60-1	1
Boric acid, sodium salt	1333-73-9	2
Boric oxide	1303-86-2	1
b-tricalcium phosphate	7758-87-4	1
Butanedioic acid	2373-38-8	4
Butanol	71-36-3	3
Butyl glycidyl ether	2426-08-6	5
Butyl lactate	138-22-7	4
C10-C16 ethoxylated alcohol	68002-97-1	4
C-11 to C-14 n-alkanes, mixed	*	1
C12-C14 alcohol, ethoxylated	68439-50-9	3
Calcium carbonate	471-34-1	1
Calcium carbonate (Limestone)	1317-65-3	9
Calcium chloride	10043-52-4	17
Calcium chloride, dihydrate	10035-04-8	1
Calcium fluoride	7789-75-5	2
Calcium hydroxide	1305-62-0	9
Calcium hypochlorite	7778-54-3	1

Chemical Component	CAS- Number	No. of Products Containing Chemical
Calcium oxide	1305-78-8	6
Calcium peroxide	1305-79-9	5
Carbohydrates	*	3
Carbon dioxide	124-38-9	4
Carboxymethyl guar gum, sodium salt	39346-76-4	7
Carboxymethyl hydroxypropyl guar	68130-15-4	11
Cellophane	9005-81-6	2
Cellulase	9012-54-8	7
Cellulase enzyme	*	1
Cellulose	9004-34-6	1
Cellulose derivative	*	2
Chloromethylnaphthalene quinoline quaternary amine	15619-48-4	3
Chlorous ion solution	*	2
Choline chloride	67-48-1	3
Chromates	*	1
Chromium (iii) acetate	1066-30-4	1
Cinnamaldehyde (3-phenyl-2-propenal)	104-55-2	5
Citric acid (2-hydroxy-1,2,3 propanetricarboxylic acid)	77-92-9	29
Citrus terpenes	94266-47-4	11
Coal, granular	50815-10-6	1
Cobalt acetate	71-48-7	1
Cocaidopropyl betaine	61789-40-0	2
Cocamidopropylamine oxide	68155-09-9	1
Coco bis-(2-hydroxyethyl) amine oxide	61791-47-7	1
Cocoamidopropyl betaine	70851-07-9	1
Cocomidopropyl dimethylamine	68140-01-2	1
Coconut fatty acid diethanolamide	68603-42-9	1
Collagen (Gelatin)	9000-70-8	6
Complex alkylaryl polyo-ester	*	1
Complex aluminum salt	*	2
Complex organometallic salt	*	2
Complex substituted keto-amine	143106-84-7	1
Complex substituted keto-amine hydrochloride	*	1
Copolymer of acrylamide and sodium acrylate	25987-30-8	1
Copper	7440-50-8	1
Copper iodide	7681-65-4	1
Copper sulfate	7758-98-7	3
Corundum (Aluminum oxide)	1302-74-5	48
Crotonaldehyde	123-73-9	1
Crystalline silica - cristobalite	14464-46-1	44
Crystalline silica - quartz (SiO <sub>2</sub> )	14808-60-7	207
Crystalline silica, tridymite	15468-32-3	2
Cumene	98-82-8	6
Cupric chloride	7447-39-4	10
Cupric chloride dihydrate	10125-13-0	7
Cuprous chloride	7758-89-6	1
Cured acrylic resin	*	7
Cured resin	*	4
Cured silicone rubber-polydimethylsiloxane	63148-62-9	1
Cured urethane resin	*	3
Cyclic alkanes	*	1
Cyclohexane	110-82-7	1
Cyclohexanone	108-94-1	1
Decanol	112-30-1	2
Decyl-dimethyl amine oxide	2605-79-0	4
Dextrose monohydrate 5	50-99-7	1
D-Glucitol	50-70-4	1
Di (2-ethylhexyl) phthalate	117-81-7	3
Di (ethylene glycol) ethyl ether acetate	112-15-2	4
Diatomaceous earth	61790-53-2	3
Diatomaceous earth, calcined	91053-39-3	7
Dibromoacetonitrile	3252-43-5	1
Dibutylaminoethanol (2-dibutylaminoethanol)	102-81-8	4
Di-calcium silicate	10034-77-2	1
Dicarboxylic acid	*	1
Didecyl dimethyl ammonium chloride	7173-51-5	1
Diesel	*	1

Chemical Component	CAS- Number	No. of Products Containing Chemical
Diesel	68334-30-5	3
Diesel	68476-30-2	4
Diesel	68476-34-6	43
Diethanolamine (2,2-iminodiethanol)	111-42-2	14
Diethylbenzene	25340-17-4	1
Diethylene glycol	111-46-6	8
Diethylene glycol monomethyl ether	111-77-3	4
Diethylene triaminepenta (methylene phosphonic acid)	15827-60-8	1
Diethylenetriamine	111-40-0	2
Diethylenetriamine, tall oil fatty acids reaction product	61790-69-0	1
Diisopropylnaphthalenesulfonic acid	28757-00-8	2
Dimethyl formamide	68-12-2	5
Dimethyl glutarate	1119-40-0	1
Dimethyl silicone	*	2
Diocetyl sodium sulfosuccinate	577-11-7	1
Dipropylene glycol	25265-71-8	1
Dipropylene glycol monomethyl ether (2-methoxymethylethoxy propanol)	34590-94-8	12
Di-secondary-butylphenol	53964-94-6	3
Disodium EDTA	139-33-3	1
Disodium ethylenediaminediacetate	38011-25-5	1
Disodium ethylenediaminetetraacetate dihydrate	6381-92-6	1
Disodium octaborate tetrahydrate	12008-41-2	1
Dispersing agent	*	1
d-Limonene	5989-27-5	11
Dodecyl alcohol ammonium sulfate	32612-48-9	2
Dodecylbenzene sulfonic acid	27176-87-0	14
Dodecylbenzene sulfonic acid salts	42615-29-2	2
Dodecylbenzene sulfonic acid salts	68648-81-7	7
Dodecylbenzene sulfonic acid salts	90218-35-2	1
Dodecylbenzenesulfonate isopropanolamine	42504-46-1	1
Dodecylbenzenesulfonic acid, monoethanolamine salt	26836-07-7	1
Dodecylbenzenesulphonic acid, morpholine salt	12068-08-5	1
EDTA/Copper chelate	*	2
EO-C7-9-iso-, C8-rich alcohols	78330-19-5	5
Epichlorohydrin	25085-99-8	5
Epoxy resin	*	5
Erucic amidopropyl dimethyl betaine	149879-98-1	3
Erythorbic acid	89-65-6	2
Essential oils	*	6
Ethanaminium, n,n,n-trimethyl-2-[(1-oxo-2-propenyl)oxy]-,chloride, polymer with 2-propenamide	69418-26-4	4
Ethanol (Ethyl alcohol)	64-17-5	36
Ethanol, 2-(hydroxymethylamino)-	34375-28-5	1
Ethanol, 2, 2'-(Octadecylamino) bis-	10213-78-2	1
Ethanol diglycine disodium salt	135-37-5	1
Ether salt	25446-78-0	2
Ethoxylated 4-nonylphenol (Nonyl phenol ethoxylate)	26027-38-3	9
Ethoxylated alcohol	104780-82-7	1
Ethoxylated alcohol	78330-21-9	2
Ethoxylated alcohols	*	3
Ethoxylated alkyl amines	*	1
Ethoxylated amine	*	1
Ethoxylated amines	61791-44-4	1
Ethoxylated fatty acid ester	*	1
Ethoxylated nonionic surfactant	*	1
Ethoxylated nonyl phenol	*	8
Ethoxylated nonyl phenol	68412-54-4	10
Ethoxylated nonyl phenol	9016-45-9	38
Ethoxylated octyl phenol	68987-90-6	1
Ethoxylated octyl phenol	9002-93-1	1
Ethoxylated octyl phenol	9036-19-5	3
Ethoxylated oleyl amine	13127-82-7	2
Ethoxylated oleyl amine	26635-93-8	1
Ethoxylated sorbitol esters	*	1
Ethoxylated tridecyl alcohol phosphate	9046-01-9	2

Chemical Component	CAS- Number	No. of Products Containing Chemical
Ethoxylated undecyl alcohol	127036-24-2	2
Ethyl acetate	141-78-6	4
Ethyl acetoacetate	141-97-9	1
Ethyl octynol (1-octyn-3-ol,4-ethyl-)	5877-42-9	5
Ethylbenzene	100-41-4	28
Ethylene glycol (1,2-ethanediol)	107-21-1	119
Ethylene glycol monobutyl ether (2-butoxyethanol)	111-76-2	126
Ethylene oxide	75-21-8	1
Ethylene oxide-nonylphenol polymer	*	1
Ethylenediaminetetraacetic acid	60-00-4	1
Ethylene-vinyl acetate copolymer	24937-78-8	1
Ethylhexanol (2-ethylhexanol)	104-76-7	18
Fatty acid ester	*	1
Fatty acid, tall oil, hexa esters with sorbitol, ethoxylated	61790-90-7	1
Fatty acids	*	1
Fatty alcohol alkoxylate	*	1
Fatty alkyl amine salt	*	1
Fatty amine carboxylates	*	1
Fatty quaternary ammonium chloride	61789-68-2	1
Ferric chloride	7705-08-0	3
Ferric sulfate	10028-22-5	7
Ferrous sulfate, heptahydrate	7782-63-0	4
Fluoroaliphatic polymeric esters	*	1
Formaldehyde	50-00-0	12
Formaldehyde polymer	*	2
Formaldehyde, polymer with 4-(1,1-dimethyl)phenol, methyloxirane and oxirane	30704-64-4	3
Formaldehyde, polymer with 4-nonylphenol and oxirane	30846-35-6	1
Formaldehyde, polymer with ammonia and phenol	35297-54-2	2
Formamide	75-12-7	5
Formic acid	64-18-6	24
Fumaric acid	110-17-8	8
Furfural	98-01-1	1
Furfuryl alcohol	98-00-0	3
Glass fiber	65997-17-3	3
Gluconic acid	526-95-4	1
Glutaraldehyde	111-30-8	20
Glycerol (1,2,3-Propanetriol, Glycerine)	56-81-5	16
Glycol ethers	*	9
Glycol ethers	9004-77-7	4
Glyoxal	107-22-2	3
Glyoxylic acid	298-12-4	1
Guar gum	9000-30-0	41
Guar gum derivative	*	12
Haloalkyl heteropolycycle salt	*	6
Heavy aromatic distillate	68132-00-3	1
Heavy aromatic petroleum naphtha	64742-94-5	45
Heavy catalytic reformed petroleum naphtha	64741-68-0	10
Hematite	*	5
Hemicellulase	9025-56-3	2
Hexahydro-1,3,5-tris(2-hydroxyethyl)-s-triazine (Triazine)	4719-04-4	4
Hexamethylenetetramine	100-97-0	37
Hexanediamine	124-09-4	1
Hexanes	*	1
Hexylene glycol	107-41-5	5
Hydrated aluminum silicate	1332-58-7	4
Hydrocarbon mixtures	8002-05-9	1
Hydrocarbons	*	3
Hydrodesulfurized kerosine (petroleum)	64742-81-0	3
Hydrodesulfurized light catalytic cracked distillate (petroleum)	68333-25-5	1
Hydrodesulfurized middle distillate (petroleum)	64742-80-9	1
Hydrogen chloride (Hydrochloric acid)	7647-01-0	42
Hydrogen fluoride (Hydrofluoric acid)	7664-39-3	2
Hydrogen peroxide	7722-84-1	4
Hydrogen sulfide	7783-06-4	1



Chemical Component	CAS- Number	No. of Products Containing Chemical
Hydrotreated and hydrocracked base oil	*	2
Hydrotreated heavy naphthenic distillate	64742-52-5	3
Hydrotreated heavy paraffinic petroleum distillates	64742-54-7	1
Hydrotreated heavy petroleum naphtha	64742-48-9	7
Hydrotreated light petroleum distillates	64742-47-8	89
Hydrotreated middle petroleum distillates	64742-46-7	3
Hydroxyacetic acid (Glycolic acid)	79-14-1	6
Hydroxyethylcellulose	9004-62-0	1
Hydroxyethylethylenediaminetriacetic acid, trisodium salt	139-89-	1
Hydroxylamine hydrochloride	5470-11-1	1
Hydroxypropyl guar gum	39421-75-5	2
Hydroxysultaine	*	1
Inner salt of alkyl amines	*	2
Inorganic borate	*	3
Inorganic particulate	*	1
Inorganic salt	*	1
Inorganic salt	533-96-0	1
Inorganic salt	7446-70-0	1
Instant coffee purchased off the shelf	*	1
Inulin, carboxymethyl ether, sodium salt	430439-54-6	1
Iron oxide	1332-37-2	2
Iron oxide (Ferric oxide)	1309-37-1	18
Iso amyl alcohol	123-51-3	1
Iso-alkanes/n-alkanes	*	10
Isobutanol (Isobutyl alcohol)	78-83-1	4
Isomeric aromatic ammonium salt	*	1
Isooctanol	26952-21-6	1
Isooctyl alcohol	68526-88-0	1
Isooctyl alcohol bottoms	68526-88-5	1
Isopropanol (Isopropyl alcohol, Propan-2-ol)	67-63-0	274
Isopropylamine	75-31-0	1
Isotridecanol, ethoxylated	9043-30-5	1
Kerosene	8008-20-6	13
Lactic acid	10326-41-7	1
Lactic acid	50-21-5	1
L-Dilactide	4511-42-6	1
Lead	7439-92-1	1
Light aromatic solvent naphtha	64742-95-6	11
Light catalytic cracked petroleum distillates	64741-59-9	1
Light naphtha distillate, hydrotreated	64742-53-6	1
Low toxicity base oils	*	1
Maghemite	*	2
Magnesium carbonate	546-93-0	1
Magnesium chloride	7786-30-3	4
Magnesium hydroxide	1309-42-8	4
Magnesium iron silicate	1317-71-1	3
Magnesium nitrate	10377-60-3	5
Magnesium oxide	1309-48-4	18
Magnesium peroxide	1335-26-8	2
Magnesium peroxide	14452-57-4	4
Magnesium phosphide	12057-74-8	1
Magnesium silicate	1343-88-0	3
Magnesium silicate hydrate (talc)	14807-96-6	2
Magnetite	*	3
Medium aliphatic solvent petroleum naphtha	64742-88-7	10
Metal salt	*	2
Metal salt solution	*	1
Methanol (Methyl alcohol)	67-56-1	342
Methyl isobutyl carbinol (Methyl amyl alcohol)	108-11-2	3
Methyl salicylate	119-36-8	6
Methyl vinyl ketone	78-94-4	2
Methylcyclohexane	108-87-2	1
Mica	12001-26-2	3
Microcrystalline silica	1317-95-9	1
Mineral	*	1
Mineral Filler	*	1
Mineral spirits (stoddard solvent)	8052-41-3	2
Mixed titanium ortho ester complexes	*	1

Chemical Component	CAS- Number	No. of Products Containing Chemical
Modified alkane	*	1
Modified cycloaliphatic amine adduct	*	3
Modified lignosulfonate	*	1
Monoethanolamine (Ethanolamine)	141-43-5	17
Monoethanolamine borate	26038-87-9	1
Morpholine	110-91-8	2
Mullite	1302-93-8	55
n,n-dibutylthiourea	109-46-6	1
N,N-dimethyl-1-octadecanamine-HCl	*	1
N,N-dimethyloctadecylamine	124-28-7	3
N,N-dimethyloctadecylamine hydrochloride	1613-17-8	2
n,n'-Methylenebisacrylamide	110-26-9	1
n-alkyl dimethyl benzyl ammonium chloride	139-08-2	1
Naphthalene	91-20-3	44
Naphthalene derivatives	*	1
Naphthalenesulphonic acid, bis (1-methylethyl)-methyl derivatives	99811-86-6	1
Natural asphalt	12002-43-6	1
n-cocoamidopropyl-n,n-dimethyl-n-2-hydroxypropylsulfobetaine	68139-30-0	1
n-dodecyl-2-pyrrolidone	2687-96-9	1
N-heptane	142-82-5	1
Nickel sulfate hexahydrate	10101-97-0	2
Nitrilotriacetamide	4862-18-4	4
Nitrilotriacetic acid	139-13-9	6
Nitrilotriacetonitrile	7327-60-8	3
Nitrogen	7727-37-9	9
n-Methylpyrrolidone	872-50-4	1
Nonane, all isomers	*	1
Non-hazardous salt	*	1
Nonionic surfactant	*	1
Nonyl phenol ethoxylate	*	2
Nonyl phenol ethoxylate	9016-45-6	2
Nonyl phenol ethoxylate	9018-45-9	1
Nonylphenol	25154-52-3	1
Nonylphenol, ethoxylated and sulfated	9081-17-8	1
N-propyl zirconate	*	1
N-tallowalkyltrimethylenediamines	*	1
Nuisance particulates	*	2
Nylon fibers	25038-54-4	2
Octanol	111-87-5	2
Octyltrimethylammonium bromide	57-09-0	1
Olefinic sulfonate	*	1
Olefins	*	1
Organic acid salt	*	3
Organic acids	*	1
Organic phosphonate	*	1
Organic phosphonate salts	*	1
Organic phosphonic acid salts	*	6
Organic salt	*	1
Organic sulfur compound	*	2
Organic titanate	*	2
Organiophilic clay	*	2
Organo-metallic ammonium complex	*	1
Other inorganic compounds *	*	1
Oxirane, methyl-, polymer with oxirane, mono-C10-16-alkyl ethers, phosphates	68649-29-6	1
Oxyalkylated alcohol	*	6
Oxyalkylated alcohols	228414-35-5	1
Oxyalkylated alkyl alcohol	*	1
Oxyalkylated alkylphenol	*	1
Oxyalkylated fatty acid	*	2
Oxyalkylated phenol	*	1
Oxyalkylated polyamine	*	1
Oxylated alcohol	*	1
Paraffin wax	8002-74-2	1
Paraffinic naphthenic solvent	*	1
Paraffinic solvent	*	5
Paraffins	*	1

Chemical Component	CAS- Number	No. of Products Containing Chemical
Perlite	93763-70-3	1
Petroleum distillates	*	26
Petroleum distillates	64742-65-0	1
Petroleum distillates	64742-97-5	1
Petroleum distillates	68477-31-6	3
Petroleum gas oils	*	1
Petroleum gas oils	64741-43-1	1
Phenol	108-95-2	5
Phenol-formaldehyde resin	9003-35-4	32
Phosphate ester	*	6
Phosphate esters of alkyl phenyl ethoxylate	68412-53-3	1
Phosphine	*	1
Phosphonic acid	*	1
Phosphonic acid	129828-36-0	1
Phosphonic acid	13598-36-2	3
Phosphonic acid (dimethylamino(methylene))	29712-30-9	1
Phosphonic acid, [nitrilotris(methylene)]tris-, pentasodium salt	2235-43-0	1
Phosphoric acid	7664-38-2	7
Phosphoric acid ammonium salt	*	1
Phosphoric acid, mixed decyl, octyl and ethyl esters	68412-60-2	3
Phosphorous acid	10294-56-1	1
Phthalic anhydride	85-44-9	2
Pine oil	8002-09-3	5
Plasticizer	*	1
Poly(oxy-1,2-ethanediyl)	24938-91-8	1
Poly(oxy-1,2-ethanediyl), alpha-(4-nonylphenyl)-omega-hydroxy-, branched (Nonylphenol ethoxylate)	127087-87-0	3
Poly(oxy-1,2-ethanediyl), alpha-hydro-omega-hydroxy	65545-80-4	1
Poly(oxy-1,2-ethanediyl), alpha-sulfo-omega-(hexyloxy)-, ammonium salt	63428-86-4	3
Poly(oxy-1,2-ethanediyl),a-(nonylphenyl)-w-hydroxy-, phosphate	51811-79-1	1
Poly-(oxy-1,2-ethanediyl)-alpha-undecyl-omega-hydroxy	34398-01-1	6
Poly(sodium-p-styrenesulfonate)	25704-18-1	1
Poly(vinyl alcohol)	25213-24-5	2
Polyacrylamides	9003-05-8	2
Polyacrylamides	*	1
Polyacrylate	*	1
Polyamine	*	2
Polyanionic cellulose	*	2
Polyepichlorohydrin, trimethylamine quaternized	51838-31-4	1
Polyetheramine	9046-10-0	3
Polyether-modified trisiloxane	27306-78-1	1
Polyethylene glycol	25322-68-3	20
Polyethylene glycol ester with tall oil fatty acid	9005-02-1	1
Polyethylene polyammonium salt	68603-67-8	2
Polyethylene-polypropylene glycol	9003-11-6	5
Poly lactide resin	*	3
Polyoxyalkylenes	*	1
Polyoxyethylene castor oil	61791-12-6	1
Polyphosphoric acid, esters with triethanolamine, sodium salts	68131-72-6	1
Polypropylene glycol	25322-69-4	1
Polysaccharide	*	20
Polyvinyl alcohol	*	1
Polyvinyl alcohol	9002-89-5	2
Polyvinyl alcohol/polyvinylacetate copolymer	*	1
Potassium acetate	127-08-2	1
Potassium carbonate	584-08-7	12
Potassium chloride	7447-40-7	29
Potassium formate	590-29-4	3
Potassium hydroxide	1310-58-3	25
Potassium iodide	7681-11-0	6
Potassium metaborate	13709-94-9	3
Potassium metaborate	16481-66-6	3
Potassium oxide	12136-45-7	1

Chemical Component	CAS- Number	No. of Products Containing Chemical
Potassium pentaborate	*	1
Potassium persulfate	7727-21-1	9
Propanol (Propyl alcohol)	71-23-8	18
Propanol, [2(2-methoxy-methylethoxy) methylethoxy]	20324-33-8	1
Propargyl alcohol (2-propyn-1-ol)	107-19-7	46
Propylene carbonate (1,3-dioxolan-2-one, methyl-)	108-32-7	2
Propylene glycol (1,2-propanediol)	57-55-6	18
Propylene oxide	75-56-9	1
Propylene pentamer	15220-87-8	1
p-Xylene	106-42-3	1
Pyridinium, 1-(phenylmethyl)-, ethyl methyl derivatives, chlorides	68909-18-2	9
Pyrogenic silica	112945-52-5	3
Quaternary amine compounds	*	3
Quaternary amine compounds	61789-18-2	1
Quaternary ammonium compounds	*	9
Quaternary ammonium compounds	19277-88-4	1
Quaternary ammonium compounds	68989-00-4	1
Quaternary ammonium compounds	8030-78-2	1
Quaternary ammonium compounds, dicoco alkyl-dimethyl, chlorides	61789-77-3	2
Quaternary ammonium salts	*	2
Quaternary compound	*	1
Quaternary salt	*	2
Quaternized alkyl nitrogenated compound	68391-11-7	2
Rafinates (petroleum), sorption process	64741-85-1	2
Residues (petroleum), catalytic reformer fractionator	64741-67-9	10
Resin	8050-09-7	2
Rutile	1317-80-2	2
Salt of phosphate ester	*	3
Salt of phosphono-methylated diamine	*	1
Salts of oxyalkylated fatty amines	68551-33-7	1
Secondary alcohol	*	7
Silica (Silicon dioxide)	7631-86-9	47
Silica, amorphous	*	3
Silica, amorphous precipitated	67762-90-7	1
Silicon carboxylate	681-84-5	1
Silicon dioxide (Fused silica)	60676-86-0	7
Silicone emulsion	*	1
Sodium (C14-16) olefin sulfonate	68439-57-6	4
Sodium 2-ethylhexyl sulfate	126-92-1	1
Sodium acetate	127-09-3	6
Sodium acid pyrophosphate	7758-16-9	5
Sodium alkyl diphenyl oxide sulfonate	28519-02-0	1
Sodium aluminate	1302-42-7	1
Sodium aluminum phosphate	7785-88-8	1
Sodium bicarbonate (Sodium hydrogen carbonate)	144-55-8	10
Sodium bisulfite	7631-90-5	6
Sodium bromate	7789-38-0	10
Sodium bromide	7647-15-6	1
Sodium carbonate	497-19-8	14
Sodium chlorate	7775-09-9	1
Sodium chloride	7647-14-5	48
Sodium chlorite	7758-19-2	8
Sodium cocaminopropionate	68608-68-4	2
Sodium diacetate	126-96-5	2
Sodium erythorbate	6381-77-7	4
Sodium glycolate	2836-32-0	2
Sodium hydroxide (Caustic soda)	1310-73-2	80
Sodium hypochlorite	7681-52-9	14
Sodium lauryl-ether sulfate	68891-38-3	3
Sodium metabisulfite	7681-57-4	1
Sodium metaborate	7775-19-1	2
Sodium metaborate tetrahydrate	35585-58-1	6
Sodium metasilicate, anhydrous	6834-92-0	2
Sodium nitrite	7632-00-0	1
Sodium oxide (Na <sub>2</sub> O)	1313-59-3	1
Sodium perborate	1113-47-9	1

Chemical Component	CAS- Number	No. of Products Containing Chemical
Sodium perborate	7632-04-4	1
Sodium perborate tetrahydrate	10486-00-7	4
Sodium persulfate	7775-27-1	6
Sodium phosphate	*	2
Sodium polyphosphate	68915-31-1	1
Sodium salicylate	54-21-7	1
Sodium silicate	1344-09-8	2
Sodium sulfate	7757-82-6	7
Sodium tetraborate	1330-43-4	7
Sodium tetraborate decahydrate	1303-96-4	10
Sodium thiosulfate	7772-98-7	10
Sodium thiosulfate pentahydrate	10102-17-7	3
Sodium trichloroacetate	650-51-1	1
Sodium tripolyphosphate	7758-29-4	2
Sodium xylene sulfonate	1300-72-7	3
Sodium zirconium lactate	174206-15-6	1
Solvent refined heavy naphthenic petroleum distillates	64741-96-4	1
Sorbitan monooleate	1338-43-8	1
Stabilized aqueous chlorine dioxide	10049-04-4	1
Stannous chloride	7772-99-8	1
Stannous chloride dihydrate	10025-69-1	6
Starch	9005-25-8	5
Steam cracked distillate, cyclodiene dimer, dicyclopentadiene polymer	68131-87-3	1
Steam-cracked petroleum distillates	64742-91-2	6
Straight run middle petroleum distillates	64741-44-2	5
Substituted alcohol	*	2
Substituted alkene	*	1
Substituted alkylamine	*	2
Sucrose	57-50-1	1
Sulfamic acid	5329-14-6	6
Sulfate	*	1
Sulfonate acids	*	1
Sulfonate surfactants	*	1
Sulfonic acid salts	*	1
Sulfonic acids, petroleum	61789-85-3	1
Sulfur compound	*	1
Sulfuric acid	7664-93-9	9
Sulfuric acid, monodecyl ester, sodium salt	142-87-0	2
Sulfuric acid, monoocetyl ester, sodium salt	142-31-4	2
Surfactants	*	13
Sweetened middle distillate	64741-86-2	1
Synthetic organic polymer	9051-89-2	2
Tall oil (Fatty acids)	61790-12-3	4
Tall oil, compound with diethanolamine	68092-28-4	1
Tallow soap	*	2
Tar bases, quinoline derivatives, benzyl chloride-quaternized	72480-70-7	5
Tergitol	68439-51-0	1
Terpene hydrocarbon byproducts	68956-56-9	3
Terpenes	*	1
Terpenes and terpenoids, sweet orange-oil	68647-72-3	2
Terpineol	8000-41-7	1
Tert-butyl hydroperoxide	75-91-2	6
Tetra-calcium-alumino-ferrite	12068-35-8	1
Tetraethylene glycol	112-60-7	1
Tetraethylenepentamine	112-57-2	2
Tetrahydro-3,5-dimethyl-2H-1,3,5-thiadiazine-2-thione (Dazomet)	533-74-4	13
Tetrakis (hydroxymethyl) phosphonium sulfate	55566-30-8	12
Tetramethyl ammonium chloride	75-57-0	14
Tetrasodium 1-hydroxyethylidene-1,1-diphosphonic acid	3794-83-0	1
Tetrasodium ethylenediaminetetraacetate	64-02-8	10
Thiocyanate sodium	540-72-7	1
Thioglycolic acid	68-11-1	6
Thiourea	62-56-6	9
Thiourea polymer	68527-49-1	3

Chemical Component	CAS- Number	No. of Products Containing Chemical
Titanium complex	*	1
Titanium oxide	13463-67-7	19
Titanium, isopropoxy (triethanolaminate)	74665-17-1	2
Toluene	108-88-3	29
Treated ammonium chloride (with anti-caking agent a or b)	12125-02-9	1
Tributyl tetradecyl phosphonium chloride	81741-28-8	5
Tri-calcium silicate	12168-85-3	1
Tridecyl alcohol	112-70-9	1
Triethanolamine (2,2,2-nitrioltriethanol)	102-71-6	21
Triethanolamine polyphosphate ester	68131-71-5	3
Triethanolamine titanate	36673-16-2	1
Triethanolamine zirconate	101033-44-7	6
Triethanolamine zirconium chelate	*	1
Triethyl citrate	77-93-0	1
Triethyl phosphate	78-40-0	1
Triethylene glycol	112-27-6	3
Triisopropanolamine	122-20-3	5
Trimethylammonium chloride	593-81-7	1
Trimethylbenzene	25551-13-7	5
Trimethyloctadecylammonium (1-octadecanaminium, N,N,N-trimethyl-, chloride)	112-03-8	6
Tris(hydroxymethyl)aminomethane	77-86-1	1
Trisodium ethylenediaminetetraacetate	150-38-9	1
Trisodium ethylenediaminetriacetate	19019-43-3	1
Trisodium nitrilotriacetate	18662-53-8	8
Trisodium nitrilotriacetate (Nitrilotriacetic acid, trisodium salt monohydrate)	5064-31-3	9
Trisodium ortho phosphate	7601-54-9	1
Trisodium phosphate dodecahydrate	10101-89-0	1
Ulexite	1319-33-1	1
Urea	57-13-6	3
Wall material	*	1
Walnut hulls	*	2
White mineral oil	8042-47-5	8
Xanthan gum	11138-66-2	6
Xylene	1330-20-7	44
Zinc chloride	7646-85-7	1
Zinc oxide	1314-13-2	2
Zirconium complex	*	10
Zirconium dichloride oxide	7699-43-6	1
Zirconium oxide sulfate	62010-10-0	2
Zirconium sodium hydroxy lactate complex (Sodium zirconium lactate)	13184-20-6	2
* Components marked with an asterisk appeared on at least one MSDS without an identifying CAS number. The MSDSs in these cases marked the CAS as proprietary, noted that the CAS was not available, or left the CAS field blank. Components marked with an asterisk may be duplicative of other components on this list, but Committee staff have no way of identifying such duplicates without the identifying CAS number.		



#### Anhang 4: Zusammenstellung verfügbarer NOAEL- und TDI-Werten und daraus berechnete gesundheitliche Leitwerte (LW) für ausgewählte Frack-Additive

Stoff	CAS-Nr.	NOAEL (mg/kg/d)	UF	TDI (mg/kg/d)	Organismus	Datenquelle
<b>1-Hexanol, ethoxyliert</b> = Polyethylenglycolmonohehexylether	31726-34-8	50	1000	0,05	Ratte	HERA (2009)
<b>2-Ethylhexanol</b>	104-76-7	50	1000	0,05	Ratte	EFSA (2008)
<b>Butyldiglycol</b>	112-34-5	250	100*	2,5	Ratte	HSDB (2012): Eintrag zu Diethylene glycol mono-N-butyl ether
<b>Cholinchlorid</b>	67-48-1	≥ 500	100*	≥5	Ratte	OECD (2004)
<b>Ethylenglycolmonobutylether</b> (=Butylglycol; 2-Butoxyethanol)	111-76-2	k.A.	k.A.	0,1	Ratte	US EPA (2010)
<b>Fumarsäure</b>	110-17-8	400	100*	4,0	Meer-schweinchen	HSDB (2012): Eintrag zu Fumaric Acid
<b>Kaliumchlorid</b>	7447-40-7	> 85	100*	> 0,85	Mensch	OECD (2001)
<b>Methanol</b>	67-56-1	500	1000	0,5	Ratte	US EPA (2003)

\* UF (Unsicherheitsfaktor) von 100 laut WHO und UBA Guidance documents

Stoff	Gesundheitlicher Leitwert (LW)	Gentoxizität	Literaturquelle zur Gentoxizität
<b>1-Hexanol, ethoxyliert</b> = Polyethylenglycolmonohehexylether	0,175 mg/l	keine	HERA (2009)
<b>2-Ethylhexanol</b>	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
<b>Butyldiglycol</b>	8,75 mg/l	Keine	HSDB (2012)
<b>Cholinchlorid</b>	≥17,5 mg/l	keine	OECD (2004)
<b>Ethylenglycolmonobutylether</b> (=Butylglycol; 2-Butoxyethanol)	0,35 mg/l	keine	Elias et al. 1996; Hoflack et al. 1995; Elliott & Ashby 1997
<b>Fumarsäure</b>	14 mg/l	keine	Rowe et al. 2009
<b>Kaliumchlorid</b>	> 3,0 mg/l	keine	OECD (2001)
<b>Methanol</b>	1,75 mg/l	keine	UK HPA (2007)

## Anhang 5: Gesundheitliche Orientierungswerte (GOW) für ausgewählte Frack-Additive

Stoff	CAS-Nr.	Daten zur Gentoizität	Gesundheitlicher Orientierungswert (GOW)
<b>Polyethylenglycol-Octylphenylether</b>	9036-19-5	nicht gentoizisch, nicht spezifisch toizisch im µg/l-Bereich	<b>0,0003 mg/l</b>
<b>Tetramethylammoniumchlorid</b>	75-57-0	nicht gentoizisch, nicht spezifisch toizisch im µg/l-Bereich	<b>0,0003 mg/l</b>

Stand 06.09.2012

Anhang 6: 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, Expositionsdauer und Literaturangabe dargestellt. Die Auswertung der akuten (A) und chronischen (C) Wirkdaten erfolgt nach den in Abschnitt 7.4.1.3 dargestellten Kriterien.

Stoff	Testorganismus	Trophie-stufe	Endpunkt	Parameter	Wert (µg/l)	Exposi-tions-dauer (Tage)	Akut / Chronisch	Zitat	Jahr	Literaturangabe	Quelle
<b>Tetramethylammoniumchlorid (CAS 75-57-0)</b>											
	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	<b>LC50</b>	<b>&lt; 1.000</b>	2	A	Schlumberger	2005	SDB für Produkt L064	SDB
<b>Erdödestillat hydrogeniert, leicht (CAS 64742-47-8)</b>											
	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
<b>Erdödestillat (Kerosine, sweetened) (CAS 91770-15-9)</b>											
	Selenastrum capricornutum	A&B	Wachstum	IL50	3.700	3	A	Peterson et al.	1996	CONCAWE, Brussels	Literatur
	Selenastrum capricornutum	A&B	Wachstum	<b>NOEL</b>	<b>200</b>	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
<b>Erdödestillat (Kerosine, hydrodesulphurized) (CAS 64742-81-0)</b>											
	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
<b>Erdödestillat (Kerosine, hydrocracked, heavy aromatic) (CAS 101316-80-7)</b>											
	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

Stoff	Testorganismus	Tropie-stufe	Endpunkt	Parameter	Wert (µg/l)	Exposi-tions-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
<b>Polyethylenglycol-octylphenylether (3-10 Ethylenoxid-Einheiten)</b>											
	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	<b>LC50</b>	<b>1.830</b>	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
<b>2-Methyl-2H-Isothiazol-3-on (CAS 2682-20-4)</b>											
	Skeletonema costatum	A&B	Population	<b>EC50</b>	<b>50</b>	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/GEST IS
	Oncorhynchus mykiss	Vert	Mortalität	LC50	70	4	A	U.S.EPA-OPP	2000	Environmental Fate and Effects Division	ECO-TOX/GEST IS
<b>5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on (CAS 26172-55-4)</b>											
	Skeletonema costatum	A&B	Population	<b>EC50</b>	<b>21</b>	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/GEST IS
	Oncorhynchus mykiss	Vert	Mortalität	LC50	80	14	C	U.S.EPA-OPP	2000	Environmental Fate and Effects Division	ECOTOX
<b>Gemisch CMIT:MIT - 1,5 %ige wässriger Lösung (CAS 55965-84-9)</b>											
	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.	<b>NOEC</b>	<b>172</b>	21	C	IUCLID	2000	k.A.	ESIS

Stoff	Testorganismus	Tro- phie- stufe	Endpunkt	Parameter	Wert (µg/l)	Exposi- tions- dauer (Tage)	Akut / Chronisch	Zitat	Jahr	Literaturangabe	Quelle
					<b>(Wirksubstanz 3)</b>						
<b>Gemisch CMIT:MIT – 14 %ige wässrige Lösung (CAS 55965-84-9)</b>											
	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
<b>Gemisch CMIT:MIT – Angaben bezogen auf Wirksubstanz (CAS 55965-84-9)</b>											
	Poecilia reticulata	Vert	k.A.	LC/EC50	214	4	A	Baltus et al.	1999	zit. in UBA-Texte 70-02	Literatur
<b>Butyldiglykol (CAS-Nr. 112-34-5)</b>											
	Phycobionta	A&B	Wachstum	<b>EC50</b>	<b>53.000</b>	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

Anhang 7: Ableitung von Predicted No Effect Konzentrationen (PNEC) für ausgewählte Frack-Additive in Anlehnung an EC TGD (2003). Aus den in Anhang 6 zusammengestellten ökotoxikologischen Wirkkonzentrationen wurde die niedrigste Wirkkonzentration für jede der drei untersuchten Trophiestufen (Algen und 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. 7.17) 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	<b>&lt;0,0002</b> (Datenlage ungenügend)
	chron. EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	-	-	-		
	akut EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	-	<b>&lt; 1</b>	462		
Erdöldestillat, hydrogeniert, leicht (CAS 64742-47-8)	chron. NOEC	<b>0,2</b>	[0,3]	4,5	50	<b>0,004</b>
	chron. EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	-	-	-		
	akut EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	3,7	1,4	2,2		
Polyethylenglycol-Octylphenylether (CAS 9036-19-5)	chron. NOEC	63	-	-	1.000	<b>0,0018</b>
	chron. EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	-	-	9,6		
	akut EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	8,8	<b>1,8</b>	2,8		
5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on (CMIT) (CAS 26172-55-4)	chron. NOEC	-	-	-	1.000	<b>0,000021</b>
	chron. EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	-	2,3	0,080		
	akut EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	<b>0,021</b>	0,028	0,190		
2-Methyl-2H-isothiazol-3-on (MIT) (CAS 2682-20-4)	chron. NOEC	-	-	-	1.000	<b>0,000050</b>
	chron. EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	-	-	-		
	akut EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	<b>0,050</b>	0,056	0,070		
Gemisch CMIT:MIT (3:1) (CAS 55965-84-9) bezogen auf Wirkstoff-Konz.	chron. NOEC	0,035	<b>0,003</b>	[0,154]	50	<b>0,000052</b>
	chron. EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	-	0,076	-		
	akut EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	0,043	0,071	0,214		
Butyldiglykol (CAS 112-34-5)	chron. NOEC	6,7	[≥100]	-	1.000	<b>0,053</b>
	chron. EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	-	-	1.150		
	akut EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	<b>53</b>	>100	1.300		
Ethylenglykol(bis)-hydroxymethylether (CAS 3586-55-8)	chron. NOEC	-	-	-	25.000	<b>0,0072</b> (Datenlage ungenügend)
	chron. EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	-	-	-		
	akut EC <sub>50</sub> /LC <sub>50</sub>	<b>EC<sub>20</sub>: 180</b>	-	-		

\* 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.



Anhang 8: 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	Testbedingungen	Datenquelle
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	Persistenz und 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	Persistenz und 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	Persistenz und Abbaubarkeit	gute Abbaubarkeit (97% nach 48h, 6 mg/l, modifizierter 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 CIT. 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
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

Stoff	CAS-Nr.	Parameter	Wert	Einheit	Testbedingungen	Datenquelle
Butyldiglycol	112-34-5	log Kow	0,905			IUCLID
Butyldiglycol	112-34-5	log Kow	0,91		25 °C	IUCLID
Butyldiglycol	112-34-5	Persistenz und 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	Bioakkumulation	nicht zu erwarten			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	Persistenz und 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	Persistenz und 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	Persistenz und Abbaubarkeit	Allgemein gut biologisch abbaubar (aerob)			IUCLID
Formaldehyd	50-00-0	Persistenz und Abbaubarkeit	55 - 60% (anaerob)		40d	IUCLID

Stoff	CAS-Nr.	Parameter	Wert	Einheit	Testbedingungen	Datenquelle
Formaldehyd	50-00-0	Wasserlöslichkeit	396.940	mg/l	25 °C	EPI Suite
Formaldehyd	50-00-0	Wasserlöslichkeit	400.000	mg/l	18 °C	IUCLID
Formaldehyd	50-00-0	Wasserlöslichkeit	vollständig mischbar			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	Persistenz und Abbaubarkeit	Allgemein gut biologisch abbaubar (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, ethoxylated	31726-34-8	keine Angaben in IUCLID-Datenbank				IUCLID
Hexan-1-ol, ethoxylated	31726-34-8	log Kow	0,45			EPI Suite
Hexan-1-ol, ethoxylated	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 wasserlöslich			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	Persistenz und Abbaubarkeit	Allgemein gut biologisch abbaubar (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
Polyethylenglycolmonohexylether	31726-34-8	keine Angaben in IUCLID-Datenbank				IUCLID
Polyethylenglycolmonohexylether	31726-34-8	log Kow	0,45			EPI Suite
Polyethylenglycolmonohexylether	31726-34-8	Wasserlöslichkeit	226.640	mg/l	25 °C	EPI Suite
Tetramethylammoniumchlorid	75-57-0	keine Angaben in IUCLID-Datenbank				IUCLID
Tetramethylammoniumchlorid	75-57-0	log Kow	-4,18			EPI Suite
Tetramethylammoniumchlorid	75-57-0	Wasserlöslichkeit	10.091	mg/l	25 °C	EPI Suite



## **Kapitel 8**

Stand 06.09.2012

Stand 06.09.2012



## 8 ANALYSE DER UMWELTAUSWIRKUNGEN

### 8.1 Grundlagen und Vorgehensweise

Grundlage der Analyse der Umweltauswirkungen und der Risiken im Zusammenhang mit der Erkundung und Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen sind die Ausführungen der vorangegangenen Kapitel:

- Im Kapitel 5 werden die geologisch-hydrogeologischen Systeme in NRW beschrieben, in denen unkonventionelle Gasvorkommen vermutet werden.
- Im Kapitel 6 wird der Stand der Technik im Hinblick auf Erkundungs- und Gewinnungsmethoden beschrieben und exemplarische Gewinnungs-/Erschließungsstrategien für die Vorkommen in NRW abgeleitet.
- In Kapitel 7 wird der Stand der Technik im Hinblick auf die beim Fracking zum Einsatz kommenden Stoffe und die potenzielle Zusammensetzung des Flowback sowie deren Gefährdungspotenziale beschrieben. Für die in NRW in Frage kommenden Vorkommen wurden beispielhaft Stoffgemische mit unterschiedlichen Zusammensetzungen benannt.

Das vorliegende Kapitel 8 sowie das nachfolgende Kapitel 9 greifen die unterschiedlichen Ergebnisse und Ausführungen (Geosysteme, Technik, Stoffe) der o.g. Einzelkapitel 5 bis 7 auf und unterscheidet zwischen der Analyse der Umweltauswirkungen (Kap. 8) und der Risikoanalyse (Kap. 9) bezogen auf das Schutzgut Grundwasser.

Gemäß Aufgabenstellung des MKULNV werden dabei unterschiedliche Phasen der Erkundung, Stimulation und Gewinnung betrachtet (Tab. 8.1). Die Betriebsphasen unterscheiden sich in Bezug auf den jeweiligen Umfang des Eingriffs (betrachtete Dimension) und damit auch auf die potenziellen Umweltauswirkungen, den zu betrachtenden Raum und die zu betrachtende Zeit.

Tab. 8.1: Phasen bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten

Phase	Beschreibung	betrachtete Dimension	Raum	Zeit
<b>Aufsuchung</b>				
A	Bohrung zur Erkundung (ohne Frack)	Einzelfall	Standort / kleinräumig	Monate / Jahre
B1	Fracken zur Erkundung	Einzelfall	Standort / kleinräumig	Wochen
<b>Gewinnung</b>				
B2	Fracken zur Gewinnung	Summenwirkung	Gewinnungsfeld / großräumig	Wochen / Monate
C	Gewinnung (Betrieb)	Summenwirkung	Gewinnungsfeld / großräumig	Jahrzehnte
D	Abschluss / Nachsorge*	Summenwirkung	Gewinnungsfeld / großräumig	Jahrzehnte / dauerhaft

\* nur randlich bearbeitet

So wird in den Phasen A (Bohrung zur Erkundung ohne hydraulische Stimulation) und B1 (hydraulische Stimulation in einer Einzelbohrung zum Zwecke der Erkundung) im vorliegenden Gutachten der Einzelfall betrachtet. Im Mittelpunkt stehen dabei die lokalen Auswirkungen bezogen auf den jeweiligen Standort.

In den Phasen B2 und C stehen dann im vorliegenden Gutachten die Summenwirkungen einer großräumigen, mehrfachen hydraulischen Stimulation und Ausbeutung der Lagerstätte im Mittelpunkt. Hierbei kommt es an den jeweiligen Bohrungs- und Fracking-Standorten zwar auch zu lokalen Auswirkungen, die aber bereits mit den Phasen A und B1 beschrieben und bewertet wurden. In den Phasen B2 und C werden demgegenüber die Auswirkungen auf das großräumige System (verschiedene Geosysteme) bei einer langjährigen und vollständigen Erschließung betrachtet.

Die Phase D beschreibt die Nachsorgephase nach Abschluss der Gewinnung. Auch hier stehen die Summen- und Langzeitwirkungen im Mittelpunkt. Da diese Phase nicht Gegenstand der Beauftragung war, wird sie im vorliegenden Gutachten nur am Rande betrachtet.

Um die Umweltauswirkungs- und Risikobewertung durchzuführen sind zwei fiktive Szenarien A und B definiert worden, in denen eine flächenhafte Erkundung und Erschließung von unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW simuliert wird. Diese Szenarien sind als „Gedankenexperiment“ zu verstehen, das helfen soll die Größenordnung der Einwirkungen einzugrenzen. Hierdurch wird der Vergleich verschiedener Einflussgrößen auf die Szenarien und die Identifizierung relevanter Größen für die Analyse der Umweltauswirkungen und

Umweltrisiken möglich. Obwohl fiktiv, gründen sich diese Szenarien auf begründbare und realistische Annahmen, sind aber nicht als „Prognose“ der zukünftigen Entwicklung zu verstehen.

Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens können die möglichen **Umweltauswirkungen** (siehe Kap. 8) und **Risiken** (siehe Kap. 9) somit nur auf Basis der von den Gutachtern abgeleiteten fiktiven Erkundungs- und Gewinnungsstrategien benannt, abgeschätzt und qualitativ bewertet werden. Wir unterscheiden dabei die folgenden Betrachtungsebenen (Abb. 8.1):

- **Direkte Umweltauswirkungen** resultieren unmittelbar aus der Dimension des Vorhabens (vorliegendes Kapitel 8).

Das Maß dieser Umweltauswirkungen kann – ggf. auch in Bandbreiten – abhängig von der räumlichen, zeitlichen und technischen Dimension des Vorhabens standortspezifisch benannt werden (z.B. Flächenverbrauch und Lärm). Die Bewertung erfolgt anhand gültiger Rechtsnormen in einem vorlaufenden Verfahren (z.B. UVP) und wird über die Genehmigungen und Auflagen reguliert.

- Bei **indirekten Umweltauswirkungen** sind das Eintreten und das Ausmaß der Auswirkungen von bestimmten Randbedingungen abhängig und können somit nicht unmittelbar aus der Dimension des Vorhabens abgeleitet werden. In diesen Fällen können nur **Risiken** benannt werden, die im Rahmen einer Risikoanalyse zu ermitteln und dann zu bewerten sind.

Hierbei sind zwei Arten von Risiken zu unterscheiden, die in Kapitel 9 anhand von Pfadgruppen näher erläutert werden:

- Bei den technischen Risiken (Versagensfälle) erfolgt eine Bewertung anhand der Eintrittswahrscheinlichkeit und der Auswirkungen.
- Bei den Risiken, die sich auf das Geosystem beziehen, ist die Systemkenntnis und Systembeurteilung entscheidend dafür, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Risiken eintreten können. Vielfach liegen allerdings wesentliche Grundlageninformationen insbesondere zur Hydrogeologie noch nicht vor und es fehlen konkrete Erfahrungswerte, um die Risiken quantifizieren zu können.

Nähere und detailliertere Ausführungen zu den potenziellen Umweltrisiken erfolgen in Kapitel 9.

- Sowohl direkte als auch indirekte Umweltauswirkungen können **Summen- und Langzeitauswirkungen** haben, die gesondert bewertet werden müssen. Dies ist ohne numerische Modelle in der Regel nicht möglich (siehe Kap. 9).

Mit unseren Betrachtungen liefern wir eine Struktur (Methode) für eine Analyse / Bewertung der potenziellen Auswirkungen von Vorhaben zur Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen, die unter Verwendung eines generischen Ansatzes exemplarisch an einigen Beispielen angewendet wird. Die vorliegenden Betrachtungen ersetzen in keiner Weise detaillierte standortspezifische Betrachtungen, wie sie beispielsweise im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu einem konkreten Vorhaben durchgeführt würde.

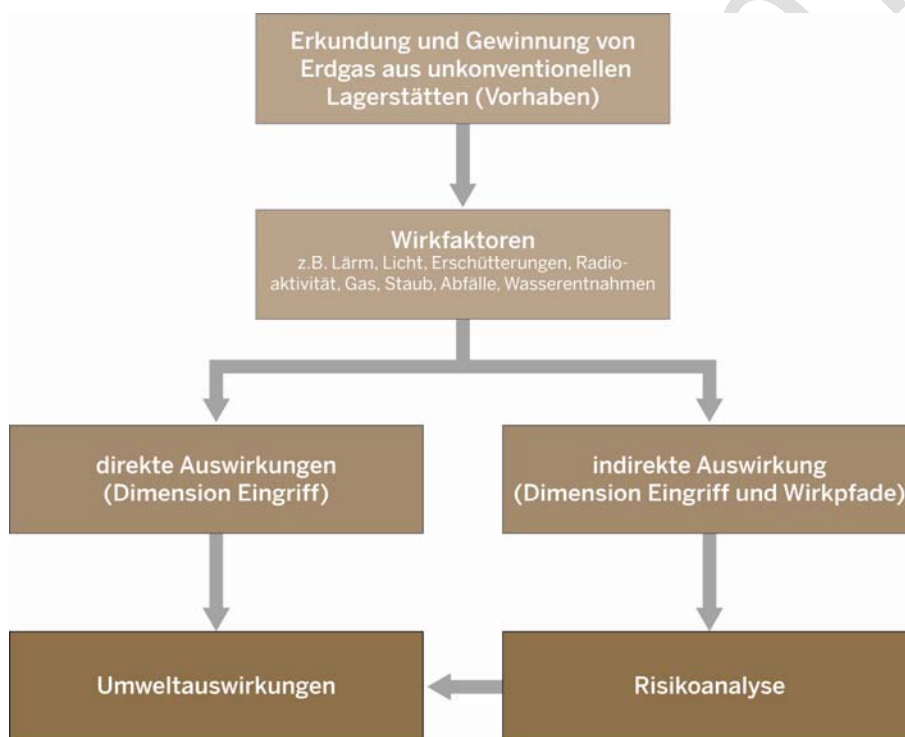


Abb. 8.1: Bewertung der Umweltauswirkungen über Wirkfaktoren

Aus den Ergebnissen der Analyse der Umweltauswirkungen und der Risiken lassen sich weitergehende Restriktionen für die Standortwahl bzw. Empfehlungen zur Minimierung der Umweltauswirkungen und Risiken ableiten.

## 8.2 Beschreibung der möglichen Umweltauswirkungen

Grundlage für die Analyse der möglichen Umweltauswirkungen bildet die – möglichst vollständige – Beschreibung der Wirkfaktoren, mit denen die Vorhaben zur Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten verbunden sein können.

Ein **Wirkfaktor** beschreibt den Einfluss (z.B. Eigenschaft eines Vorhabens), der auf die Umwelt wirkt und dort zu Veränderungen (Auswirkungen) führt, z.B. Schadstoff- und Lärmemission (<http://www.gfn-umwelt.de/publikation/endbericht.pdf>). Ein Wirkfaktor kann entweder unmittelbar beschrieben (quantifiziert) und bewertet werden (z.B. Flächenverbrauch in x ha) oder es bedarf bestimmter Wegsamkeiten und Systemvoraussetzungen (Wirkungspfade inkl. der notwendigen Durchlässigkeiten und Potenziale), damit ein Wirkfaktor wirksam werden kann (z.B. Stoffemission in den Untergrund und Aufstieg über bevorzugte Fließwege in das Schutzgut „Grundwasser“).

Die Tabelle 8.2 enthält eine erste Auflistung der mit Vorhaben zur Erkundung und Gewinnung von Gasvorkommen aus unkonventionellen Lagerstätten verbundenen möglichen Wirkfaktoren und den jeweils betroffenen Schutzgütern. Eine Beschreibung der Umweltauswirkungen erfolgt in den nachfolgenden Abschnitten dieses Kapitels.

Tab. 8.2: Wirkfaktoren und betroffene Schutzgüter

Wirkfaktor	Schutzgut
<b>Wirkfaktorgruppe 1: Flächeninanspruchnahme</b>	
Überbauung, Versiegelung	Boden/Untergrund
	Landschaft/Erholung
	Klima/Luft
	Wasser
	Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt
	Mensch
Veränderung der Landnutzung	Landschaft/Erholung
	Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt
	Mensch
Verlust von Landschaftselementen	Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt
	Landschaft/Erholung
Flächenzerschneidung	Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt
	Landschaft/Erholung
<b>Wirkfaktorgruppe 2: Nichtstoffliche Einwirkungen</b>	
Lärmemissionen	Landschaft/Erholung
	Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt
	Mensch
Lichtemissionen	Landschaft/Erholung

Wirkfaktor	Schutzgut
	Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt
	Mensch
Erschütterungen	Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt
	Mensch
Radioaktivität / Strahlung	Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt
	Mensch
	Boden
	Wasser
<b>Wirkfaktorgruppe 3: Stoffliche Einwirkungen</b>	
Gasförmige Emissionen von über Tage	Landschaft/Erholung Klima/Luft Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt Mensch
Staubemissionen	Boden Landschaft/Erholung Klima/Luft Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt Mensch
Flüssige Abfälle zur Entsorgung	Boden Wasser
Feste Abfälle zur Entsorgung	Boden Wasser
Entsorgung von NORM	Boden Wasser
Stoffeinträge in den Untergrund	Boden Wasser
Änderungen Wasserhaushalt	Wasser Boden Pflanzen/Tiere/biologische Vielfalt
Stoffemissionen aus dem Untergrund	Wasser Boden Mensch Pflanzen/Tiere/biologische Vielfalt Klima

Die aufgelisteten Wirkfaktoren haben in den einzelnen Betriebsphasen sowie im Normalbetrieb und bei Störfällen eine unterschiedliche Bedeutung. Dies ist im Einzelnen bei der Beschreibung und Bewertung der standortbezogenen Wirkpfade zu berücksichtigen.

Des Weiteren ist festzustellen, dass die Bewertung von kumulierten Effekten mehrerer Bohrplätze in einem bestimmten Gebiet umso wichtiger und notwendiger wird, je weniger die Anlage von Cluster-Bohrplätzen geplant sein sollte. Dies kann beispielsweise bei Gasla-

gerstätten mit geringer Deckgebirgsmächtigkeit der Fall sein, da in solchen Fällen möglicherweise aus betriebswirtschaftlicher Sicht die Bohrung von vielen näher beieinander liegenden vertikalen Einzelbohrungen günstiger sein kann, als die Erschließung der Lagerstätte von wenigen Cluster-Bohrplätzen aus mittels abgelenkter Bohrungen.

Im Bezug auf die Erkundungs- und Gewinnungsstrategien (Einzel-, Multi- und Clusterbohrplätze, vgl. Abschn. 6.3), können für wichtige Wirkfaktoren die Umweltauswirkungen in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben werden. Eine Bewertung der Wirkfaktoren muss im Rahmen einer UVP unter Berücksichtigung der standortspezifischen Verhältnisse erfolgen.

### 8.3 Wirkfaktorgruppe 1: Flächeninanspruchnahme

Wie in den vorangegangenen Kapiteln bereits dargestellt, ist mit Flächeninanspruchnahme die Nutzung von Flächen über Tage gemeint, die mit der Aufsuchung, Förderung und dem Transport von Kohlenwasserstoffen aus unkonventionellen Lagerstätten einher geht. Es wird davon ausgegangen, dass nach Beendigung einer Förderung der Standort rückgebaut und rekultiviert/renaturiert wird.

Die Nutzung umfasst hierbei die Einrichtung eines Bohrplatzes, auf dem je nach Betriebsphase unterschiedliche Prozesse ablaufen, sowie den Bau der dazugehörigen Infrastruktur (Straßen, Rohrleitungen).

Da die Eingriffe temporär begrenzt und zeitlich variabel sind, muss die **zeitliche** Flächeninanspruchnahme beschrieben und bewertet werden. Die nachfolgenden Erläuterungen geben Hinweise, welches die maximal zu einem Zeitpunkt zu erwartende Flächeninanspruchnahme sein kann.

Bei den für dieses Gutachten zugrunde gelegten fiktiven Szenarien (10 %-Flächenszenarien, siehe Kap. 6 und Abb. 8.2) ergibt sich ein Verlauf der zeitlichen Flächeninanspruchnahme, wie in Abbildung 8.3 dargestellt. Aus der Abbildung ist zu entnehmen, dass gleichzeitig maximal zwischen 3 und 3,5 km<sup>2</sup> Fläche durch die Betriebe bei gleichzeitiger Kohleflözgas- und Schiefergasproduktion in NRW über ca. 15 Jahre in Anspruch genommen werden. Das heißt die gleichzeitige zeitliche Flächeninanspruchnahme liegt bei etwa 62 % der absoluten Flächeninanspruchnahme in Höhe von 5,54 km<sup>2</sup>.



### Die fiktiven 10 %-Flächenszenarien im Gutachten Annahmen und Kennzahlen (Auszüge)

- Insgesamt werden 3.600 km<sup>2</sup> mit Bohrungen erkundet.
- Die Hälfte dieser Fläche (10 % der Aufsuchungsfelder = 1.800 km<sup>2</sup>) wird kontinuierlich mit Förderbohrungen erschlossen.
- Die Förderbetriebe haben eine Gesamtbetriebszeit von 30 Jahren.
- Explorationsbohrungen haben eine Gesamtbetriebszeit von 6 bis 8 Monaten.
- Nach rund 50 Jahren sind alle Betriebe wieder zurückgebaut.
- Es wird zwischen Schiefergas-Lagerstätten und Kohleflözgas-Lagerstätten unterschieden.

	Schiefergas-Lagerstätten (Shale)	Kohleflözgas-Lagerstätten (CBM)	Summe
erkundete Fläche	1.800 km <sup>2</sup>	1.800 km <sup>2</sup>	3.600 km <sup>2</sup>
erschlossene Fläche	900 km <sup>2</sup>	900 km <sup>2</sup>	1.800 km <sup>2</sup>
Anzahl Betriebe	200	372	572
davon			
Erkundung ohne Frack (Phase A)	60	112	172
Erkundung mit Test-Frack (Phase B1)	40	74	114
Förderbetriebe (Cluster) mit Produktions-Fracks (Phase B2 und C)	100	186	286
Anzahl Bohrungen	1.100	2.046	3.146
Flächeninanspruchnahme durch Bohrplätze [km <sup>2</sup> ]	1,9	3,644	5,544



Szenario A				Szenario B			
	Shale	CBM	Summe		Shale	CBM	Summe
Anzahl Fracs	10.040	4.687	14.727	Anzahl Fracs	12.540	11.699	24.239
davon				davon			
in Phase B1	40	37	77	in Phase B1	40	74	114
in Phase B2	10.000	4.650	14.650	in Phase B2	10.000	9.300	19.300
in Phase C	0	0	0	in Phase C	2.500	2.325	4.825
Wasserbedarf für Fracs [m <sup>3</sup> ]			~ 28.000.000	Wasserbedarf für Fracs [m <sup>3</sup> ]			~ 42.000.000
Anlieferung Wasser			Pipeline/Brunnen	Anlieferung Wasser			Lkw
Zugesetzte Additive [m <sup>3</sup> ]			~ 566.000	Zugesetzte Additive [m <sup>3</sup> ]			~ 850.000
Transporte [Hin- und Rückfahrt]			~ 884.000	Transporte [Hin- und Rückfahrt]			~ 3.780.000

Abb. 8.2: Zusammenfassung der wichtigsten Eigenschaften der fiktiven 10 %-Flächenszenarien

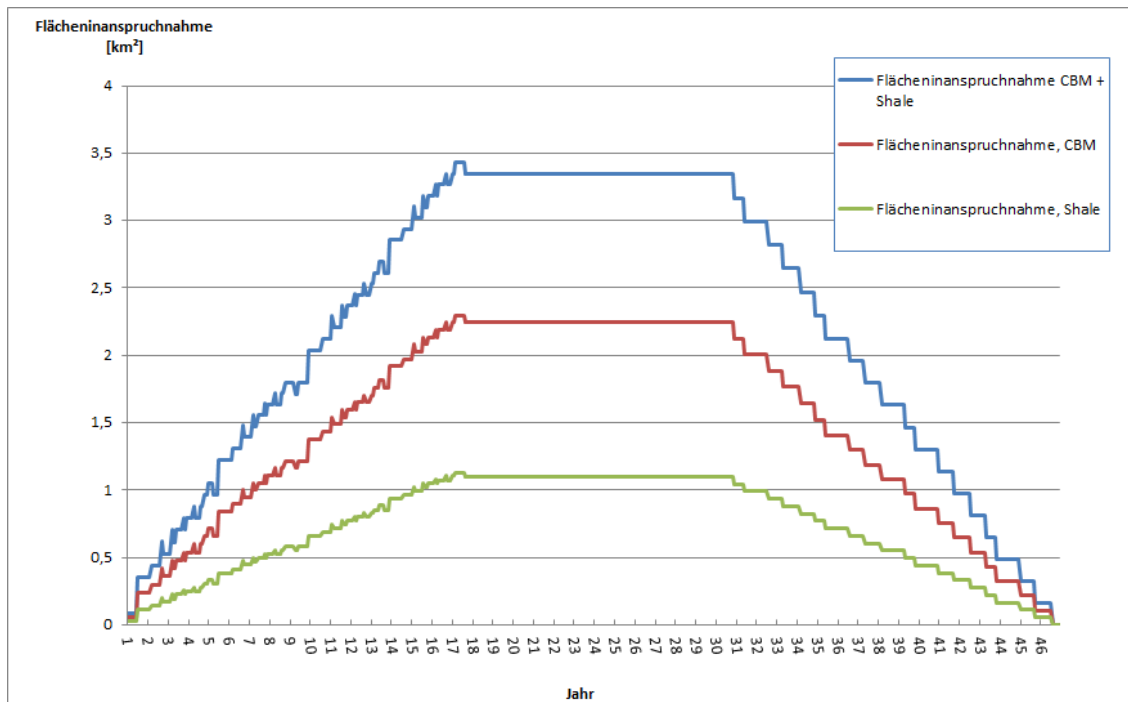


Abb. 8.3: Zeitlicher Verlauf der Flächeninanspruchnahme durch Bohrlochbergbaubetriebe in den fiktiven 10 %-Flächenszenarien A und B

Hinzuzurechnen sind die notwendigen Infrastrukturmaßnahmen wie Zufahrtsstraßen, Brücken und in den Phasen B2 und C Erdgasrohrleitungen sowie Formationswasserentsorgungsleitungen.

Die hierfür anzusetzenden Werte für die 10 %-Flächenszenarien sind bereits in Kapitel 6 hergeleitet worden und werden nachfolgend zusammengefasst in den Tabelle 8.3 und 8.4 dargestellt.

Tab. 8.3: Zusammenfassung der Gesamtflächeninanspruchnahmen für alle Phasen (572 Betriebe)

	Schiefergas	Kohleflözgas	Summe
Bohrplätze [km <sup>2</sup> ]	1,9	3,64	<b>5,54</b>
Straßen [km <sup>2</sup> ]	0,55	1,02	<b>1,57</b>
Gas-+Fluidrohrleitungen [km <sup>2</sup> ]	28,6 - 42	37,3 - 54	<b>65,9 - 96</b>
<b>Gesamt [km<sup>2</sup>]</b>	<b>31,1 - 44,5</b>	<b>42 - 58,7</b>	<b>73 - 103,1</b>

Tab. 8.4: Zusammenfassung der maximalen gleichzeitigen zeitlichen Flächeninanspruchnahmen für alle Phasen (572 Betriebe)

	Schiefergas	Kohleflözgas	Summe
Bohrplätze [km <sup>2</sup> ]	1,13	2,30	<b>3,43</b>
Straßen [km <sup>2</sup> ]	0,33	0,64	<b>0,97</b>
Gas-+Fluidrohrleitungen [km <sup>2</sup> ]	17 - 24,98	22,18 - 32,12	<b>39,19 - 57,09</b>
<b>Gesamt [km<sup>2</sup>]</b>	<b>18,5 - 26,44</b>	<b>25,12 - 35,06</b>	<b>43,59 - 61,49</b>

Die im Zusammenhang mit der Flächeninanspruchnahme betrachteten Wirkfaktoren sind

- Überbauung/Versiegelung,
- Veränderung des Landschaftsbildes,
- Verlust von Landschaftselementen sowie
- Flächenzerschneidung durch Infrastruktur.

Diese Einwirkungen sind in den **Betriebsphasen A bis C**, während des aktiven Betriebes der Bohrplätze, zu berücksichtigen. Mit dem Rückbau in **Phase D** kann ein Großteil der Einwirkungen durch geeignete Wiederherstellungsmaßnahmen wieder eliminiert werden.

Die Dauer der Einwirkung ist hierbei maßgeblich von der Art des Betriebes abhängig. Betriebe, die nur **Phase A** und **Phase B1** durchlaufen (Erkundungsbohrung bzw. Erkundungsbohrung mit Test-Frack), haben Standzeiten von wenigen Monaten bis zu zwei Jahren und werden anschließend zurückgebaut. Die Ver- und Entsorgungsinfrastruktur beschränkt sich im Wesentlichen auf die Zufahrtstraße zum Bohrplatz. Rohrleitungsinfrastruktur zur Entsorgung von Formationswasser und anderen Fluiden oder zum Transport von Erdgas wird für diese Betriebe nicht erstellt. Ausnahme hiervon können beispielsweise Wasserversorgungsleitungen oder Stromversorgungsleitungen sein. Tabelle 8.5 und Abbildung 8.4 zeigen, dass die Flächeninanspruchnahme in den Phasen A und B maßgeblich durch die Betriebsfläche des Bohrplatzes definiert ist.

Tab. 8.5: Flächeninanspruchnahme für einen Betrieb: Phase A und B1

	Flächen
Bohrplatz [km <sup>2</sup> ]	0,012
Straßen [km <sup>2</sup> ]	0,00275
<b>Gesamt [km<sup>2</sup>]</b>	<b>0,015</b>

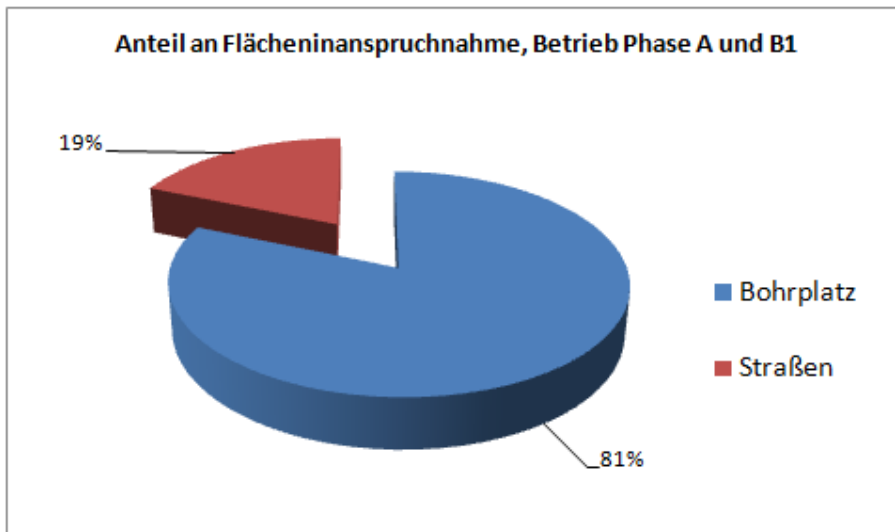


Abb. 8.4: Verhältnis der Arten der Flächeninanspruchnahme eines Betriebes in Phase A und B1

Im Vergleich hierzu sind die Einwirkungen in Bezug auf die Flächeninanspruchnahme durch Betriebe, die in die **Phasen B2 und C** eintreten (Ausbau der Bohrplätze zu Erdgasförderbetrieben mit Produktionsfracks bzw. Förderung) sowohl in Bezug auf die zeitliche Dimension als auch hinsichtlich der räumlichen Dimension um Größenordnungen höher. Die zeitliche Flächeninanspruchnahme von Förderbetrieben kann bis zu 30 Jahre (und mehr) ausmachen. Das Bohrgestell wird mit Beendigung der Phase B2 nach ca. 15 bis 18 Monaten abgebaut, so dass in Phase C keine visuellen Einwirkungen hiervon ausgehen. Für Betriebe, die in diese Phasen eintreten, werden Rohrleitungen zum Transport des Erdgases sowie ggf. zur Entsorgung des Flowback und Formationswassers gebaut.

Wie aus Tabelle 8.6 und Abbildung 8.5 zu ersehen ist, stellt die zusätzliche Flächeninanspruchnahme durch die notwendigen Rohrleitungen mit teilweise bis zu 97 % der Gesamtflächeninanspruchnahme pro Betrieb den größten Anteil dar.

Tab. 8.6: Flächeninanspruchnahme für einen Betrieb Phase B2 und C

	Schiefergas		Kohleflözgas		Summe
	getrennt	parallel	getrennt	parallel	
Bohrplatz [km <sup>2</sup> ]	0,012		0,012		<b>0,024</b>
Straßen [km <sup>2</sup> ]	0,00275		0,00275		<b>0,0055</b>
Rohrleitungsführung:	getrennt	parallel	getrennt	parallel	
Erdgasleitungen [km <sup>2</sup> ]	0,26	0,26	0,18	0,18	<b>0,44</b>
Fluidrohrleitungen [km <sup>2</sup> ]	0,16	0,03	0,11	0,02	<b>0,05 - 0,27</b>
<b>gesamt [km<sup>2</sup>]</b>	<b>0,435</b>	<b>0,301</b>	<b>0,305</b>	<b>0,213</b>	<b>0,51 - 0,74</b>

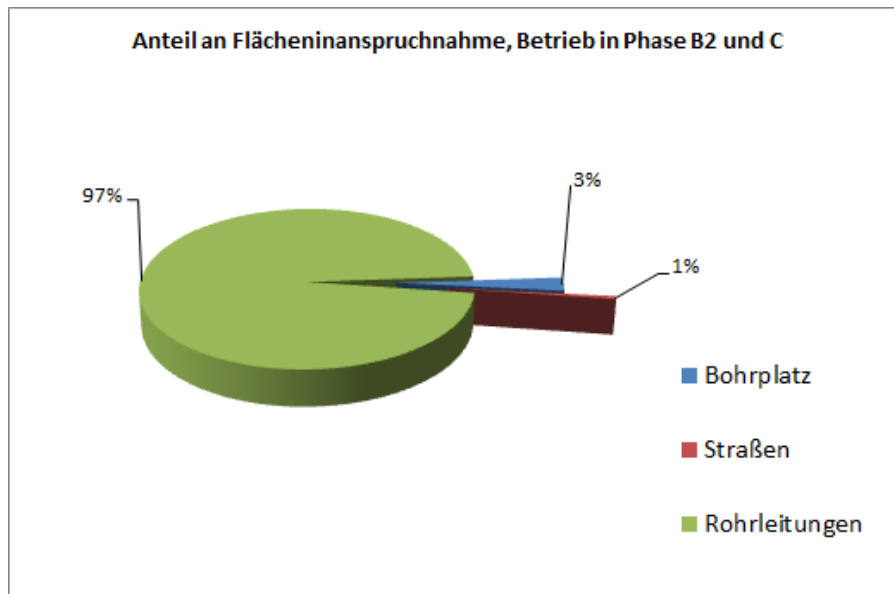


Abb. 8.5: Anteile der unterschiedlichen Nutzungsarten an der Flächeninanspruchnahme eines Betriebes in Phase B2 und C

Die visuelle Einwirkung durch die Rohrleitungsinfrastruktur ist gering, da die Leitungen unterirdisch verlegt werden können. Die Einwirkungen erfolgen hier schutzgutbezogen primär auf den Boden/Untergrund (Verdichtung, Bodenumlagerung, Zerschneidung von Wasserfließwegen) und zeitlich bezogen während der Bauphase sowie im Zusammenhang mit notwendigen Instandhaltungs-/Reparaturmaßnahmen.

Die meisten Auswirkungen der Flächeninanspruchnahme sind bei Einstellung und Rückbau der Bohrplätze reversibel. Eine Ausnahme hiervon stellen u.a. die Veränderung der Bodenstruktur oder der Verlust nicht wiederherstellbarer Biotope dar. Durch die Bodenumlagerung und Verdichtung bei Bohrplatzerrichtung und Platzierung der Anlagen auf dem Bohrplatz wird die Bodenstruktur langfristig verändert. Dies schließt zwar in der Nachbetriebsphase keine naturnahen oder bodenintensiven Nutzungen aus, jedoch sind die Bodenfunktionen langfristig eingeschränkt. Dies wird dadurch verstärkt, dass die aufgelassenen/abgeworfenen Bohrungen im Untergrund verbleiben und somit tiefgründende Nutzungsarten auf diesen Flächen langfristig ausgeschlossen sind.

Beispielhaft sind in Tabelle 8.7 einige mit der Flächeninanspruchnahme einhergehende Umweltauswirkungen aufgeführt. Die aufgeführten Wirkfaktoren und Auswirkungen wirken teilweise auch indirekt auf die übrigen aufgelisteten Schutzgüter, indem beispielsweise eine Flächenzerschneidung durch Infrastrukturmaßnahmen auch zu einer Veränderung des Landschaftsbildes führt und also nicht nur die

in Tabelle 8.7 dargestellten Auswirkungen hat, sondern ebenso wie die Veränderung des Landschaftsbildes zu einer Reduktion des Erholungswertes der Landschaft führen kann.

Tab. 8.7: Mögliche Auswirkungen auf Schutzgüter durch Flächeninanspruchnahme

Wirkfaktor	Schutzgut	Auswirkungen
Überbauung, Versiegelung	Boden/ Untergrund	Verlust von naturnahen Böden mit weitgehend ungestörtem Bodenprofil
		Veränderung der Bodenstruktur und Verlust von Bodenfunktionen
		Bodenauf-/abtrag-/umlagerung
		Bodenverdichtung
	Landschaft/ Erholung	Inanspruchnahme von Erholungsgebieten (lokal)
	Klima/Luft	Verlust von Gehölzbeständen oder Waldbereichen mit besonderen lokal-klimatischen bzw. lufthygienischen Schutzfunktionen
	Wasser	Versiegelung von Grundwasserneubildungsflächen
	Pflanzen/ Tiere/ biol. Vielfalt	Entfernung der Vegetation
Veränderung der vorhandenen Vegetation (Schutzpflanzungen)		
Lebensraumverlust: Inanspruchnahme von Tierhabitaten (Fortpflanzungs- und Ruhestätten, Nahrungs- und Jahdhabitate, Flugrouten und Wanderkorridore)		
Mensch	Nutzungsänderung: Inanspruchnahme von Mischgebieten, Gewerbegebieten, landwirtschaftlich genutzten Flächen	
Veränderung des Landschaftsbildes	Landschaft/ Erholung	Reduktion des Erholungswertes der Landschaft (Umgebung)
	Mensch	Störung der visuellen Wahrnehmbarkeit des Landschaftsbildes
		Reduktion des Wohnwertes
Verlust von Landschaftselementen	Pflanzen/ Tiere/ biol. Vielfalt	Visuelle Störung, Irritation von Tieren
		Verlust von Orientierungspunkten
Flächenzerschneidung	Pflanzen/ Tiere/ biol. Vielfalt	Zerschneidung von Lebensräumen von Tieren
		Barriere für wandernde Tierarten
	Landschaft/Erholung	Zerschneidung von Erholungsflächen

Wie bereits zuvor erwähnt, sind die tatsächlichen Auswirkungen und deren Ausmaß nur standortbezogen zu beurteilen und gegebenenfalls im Einzelfall zu ergänzen oder zu modifizieren. Es wird jedoch bereits



bei dieser generischen Betrachtung deutlich, dass durch die Flächeninanspruchnahme – wenn auch größtenteils zeitlich begrenzt – alle aufgeführten Schutzgüter in gewissen Umfang direkt betroffen sind.

## 8.4 Wirkfaktorgruppe 2: Nichtstoffliche Einwirkungen

Zur Wirkfaktorgruppe 2 werden im Wesentlichen folgende Wirkfaktoren gezählt:

- Lärmemissionen
- Lichtemissionen
- Erschütterungen
- Radioaktivität

### 8.4.1 Lärmemissionen

Lärmemissionen sind entlang der Lebenszyklusphasen eines Bohrlochbergbaubetriebes insbesondere in den **Phasen A, B1, B2 und D** zu betrachten. In der Phase C gehen von den Bohrplätzen **während der Förderung** keine Lärmemissionen aus. Ausnahme hiervon sind Nachstimulationsmaßnahmen oder Instandsetzungsmaßnahmen während dieser Phase C, die einige Wochen zu Lärmemissionen führen können. Unter Bezug auf die konzeptionellen Modelle des Kapitels 6 heißt dies, dass während der Bau-, Bohr- und Komplettierungsphase eines „Phase B2“-Betriebes im Zeitraum von ca. 16 bis 18 Monaten Lärmemissionen entstehen, während der 28 Jahre Betriebszeit jedoch keine oder im Falle von Nachstimulationsmaßnahmen/Instandsetzungsmaßnahmen nur während einiger Wochen. In **Phase D** entsteht am Ende der Betriebszeit während des Rückbaus für ca. 4 Wochen baustellentypischer Lärm, wenn der Bohrplatz zurückgebaut wird und der ursprüngliche Zustand hergestellt wird.

Untersuchungen des Department of Environmental Conservation (DEC) des US-Bundesstaates New York (DEC 2009) erlauben eine Aufschlüsselung der Art zu erwartender Lärmemissionen, wie nachfolgend dargestellt.

Im Wesentlichen lassen sich Lärmemissionsquellen von Bohrungstätigkeiten unterteilen in Emissionen von

- ortsfesten Anlagen oder Prozessen,
- mobilen Anlagen oder Prozessen und
- Transportvorgängen.



Untersuchungen zu den Hauptemissionsquellen beim derzeitigen Stand der Technik haben folgende Reihenfolge ergeben (DEC 2009):

1. (Luft-) **Kompressoren** leisten laut DEC den größten Beitrag zu den Lärmemissionen. Sie werden je nach Prozessschritt in unterschiedlicher Zahl zugeschaltet und mit dieselgetriebenen Aggregaten betrieben. Kompressoren werden während der gesamten Bohrtätigkeit eingesetzt. Legt man die in diesem Gutachten angenommenen konzeptionellen Modelle zu Grunde (10 Bohrungen pro Bohrplatz), so bedeutet dies über 10 Monate Betriebszeit eine ununterbrochene Betriebstätigkeit.
2. Bei der **Rohr-/Casing-Vorbereitung und Reinigung** vor Einführung der Rohre in den erstellten Bohrabchnitt werden die Rohre teilweise durch Hämmern von anhaftendem Schmutz gereinigt. Obwohl bei diesen Vorgang die Lautstärke nicht hoch ist, sind die Hämmergeräusche laut DEC sehr weit zu hören und störend.
3. An dritter Stelle werden **Hebwerksgeräusche** genannt, die entstehen, wenn Bohrgestänge und/oder Casing auf die Bohrplattform gehoben werden, um in das Bohrloch eingeführt zu werden oder Bohrgestänge aus dem Bohrloch gezogen wird, um bspw. den Bohrkopf zu wechseln. Diese Art der Lärmemission ist diskontinuierlich und hängt von der Bohrteufe ab (je tiefer das Bohrloch, desto länger das herausziehende Bohrgestänge).
4. Wenn das **Lufthebeverfahren** angewendet wird, kommt es zu erhöhten Lärmemissionen, sobald das Bohrgestänge verlängert wird, bzw. grundsätzlich beim Verbinden oder Trennen von Bohrgestängen. Da bei diesem Verfahren mit Luftdruck gearbeitet wird, um das Bohrklein zutage zu fördern, kommt es zu einer Druckentlastung einschließlich der dazu gehörigen Lärmemissionen, sobald die Verbindung des Bohrgestänges getrennt wird. Das Lufthebeverfahren wird nur in geringen Teufen angewendet. Nach unserer Einschätzung und nach Auskünften der interviewten Betreiber wird dieses Verfahren bei Bohrtätigkeiten in NRW nicht oder nur selten Anwendung finden (ggf. beim Durchbohren der grundwasserführenden Schichten, um Bohrspülungsverluste zu vermeiden).
5. Lärmemissionen durch **Transportvorgänge** vom und zum Bohrplatz werden laut DEC an fünfter Stelle geführt.

Zu den nach DEC aufgeführten Lärmemissionsquellen sind noch der Baulärm zu rechnen, der während der Konstruktion (Phase A) und des Rückbaus (Phase D) der Infrastruktur, die für den Bohrplatz nötig ist, entsteht. Diese für Bauvorhaben typischen Emissionen entstehen beim Bau von Zufahrtsstraßen, Pipelines und Entsorgungsrohrleitungen nicht nur am Bohrplatz, sondern entlang der geplanten Infrastrukturwege.

In Deutschland (und NRW) sind die Lärmemissionen umfangreich durch gesetzliche Vorgaben und Richtlinien geregelt. Maßstab für die Beurteilung der Geräusche – getrennt nach Quellengruppen – bilden die folgenden Verordnungen bzw. Vorschriften:

- Straßenverkehr: DIN 18005 und 16. BImSchV<sup>1</sup>
- Gewerbe: DIN 18005 und TA Lärm

Die folgende Aufstellung in Tabelle 8.8 zeigt in Abhängigkeit von der Gebietsausweisung:

- Orientierungswerte nach DIN 18005: Orientierungswerte für eine angemessene Berücksichtigung des Schallschutzes in der städtebaulichen Planung
- Immissionsgrenzwerte nach 16. BImSchV: Grenzwerte für eine schädliche Umwelteinwirkung bei Straßenverkehr
- Immissionsrichtwerte nach TA Lärm: Richtwerte für eine schädliche Umwelteinwirkung bei Anlagen

Tab. 8.8: Übersicht über maßgebliche Orientierungs-, Richt- und Grenzwerte (Angaben in dB(A))<sup>2</sup>

	Orientierungswerte DIN 18005		Immissionsgrenzwerte 16. BImSchV		Immissionsrichtwerte TA Lärm	
	tags	nachts <sup>3</sup>	tags	nachts	tags	nachts
Allg. Wohngebiet	55	45 / 40	59	49	55	40
Mischgebiet	60	50 / 45	64	54	60	45
Kerngebiet	65	55 / 50	64	54	60	45

Darüber hinausgehend gilt die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Schutz gegen Baulärm-Geräuschemissionen für den Betrieb von Baumaschinen auf Baustellen, soweit die Baumaschinen gewerblichen Zwecken dienen oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen Verwendung finden. Sie enthält u.a. Bestimmungen über Richtwerte für die von Baumaschinen auf Baustellen hervorgerufenen Geräuschemissionen (siehe Tab. 8.9).

<sup>1</sup> Die Immissionsgrenzwerte der 16. BImSchV gelten formal nur für den Neubau oder den wesentlichen Ausbau von Verkehrswegen. Sie werden allerdings in Ermangelung anderer rechtsverbindlicher Werte als Anhaltswerte für eine schädliche Umwelteinwirkung auch für die bestehenden Straßen zugrunde gelegt.

<sup>2</sup> Quelle: eigene Zusammenstellung nach DIN 18005, 16. BImSchV, VLärmSchR 97, TA Lärm.

<sup>3</sup> Bei den Nachtwerten gilt der niedrigere für Gewerbe-, der höhere für Verkehrslärm.

Tab. 8.9: Übersicht über die Richtwerte für die von Baumaschinen auf Baustellen hervorgerufenen Geräuschemissionen (Angaben in dB(A))

Gebiete, in denen nur gewerbliche oder industrielle Anlagen und Wohnungen für Inhaber und Leiter der Betriebe sowie für Aufsichts- und Bereitschaftspersonen untergebracht sind	70 dB(A)
Gebiete, in denen vorwiegend gewerbliche Anlagen untergebracht sind	tagsüber 65 dB(A) nachts 50 dB(A)
Gebiete mit gewerblichen Anlagen und Wohnungen, in denen weder vorwiegend gewerbliche Anlagen noch vorwiegend Wohnungen untergebracht sind	tagsüber 60 dB(A) nachts 45 dB(A)
Gebiete, in denen vorwiegend Wohnungen untergebracht sind	tagsüber 55 dB(A) nachts 40 dB(A)
Gebiete, in denen ausschließlich Wohnungen untergebracht sind	tagsüber 50 dB(A) nachts 35 dB(A)
Kurgebiete, Krankenhäuser und Pflegeanstalten	tagsüber 45 dB(A) nachts 35 dB(A)

Die zulässige Ausdehnung des Einwirkungsbereiches wird maßgeblich durch die zulässigen Richt- und Orientierungswerte der genannten Richtlinien und Gesetze beeinflusst.

Während des Genehmigungsprozesses werden mögliche Einwirkungsbereiche in Abhängigkeit von Geländeform, Windgeschwindigkeiten und -richtungen sowie baulichen Lärmschutzmaßnahmen auf dem Bohrplatz bestimmt. Auf Grundlage der ermittelten Lärmemissionen werden Auflagen formuliert, die die Einhaltung der gesetzlich vorgeschriebenen Werte sicherstellen.

Die Lärmemissionen von Aktivitäten auf dem Bohrplatz reichen teilweise mehrere hundert Meter weit. In Abbildung 8.6 ist beispielhaft eine Darstellung der Isophonen (Linien gleicher Lautstärkepegel) für 60 dB(A) und 45 dB(A) für einen Standort abgebildet. Die dargestellten Isophonen sind gemäß TA Lärm beispielsweise für so genannte Kerngebiete, Dorfgebiete und Mischgebiete anzusetzen.

Gemäß TA Lärm dürfen „einzelne kurzzeitige Geräuschspitzen“ diese Immissionsrichtwerte „am Tage um nicht mehr als 30 dB(A) und in der Nacht um nicht mehr als 20 dB(A)“ überschreiten (TA Lärm).

Der Einwirkungsbereich des in Abbildung 8.6 dargestellten Bohrplatzes reicht in seiner längsten Ausdehnung beispielsweise über 500 m weit und ergibt sich in diesem Fall aus den Vorgaben der TA Lärm. Der Betreiber/Antragsteller kann durch gezielte bauliche Maßnahmen den Einwirkungsbereich in gewissen Grenzen beeinflussen. Die baulichen Lärmschutz-/minderungsmaßnahmen können dabei Investitionskosten von bis zu 1 Mio. EUR verursachen (Exxon, Februar 2012).

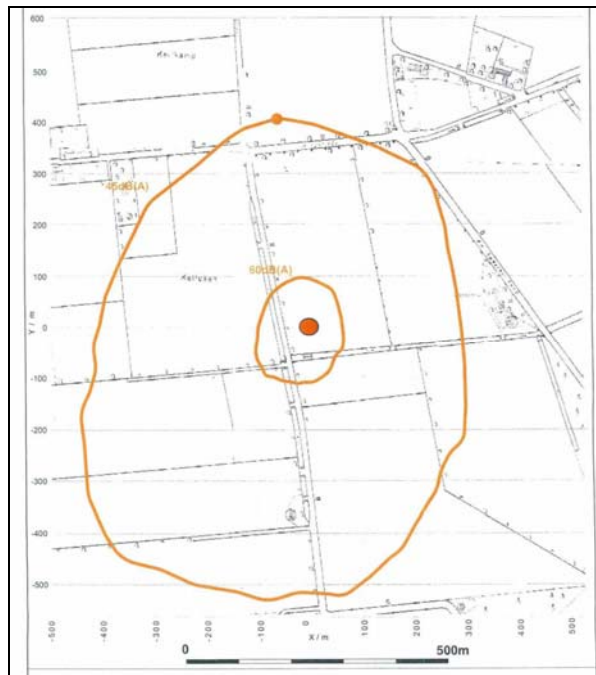


Abb. 8.6: Isophonen eines Bohrplatzes dargestellt sind prognostizierte Werte (Exxon, Mai 2012)

Wie in Kapitel 6 bereits dargestellt ist zeitlich begrenzt mit einem hohen zusätzlichen Verkehrsaufkommen zu rechnen. Ausgehend von den dort skizzierten 10 %-Flächenszenarien kann festgehalten werden, dass

- je nach Umgebungs- und Straßensituation die Lärmemissionen durch Transportvorgänge vom und zum Bohrplatz strecken- und zeitweise drastisch erhöht sein können;
- Lärmemissionseinwirkungen aber teilweise als punktuell und in Bezug auf den Lebenszyklus zeitlich befristet angesehen werden können (**Phasen A-B2** sowie **D**);
- mehr Prozessschritte/Bohrungen auf einem Bohrplatz nicht zu höheren Transport-Lärmemissionen führen werden, sondern zu häufigeren und länger andauernden;
- Lärmemissionsspitzen durch Transportvorgänge insbesondere bei der Überlagerung von Anlieferungen für die Bohrungen und Transportvorgängen für das Fracking aufgrund der Parallelisierung von Prozessen auf Cluster-Bohrplätzen zu erwarten sind;
- während der **Betriebsphase C** von ca. 28 Jahren kaum verkehrsbedingte Lärmemissionen zu erwarten sind. Die einzelnen Fahrten im Rahmen von Inspektions- und Wartungspro-

zessen, können vernachlässigt werden; im Szenario B können in dieser Betriebsphase für einige Wochen Lärmemissionen entstehen, wenn die Bohrungen nachstimuliert werden müssen. Anzahl und Häufigkeit der Nachstimulationsmaßnahmen kann generisch nicht abgeschätzt werden, da dies abhängig von den Lagerstätteneigenschaften sowie von Investitionsentscheidungen des Betreibers ist;

- in der **Phase D** im Zusammenhang mit den Rückbau- und Reaktivierungstätigkeiten Transportprozesse anfallen;
- im Zusammenhang mit dem Aufbau und Rückbau der flächig errichteten Infrastruktur wie Straßen und Pipelines außerhalb des Bohrplatzes mit Lärmemissionen zu rechnen sein wird;
- bei geringen Mengen anfallenden Formationswassers ist zu erwarten, dass der Betreiber keine Lagerstättenwasserrohrleitung baut, sondern den Abtransport und die Entsorgung des anfallenden Formationswassers per Lkw durchführt. In Abhängigkeit des Volumens können hierdurch einzelne verkehrsbedingte Lärmemissionen entstehen. Bei größeren Mengen zu entsorgenden Formationswassers ist zu erwarten, dass eine Pipeline gebaut wird und somit diese Art Emissionen nicht zu besorgen ist.

#### 8.4.2 Lichtemissionen

Lichtemissionen sind ein standortbezogener Wirkfaktor. Sie entstehen bei den Arbeitsprozessen, die auch nachts durchgeführt werden. In Bezug auf Bohrlochbergbaubetriebe wird mit solchen Emissionen während der Bohrphase zu rechnen sein. Bohrungen, insbesondere Produktionsbohrungen, werden aus Kosten- und technischen Gründen 24 Stunden am Tag, 7 Tage die Woche betrieben.

In den **Phasen A** und **B1** ist für einen Zeitraum von 4 bis 6 Wochen während der Einzelbohrung mit Lichtemissionen zu rechnen. Sämtliche anderen Tätigkeiten in diesen Phasen werden während der Werktagen tagsüber verrichtet, einschließlich der Test-Fracks in Phase B1.

In **Phase B2** sind Lichtemissionen während der Bohrzeit von rund 11 Monaten zu erwarten.

Obwohl die Betreiber die Beleuchtung auf den Bohrplatz fokussieren und somit die direkten Lichtemissionen zu minimieren versuchen, ist mit Streu- und Reflektionslicht zu rechnen. Diese Art von Lichtemissionen kann beispielsweise durch eine entsprechende Bebauung (Damm, Mauer) oder Bepflanzung (Büsche, Bäume) reduziert werden.

In den **Phasen C** und **D** ist nicht mit relevanten Lichtemissionen zu rechnen.

Auch diese Emissionen sind umfänglich durch gesetzliche Vorgaben im BImSchG geregelt.

### 8.4.3 Erschütterungen

Erschütterungen treten während der **Phasen A** bis **B2** auf.

#### Phase A

Emissionsquellen für Erschütterungen sind in der Bauphase die Bauarbeiten zur Herrichtung des Bohrplatzes mit schwerem Erdbewegungsgerät (Abschieben des Mutterbodens), Baugrundverbesserungsmaßnahmen (Kompaktion), Planierarbeiten etc.

Das Einrammen des Standrohrs verursacht Erschütterungen, die denen einer Baustelle entsprechen, in denen ebenfalls Elemente in den Boden gerammt werden (Bsp. Pfahlgründungen). Sie sind je nach Boden- und Untergrundart auf einige Stunden begrenzt.

Die Errichtung des Bohrrüsts geht mit im Stahl-/Anlagenbau typischen Erschütterungen einher und ist als Emissionsquelle für Erschütterungen vernachlässigbar.

Während des Bohrbetriebs ist ebenfalls mit Erschütterungen zu rechnen, die jedoch auf den Bohrplatz begrenzt sein werden. Gleiches gilt für die betriebenen Aggregate und Anlagen (Kompressoren, Pumpen etc.).

Während der Frack-Prozesse sind außerhalb des Bohrplatzes keine Erschütterungen von den Pumpen und anderen Frack-Anlagen zu erwarten.

Unter Rückgriff auf die Aussagen im Zusammenhang mit Lärm und Transportvorgängen kann auch in Bezug auf Erschütterungen angenommen werden, dass die in der Aufbau- und Ausbauphase erhöhten Transportvorgänge zu höheren Erschütterungen entlang der Transportstraßen führen werden. Grundsätzlich ist jedoch ebenfalls davon auszugehen, dass sich die Art und Stärke der ausgelösten Erschütterungen im Rahmen der durch andere vergleichbare Transportvorgänge ausgelösten Erschütterungen bewegen werden. Wie bereits hinsichtlich der Lärmemissionen dargestellt, ist also nicht mit höheren Erschütterungen durch Transportvorgänge zu rechnen, sondern mit häufigeren.



## Phasen B1 / B2

In Bezug auf die Frage, ob spürbare seismische Ereignisse, die durch Frack-Vorgänge für die Erdgasgewinnung im Bohrlochtiefsten ausgelöst werden, über Tage auftreten, besteht in der Fachwelt noch keine einheitliche Meinung.

Das Prinzip der induzierten hydraulischen Rissbildung (engl. **induced hydraulic fracturing**) basiert auf dem intendierten Aufbrechen des Gebirges, um so die Permeabilität um das Bohrloch zu erhöhen. Die dabei wirkenden Kräfte und Drücke lösen **unter Tage** lokal begrenzte seismische Aktivitäten aus, die bei nicht zu tiefen Bohrungen genutzt werden, um die Rissausbreitung durch Geophon-Messung zu kontrollieren. Die in das Gebirge eingebrachten Energien bestimmen sich aus den über Tage verfügbaren Leistungsparametern der Pumpen und können sehr schnell gesteuert werden. Bei Vorliegen eines homogenen Gebirgskörpers ohne großflächige unter Spannung stehende Störungen, reichen diese Energien nicht aus, um an der Tagesoberfläche **spürbare** Erdbewegungen zu verursachen. Die sog. induzierte Seismizität liegt deutlich unterhalb der Spürbarkeitsgrenze (BGR 2012).

In den im Rahmen dieser Untersuchung studierten Quellen und Fallbeispielen werden vereinzelt Hinweise auf mögliche Zusammenhänge zwischen einzelnen induzierten seismischen Ereignissen und Frack-Vorgängen gegeben. Insbesondere in Formationen mit großflächigen Störungen, die auch unter tektonischen Spannungen stehen, kann nicht ausgeschlossen werden, dass diese durch induziertes hydraulisches Fracken aktiviert werden. In diesen nicht eindeutig dem Frack-Vorgang zuzuordnenden Erschütterungen sind Werte bis 2,3 auf der Richterskala ausgelöst worden (sog. getriggerte Erdbeben, s. bspw. Pater et al. 2011).

### 8.4.4 Radioaktivität

Natürliche Radionuklide (naturally occurring radioactive materials, NORM) der Zerfallsreihen von Uran-238, Uran-235 und Thorium-232 sind in unterschiedlicher Konzentration überall in den Gesteinen der Erdkruste enthalten. In Tiefenwässern können – in Abhängigkeit von deren Salinität und der chemischen Zusammensetzung des Wassers und Nebengesteins – aufgrund der langen Verweilzeiten im Untergrund insbesondere Radium-226 (Halbwertszeit 1600 Jahre) und Radium-228 (Halbwertszeit 5,8 Jahre) aufgrund ihres chemisch analogen Verhaltens zu Calcium, Barium und Strontium gelöst werden und in erhöhten Aktivitätskonzentrationen vorliegen. Das im Zusammenhang mit der Produktion von Kohlenwasserstoffen geförderte Formationswasser – sowie auch der anteilig Formationswasser enthaltende Flowback bei Frackingmaßnahmen – könnte daher deutlich erhöhte Aktivitätskonzentrationen an Radium-226 und Radium-228 aufweisen (vgl. Kapitel 7). Hinzu kommen Tochternuklide wie insbesondere gasför-



miges Radon-222 (Halbwertszeit 3,8 Tage) sowie auch Blei-210 (Halbwertszeit 22,3 Jahre), die insbesondere unter bestimmten geochemischen Bedingungen höhere Aktivitätskonzentrationen aufweisen können (z. B. Blei in chloridreichen Wässern bzw. Radon in ölhaltigen Wässern). Die Konzentrationen an Thorium und Uran sind demgegenüber aufgrund deren geringen Löslichkeit unter den in den tiefen Grundwässern herrschenden geochemischen Milieubedingungen i. d. R. nur sehr gering.

Durch die Mitförderung von Formationswässern bei der Erdöl- und Erdgasgewinnung könnte es – in Folge von Temperaturabnahme, Änderungen der physiko-chemischen Milieubedingungen sowie ggf. durch Mischung verschiedener Wässer – in den Förderanlagen und den nachgeschalteten Verarbeitungseinrichtungen zur Bildung von Ablagerungen unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung kommen, die ein breites Spektrum an natürlichen Radionukliden enthalten können. Die Ablagerungen können dabei in Form von Schlämmen, weichen oder harten Inkrustierungen oder als dünne (z. T. metallische oder sulfidische) Filme auftreten. Die Bildungstendenz von NORM-Ablagerungen sowie der Chemismus der auftretenden Ablagerungen können in Abhängigkeit von der Zusammensetzung der Formationswässer und den geochemischen Randbedingungen sehr variabel sein. So können NORM-Ablagerungen aus der Erdgasförderung aus Barium- und/oder Strontiumsulfat, aber auch (Calcium)Karbonat, amorphem  $\text{SiO}_2$ , Eisen- und Blei-Sulfiden, gediegenem Blei bzw. Gemischen daraus bestehen, wobei die relevanten Nuklidvektoren sehr variabel sein können. Während sulfatische Ablagerungen i. d. R. Nuklidgemische enthalten, die Radium-226 und Radium-228 und deren Tochternuklide aufweisen (ggf. bis zu Blei-210 im Gleichgewicht zu Radium-226), dominieren in Ablagerungen aus metallischem Blei, Bleiamalgam ( $\text{HgPb}_2$ ) und Bleisulfid ( $\text{PbS}$ ) i. W. das Nuklid Blei-210 und seine Tochternuklide Wismut-210 und Polonium-210. Die spezifischen Aktivitäten in NORM-Ablagerungen aus der deutschen Erdöl- und Erdgasproduktion erreichen dabei z. T. mehr als 1.000 Bq/g Radium-226 bzw. Radium-228 und mehr als 300 Bq/g Blei-210.

Mögliche Auswirkungen durch radioaktive Stoffe sind entlang der Lebenszyklusphasen eines Bohrlochbergbaubetriebes insbesondere in den Phasen B2 und C zu betrachten, in denen eine Förderung von Formationswasser (ggf. anteilig im Flowback) erfolgt. In der hier nicht näher betrachteten Nachsorgephase D können ggf. Aufstiege von NORM-haltigen Tiefenwässern entlang entsprechender Wirkungspfade in das oberflächennahe Grundwasser relevant sein (vgl. Kapitel 9).

Potenzielle Strahlenexpositionen von Arbeitnehmern bzw. der Bevölkerung infolge der Gehalte an NORM in den Formationswässern könnten im Prinzip über verschiedene Expositionspfade möglich sein:

- äußere Gammastrahlung (insb. hervorgerufen durch kurzlebige Radium-226/-228 Tochternuklide in Ablagerungen);
- Freisetzung von Radon und Inhalation von Radon und Radon-Folgenukliden;
- unbeabsichtigte Direktingestion von kontaminiertem Material sowie ggf. auch Inhalation von kontaminiertem Staub;
- Nutzung von kontaminiertem Wasser.

Strahlenexpositionen von Mitgliedern der allgemeinen Bevölkerung infolge Nutzung von kontaminiertem Oberflächenwasser oder Grundwasser als Trinkwasser oder für die Erzeugung von Nahrungsmitteln (z. B. Bewässerung von landwirtschaftlichen Nutzflächen, Viehtränke, Fischzuchtanlagen) könnten allerdings nur infolge von unkontrollierten Übertritten von Flowback/Formationswässern in das genutzte oberflächennahe Grundwasser (sowie ggf. nicht-sachgerechter Abwasserbehandlung) auftreten und sind implizit in den Risikobetrachtungen in Kapitel 9 enthalten.

Generell ist die Problematik der NORM-Gehalte im Formationswasser bei der konventionellen Erdöl-/ Erdgasgewinnung seit langem bekannt. Mit der Novellierung der StrlSchV in 2001 wurden erstmals entsprechende Regelungen in Teil 3 "Schutz von Mensch und Umwelt vor natürlichen Strahlungsquellen bei Arbeiten" aufgenommen, in denen der Umgang mit diesen Stoffen, der Schutz der Bevölkerung vor Einwirkungen dieser Stoffe sowie Arbeitsschutz als auch die Beseitigung von NORM-Rückständen. Entsprechende Regelungen zum Schutz der Bevölkerung vor zusätzlichen Strahlenexpositionen infolge der Verwertung/Beseitigung von NORM-Rückständen sind in den §§ 97 bis 102 i. V. m. Anlage XII StrlSchV enthalten. Entsprechend Anlage XII Teil A StrlSchV gehören Schlämme und Ablagerungen aus der Gewinnung von Erdöl und Erdgas zu den überwachungsbedürftigen Rückständen i. S. des § 97 StrlSchV, sofern nicht sichergestellt ist, dass bei ihrer Beseitigung oder Verwertung die in Anlage XII Teil B festgelegten Überwachungsgrenzen eingehalten werden. Der Dosisrichtwert für zusätzliche Strahlenexposition infolge der Beseitigung/Verwertung von NORM-Rückständen beträgt dabei 1 mSv je Kalenderjahr.

### 8.4.5 Umweltauswirkungen der nichtstofflichen Wirkfaktoren

Mögliche Umweltauswirkungen der Wirkfaktorgruppe 2 sind in nachfolgender Tabelle 8.10 zusammenfassend dargestellt.

Tab. 8.10: Mögliche Umweltauswirkungen der nichtstofflichen Wirkfaktoren.

Wirkfaktor	Schutzgut	Auswirkungen
Lärmemissionen	Landschaft/Erholung	Reduktion des Erholungswertes der Landschaft (Umgebung)
	Pflanzen/ Tiere/ biol. Vielfalt	Scheuchwirkung auf Tiere; Verhinderung der Paarfindung durch Übertönen der akustischen Reize
	Mensch	Reduktion des Wohnwertes
		Reduktion des Erholungswertes
Lichtemissionen	Landschaft/Erholung	Reduktion des Erholungswertes der Landschaft (Umgebung)
	Pflanzen/ Tiere/ biol. Vielfalt	Anziehung von Insekten
		Scheuchwirkung auf Tiere
	Mensch	Reduktion des Wohnwertes
Reduktion des Erholungswertes		
Erschütterungen	Pflanzen/ Tiere/ biol. Vielfalt	Scheuchwirkung auf Tiere
	Mensch	Erschütterungen durch den Fahrbetrieb in durchfahrenen Wohn- und Mischgebieten
Radioaktivität	Pflanzen/ Tiere/ biol. Vielfalt	Potenzielle Strahlenexpositionen bei nicht-sachgerechtem Umgang mit NORM (§§ 97 bis 102 i. V. m. Anlage XII StrlSchV )
	Mensch	
	Boden	Potenzielle Kontamination bei nicht-sachgerechtem Umgang mit NORM (§§ 97 bis 102 i. V. m. Anlage XII StrlSchV)
	Wasser	

### 8.5 Wirkfaktorgruppe 3: Stoffliche Einwirkungen

Zur Wirkfaktorgruppe 3 werden im Wesentlichen folgende Wirkfaktoren gezählt:

- Gasförmige Emissionen von über Tage
- Staubemissionen
- Flüssige Abfälle zur Entsorgung

- Feste Abfälle zur Entsorgung
- Entsorgung von NORM
- Stoffeinträge in den Untergrund
- Änderung des Wasserhaushaltes
- Stoffemissionen aus dem Untergrund

### 8.5.1 Gasförmige Emissionen von über Tage

Grundsätzlich gilt es festzuhalten, dass die zulässigen gasförmigen Emissionen in Deutschland umfassend durch das BImSchG und zugehörige Verordnungen geregelt sind, mit dem Ziel, Umwelt und Bevölkerung zu schützen.

Um einen Überblick über die Art der Emissionen von Aufsuchungs- und Gewinnungsprozessen zu erhalten, werden nachfolgend Ergebnisse und Erkenntnisse des Department of Environmental Conservation (DEC) des US-Bundesstaates New York aufgeführt.

Im Rahmen einer Studie des DEC (2009) sind Abschätzungen für gasförmige Emissionen im Zusammenhang mit der Erschließung und Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Erdgaslagerstätten getroffen worden. Die tatsächlichen zu erwartenden Emissionen können nur standortbezogen und projektspezifisch bei Kenntnis der realen bzw. geplanten Prozessabläufe und der hierfür eingesetzten Betriebsmittel und -stoffe ermittelt werden.

Die nachfolgenden Ausführungen dienen somit der Abschätzung der relativen Anteile zu erwartender Emissionen. Die genannten Werte können nicht auf die Situation in NRW als Absolutwerte übertragen werden.

Im Wesentlichen berücksichtigt DEC drei Emissionsquellengruppen:

1. Verbrennungsprozesse von Motoren, sonstigen dieselgetriebenen Betriebsmitteln (Kompressoren, Pumpen), (Durchlauf-) Erhitzern<sup>4</sup> sowie Fackeln<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> Diese werden eingesetzt, um Fluide, die in die Bohrung eingebracht werden sollen, zu erwärmen und so die Temperaturunterschiede zwischen Formation und Fluid möglichst gering zu halten. Hintergrund ist, dass mit dieser Maßnahme Spannungen und Belastungen der Rohrtouren durch Temperaturunterschiede minimiert werden sollen.

<sup>5</sup> Fackeln dienen dem gezielten Abfackeln von ausbrechendem oder gefördertem Gas.

2. Kurzzeitiges Ablassen von Gasen, die nicht abgefackelt werden, beispielsweise im Rahmen des Auszirkulieren eines kicks.
3. Emissionen von Lkw, die der Versorgung/Entsorgung dienen, in der Nähe des Bohrplatzes.

Des Weiteren wird von DEC zwischen Bohrplätzen unterschieden, in denen Erdgas, das im Rahmen des initialen Flowback zutage gefördert wird (Flowback-Gas), abgefackelt wird und in solche, bei denen dieses Gas direkt in die Atmosphäre abgelassen wird.

Grundlage für die von DEC abgeschätzten und modellierten Werte bildet weiterhin die Annahme, dass pro Bohrplatz nur 4 Bohrungen erstellt werden. Die nachfolgend angegebenen Werte sind insofern nicht auf die in diesem Gutachten zu Grunde gelegten Bohrplätze mit 10 Bohrungen als Absolutwerte übertragbar. Da die von DEC getroffenen Annahmen und Abschätzungen überdies nicht immer nachvollziehbar sind, kann eine Extrapolation der Einzelwerte im Rahmen dieses Gutachtens nicht erfolgen.

In den nachfolgenden Abbildungen (siehe Abb. 8.7 bis Abb. 8.10) sind die relativen Anteile der jährlichen gasförmigen Emissionen der DEC-Modellbohrplätze aufgeführt. In diesem Zusammenhang werden auch emittierte Feinstäube betrachtet, obwohl diese den Staubemissionen zuzurechnen sind (s. nachfolgendes Kapitel).

In den DEC-Modellen sind das Erstellen der Bohrung, die Komplettierung (einschließlich Frack), die Förderung über bis zu 40 Jahre sowie das Ablassen bzw. Abfackeln von Flowback-Gas berücksichtigt.

Des Weiteren wird unterschieden zwischen „trockenem“ Erdgas (in der DEC-Studie engl.: dry gas) und Kondensat (in der DEC-Studie engl.: wet gas). Bei den Kondensat-Modellen werden also zusätzlich noch Emissionen berücksichtigt, die bei der Trennung von Kondensatflüssigkeit und Erdgas an der Oberfläche entstehen.

Bei den Emissionen werden Feinstaub (PM10 und PM2,5), NO<sub>x</sub>, CO, flüchtige organische Komponenten (engl.: volatile organic compounds, VOC), SO<sub>2</sub> sowie so genannte gesundheitsschädliche Luftverunreinigungen (engl.: Hazardous Air Pollutants, HAP)<sup>6</sup> gemäß dem US-amerikanischen Clean Air Act berücksichtigt.

Ein Ergebnis der DEC-Studie ist, dass gemessen an den US-Standards insbesondere bei NO<sub>2</sub> sowie Feinstaub mit Grenzwertüberschreitungen zu rechnen ist.

---

<sup>6</sup> Einen Überblick über die hierin zusammengefassten Stoffe liefert die US-Umweltbehörde EPA unter <http://www.epa.gov/ttn/atw/188polls.html>.

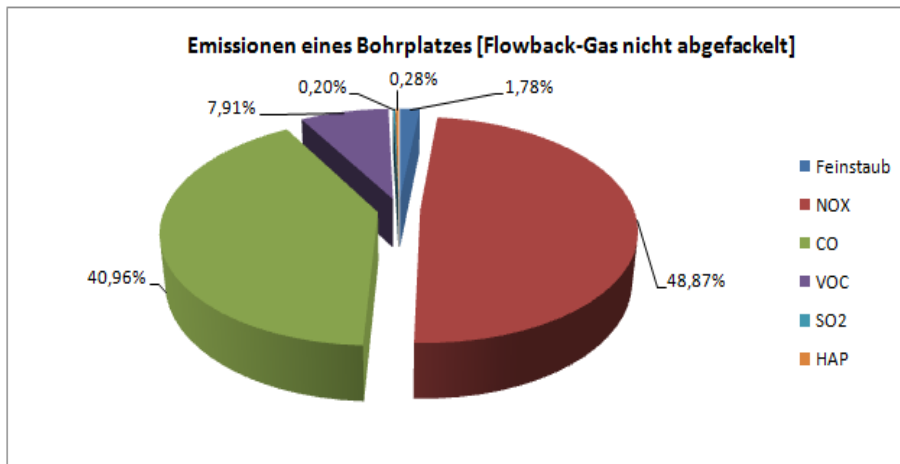


Abb. 8.7: Geschätzte Anteile der jährlichen Emissionen eines Bohrplatzes mit 4 Bohrungen auf Schiefergas, Flowback-Gas wird nicht abgefackelt (nach DEC 2011)

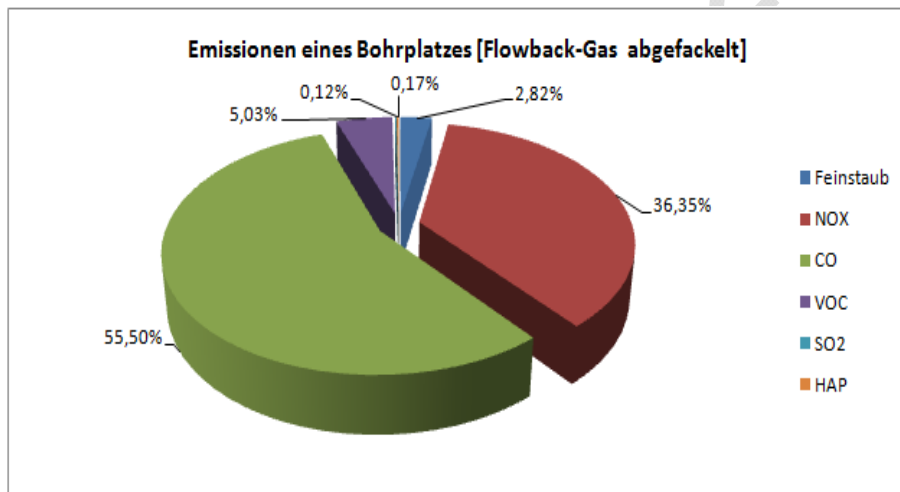


Abb. 8.8: Geschätzte Anteile der jährlichen Emissionen eines Bohrplatzes mit 4 Bohrungen auf Schiefergas, Flowback-Gas wird abgefackelt (nach DEC 2011)

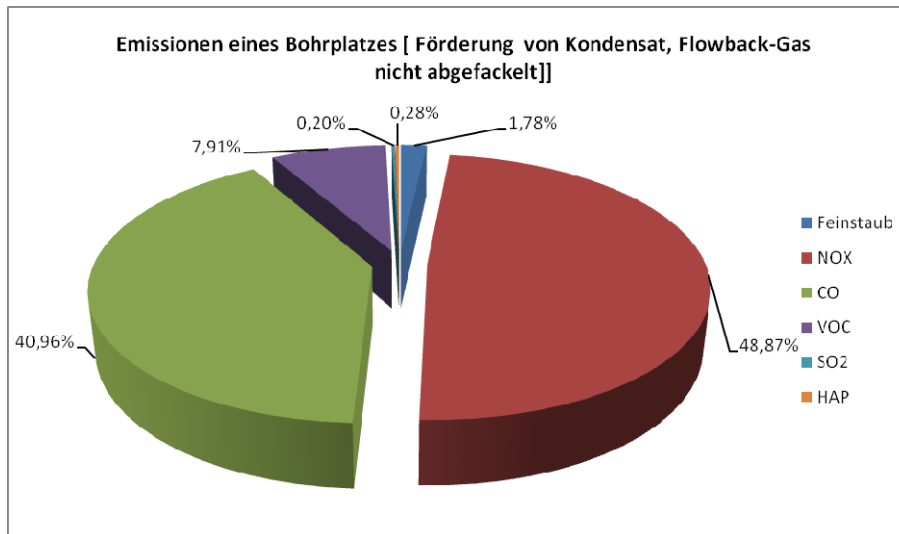


Abb. 8.9: Geschätzte Anteile der jährlichen Emissionen eines Bohrplatzes mit 4 Bohrungen auf Schiefergas, Förderung von Kondensat, Flowback-Gas wird nicht abgefackelt (nach DEC 2011)

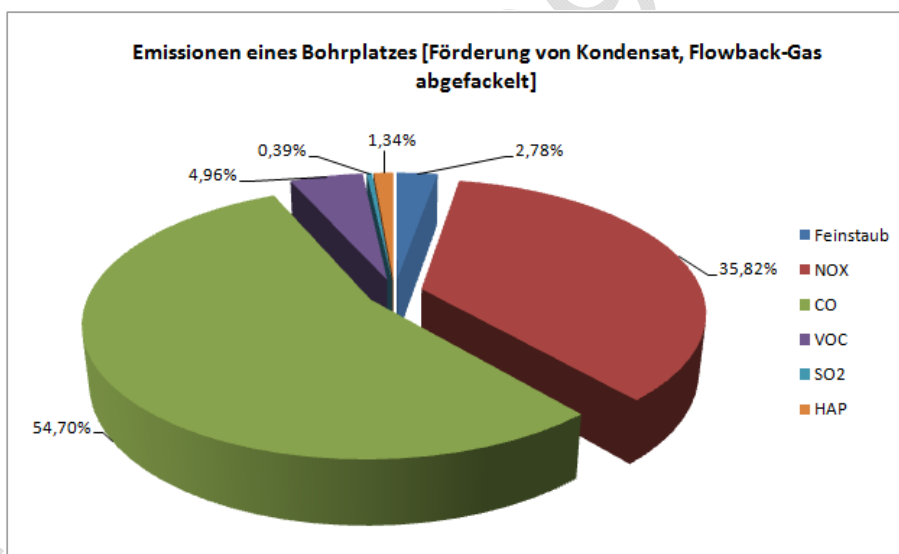


Abb. 8.10: Geschätzte Anteile der jährlichen Emissionen eines Bohrplatzes mit 4 Bohrungen auf Schiefergas, Förderung von Kondensat, Flowback-Gas wird abgefackelt (nach DEC 2011)

In der DEC-Studie werden zudem Abschätzungen in Bezug auf die zu erwartenden **Treibhausgasemissionen** von Bohrungen genannt (siehe Tab. 8.11). Die genannten Werte sind nur in ihren Größenordnungen für NRW relevant, nicht jedoch in Bezug auf die tatsächlichen Zahlenwerte. Dies liegt darin begründet, dass die von der DEC zu Grunde gelegten Annahmen nach eigener Aussage nur grobe Abschätzungen



darstellen und mit großen Unsicherheiten behaftet sind und überdies nicht alle getroffenen Annahmen und Modellvorstellungen in der DEC-Studie offen gelegt werden.

Tab. 8.11: Abschätzung der DEC-Studie zu Treibhausgasemissionen (nach DEC 2011)

Aktivität	CO <sub>2</sub> [t]	CH <sub>4</sub> t]	CH <sub>4</sub> in CO <sub>2</sub> - Äquivalent [t]	Gesamte Emissionen in CO <sub>2</sub> - Äquivalenten [t]
Bohrplatz, 1 Bohrung vertikal, Erstes Jahr	7856	223	5579	<b>13435</b>
Bohrplatz, 1 Bohrung horizontal, Erstes Jahr	7948	218	5443	<b>13391</b>
Bohrplatz, 1 Bohrung Horizontal oder Vertikal, ab erstem Jahr	5592	312	5534	<b>11126</b>
Bohrplatz, 4 Bohrungen, erstes Jahr	12611	365	9117	<b>21728</b>
Bohrplatz, 4 Bohrungen, ab erstem Jahr	5609	513	12814	<b>18423</b>

### 8.5.2 Staubemissionen

Staubemissionen sind im Wesentlichen in den **Phasen A, B2 und D** zu besorgen. Sie treten im Zusammenhang mit der Erschließung und Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten während der Bautätigkeiten zur Erstellung der Bohrplätze, des Ausbaus der nachgelagerten Infrastruktur sowie während des Rückbaus der Anlagen auf.

In NRW ist nicht damit zu rechnen, dass das Lufthebeverfahren für Bohrungen auf unkonventionelle Erdgaslagerstätten oder die Cavitation-Technik zur Stimulation der Lagerstätte genutzt werden. Insofern beschränken sich die Staubemissionen zeitlich und räumlich auf baustellentypische Emissionen am Bohrplatz und entlang der auszubauenden Infrastrukturtrassen und sind aus Sicht der Gutachter im Rahmen dieser Betrachtungen nicht maßgeblich.

Die freigesetzten Feinstaubemissionen (PM10 sowie PM2,5) können im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert werden. Untersuchungen des DEC lassen jedoch darauf schließen, dass mit grenzwertüberschreitenden Werten zu rechnen ist, so dass dies im Rahmen von Genehmigungsverfahren gezielt untersucht werden sollte (siehe Abschn. 8.5.1).

In Deutschland werden Staubemissionen durch das BImSchG und dessen nachgeordneten Verordnungen geregelt. Für NRW gilt bspw.

überdies noch das LImSchG (Gesetz zum Schutz vor Luftverunreinigungen, Geräuschen und ähnlichen Umwelteinwirkungen Landes-Immissionsschutzgesetz - LImSchG -)<sup>7</sup>.

### 8.5.3 Flüssige Abfälle zur Entsorgung

Zu den maßgeblichen zu entsorgenden flüssigen Abfällen gehören Bohrflüssigkeiten, Flowback und die langfristig anfallenden Formationswässer. Diese fallen in den **Phasen A bis C** an.

Wie bereits in Kapitel 6 dargestellt müssen diese vor Einleitung in Oberflächenwässer behandelt werden. Von den Betreibern wird für die Entsorgung dieser Abfälle die Nutzung von Disposalbohrungen geplant. Es liegen jedoch bislang keine belastbaren Aussagen zu möglichen Injektionsorten und Zielteufen vor.

Auswirkungen sind bei nicht sachgerechter Entsorgung auf die Schutzgüter Boden und Wasser zu erwarten und somit indirekt auch auf die Schutzgüter Pflanzen / Tiere / biologische Vielfalt, Mensch sowie Landschaft. Bei bestimmungsgemäßem Betrieb sind keine direkten Auswirkungen durch den Transport über Rohrleitungen oder Lkw bzw. bei der Entsorgung zu besorgen. Offen bleibt die Frage nach möglichen Umweltauswirkungen einer Verpressung dieser Abfälle.

Risiken des Rohrleitungstransports werden im nachfolgenden Kapitel 9 bzw. dessen Anhang ausführlich diskutiert.

Wie bereits in Kapitel 6 dargestellt, sind PET-Rohrleitungen für den Transport von BTEX-haltigen (Lagerstätten-)Fluiden nicht geeignet. So ist es zum Beispiel in Niedersachsen zum Austritt von BTEX-Aromaten und Quecksilber aus einer PET-Feldleitung gekommen, weil die chemischen Verbindungen durch das PET-Rohr diffundiert sind. Nach einer Stellungnahme der Bezirksregierung Arnsberg zur Öffentlichen Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Mittelstand und Energie am 31.05.2011 (Drucksache 15/1190) zu diesen Vorkommnissen kommen zurzeit in NRW nur Stahlverrohrungen für den Transport von Lagerstättenwasser zum Einsatz.

Für die fiktiven Szenarien A und B finden sich nachstehend in Tabelle 8.12 und Tabelle 8.13 die rechnerischen Werte für zu entsorgende Fluidvolumina. Die Absolutwerte sind fiktiv und auf die Situation in NRW ohne konkretere Datengrundlage nicht anzuwenden. Es zeigt sich jedoch durch Vergleich der beiden Datensätze, dass ein in Szenario

---

<sup>7</sup> Teilweise werden Anlagen, die nach BBergG genehmigt werden von den Vorgaben dieses Gesetzes ausgenommen.

rio B simuliertes Fracken aller Bohrungen sowie das Nachstimulieren von 25 % der erstellten Bohrungen die Menge zu entsorgender Fluide um 17 % erhöht. Dies folgt aus den zu erwartenden Flowback-Volumina nach der Nachstimulation der Lagerstätten.

### Szenario A

Tab. 8.12: Zu entsorgende Fluid-Volumina im 10 %-Flächenszenario A (alle Angaben in m<sup>3</sup>)

Fluidart	Schiefergas		Kohleflözgas	Summe
	Cluster	Multilateral	Clusterbohrung	
Abwässer Bohrvorgänge etc. ohne Fracking	519.600 - 685.100		739.446 – 1.004.140	<b>1.259.046 - 1.689.240</b>
Flowback	1.126.990 - 18.031.037		860.878 - 3.500.903	<b>1.987.868 - 21.531.940</b>
Formationswasser	1.096.400 - 3.764.000		9.782.298 – 27.916.740	<b>10.878.698 - 31.680.740</b>
<b>Summe</b>	<b>2.742.990 - 22.480.137</b>		<b>11.382.622 - 32.421.783</b>	<b>14.125.612 - 54.901.920</b>

### Szenario B

Tab. 8.13: Zu entsorgende Fluid-Volumina im 10 %-Flächenszenario B (alle Angaben in m<sup>3</sup>)

Fluidart	Schiefergas		Kohleflözgas	Summe
	Cluster	Multilateral	Clusterbohrung	
Abwässer Bohrvorgänge etc. ohne Fracking	519.600 - 685.100		739.446 – 1.004.140	<b>1.259.046 - 1.689.240</b>
Flowback	1.407.552 - 22.520.833		2.148.796 - 8.738.437	<b>3.556.348 - 31.259.270</b>
Formationswasser	1.096.400 - 3.764.000		9.782.298 – 27.916.740	<b>10.878.698 - 31.680.740</b>
<b>Summe</b>	<b>3.023.552 - 26.969.933</b>		<b>12.670.540 - 37.659.317</b>	<b>15.694.092 - 64.629.250</b>

#### 8.5.4 Feste Abfälle zur Entsorgung

Die im Rahmen der Bohr- und Ausbauvorgänge zu entsorgenden festen Abfälle sind sehr vielfältig. Zu unterscheiden sind feste Abfälle, die während der Bauphase der Bohrplätze und der dazugehörigen Infrastruktur anfallen. Diese sind vergleichbar mit denen bei anderen Baumaßnahmen und fallen in den **Phasen A bis B2 sowie D** an.

Die im Rahmen dieses Gutachtens zu berücksichtigenden spezifischen Abfälle zur Entsorgung umfassen im Wesentlichen Bohrgestänge, Rohrtouren sowie das Bohrklein (Cuttings).

Sofern Bohrgestänge und Rohrtouren nicht mit NORM-Rückständen beaufschlagt sind, können sie entsprechend der geltenden rechtlichen Regelungen (Kreislaufwirtschafts-/Abfallgesetz (KrW-/AbfG) und nachgeordnete Verordnungen) entsorgt werden. Die Entsorgung ist hierbei explizit auch als stoffliche Verwertung im Sinne des KrW-/AbfG zu verstehen, da die Rohrtouren wieder eingeschmolzen und somit recycelt werden können. Die anfallenden Mengen sind generisch nicht eingrenzbar, da diese maßgeblich von dem Verlauf der Bohrung und dabei auftretenden Störungen abhängen (Zerstörung des Bohrgestänges, Beschädigung einer Rohrtour, Materialfehler etc.).

Auswirkungen durch die Entsorgung (Deponierung) der Cuttings müssen in Zusammenhang mit der gewählten/möglichen Entsorgungsart evaluiert werden. Es ist zunächst davon auszugehen, dass bei sachgerechter und gesetzeskonformer Entsorgung dieser Abfälle in einer Deponie die zulässigen Immissionen nicht überschritten werden.

Die Auswirkungen auf dem Bohrplatz können sich nur bei Unfällen am Standort ergeben; in allen anderen Fällen würden bei Unfällen (beim Transport bspw.) die Flächen entlang der Transportwege zur Deponie oder der Deponiestandort als solcher betroffen sein. Für Bohrklein, das NORM-Rückstände enthält, gelten die nachfolgend dargestellten Überlegungen.

Zu den Risiken des Transportes per Lkw sei auf die Ausführungen in Kapitel 9 und den zugehörigen Anhang verwiesen.

#### **Szenarien A und B**

Wie bereits in Kapitel 6 erwähnt, kann in Bezug auf die Cuttings davon ausgegangen werden, dass das 2- bis 3-fache ihres Volumens als Haftwasser am Bohrklein anfällt und gemeinsam mit diesem entsorgt werden muss. Dieses Haftwasser ist bei der Bilanzierung bereits unter der Position flüssige Abfälle zur Entsorgung berücksichtigt. Insofern sind in den fiktiven Szenarien A und B die in Tabelle 8.14 dargestellten Volumina zu entsorgen.

Tab. 8.14: Zu entsorgende Bohrklein-Volumina im 10 %-Flächenszenario (alle Angaben in m<sup>3</sup>)

	Schiefergas		Kohleflözgas	Summe
	Cluster	Multilateral	Clusterbohrung	
Cuttings	145.200		229.152	<b>374.352</b>

### 8.5.5 Entsorgung von NORM

Die Entsorgung von NORM-Rückständen aus der Erdöl-/Erdgasindustrie ist generell in der StrlSchV geregelt. Unter Nachweis der Einhaltung des Dosisrichtwerts von 1 mSv je Kalenderjahr können diese Rückstände durch die zuständige Aufsichtsbehörde aus der strahlenschutzrechtlichen Überwachung entlassen und in den Geltungsbereich des Kreislaufwirtschafts-/Abfallgesetzes überführt und konventionell verwertet bzw. über zugelassene Entsorgungswege/Verfahren entsorgt werden. Andernfalls bleiben die Stoffe in der strahlenschutzrechtlichen Überwachung und müssen den Landessammelstellen angedient werden.

Neben reinen Scales (Ablagerungen in den Bohrgestängen und Rohrleitungen) und Schlämmen sind bzgl. der Entsorgung überwachungsbedürftiger Rückstände zudem auch Materialgemische wie Sandstrahlgut mit Scales/Ablagerungen aus der Reinigung von Anlagenteilen sowie nicht kontaminierte/kontaminierbare Anlagenteile (Schrott), die beim Rückbau von Förder- und Verarbeitungsanlagen anfallen, zu berücksichtigen. Mit NORM-Rückständen kontaminierter Stahl kann dabei in entsprechend zugelassenen Betrieben eingeschmolzen werden, wobei die NORM-Stoffe in der auf geeigneten Deponien zu entsorgenden Schlacke verbleiben und der unbelastete Stahl stofflich verwertet wird. Zudem wird NORM-belasteter Stahlschrott ggf. auch direkt auf zugelassenen Deponien entsorgt werden, wenn aus technischen Gründen ein Einschmelzen nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist.

### 8.5.6 Stoffeinträge in den Untergrund

Stoffeinträge in den Untergrund erfolgen planmäßig in den **Phasen A, B1 und B2**, im Rahmen der Bohrung, des Ausbaus der Bohrung sowie während der Stimulation der Lagerstätte (Frack). Wenn eine Nachstimulation der Lagerstätte in **Phase C** erfolgt, sind auch in dieser Phase planmäßig Einträge in den Untergrund zu besorgen (siehe Szenario B). Zudem werden im Rahmen des Rückbaus und der Versiegelung der Bohrungen Zement und Schutzflüssigkeiten planmäßig in die Bohrung eingebracht.

Wie in Kapitel 6 dargestellt ergeben sich die kumulierten planmäßig in den Untergrund eingebrachten Volumina in Szenario A und B wie nachfolgend in Tabelle 8.15 und Tabelle 8.16 dargestellt.

Die Werte in Tabellen liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die für den Wasserbedarf angegebenen (siehe nachfolgend). Dies erschließt sich daraus, dass über 97 % der planmäßig in den Untergrund eingebrachten Stoffe, dem Wasser, das für die Fracks benötigt wird, zuzurechnen ist.

Die nächstgrößte Stoffgruppe, die in den Untergrund eingetragen wird, sind die Additive, die für das Fracking benötigt werden. Dieses Ergebnis folgt aus der in den konzeptionellen Modellen getroffenen Annahme, dass die Fracking-Additive ca. 2 % der für das Fracking verwendeten Stoffe ausmachen. Legt man die laut Betreibern in Zukunft zu erwartenden viel niedrigeren Annahmen von ca. 0,2 % zu Grunde, würde die Gruppe der Additive weniger Volumen ausmachen als die Schutzflüssigkeiten, die in nachfolgender Aufstellung mit den geringsten Volumina veranschlagt werden.

Des Weiteren sind unplanmäßige Stoffeinträge in den Untergrund über Unfälle, Störfälle etc. möglich. Für diese Fälle sind Eintrittswahrscheinlichkeiten und Schadenshöhen zur Bewertung der Risiken entscheidend. Nähere Erläuterungen hierzu folgen Kapitel 9, wo im Rahmen der Risikoanalyse Stoffeinträge in den Untergrund in der Pfadgruppe 0 (oberirdische Einträge) betrachtet werden.

Es zeigt sich auch in diesem Szenarienvergleich, dass die Annahme, dass alle erstellten Bohrungen stimuliert werden und 25 % aller Bohrungen in Phase C erneut stimuliert werden, zu einem deutlichen Anstieg der zu erwartenden Stoffeinträge in den Untergrund führt. Insbesondere vergrößert sich das Volumen eingebrachten Wassers und der eingebrachten Additive um den Faktor 1,5.

### Szenario A

Tab. 8.15: Planmäßig in den Untergrund eingebrachte Stoffe. Szenario A (alle Angaben in m<sup>3</sup>)

Eingebrachte Stoffe	Schiefergas		Kohleflözgas	Summe
	Cluster	Multilateral	Cluster	
Schutzflüssigkeiten	21.650 - 75.400		42.966 - 92.070	<b>64.616 - 167.470</b>
Zement	90.750 - 167.150		116.942 - 195.690	<b>207.692 - 362.840</b>
Wasser für Fracks	22.088.000		5.624.400	<b>27.712.400</b>
Additive	450.796		114.784	<b>565.580</b>
<b>Summe</b>	<b>22.651.196 - 22.781.346</b>		<b>5.899.092 - 6.026.944</b>	<b>28.550.288 - 28.808.290</b>

### Szenario B

Tab. 8.16: Planmäßig in den Untergrund eingebrachte Stoffe. Szenario B (alle Angaben in m<sup>3</sup>)

Eingebrachte Stoffe	Schiefergas		Kohleflözgas	Summe
	Cluster	Multilateral	Cluster	
Schutzflüssigkeiten	21.650 - 75.400		42.966 - 92.070	<b>64.616 - 167.470</b>
Zement	90.750 - 167.150		116.942 - 195.690	<b>207.692 - 362.840</b>
Wasser für Fracks	27.588.000		14.038.800	<b>41.626.800</b>
Additive	563.041		286.506	<b>849.547</b>
<b>Summe</b>	<b>28.263.441 - 28.393.591</b>		<b>14.485.214 - 14.613.066</b>	<b>42.748.655 - 43.006.657</b>

#### 8.5.7 Änderungen im Wasserhaushalt

Die Änderungen im Wasserhaushalt ergeben sich maßgeblich durch die für die Bohrvorgänge sowie Frack-Vorgänge nötigen Wasservolumina sowie durch die Förderung des Flowback und Formationswassers in den **Phasen A bis C**.

Das tatsächliche Verhältnis zwischen in die Formation injizierten und daraus während der Förderung entnommenen Volumina ist standortbezogen zu betrachten. Aus den vorliegenden Literaturwerten, die als Grundlage für die Bilanzierungen in den Szenarien A und B dienen, kann jedoch geschlossen werden, dass insbesondere in Schiefergas-



Lagerstätten ein Teil der eingebrachten Volumina unter Tage verbleibt.

Beim Kohleflözgas hingegen ist nach den vorliegenden Literaturwerten aufgrund des wesentlich höheren Wasseranteils in der Zielformation von 1 bis 3 % damit zu rechnen, dass die Gesamtmenge der entnommenen Fluide größer ist als die eingebrachte Menge. Temporär kann es dadurch – ähnlich wie bei einem Entnahmehrunden – zur Ausbildung einer Potentialsenke kommen, bei der alle Strömungen im Auswirkungsbereich auf die Potentialsenke gerichtet sind. Genauere Analysen sind hier nur mit Hilfe numerischer Modellierungen möglich.

In Kapitel 6 sind für die fiktiven 10 %-Flächenszenarien A und B für die einzelnen Phasen die jeweiligen Wasserverbräuche ermittelt worden. Die Wasserversorgung erfolgt entweder über die bestehende Wasserversorgungsinfrastruktur der Wasserversorger oder über eigens für den Bohr- und Förderbetrieb angelegte Brunnen (Szenario A) oder durch Tankwagen (Szenario B) und wirkt sich somit auf den Wasserhaushalt von Grundwasservorkommen oder Oberflächenwässern ggf. an unterschiedlichen Standorten aus.

Wie in den nachfolgenden Tabellen dargestellt ergibt sich für die zu Grunde gelegten 10 %-Flächenszenarien ein Wasserbedarf von rund 30 Mio. m<sup>3</sup> (Szenario A) bzw. 43 Mio. m<sup>3</sup> (Szenario B). Mit rund 99 % fällt der Wasserbedarf in Phase B2 an, da dort der Ausbau der Bohrplätze auf 10 (5 bei Multilateral-Bohrungen) Bohrungen vollzogen wird und die Frack-Maßnahmen erfolgen. Der Wasserbedarf für die reinen Erkundungsmaßnahmen einschließlich durchzuführender Test-Fracks ist demgegenüber vernachlässigbar.

In der Kohleflözgas- oder Schiefergasformation erfolgt eine Änderung des Wasserhaushalts durch die zunächst im Rahmen der Frack-Vorgänge eingebrachten und anschließend mit dem Flowback und den anfallenden Formationswässern entnommenen Fluidvolumina.

### **Szenario A**

Tab. 8.17: Wasserbedarf für das 10 %-Flächenszenario A (alle Angaben in m<sup>3</sup>)

Wasserbedarf	Schiefergas		Kohleflözgas	Summe
	Cluster	Multilateral	Clusterbohrung	
Bohrvorgänge ohne Frack	519.600 - 685.100		739.446 - 1.004.140	1.259.046 - 1.689.240
Frack	22.088.000		5.624.400	27.712.400
<b>Wasserbedarf, insgesamt</b>	<b>22.607.600 - 22.765.100</b>		<b>6.363.846 - 6.628.540</b>	<b>28.971.446 - 29.401.640</b>

Tab. 8.18: Eingebrachte Frack-Wasser und Additiv-Volumina sowie entnommene Flowback- und Formationswasservolumina in Szenario A (alle Angaben in m<sup>3</sup>)

Fluidmengen	Schiefergas		Kohleflözgas	Summe
	Cluster	Multilateral	Clusterbohrung	
Wasser für Fracks	22.088.000		5.624.400	<b>27.712.400</b>
Additive	450.796		114.784	<b>565.580</b>
<b>Eintrag gesamt</b>	<b>22.538.796</b>		<b>5.739.184</b>	<b>28.277.980</b>
Flowback	1.126.990 - 18.031.037		860.878 - 3.500.903	<b>1.987.868 - 21.531.940</b>
Formationswasser	1.096.400 - 3.764.000		9.782.298 - 27.916.740	<b>10.878.698 - 31.680.740</b>
<b>Entnahme gesamt</b>	<b>2.223.390 - 21.795.037</b>		<b>10.643.176 - 31.417.643</b>	<b>12.866.566 - 53.212.680</b>

### Szenario B

Tab. 8.19: Wasserbedarf für das 10 %-Flächenszenario B (alle Angaben in m<sup>3</sup>)

Wasserbedarf	Schiefergas		Kohleflözgas	Summe
	Cluster	Multilateral	Clusterbohrung	
Bohrvorgänge ohne Frack	519.600 - 685.100		739.446 - 1.004.140	1.259.046 - 1.689.240
Frack	27.588.000		14.038.800	41.626.800
<b>Wasserbedarf, insgesamt</b>	<b>28.107.600 - 28.273.100</b>		<b>14.777.446 - 15.042.940</b>	<b>42.885.046 - 43.316.040</b>

Tab. 8.20: Eingebrachte Frack-Wasser und Additiv-Volumina sowie entnommene Flowback- und Formationswasservolumina in Szenario B (alle Angaben in m<sup>3</sup>)

Fluidmengen	Schiefergas		Kohleflözgas	Summe
	Cluster	Multilateral	Clusterbohrung	
Wasser für Fracks	27.588.000		14.038.800	<b>41.626.800</b>
Additive	563.041		286.506	<b>849.547</b>
<b>Eintrag gesamt</b>	<b>28.151.041</b>		<b>14.325.306</b>	<b>42.476.347</b>
Flowback	1.407.552 - 22.520.833		2.148.796 - 8.738.437	<b>3.556.348 - 31.259.270</b>
Formations- wasser	1.096.400 - 3.764.000		9.782.298 – 27.916.740	<b>10.878.698 - 31.680.740</b>
<b>Entnahme gesamt</b>	<b>2.503.952 - 26.284.833</b>		<b>11.931.094 - 36.655.177</b>	<b>14.435.046 - 62.940.010</b>

### 8.5.8 Stoffemissionen aus dem Untergrund

Die Wahrscheinlichkeit und das Ausmaß von Stoffemissionen aus dem Untergrund sind von unterschiedlichen technischen und standortbezogenen Faktoren abhängig.

Entsprechend den einführenden Erläuterungen in Abschnitt 8.1 wird der Wirkfaktor „Stoffemissionen aus dem Untergrund“ damit im vorliegenden Gutachten den **indirekten Umweltauswirkungen** gerechnet, deren Eintreten und das Ausmaß der Auswirkungen von bestimmten Randbedingungen abhängt und somit nicht unmittelbar aus der Dimension des Vorhabens abgeleitet werden kann.

In der Regel sind für eine Quantifizierung der Risiken Modellierungen notwendig. Hierzu sind jedoch noch eine Reihe von Eingangsdaten erforderlich, wie Druckpotenziale und Druckverteilungen vor dem Fracken, Durchlässigkeiten und Wasser- und Gasgehalte in den Zielhorizonten und Grad der Entwässerung durch die Förderung bzw. Restgasgehalte nach der Förderung.

Nähere Ausführungen zum Wirkfaktor „Stoffemissionen aus dem Untergrund“ hierzu folgen in Kapitel 9.

### 8.5.9 Umweltauswirkungen stofflicher Einwirkungen

Mögliche **Umweltauswirkungen** sind in der nachfolgenden Tabelle 8.21 zusammengefasst.

Tab. 8.21: Mögliche Umweltauswirkungen durch stoffliche Einwirkungen

Wirkfaktor	Schutzgut	Auswirkungen
Gasförmige Emissionen von über Tage	Landschaft/Erholung	Reduktion des Erholungswertes der Landschaft (Umgebung)
	Klima/Luft	Beeinträchtigung der Luftqualität
	Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt	Beeinträchtigung von Lebensräumen durch Immissionen
	Mensch	Reduktion des Wohnwertes
Reduktion des Erholungswertes		
Staubemissionen	Boden	Beeinträchtigung des Bodens durch Staubemissionen
	Landschaft/Erholung	Reduktion des Erholungswertes der Landschaft (Umgebung)
	Klima/Luft	Beeinträchtigung der Luftqualität
	Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt	Beeinträchtigung von Lebensräumen durch Immissionen
	Mensch	Reduktion des Wohnwertes
Reduktion des Erholungswertes		
Flüssige Abfälle zur Entsorgung	Boden	Potenzielle Schädigung des Bodens bei Entsorgung
	Wasser	Potenzielle Schädigung des Oberflächen-/Grundwassers bei Einleitung/Injektion
Feste Abfälle zur Entsorgung	Boden	Potenzielle Schädigung des Bodens bei Deponierung
	Wasser	Potenzielle Schädigung des Oberflächen-/Grundwassers bei Einleitung/Injektion
Entsorgung von NORM	Boden	Potenzielle Kontamination bei nicht-sachgerechtem Umgang mit NORM (§§ 97 bis 102 i. V. m. Anlage XII StrlSchV)
	Wasser	
Stoffeinträge in den Untergrund	Boden	Potenzielle Schädigung des Bodens bei Unfällen
	Wasser	Potenzielle Schädigung des Oberflächen-/Grundwassers bei Unfällen
Änderungen Wasserhaushalt	Wasser	Änderung der Grundwasser-/Oberflächenwasserstände
		Änderung der Dynamik der Wasserstände im Jahresverlauf
		Unterbindung des Austauschs zwischen Wasservorkommen
	Boden	Änderung des Wassergehalts im Boden
Pflanzen/Tiere/biolog. Vielfalt	Beeinträchtigung grundwasserbeeinflusster Ökosysteme	
	Stoffemissionen aus dem Untergrund	Wasser

Wirkfaktor	Schutzgut	Auswirkungen
		Grundwasser mit Lagerstättenwasser oder Gasen
		Potenziell: Eintrag von Frack-Fluiden in oberflächennahes Grundwasser bei Vorliegen von Wegsamkeiten.
	Boden	Kontamination von Böden mit Lagerstättenwasser oder Gasen
		Potenziell: Eintrag von Frack-Fluiden in Böden bei Vorliegen von Wegigkeiten
	Mensch	Reduktion des Wohnwertes
		Reduktion des Erholungswertes
		Menschliche Gesundheit und Wohlbefinden
	Klima	Freisetzung von klimaschädlichen Gasen
	Pflanzen/Tiere/biolog. Vielfalt	Beeinträchtigungen von Lebensräumen und Individuen

Stand 06.09.2017

## 8.6 Literatur

- BGR (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland,  
[http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Projekte/laufend/NIKO/NIKO\\_projektbeschreibung.html?nn=1547280](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Projekte/laufend/NIKO/NIKO_projektbeschreibung.html?nn=1547280)
- DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION  
(2009): Draft SGEIS on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program, New York State, USA, September 2009.
- DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION  
(2011): Revised Draft SGEIS on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program, New York State, USA, September 2011.
- DIN 18005 (1987): „Schallschutz im Städtebau“ Teil 1, Deutsches Institut für Normung, Ausgabe Mai 1987.
- Exxon, Februar 2012 (2012): Mündliche Mitteilung von ExxonMobil-Vertretern anlässlich eines Interviews im Februar 2012.
- ExxonMobil, Mai 2012 (2012): Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), zitiert nach ExxonMobil Production Deutschland GmbH: Zulassung Sonderbetriebsplan Lünne 1, Meppen, 2010; zitiert nach: <http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/kommunikation/betriebsplanunterlagen.html>, Mai 2012
- LlmschG (1975): Gesetz zum Schutz vor Luftverunreinigungen, Geräuschen und ähnlichen Umwelteinwirkungen (Landes-Immissionsschutzgesetz - LlmschG -) vom 18. März 1975.
- Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm - TA Lärm (1998): Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum BundesImmissionsschutzgesetz vom 26. August 1998
- PATER, C.J.; BAISCH, S. (2011): Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity - Synthesis Report, StrataGen Delft BV und Q-con GmbH, Delft, November 2011.
- VLärmSchR 97 (1997): Richtlinien für den Verkehrslärmschutz an Bundesfernstraßen in der Baulast des Bundes - VLärmSchR 97 vom 27. Mai 1997.





## **Kapitel 9**

Stand 06.09.2012

Stand 06.09.2012

## 9 ANALYSE DER RISIKEN IM ZUSAMMENHANG MIT VORHABEN ZUR ERKUNDUNG UND GEWINNUNG UNKONVENTIONELLER GASVORKOMMEN

### 9.1 Einleitung

Die Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten ist je nach Betriebsphase mit mehr oder weniger großen Umweltauswirkungen wie Lärm, Flächenverbrauch, stofflichen Emissionen etc. verbunden. Sie können konkret ermittelt, anhand der gültigen Rechtsnormen, z.B. durch eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), bewertet und über Genehmigungen und Auflagen reguliert werden (siehe Kap. 8).

Mit der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten sind (wie mit jeder technischen Anlage) über die direkten Umweltauswirkungen hinaus auch Risiken für weitere, indirekte Umweltauswirkungen verbunden. Dazu gehören z.B. der Aufstieg von Gas und die Kontamination des Grundwassers. Wie in Abschnitt 8.1 und Abbildung 8.1 dargestellt, bezieht sich die Risikoanalyse vor allem auf diese indirekten Umweltauswirkungen.

### 9.2 Methodischer Ansatz

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 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. Anstelle der Eintrittswahrscheinlichkeit wird hier der Begriff der **Ein-**

**griffsintensität** verwandt, der beschreibt, wie bedeutsam ein stattfindender Eingriff auf ein Schutzgut eingeschätzt wird. 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.

Die Ermittlung der Risiken ist im vorliegenden Fall der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten – vor allem aufgrund der noch unvollständigen 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-Lagerstätten wird eine Kombination der verschiedenen Methoden zur Risikoanalyse vorgeschlagen (siehe Abb. 9.1).

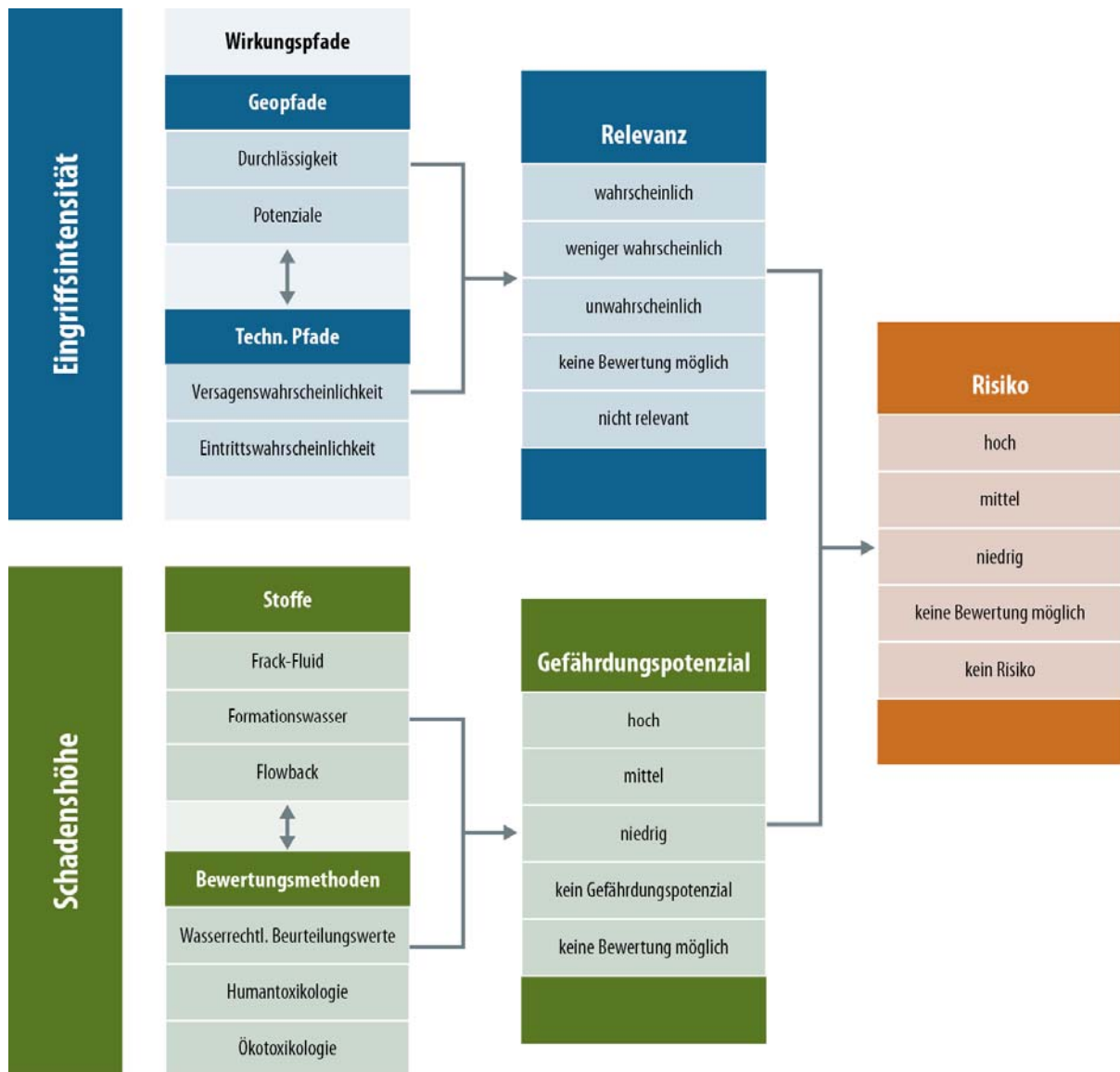


Abb. 9.1: Vorschlag zum Aufbau der Risikoanalyse bei der Beurteilung von Vorhaben zur Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten

### Eingriffsintensität und Relevanz der Wirkungspfade

Bei der Frage nach dem Risiko der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten wird die **Eingriffsintensität** durch eine Betrachtung der **Wirkungspfade** ersetzt. Denn nur wenn ein Wirkungspfad vorliegt bzw. aktiviert werden kann, kann aus einem Gefährdungspotenzial auch ein Schaden (hier Schutzgut Wasser) entstehen. Die betrachteten Wirkungspfade sind in Abbildung 9.3 und Abschnitt 9.3 näher beschrieben.

Bei den Wirkungspfaden muss unterschieden werden zwischen den technischen Wirkungspfaden, für die z.T. Versagens- und Eintrittswahrscheinlichkeiten angegeben werden können, und den geologischen Wirkungspfaden, die im vorliegenden Gutachten, solange keine gesicherten quantitativen Daten vorliegen (z.B. über numerische Grundwassermodelle), nur qualitativ hinsichtlich ihrer **Relevanz** beurteilt werden.

Damit ein geologischer Wirkungspfad relevant ist, müssen eine Durchlässigkeit und ein Potenzialunterschied, die erst ein gerichtetes Strömen ermöglichen, gegeben sein. Die Diffusion wird nicht betrachtet, da sie für die vorliegenden Fragestellungen gegenüber dem advektiven Transport in der Regel untergeordnet ist.

Im vorliegenden Gutachten wird ein Wirkungspfad als relevant erachtet, wenn eine Wahrscheinlichkeit für einen Gas- und/oder Fluidtransport besteht, über den es dann zu einer umweltschädigenden Auswirkung kommen kann. Die Wahrscheinlichkeit wird im vorliegenden Gutachten in Anlehnung an die Definition des BMU (2010) zu den Sicherheitsanforderungen an die Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle eingeordnet (siehe Tab. 9.1).

Tab. 9.1: Bewertung der Relevanz der geologischen Wirkungspfade in den einzelnen Geosystemen (in Anlehnung an BMU 2010)

Bewertung der Relevanz	Erläuterung
wahrscheinlich	eine normalerweise beobachtete Entwicklung
weniger wahrscheinlich	Umweltauswirkungen, die unter ungünstigen geologischen Bedingungen eintreten können und bei vergleichbaren Standorten selten aufgetreten sind
unwahrscheinlich	Entwicklungen, deren Eintreten selbst unter ungünstigen Annahmen nicht erwartet wird und die bei vergleichbaren Verhältnissen nicht beobachtet wurden
keine Bewertung möglich	keine ausreichenden Daten zur Beurteilung von Durchlässigkeit / Potenzialdifferenz vorhanden
nicht relevant	zu geringe Durchlässigkeit und/oder keine Potenzialdifferenzen

### Schadenshöhe und Gefährdungspotenziale der Fluide

Die **Schadenshöhe** wird durch die Bewertung der **Gefährdungspotenziale** der eingesetzten Frack-Fluide, der Formationswässer, des Flowback und ggf. auch der Zubereitungen beschrieben. Der diesbezügliche, dem vorliegenden Gutachten zu Grunde liegende methodische Ansatz wurde in Kapitel 7 ausführlich erläutert. Bei den verwendeten komponentenbasierten Methoden werden u.a. human- und öko-

toxikologische Wirkkonzentrationen der Einzelstoffe für die Bewertung herangezogen.

Nähere Ausführungen zu den Gefährdungspotenzialen der Fluide folgen in Abschnitt 9.7.

### Risiko

Durch die Verknüpfung der Relevanz der Wirkungspfade und der Gefährdungspotenziale der Fluide lässt sich das **Risiko** abschätzen. Liegen keine geeigneten und belastbaren Daten und Informationen zur Bewertung der Wirkungspfade und/oder der Fluide vor, so ist auch keine belastbare Bewertung des Risikos möglich.

Durch Kombination der Bewertung der Relevanz der Wirkungspfade und des Gefährdungspotenzials der Fluide (Frack-Fluide und Formationswasser) kann das Risiko, z.B. über eine Matrix, wie sie in der Abbildung 9.2 dargestellt ist, eingeschätzt werden.

G.-potenzial Fluide Pfadrelevanz	Hoch	Mittel	Niedrig	kein Gefährdungspotenzial
Wahrscheinlich	Hoch	hoch	Mittel	kein Risiko
Wenig wahrscheinlich	Hoch	Mittel	Niedrig	kein Risiko
unwahrscheinlich	Mittel	Niedrig	niedrig	kein Risiko

Abb. 9.2: Entwurf einer Risikomatrix

Die Ausführungen in den Kapiteln 4 bis 6 haben gezeigt, dass die jeweiligen Sachverhalte in den Themenbereichen Geosysteme, Technik und Stoffe sehr komplex sind und eine sehr große Anzahl an möglichen Kombinationen zulassen. Im Rahmen der vorliegenden Risikoanalyse werden in Abschnitt 9.3 die möglichen Wirkungspfade beschrieben. Summarische Auswirkungen sowie die Entsorgung des Flowback sind Gegenstand der Betrachtungen in den Abschnitten 9.4 und 9.5. In Abschnitt 9.7 wird näher auf die Gefährdungspotenziale der Fluide eingegangen und in Abschnitt 9.8 werden Risikoanalysen für ausgewählte Geosysteme durchgeführt, in deren Rahmen eine Beschreibung und erste Einschätzung möglicher Risiken erfolgt.



### 9.3 Definition und Beschreibung der Wirkungspfade

Im vorliegenden Gutachten wird zwischen technischen Wirkungspfaden (z.B. Versagen des Bohrlochcasings) und geologischen Wirkungspfaden (z.B. Störungen) unterschieden. Oftmals wird die Eingriffsintensität von einer Kombination von technischen und geologischen Wirkungspfaden bestimmt (s.o.).

Für die **technischen Wirkungspfade** können teilweise Abschätzungen der Eintritts- bzw. Versagenswahrscheinlichkeiten angegeben werden, die auf veröffentlichten statistischen Daten der Öl- und Gasindustrie beruhen. Es sind jedoch keine statistischen Daten derzeit frei verfügbar, die ausschließlich unkonventionelle Erdgasvorkommen betreffen. Insofern müssen die zu Grunde gelegten Daten auf unkonventionelle Gasvorkommen konkretisiert werden (siehe Anhang zum vorliegenden Kapitel). Die angegebenen Zahlenwerte dienen somit ausschließlich der Einschätzung der zu erwartenden Größenordnung. Sie sind in keinem Fall als solche für konkrete Risikoanalysen heranzuziehen. Es ist daher eine der grundlegenden Empfehlungen der Gutachter, gezielt Informationen und Daten zu unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in den kommerziell verfügbaren Datenbanken verschiedener Institutionen zu recherchieren bzw. ggf. auch in Zusammenarbeit mit den Betreibern eine entsprechende Datenbasis zu schaffen.

Die **geologischen Wirkungspfade** sind abhängig von den betrachteten Geosystemen und werden 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.

Die im Folgenden beschriebenen potenziellen Wirkungspfade bzw. Pfadgruppen in Bezug auf eine Gefährdung des Grundwassers beruhen auf den hydrogeologischen Systembeschreibungen in Kapitel 5 für die einzelnen Gasvorkommen (Geosysteme) sowie auf den Ausführungen im Kapitel 6 (Technik). Grundsätzlich sind im Hinblick auf die Gefährdung des Grundwassers vier Pfadgruppen (0 bis 3) zu betrachten (siehe Abb. 9.3):

**Pfadgruppe 0:** (Schad)Stoffeinträge unmittelbar an der Erdoberfläche beim Umgang mit den Frack-Fluiden und bei der Entsorgung des Flowback.

**Pfadgruppe 1:** punktuelle Pfade entlang von Bohrungen. Dies können aktive (Produktions)bohrungen oder abgeworfene Altbohrungen sein (z.B. aus der Steinkohlenerkundung im Münsterland oder der Gas- und Ölexploration).

**Pfadgruppe 2:** linienhafte Pfade, die auf Störungen beruhen. Hierbei stehen tiefgreifende Störungen im Vordergrund.

**Pfadgruppe 3:** Aufstiege und Ausbreitung durch die geologischen Schichten ohne besondere Wegsamkeiten wie die Pfadgruppen (1) und (2). Diese Wirkungspfade hängen von den ungestörten Durchlässigkeiten und Potenzialverteilungen der überlagernden Gesteinsformationen ab.

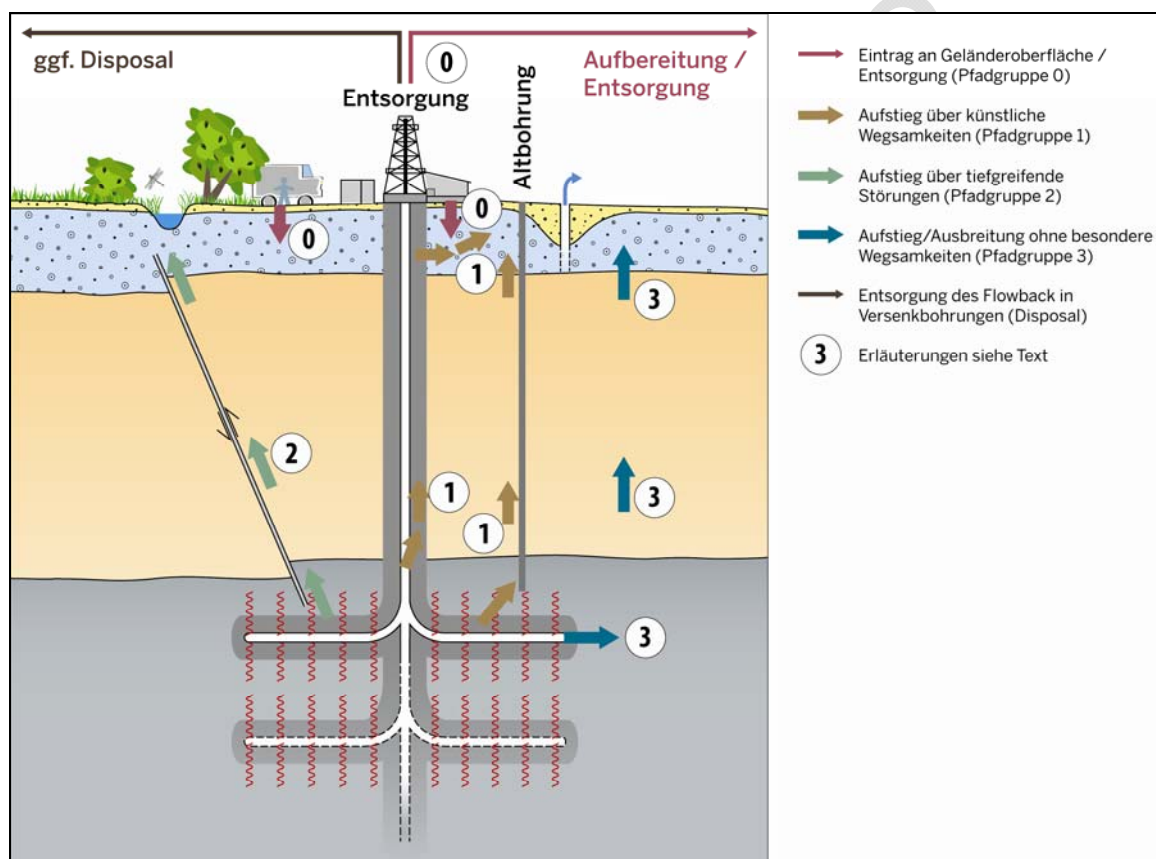


Abb. 9.3: Schematische Darstellung potenzieller Wirkungspfade

Ebenfalls zu betrachten sind die großräumigen hydraulischen und hydrochemischen Veränderungen, Summationswirkungen und Langzeitwirkungen, die sich aber nicht einer Pfadgruppe zuordnen lassen. Des Weiteren stellt die Entsorgung des Flowback über Disposalbohrungen einen Sonderpfad dar.

Einzelne Wirkungspfade treten dabei in allen oder mehreren Geosystemen auf (z.B. (Alt)Bohrungen) oder sind sehr ähnlich (z.B. Aufstiege durch gering durchlässige Schichten und Störungen). Oftmals werden sie jedoch durch regionalspezifische Besonderheiten geprägt (z.B. Bedeutung des Strontianitbergbaus im Münsterländer Becken für die Pfadgruppen 1 und 2).

### Verknüpfung der technischen Pfade und der Geopfade

In der vorliegenden Risikobetrachtung werden die technischen Pfade und die Geopfade in den einzelnen Pfadgruppen miteinander verknüpft, da Geopfade teilweise erst dann „aktiv“ werden können, wenn ein technischer Pfad (z.B. durch Versagen der Zementation oder hydraulischen Anschluss von Altbohrungen und Störungen) relevant ist (Tab. 9.2).

Tab. 9.2: Verknüpfung der technischen Pfade und der Geopfade

Pfadgruppe	Tech. Pfade	Geopfade	Relevanz (Risiko)	Betriebsphasen
0 (Oberfläche)	Eintritts- und Versagenswahrscheinlichkeiten	untergeordnet	wird durch die techn. Pfade bestimmt	B1, B2, C
1 (Bohrungen)	Eintritts- und Versagenswahrscheinlichkeiten	untergeordnet	wird durch die techn. Pfade bestimmt	B1, B2, C, D
2 (Störungen)	Nicht relevant. Frack-Fluid erreicht eine Störung	Durchlässigkeit und Potentialverteilung der Störung	wird durch die Geopfade bestimmt	B1, B2, D
3 (Geologie)	Nicht relevant. Frack-Fluid erreicht Gesteinsformationen	Durchlässigkeit und Potentialverteilung der Gesteinsformationen	wird durch die Geopfade bestimmt	B1, B2, D

### Veränderungen im geohydraulischen System während der Betriebsphasen

Während der verschiedenen Phasen der Erkundung und Gewinnung von unkonventionellen Erdgasvorkommen kann sich die Relevanz der Wirkungspfade aufgrund der Veränderungen der Durchlässigkeiten und Potenzialdifferenzen ändern und es können auch neue Wirkungs-

pfade auftreten. Im Hinblick auf die Benennung und Bewertung der Wirkungspfade in den einzelnen Betriebsphasen wird im vorliegenden Gutachten von den in Tabelle 9.3 genannten Auswirkungen auf das hydrogeologische System ausgegangen.

Tab. 9.3: Auswirkungen während der Betriebsphasen in Bezug auf das hydrogeologische System

Betriebsphase	Auswirkungen	
	Durchlässigkeit/Permeabilität	Potenzialverhältnisse
A (Bohrung)	keine	keine
B1 (einzelner Frack zur Erkundung)	Lokal begrenzte Erhöhung der Durchlässigkeiten/Permeabilitäten durch Fracking ggf. Anschluss an Elemente mit höherer Durchlässigkeit (Störungen, Altbohrungen)	zeitlich und räumlich lokal befristete Änderung der Potenzialverhältnisse
B2 (großräumiges Fracking zur Gewinnung)	durch Summenwirkung großräumig relevante Erhöhung der Durchlässigkeiten / Permeabilitäten durch Fracking möglich ggf. Anschluss an Elemente mit höherer Durchlässigkeit (Störungen, Altbohrungen)	jeweils zeitlich und räumlich regional befristete Änderung der Potenzialverhältnisse
C (Gewinnung)	Keine Bei Nachstimulation siehe Phase B2	Veränderung der Potenzialverhältnisse (im Kohleflözgas u.U. Schaffung einer zeitlich und räumlich befristeten Potenzialsenke) bei Nachstimulation siehe Phase B2
D (Nachsorge)	Ggf. weitere Erhöhung der Durchlässigkeiten/Permeabilitäten durch Versagen der Abdichtungen in Bohrungen/Altbohrungen	Wiedereinstellung der natürlichen Potenzialverhältnisse

Bedeutsam sind vor allem folgende Sachverhalte in den einzelnen Phasen:

- Phase B1: Anschluss an hydraulisch wegsame Störungen und Bohrungen
- Phase B2: Summenwirkung durch großräumige Erhöhung der Durchlässigkeiten
- Phase C: Veränderung der Potenzialverhältnisse im Einwirkungsbereich der Produktionsbohrung (ggf. Schaffung einer Potenzialsenke)
- Phase D: Langfristiges Versagen der Bohrlochintegritäten

Nachfolgend werden die Pfadgruppen im Einzelnen differenziert beschrieben und es erfolgt (soweit möglich) eine erste Einschätzung ihrer Relevanz. Für die Pfadgruppen werden in Tabellenform Eintritts-

szenarien bezogen auf die Betriebsphasen benannt. Die Eintrittsszenarien beschreiben mögliche Versagensfälle bzw. geologisch-hydrogeologische Bedingungen, bei denen es zu einer Gefährdung des nutzbaren Grundwassers kommen kann. Weiterhin werden vorbeugende Maßnahmen oder Maßnahmen zur Risikominimierung genannt.

### 9.3.1 Pfadgruppe 0: oberirdische Einträge

In der Pfadgruppe 0 werden (Schad-)Stoffeinträge, die unmittelbar an der Erdoberfläche insbesondere beim Umgang mit den Frack-Fluiden (Transport, Lagerung etc.) und bei der Entsorgung des Flowback (ohne Disposal, s.u.) entstehen, zusammengefasst. 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.

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

Eine ausführliche Betrachtung oberirdischer Einträge erfolgte im Exxonmobil Informations- und Dialogprozess im Rahmen eines eigenen Gutachtens (Uth 2012).

In der Pfadgruppe 0 werden im Rahmen dieses Gutachtens folgende Wirkungspfade betrachtet:

- Unkontrollierter Ausbruch von Fluiden und/oder Gasen (Blowout-Ereignisse)
- Transport wassergefährdender Stoffe per Lkw
- Transport wassergefährdender Stoffe per Rohrleitung

Die nachfolgenden Ausführungen sind im Anhang zu diesem Kapitel ausführlich erläutert.

#### 9.3.1.1 Blowout

Unter Blowout wird der unkontrollierte Ausbruch von Bohrspülung, Formationsfluiden, Erdöl und/oder Erdgas aus einem Bohrloch bezeichnet. Im Einzelnen liegen für die zu erwartenden Drücke im flözführenden Oberkarbon und den Schiefergas-Vorkommen keine Angaben vor. Aus einigen frühen Bohrungen im Raum Münster, Ascheberg, Herbern und Drensteinfurt ist jedoch dokumentiert, dass aus

Hohlräumen aus den Plänerkalken mehrtägige Gasausbrüche erfolgten (Wegner 1924).

Grundsätzlich gilt es zu berücksichtigen, dass die derzeit vorliegenden Informationen zu den potenziellen Zielhorizonten in NRW nicht auf Hochdruck-/Hochtemperatur-Formationen schließen lassen. Abschließend kann dieser Punkt aber erst durch weitergehende Erkundungsmaßnahmen beantwortet werden.

**Die Übertragbarkeit der verwendeten Daten (siehe Anhang zu Kap. 9) – insbesondere von Offshore-Betrieben und in konventionellen Erdgas-/Erdöl-Lagerstätten – auf die für NRW relevanten Onshore-Betriebe, die unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten mit wahrscheinlich sehr geringen Lagerstättendrücken erschließen, muss in Frage gestellt werden. Insofern sind die im Anhang zu diesem Kapitel gemachten Aussagen aus Gutachtersicht auf NRW nicht ohne weitere Überprüfung übertragbar. Die Übertragbarkeit kann nur durch vertiefte Analyse der hier verwendeten Daten(-banken) und weiterer nicht öffentlich zugänglicher Datenquellen (Betreiber, kommerzielle Datenbanken) überprüft werden.**

Es reicht aus unserer Sicht nicht aus, mit einem einzigen Wert für die Eintrittswahrscheinlichkeit von Blowouts Risikobeurteilungen für den kompletten Lebenszyklus von Bohrungen oder Bohrplätzen durchzuführen. Durch die höhere Zahl an Frack-Maßnahmen pro Bohrung und damit einhergehend durch die höhere Anzahl an anderen (Mess-) Prozessen pro Bohrung, beispielsweise in Phase B2, werden die Blowout-Wahrscheinlichkeiten pro Bohrung erhöht. Es ist aus Gutachtersicht von daher notwendig zu prüfen, inwieweit für die einzelnen Lebenszyklusphasen unterschiedliche Blowout-Wahrscheinlichkeiten zu ermitteln/erarbeiten sind.

Des Weiteren sollte überprüft werden, inwieweit die Annahme, dass Blowouts in der Gewinnungsphase (Phase C) statistisch betrachtet maßgeblich durch externe Ursachen ausgelöst werden, für Onshore-Bohrungen in NRW verifiziert werden kann, da dies konkrete Maßnahmen und Vorgaben für das Bohrplatzmanagement bedingen könnte.

Grundsätzlich zeigt sich, dass die im Anhang zu diesem Kapitel vorgestellte Vorgehensweise im Rahmen von Einzelstandortplanungsprozessen sowie für Planungen zur Erschließung von größeren Flächen mit mehreren Bohrungen Verwendung finden kann. Sollte sich beispielsweise bestätigen, dass in einzelnen Betriebsphasen Blowouts nicht ausgeschlossen werden können, sollten beispielsweise Vorgaben für den Abstand von Bohrplätzen von anderen öffentlichen Strukturen auch unter Einbezug dieser Überlegungen definiert werden.



Letztendlich müssten dann allerdings auch (ggf. kosten-nutzen-analytische) Überlegungen angestellt werden, wie mit den Wahrscheinlichkeitsaussagen planungstechnisch und genehmigungsrechtlich umgegangen werden soll.

Für die in Kapitel 6 entwickelten fiktiven Szenarien können derzeit folgende Aussagen getroffen werden:

### **Phase A**

Die Größenordnung für die Wahrscheinlichkeit von Blowout-Ereignissen an einem Einzelstandort in Phase A kann statistisch gesehen bei Werten zwischen  $10^{-3}$  bis  $10^{-4}$  angesiedelt werden.

Insbesondere unter Bezug auf die Informationen des GD NRW sowie von ExxonMobil könnte aus den vorliegenden Informationen und Daten statistisch geschlossen werden, dass für die in Kapitel 6 dargestellten 10 %-Flächenszenarien mit hoher Wahrscheinlichkeit mit keinem Blowout, und mit rund 99 %iger Wahrscheinlichkeit mit höchstens zwei Blowout-Ereignissen im Rahmen von 172 Erkundungsbohrungen ohne Frack-Maßnahmen gerechnet werden könnte.

### **Phase B1**

Die Größenordnung für die Wahrscheinlichkeit von Blowout-Ereignissen für einen Phase B1-Betrieb kann aus den im Anhang aufgeführten Statistiken für die beiden Szenarien A und B bei Werten zwischen  $10^{-3}$  bis  $10^{-4}$  pro Bohrung angesiedelt werden.

Aus den vorliegenden Informationen und Daten ist statistisch betrachtet für die in Kapitel 6 dargestellten 10 %-Flächenszenarien somit mit 84- bis 85 %iger Wahrscheinlichkeit für Szenario A und für Szenario B nicht mit einem Blowout im Rahmen von Erkundungsbohrungen mit Test-Frack-Maßnahmen zu rechnen. Es zeigt sich, dass in dieser Phase die Szenarien A und B fast identische Werte aufweisen. Die Anzahl angenommener Bohrungen und Testfracks ist zu gering, um hier wesentliche Unterschiede erwarten zu können. Die Wahrscheinlichkeit, dass höchstens zwei Blowout-Ereignisse in dieser Phase in den 10 %-Flächenszenarien auftreten, liegt statistisch betrachtet bei rund 99 %.

### **Phase B2**

Die Größenordnung für die Wahrscheinlichkeit von Blowout-Ereignissen kann für den Einzelstandort in Phase B2 statistisch gesehen mit  $10^{-3}$  pro Bohrung angenommen werden.



Wenn die Übertragbarkeit der statistischen Datengrundlage auf die angenommenen Phase B2-Bohrungen in NRW auf unkonventionelle Lagerstätten gegeben wäre, könnte aus den vorliegenden Informationen und Daten statistisch betrachtet für die in Kapitel 6 dargestellten 10 %-Flächenszenarien mit hoher Wahrscheinlichkeit mit fünf bis sechs Blowouts, jedoch mit rund 99 %iger Wahrscheinlichkeit mit höchstens 11 bis 13 Blowout-Ereignissen im Rahmen von 2.860 Bohrungen mit Frack-Maßnahmen gerechnet werden.

### **Phase C**

Die Größenordnung für die Wahrscheinlichkeit von Blowout-Ereignissen kann bei Werten von  $10^{-3}$  pro Bohrung angesiedelt werden.

Wenn die Übertragbarkeit der statistischen Datengrundlage auf die angenommenen Phase C-Bohrungen in NRW auf unkonventionelle Lagerstätten gegeben wäre, könnte aus den vorliegenden Informationen und Daten statistisch betrachtet für die in Kapitel 6 dargestellten 10 %-Flächenszenarien mit hoher Wahrscheinlichkeit mit vier bis fünf Blowouts, jedoch mit rund 99 %iger Wahrscheinlichkeit mit höchstens 10 bis 12 Blowout-Ereignissen gerechnet werden.

### **Auswirkungsbetrachtung**

Unter Rückgriff auf Daten von Scandpower, die standardmäßig bei Risikoanalysen in der Erdöl-/Erdgasbranche für Offshore-Betriebe verwendet werden, können folgende Aussagen getroffen werden:

1. Aus den analysierten Fallbeispielen ergibt sich, dass die Wahrscheinlichkeit, dass der Blowout innerhalb von 12 h endet, fast 50 % beträgt.
2. Die zu erwartenden ausgestoßenen Gas- / Formationswasservolumina sind im konkreten Fall maßgeblich von den tatsächlichen Formations- bzw. Lagerstättenverhältnissen abhängig.
3. Statistisch betrachtet ist ein Blowout durch den Anulus (Ringraum zwischen Bohrstrang und Rohr) mit 62 % am wahrscheinlichsten.
4. Der für die Berechnungen im ExxonMobil Informations- und Dialogprozess zu Grunde gelegte Volumenstrom von 5 Mio.  $\text{m}^3/\text{d}$  bei einem Blowout beruht auf einer Blowout-Rate, die für Sauergasbohrungen gemäß dem Merkblatt einer Rundverfügung des LBEG im Jahr 2005 anzusetzen sind (s. hierzu auch Ansatz Uth, 2012). Für Bohrungen, die nicht als Sauergasbohrungen zu klassifizieren sind, können unseres Erachtens geringere Werte angesetzt werden. Folgt man beispielsweise den in Hsieh (2010) (Schacht 1999) oder Rist (1996) publizierten Daten kann die Blowout-Rate mindestens um den Faktor 3 bis 10 reduziert werden.

5. Zusätzlich zum ausgestoßenen Erdgas wird im Falle eines Blowouts die Bohrspülung ausgeworfen. Das Volumen wird von der Tiefe abhängen, in der der Blowout bzw. der Fluid-/Gaszutritt erfolgt. Für die im Rahmen dieser Studie berücksichtigten maximalen Bohrlochentiefen von 2.000 m TVD bzw. 3.000 m MD ergibt sich somit ein ausgeworfenes Bohrspülvolumen im Bereich von 110 bis 150 m<sup>3</sup> (siehe auch Kap. 6).
6. Die aus einem solchen Ereignis resultierende Einwirkung an der Oberfläche wird maßgeblich von Überdruck, Druckabfall sowie verfügbarem Formationsvolumen und Art und Zusammensetzung des ausgestoßenen Erdgases/Fluides abhängen. Neben den rein mechanischen Zerstörungen am Bohrlochkopf (Zerstörung/Beschädigung BOP, Bohrgerüst, benachbarte Anlagen) kann durch Entzündung des Erdgases in einem Radius von mehreren Zehnermetern um die Austrittsstelle mit Brandschäden und -zerstörungen gerechnet werden. Hier wird auf die beispielhaft von Uth (2012) durchgeführten Rechnungen verwiesen. Bei Nicht-Entzündung des Erdgases ist mit einer Beeinflussung der Luftqualität in der direkten Umgebung des Bohrplatzes sowie – je nach Windverhältnissen – in angrenzenden Gebieten zu rechnen. Die konkreten potentiellen Auswirkungen können nur standortbezogen identifiziert werden.
7. In Bezug auf Cluster-Bohrplätze muss überprüft werden, welche Auswirkungen ein Blowout auf bereits erstellte Bohrungen auf demselben Bohrplatz haben könnte.

### 9.3.1.2 Transport von wassergefährdenden Stoffen per Lkw

Bei Betrachtung der Einzelstandorte ist für diese von keinem zusätzlichen Unfall auszugehen.

Bei Betrachtung der fiktiven 10 %-Flächenszenarien ergibt sich, dass in Szenario A insgesamt sechs zusätzliche Unfälle und Szenario B insgesamt sieben zusätzliche Unfälle zu erwarten sind. Hierbei würden zwischen 36 m<sup>3</sup> und 54 m<sup>3</sup> bzw. zwischen 42 m<sup>3</sup> und 63 m<sup>3</sup> im Untergrund verbleibende wassergefährdende Stoffe zu erwarten sein.

Eine konservative Abschätzung führt zu der Aussage, dass mit 99 %iger Wahrscheinlichkeit in Szenario A höchstens mit 14 zusätzlichen Lkw-Unfällen mit wassergefährdenden Stoffen zu rechnen ist. In diesem Szenario würden maximal zwischen 84 m<sup>3</sup> und 126 m<sup>3</sup> wassergefährdende Stoffe im Untergrund verbleiben.

Analog ergibt die konservative Abschätzung für Szenario B mit einer Wahrscheinlichkeit von 99 % 17 maximal zu erwartende zusätzliche Lkw-Unfälle. Hierbei würden somit maximal zwischen 102 m<sup>3</sup> und 153 m<sup>3</sup> wassergefährdende Stoffe im Boden verbleiben (siehe Tab. 9.4).

Tab. 9.4: Gesamt-Volumina freigesetzter sowie in Boden verbleibender wassergefährdender Stoffe durch Lkw-Transportunfälle in den fiktiven Szenarien A und B

		Szenario A		Szenario B	
Erwartungswerte	Unfälle (Erwartungswert)	6		7	
	Volumen pro Unfall [m <sup>3</sup> ]	30		30	
	Freigesetztes Volumen [m <sup>3</sup> ] in 48 Jahren	180		210	
	Im Untergrund verbleibend [m <sup>3</sup> ] (20%, 30%)	36	54	42	63
<b>Höchstwerte</b>					
Höchstwerte	Unfälle	14		17	
	Volumen pro Unfall [m <sup>3</sup> ]	30		30	
	Freigesetztes Volumen [m <sup>3</sup> ] in 48 Jahren	420		510	
	Im Untergrund verbleibend [m <sup>3</sup> ] (20%, 30%)	84	126	102	153

Detaillierte Ausführungen finden sich im Anhang zum vorliegenden Kapitel.

### 9.3.1.3 Transport von wassergefährdenden Stoffen per Rohrleitung

Es wird unterschieden zwischen dem Transport von Erdgas und dem Transport von Lagerstättenwasser.

#### Transport von Erdgas per Rohrleitung

Bei Betrachtung der Einzelstandorte kann bei einer angenommenen Rohrleitungslänge von 26 km (Schiefergasbetrieb) bzw. 18 km (Kohleflözgasbetrieb) statistisch ein Versagen mit 99 %iger Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Betrachtet man die ermittelten Werte für das fiktive Gesamtszenario mit insgesamt 286 Betrieben für den gesamten angenommenen Betrachtungszeitraum von 48 Jahren, ergeben sich unterschiedliche statistische Kenndaten die im Anhang zu diesem Kapitel aufgeführt sind. In Summe kann der Erwartungswert für das Versagen einer Rohrleitung mit 17 % bei fünf Versagensereignissen angenommen werden. Mit 99 %iger Wahrscheinlichkeit kann von nicht mehr als 11 Versagensereignissen für das fiktive Gesamtszenario ausgegangen werden (Näheres siehe Anhang zu diesem Kapitel).

#### Transport von Lagerstättenwasser per Rohrleitung

CONCAWE<sup>1</sup> und DGENV<sup>2</sup> gehen von einer Versagenswahrscheinlichkeit von rund<sup>3</sup> 0,3 Ereignissen pro 1.000 Kilometerjahre für Rohr-

<sup>1</sup> Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE).

<sup>2</sup> Directorate-General Environment (DGENV).

leitungen aus, in denen gefährliche Stoffe transportiert werden. Diese für Westeuropa getroffenen Angaben stimmen recht gut mit Abschätzungen überein, die in den USA verwendet werden, in denen mit Werten von ca. 0,4 Ereignissen pro 1.000 Kilometerjahre gerechnet wird.

DGENV unterscheidet zwei Arten von Schadensfällen für solche Rohrleitungen:

1. Kategorie 1-Schäden: Zu dieser Schadensklasse gehören Versagensfälle, bei denen es zu tödlichen Unfällen oder schweren Verletzungen kommt und Drittschäden in Höhe von über 0,5 Millionen Euro entstehen.
2. Kategorie 2-Schäden: Hierzu werden Schäden gezählt, die
  - a. zu (kleineren) Verletzungen führen (Arztbesuch ist nötig),
  - b. zu einem Feuer, einer Explosion oder anderen ernsten Bedrohungen führen,
  - c. zur Notwendigkeit führen, Rettungsdienste hinzuzuziehen,
  - d. zu Drittschäden zwischen 250.000 EUR und 500.000 EUR führen,
  - e. zu öffentlichem Protest führen und
  - f. zu einem ernsthaften Risiko einer Boden-, Grundwasser- oder Luftverunreinigung führen.

Es existiert laut DGENV noch eine Kategorie 3, in der kleinere Schäden zusammengefasst werden. Diese Kategorie wird jedoch in den CONCAWE-Statistiken nicht erfasst.

DGENV nimmt an, dass von den zu erwartenden Versagensfällen 10 % in Kategorie 1 und 90 % in Kategorie 2 anfallen.

Für die Einzelstandortbetrachtung ergibt sich:

- Kategorie 1-Schäden können mit einer Wahrscheinlichkeit von fast 98 % ausgeschlossen werden. Mit über 99 %iger Wahrscheinlichkeit kann angenommen werden, dass maximal ein Kategorie 1-Schaden während der Betriebszeit eintritt.
- Kategorie 2-Schäden können mit einer Wahrscheinlichkeit von fast 82 % ausgeschlossen werden. Mit einer Wahrscheinlichkeit von über 99 % sind maximal 2 Kategorie 2-Schäden anzunehmen.

Betrachtungen und statistische Analysen für das fiktive Gesamtszenario mit insgesamt 286 Betrieben für den gesamten angenommenen Betrachtungszeitraum von 48 Jahren sind im Anhang enthalten. In

---

<sup>3</sup> Der CONCAWE Fünf-Jahres-Mittelwert beträgt 0,3 pro 1.000 Kilometerjahre. DGENV nimmt 0,28 Ereignisse pro 1.000 Kilometerjahre an.

Summe kann der Erwartungswert hier mit 5,6 % bei 50 Versagensereignissen angenommen werden. Mit knapp 99 %iger Wahrscheinlichkeit kann von nicht mehr als 68 Versagensereignissen für das Ereignisszenario ausgegangen werden.

### **Fazit für Pfadgruppe 0: Transport wassergefährdender Stoffe per Rohrleitung**

Die Ergebnisse der statistischen Betrachtungen sind zusammenfassend in der Tabelle 9.5 dargestellt.

Die Größenordnungen für die Wahrscheinlichkeit von Leckage-Ereignissen aus den vorgenannten Häufigkeitsstatistiken sind nur beschränkt belastbar. Statistisch gesehen liegen die Werte für ein Pipelineversagen einer DN 610-Pipeline zwischen  $1,25 \cdot 10^{-2}$  und  $6,4 \cdot 10^{-3}$  pro 1.000 Kilometerjahre. Tatsächlich jedoch ist in die vorliegende EGIG-Statistik eine Vielzahl von Informationen eingeflossen, die auf die Situation in NRW eventuell nicht übertragbar sind. So sind beispielsweise nicht die Ursachen der Versagensfälle oder aber die Art des verwendeten Pipeline-Materials, die Einbautiefe etc. benannt. Eine Übertragung auf die Situation in NRW kann also zunächst nur erfolgen, wenn die für NRW relevanten Daten zugänglich gemacht und analysiert werden. Hierzu gehören jedoch auch Aussagen der Betreiber zur geplanten Pipeline-Infrastruktur.

Analoges gilt für die für die Lagerstättenwassertransportpipelines durchgeführten Berechnungen. Auch hier ist die Übertragbarkeit nur unzureichend gegeben. Aus den vorliegenden Statistiken ergeben sich Werte in der Größenordnung von 0,3 Ereignissen pro 1.000 Kilometerjahre.

In beiden Fällen können die Angaben jedoch als erster Anhaltspunkt für die Größenordnung der Wahrscheinlichkeit des Eintritts eines Versagensfalls gelten. Eine auf NRW bezogene Untersuchung kann jedoch auch zu einer Veränderung dieser Größenordnungsabschätzung (Erhöhung sowie Verringerung) führen.

In Bezug auf die Einzelstandorte ergibt sich für die Erdgasrohrleitungen, dass mit einem Versagen während der 30-jährigen Betriebszeit eines Bohrplatzes nicht zu rechnen ist. Für die Lagerstättenwasserrohrleitungen ergibt sich statistisch gesehen **bei konservativer Abschätzung** ein Versagensfall der Kategorie 1 und zwei Versagensfälle der Kategorie 2.

Bei Betrachtung der flächenhaften Erschließung in den fiktiven Szenarien A und B zeigt sich, dass für die Gesamtröhrenleitungsinfrastruktur von knapp 6.000 km mit einem Längsriss und jeweils zwei Riss- bzw. Abrissereignissen bei Erdgaspipelines gerechnet werden kann. Eine konservative Abschätzung (99 %ige Wahrscheinlichkeit) führt bei den

Erdgasrohrleitungen zu Maximalwerten von vier Längsriss-Ereignissen und jeweils sechs Riss- bzw. Abriss-Ereignissen in diesen Szenarien.

Für die Lagerstättenwasserrohrleitungen liegen die Erwartungswerte bei fünf Ereignissen der Kategorie 1 sowie 45 bis 46 Ereignissen der Kategorie 2. Eine konservative Abschätzung ergibt mit einer 99 %igen Wahrscheinlichkeit Werte von maximal 11 Kategorie 1-Schäden und 62 Kategorie 2-Schäden.

Tab. 9.5: Zusammenfassung der ermittelten Erwartungswerte und der konservativ abgeschätzten mit 99 %iger Wahrscheinlichkeit zu erwartenden maximalen Anzahl an Ereignissen.

			Einzelstandort	Fiktives Flächenszenario
Erdgasrohrleitung	Riss	Erwartungswert	0,00943	2,11
		99% Wahrscheinlichkeit höchstens	0	6
	Loch/Abriss	Erwartungswert	0,00943	2,11
		99% Wahrscheinlichkeit höchstens	0	6
	Längsriss	Erwartungswert	0,00483	1,08
		99% Wahrscheinlichkeit höchstens	0	4
Lagerstättenwasserrohrleitung	Kategorie 1-Schaden	Erwartungswert	0,02262	5,05
		99% Wahrscheinlichkeit höchstens	1	11
	Kategorie 2-Schaden	Erwartungswert	0,20358	45,49
		99% Wahrscheinlichkeit höchstens	2	62

Detaillierte Ausführungen finden sich im Anhang zu diesem Kapitel.

### Auswirkungsbetrachtung

Die einzigen für NRW möglicherweise relevanten Betreiberdaten zu Rohrdurchmessern, Betriebsdrücken, geförderten Volumina und anderen technischen Parametern wurden bislang nur im Rahmen des Informations- und Dialogprozesses von ExxonMobil kommuniziert und im Gutachten „Technische Sicherheit von Anlagen und Verfahren zur Erkundung und Förderung von Erdgas aus nichtkonventionellen Lagerstätten“ (Uth 2012) aufgeführt.

Die dort gemachten Angaben führen bei den in diesem Gutachten gewählten Schadenskategorien für eine Erdgasrohrleitung folgende freigesetzten Mengen an:

- Erdgasrohrleitung, Uth-Klassifikation „Korrosionsleckage“ = EGIG-Schadenskategorie „Loch (engl.: Hole)“: freigesetzte Menge: 124,4 t pro Ereignis



- Erdgasrohrleitung, Uth-Klassifikation „Abriss“ = EGIG-Schadenskategorie „Loch (engl.: Hole): freigesetzte Menge: 15.000 m<sup>3</sup> pro Ereignis

Zu Schadensereignissen von Lagerstättenwasserrohrleitungen werden bei (Uth 2012) in den Schadenskategorien, die für dieses Gutachten gewählt wurden, folgende Angaben gemacht:

- Lagerstättenwasserrohrleitung, Uth-Klassifikation „Strohmeier-Loch“ = DGENV-Schadenskategorie 2: freigesetzte Menge: 61,7 t pro Ereignis
- Lagerstättenwasserrohrleitung, Uth-Klassifikation „Abriss“ = DGENV-Schadenskategorie 2: freigesetzte Menge: 66 t pro Ereignis

#### 9.3.1.4 Zwischenfazit Pfadgruppe 0

- Pfadgruppe 0 wird maßgeblich durch die technischen Systeme bestimmt, d.h. durch gezielte Technik- und Prozessanalyse können Maßnahmen ergriffen werden, um Risiken zu reduzieren und zu vermeiden.
- In Deutschland sind die technischen Standards hoch. Die bestehenden Industriestandards sollten überprüft und ggf. auf die neuen Anforderungen (bspw. Cluster-Bohrplatz) angepasst werden. Auch aus prozesstechnischer Sicht sollten Leitfäden für den Betrieb eines Clusterbohrplatzes entwickelt werden.
- Die Beurteilung von Risiken muss sowohl standortspezifisch wie auch im Kontext eines begleitenden Flächenerschließungsplans erfolgen. Wie in den vorhergehenden Abschnitten dargestellt sind auf Standortebene die Eintrittswahrscheinlichkeiten für einige Versagensfälle wenig relevant, bei Erstellung von mehreren Bohrplätzen aber durchaus wichtig.
- Auf der Standortebene fehlen noch zu viele Details in Bezug auf die konkrete Ausgestaltung der technischen Anlagen. Teilweise werden die Antragsteller erst in zwei bis drei Jahren erste Bohrungen zur Erkundung abteufen, so dass für viele Detailfragen noch keine abschließenden technischen Lösungen vorliegen.
- Basierend auf Risikoanalysen sollten die Prüffristen für Anlagen gemäß BVOT überarbeitet werden. Hierzu ist es notwendig, aktuelle repräsentative statistische Daten zu Versagenswahrscheinlichkeiten zu erhalten, die auf NRW angewendet werden können.



- Zurzeit sind nur bedingt nutzbare statistische Daten frei verfügbar, die auf die Situation in NRW übertragen werden können. Es gilt hierbei zu berücksichtigen, dass insbesondere die technische Ausgestaltung von Betrieben maßgeblich durch die jeweiligen nationalen Gesetze sowie durch die vorgefundene lokale/regionale Geologie bestimmt wird. Dies hat direkte Auswirkungen auf Art und Anzahl von Unfällen und Störfällen und führt dazu, dass Daten und Informationen aus anderen Ländern nur bedingt übernommen werden können.

### 9.3.2 Pfadgruppe 1: punktuelle Pfade entlang von Bohrungen / Altbohrungen

Das vorliegende Gutachten konzentriert sich auf den Frack-Vorgang sowie auf hieraus resultierenden Beeinträchtigungen des Grund- und Trinkwassers. Insofern werden die mit Bohrungen (Phase A) grundsätzlich einhergehenden Versagensfälle nicht weiter betrachtet und die Phase A nur dann berücksichtigt, wenn bereits in dieser Phase technische Maßnahmen umzusetzen sind, die in den folgenden Phasen Auswirkungen auf zu erwartende Risiken haben.

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

- **Pfad 1a:** Aufstieg in/an der Erkundungs- oder Produktionsbohrung aufgrund von teilweisem/vollständigem Versagen der Zementation oder ungenügender Abdichtung gegenüber dem durchteuften Gesteinskörper in den Phasen A, B1, B2 und C.
- **Pfad 1b:** Aufstieg in/an Altbohrungen aufgrund ungenügender oder mittlerweile nicht mehr intakter Bohrlochabdichtung in der Phase D.
- **Pfad 1c – 1e:** Versagen des Casings beim Fracking (oberflächennah und in größerer Tiefe) in den Phasen B1 und B2.

#### 9.3.2.1 Wirkungspfad 1a: Aufstieg in/an der Erkundungs- oder Produktionsbohrung

Die nachfolgende Tabelle 9.6 führt mögliche Eintrittsszenarien des Wirkpfades 1a auf.

Tab. 9.6: Mögliche Eintrittsszenarien beim Pfad 1a

Be- triebs- phase	Eintrittsszenarien	Überwachung / Detektion	Vorbeugung / Maßnahmen zur Risikominimierung
A	Fehlerhafter Einbau von Rohrtouren und Zementation	korrekte Volumenberechnung (Zementbedarf) Kombination mehrerer (akustischer) Messverfahren, um Schwächen der einzelnen Systeme zu kompensieren	Kontrolle der ordnungsgemäßen Zementation Kontrolle des ordnungsgemäßen Einbaus (zentriert) der Rohrtouren
B1	Versagen der Zementation und Aufstieg von Frack-Fluiden	ungeplanter Druckverlauf oder ungeplante Volumenänderungen beim Fracken	Kontrolle der ordnungsgemäßen Zementation Kontrolle des ordnungsgemäßen Einbaus (zentriert) der Rohrtouren Mikro-, Minifrack vor Beginn des eigentlichen Stimulationsprozesses Überwachung der Rissausbreitung bspw. mit Geophon
B2	siehe B1, aber erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit		Kontrollen der Bohrloch-/ Barriereintegrität vor jedem Frackvorgang in einer Bohrung
C	Aufstieg von Gasen und Fluiden in der Zementation (bei entsprechenden Potenzialverhältnissen)	Druckanstieg im Ringraum	Kontrolle der ordnungsgemäßen Zementation
D	Langzeitverlust der Bohrlochintegrität und Aufstieg von Gasen und Fluiden in der Zementation (bei entsprechenden Potenzialverhältnissen)	Druckanstieg im Ringraum	Kontrolle der ordnungsgemäßen Zementation

Zur Abschätzung von Aufstiegen von Fluiden oder Erdgas entlang von Bohrungen im Zusammenhang mit Frack-Prozessen in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten liegen derzeit keine übertragbaren statistischen Daten vor.

Um dennoch eine Abschätzung der Größenordnung potenzieller Einwirkungen Eintrittswahrscheinlichkeiten zu ermöglichen, wird auf Daten aus den USA zurückgegriffen, die Eintrittswahrscheinlichkeiten für Versagensfälle für Disposalbohrungen (Class I Hazardous Waste Injection Wells) aufführen. Es wird explizit darauf hingewiesen, dass die nachfolgend genannten Werte nicht auf konkrete Risikoszenarien im Zusammenhang mit Genehmigungsverfahren angewendet werden können. Vielmehr dienen sie dazu, eine Einstufung der Relevanz der technisch-bestimmten Wirkungspfade für die in diesem Gutachten durchgeführte generische Betrachtung zu ermöglichen. Detaillierte Betrachtungen erfolgen im Anhang zu diesem Kapitel.

Das Worst-case-Szenario bei den von (Rish 2005) genannten Untersuchungen beschreibt das Versagen der Zementation und wird mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit zwischen  $10^{-5}$  und  $10^{-6}$  pro Bohrung angegeben.

Aus diesen Daten kann für die fiktiven Szenarien A und B aus Kapitel 6 gefolgert werden, dass bei insgesamt 2.974 zu frackenden Bohrungen mit einer Wahrscheinlichkeit von über 95 % nicht von einem Versagen der Zementation auszugehen ist. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Versagensfall eintritt, liegt statistisch betrachtet bei den Vergleichswerten der Disposalbohrungen in den USA bei knapp 5 %.

Diese Aussagen gelten jedoch nur für optimal ausgeführte Zementationsmaßnahmen. Während der Zementation können aus verschiedensten Gründen Einschlüsse und Wegsamkeiten im Zement entstehen (s. hierzu auch Kap. 6), die zu Fluid- und Gasmigrationen im Zement führen können. Laut MMS (Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement 2001) kann dadurch die normalerweise zu erwartende Permeabilität von 0,001 mD des Zements Werte von 1 bis 5 mD erreichen. Die hieraus resultierenden Gaszutritte in Ringräume führen dort zu erhöhten Ringraumdrücken, die im Extremfall zum Versagen der entsprechenden Rohrtour führen können. Untersuchungen der MMS haben die in Tabelle 9.7 dargestellte Verteilung von Rohrtouren in Bohrungen im Golf von Mexiko (Erdöl, offshore), die Ringraumüberdruck aufweisen, festgestellt.

Tab. 9.7: Anteil von Ringraumüberdruck betroffenen Rohrtouren von Bohrungen im Golf von Mexiko (nach MMS 2001)

	Anteil untersuchter Bohrungen mit erhöhten Ringraumdrücken in angegebener Rohrtour
Produktionsrohtour	30,80 %
Zwischenrohtour	65,40 %
Ankerrohtour	34,60 %
Standrohr	15,40 %

Im Hinblick auf die Langzeitsicherheit der Bohrungen (Zementation und Casing) besteht aus Sicht der Gutachter noch ein erhöhter Untersuchungsbedarf.

Aus Untersuchungen des MMS (2001) kann zunächst nur die Aussage abgeleitet werden, dass je nach zu Grunde gelegten Annahmen mit einem Versagen der Barrieren (Rohrtouren, Zement) in Zeiträumen von ca. 200 bis 300 Jahren gerechnet werden kann (s. Anhang). Eine Einschätzung der Wahrscheinlichkeit und des Umfangs von Formationswasser und/oder Erdgaszutritten in Grundwasserleiter nach dem

Versagen der Barrieren in diesen Phasen ist auf der generischen Betrachtungsebene dieses Gutachtens nicht möglich. Auch aus anderen Studien (Nygard 2010) ist zu entnehmen, dass die Integrität der Zementationsbarriere in Bohrungen nicht immer gegeben ist. Beispielsweise stellt Nygard (2010) fest, dass von 316.000 untersuchten Bohrungen in Alberta (Kanada) ca. 4,6 % Leckagen aufweisen, die zu Erdgasaustritten in die Ringräume führen. Bei 0,6 % dieser Bohrungen sind Gasmigrationen durch den Zement festgestellt worden. Des Weiteren kann man dieser Publikation entnehmen, dass im norwegischen Sektor der Nordsee 13 % bis 19 % der Bohrungen Leckagen haben. Die Leckagen und Gasmigrationen führen bisherigen Erkenntnissen zur Folge (MMS 2001) in den meisten Fällen nur zu erhöhten Ringraumdrücken, die normalerweise kontrolliert werden können, indem der Druck beispielsweise kontrolliert abgelassen wird. Es wird jedoch nicht ausgeschlossen, dass solche Undichtigkeiten in den Barrieren langfristig zu Einträgen in die umgebenden Formationen führen können.

### 9.3.2.2 Wirkungspfad 1b: Aufstieg in/an Altbohrungen

Die nachfolgende Tabelle 9.8 zeigt mögliche Eintrittsszenarien des Wirkpfades 1b jeweils unter der Voraussetzung, dass die Abdichtung in der Altbohrung versagt und die Altbohrung entsprechend tief hinabreicht.

Tab. 9.8: Mögliche Eintrittsszenarien bei der Pfadgruppe 1b

Betriebsphase	Eintrittsszenarien	Überwachung / Detektion	Vorbeugung/Maßnahmen zur Risikominimierung
B1	Frack erreicht „undichte“ Altbohrung (hydraulischer Anschluss) und Frack-Fluide steigen auf	ggf. plötzlicher Druckabfall beim Fracken (abhängig von Permeabilität in der Altbohrung)	Anlegen eines „Altbohrungskataster“ im Rahmen der Erkundung Schutzabstand zu bekannten Altbohrungen ggf. Überprüfung des Zustandes der Altbohrungen
B2	Siehe B1, aber erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit		
C	Aufstieg von Gasen und Fluiden in „undichter“ Altbohrung	Anstieg des Gasdrucks in den Anuli, falls nicht zementiert	
D	Aufstieg von Gasen und Fluiden in „undichter“ Altbohrung (durch Anschluss an Frack oder als begünstigte Aufstiegszone im Deckgebirge und bei entsprechenden Potenzialverhältnissen)		

Altbohrungen können einen potenziellen Wirkungspfad darstellen, wenn sie entweder von vornherein ungenügend abgedichtet wurden oder wenn aufgrund hoher Temperaturen, Salz- und Kohlensäuregehalten im Untergrund die eingebrachten Bohrlochverrohrungen und

-zementierungen versagen. Die Altbohrungen können dann hydraulisch wirksam werden, wenn sie direkt durch einen Frack hydraulisch angeschlossen werden (Phasen B1 und B2), oder sie können aufgrund höherer Durchlässigkeiten und bei entsprechenden Potenzialverhältnissen begünstigte Aufstiegswege in das Deckgebirge darstellen (Phasen C und D).

Ob der hydraulische Anschluss an eine Altbohrung bereits während des Frackvorgangs (durch rapiden Druckverlust) erkannt wird, ist in erster Linie abhängig von der Durchlässigkeit der Altbohrung.

Datenauswertungen von durchgeführten Fracks in den USA deuten darauf hin, dass die tatsächlichen Rissdimensionen (Höhe und Breite) sowie die Rissgeometrien und -richtungen teilweise signifikant von den geplanten Werten abweichen. Auswertungen von Schlumberger-Frack-Daten (Davies 2012) haben gezeigt, dass ungeplante Rissausbreitungen möglich sind. Die gemessenen Risse erreichten – für die veröffentlichten Beispiele – mit einer Wahrscheinlichkeit von ca. 1 % (ungeplante) vertikale Risshöhen von über 350 m. In einem Fall ist auch eine Risshöhe von über 580 m gemessen worden. Die hier genannten Werte können derzeit nicht weiter konkretisiert werden. Derzeit liegen veröffentlicht nur grafische Darstellungen des soeben erläuterten Sachverhalts vor, so dass die Auswertung mit Ungenauigkeiten behaftet ist.

Grundsätzlich gelten für die „Lebensdauer“ der Altbohrungen die Aussagen der Ausführungen zu Wirkungspfad 1a: die Versagenswahrscheinlichkeit aller Barrieren (Rohrtour, Zementstopfen, Zementation) der Altbohrungen kann statistisch betrachtet ab einem Zeitraum von ca. 200 bis 300 Jahren erwartet werden.

Untersuchungen von (Rish 2005) gehen davon aus, dass statistisch betrachtet mit einer Wahrscheinlichkeit von  $10^{-3}$  bis  $10^{-2}$  pro Bohrung für Class I Disposal Wells in den USA angenommen werden kann, dass Altbohrungen nicht erkannt/identifiziert werden und somit potenziell durch Frack-Maßnahmen als Wirkpfad aktiviert werden können. Die Altbohrungen im Münsterland aus der Steinkohlenexploration sind in der Regel bekannt, für andere Gebiete ist dies zu überprüfen.

Altbohrungen sind in den einzelnen Geosystemen nach derzeitigem Kenntnisstand von sehr unterschiedlicher Bedeutung. Während in den Schiefergasregionen entsprechend tief reichende Altbohrungen eher eine Seltenheit darstellen dürften, gibt es auch Regionen mit einer bekannt sehr hohen Dichte an Altbohrungen (z.B. aus der Steinkohlen erkundung im Münsterland, siehe Kap. 5 oder einer in der Vergangenheit durchgeführten intensiven Gas- und Ölexploration).

Wenn die Lage von Altbohrungen **nicht** bekannt ist, ist eine Überwachung dieses Wirkungspfades – insbesondere in den Phasen C und D – nicht bzw. nur indirekt möglich.

### 9.3.2.3 Wirkungspfad 1c – 1e: Versagen des Casings beim Fracking

Die Pfade 1c – 1e sind in den Betriebsphasen B1 und B2 sowie C bei der Nachstimulation rein technisch geprägte Wirkungspfade (zur Differenzierung siehe Abschn. 9.8.1).

Unabhängig vom jeweiligen Geosystem kann es in diesen Phasen durch Versagen des Casings und/oder der Zementation zum ungewollten Austritt von Frack-Fluiden kommen. Ein besonders hohes Schadenspotenzial besteht, wenn dieser Austritt direkt in einen nutzbaren Grundwasserleiter erfolgt.

Ob das Versagen des Casings und ein damit verbundener Austritt von Frack-Fluiden in den Ringraum bereits während des Frackvorgangs (durch rapiden Druckverlust) erkannt werden, ist u.a. abhängig von der Größe der Leckage und der Permeabilität der Ringraumabdichtung.

Zur Abschätzung der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Versagensfällen während des Frack-Vorgangs und zum Aufstiegen von Fluiden oder Erdgas entlang von Bohrungen im Zusammenhang mit Frack-Prozessen in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten liegen derzeit keine belastbaren statistischen Daten vor.

Aufgrund der großen Gefährdungspotenziale für die oberflächennahen Grundwasserleiter wurden von Seiten der Betreiber Multibarrieresysteme entwickelt, um einen unmittelbaren Eintrag von Frack-Fluiden in das Grundwasser während des Frackvorgangs zu vermeiden (Beschreibung siehe Kap. 6). Diese Maßnahmen können bei entsprechend sachgerechter Umsetzung als geeignet angesehen werden, um das Risiko wesentlich zu vermindern.

Erkenntnisse aus den USA für Disposalbohrungen zeigen, dass bei der Verpressung von Fluiden in den Untergrund die Wahrscheinlichkeiten, dass sämtliche Barrieren (Injektionsrohr, Produktionsrohr, Zementation des Produktionsrohrs, Ankerrohrtour sowie Zementation der Ankerrohrtour) versagen, zwischen  $10^{-8}$  und  $10^{-18}$  pro Bohrung liegen. Inwieweit diese Erkenntnisse auf Frack-Vorgänge übertragbar sind, muss untersucht werden.

Ein Versagen sämtlicher Barrieren während des Frackvorgangs wird jedoch aus heutiger Sicht als sehr unwahrscheinlich angesehen.

Eine ausführliche Darstellung erfolgt im Anhang.



In King (2011, S. 59) wurde der Worst Case eines Versagens aller Barrieren in einem Grundwasserleiter untersucht (radialer Austritt aus einem Loch sowie Austritt entlang eines Risses). Unter den dort getroffenen Annahmen betragen die maximalen Ausbreitungsreichweiten in einem Grundwasserleiter ca. 30 m.

#### 9.3.2.4 Zwischenfazit Pfadgruppe 1

- Es gibt keine gesicherten Datengrundlagen zur Bewertung der Eintrittswahrscheinlichkeit des Versagens während des Frackvorgangs – hier gibt es jedoch umfangreiche technische Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.
- Zur Langzeitsicherheit der Bohrungen (Produktions- und Altbohrungen) liegen keine belastbaren Daten vor → Untersuchungsbedarf.
- Altbohrungen sind im den Kohleflözgas-Vorkommen relevanter als in der Schiefergas-Vorkommen.
- Es gibt Unsicherheiten bei der Rissausbreitung und deren Überwachung (→ Untersuchungsbedarf/Sicherheitsabstände).
- In Geosystemen mit artesischen Verhältnissen bzw. aufsteigenden Potenzialdifferenzen bis in Grundwasserleiter keine Bohrungen (solange nicht Versagenswahrscheinlichkeit und Langzeitsicherheit Zementation geklärt sind).

#### 9.3.3 Pfadgruppe 2: Linienhafte Pfade entlang von Störungen

Die Wirkpfade bei der Pfadgruppe 2 und 3 für Fluide sind sehr stark von der Durchlässigkeit und vom Potenzialgefälle abhängig, das auch durch den Frack- bzw. Förderprozess bestimmt wird. Die Pfadgruppen 2 und 3 werden vor allem hinsichtlich der Fluidausbreitung bewertet.

Der Aufstieg von Gasen ist dagegen wegen des großen Dichteunterschieds innerhalb von wassergefüllten Körpern selbst gegen eine Strömungsrichtung vorstellbar. Zur Risikobewertung sind numerische Modellierungen erforderlich. Wir verweisen hierzu auf das Kapitel 11 (Anforderungen an die numerische Modellierungen der Stoff- und Gasausbreitung) und auf die Vorarbeiten aus dem ExxonMobil Informations- und Dialogprozess (Sauter et al. 2012).

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



gen/Störungssysteme erfolgt). Dabei kann die Durchlässigkeit an ein und derselben Störung abschnittsweise unterschiedlich sein. Hinsichtlich ihrer Relevanz für die Risikoanalyse 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 (Wirkungspfad 2a) sowie
- Störungen/Störungszonen, die nur Teilstrecken zwischen der Lagerstätte und den (oberflächennahen) nutzbaren Grundwasservorkommen durchschlagen und eine entsprechende Durchlässigkeit aufweisen (Wirkungspfad 2b).

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 können sie – zumindest für Teilbereiche – als bevorzugte Aufstiegsbahnen für Fluide und Gase dienen, die sich danach weiter diffus über die Pfadgruppe 3 ausbreiten können.

Die Durchlässigkeit an ein- und derselben Störung kann abschnittsweise unterschiedlich sein. So wurde beim Durchhörtern der Sandgewand, einer großen Störung im Kohlenrevier bei Aachen, in den 1920er Jahren ein großer Wassereinbruch registriert, der fast zur Aufgabe des Bergwerks führte. Bei einer Durchörterung in den 1980er Jahren an einer anderen Stelle derselben Störung wurde keine Wasserführung festgestellt. Auch aus dem Ruhrkarbon gibt es Erfahrungen, dass auch große, durchgängige Störungen gering durchlässig sind z.B. Fliericher Sprung zwischen der Wittener und der Bochumer Hauptmulde. Dort besteht zwischen dem Bergwerk Ost und der Zeche Königsborn 4 ein Potenzialunterschied von ca. 1.000 m, der ein Hinweis auf die geringe Wasserwegsamkeit der Störung ist.

Die Wirkungspfade 2a und 2b sind sowohl bei der Einzelfallbetrachtung (Betriebsphase B1) als auch in ihrer Summenwirkung (Betriebsphasen B2, C und D) zu betrachten.

### **9.3.3.1 Wirkungspfad 2a: Tiefgreifende, durchgängige Störungen/Störungszonen**

Tiefgreifende Störungen, die aus dem Grundgebirge bis in das Deckgebirge reichen, können bei entsprechenden Permeabilitäten und Potenzialunterschieden, Temperatur und Gasgehalten Aufstiegswege für Gase und Fluide sein (z.B. Aachener Quellen entlang geklüfteter Sandsteine und entlang der Aachen- und Burtscheid-Überschiebung). Für eine durchlässige Störung können Erhöhungen der Durchlässig-

keiten um ca. zwei 10er-Potenzen gegenüber dem umgebenden Gestein angenommen werden (mündl. Mitteilungen Prof. König, delta h).

Die nachfolgende Tabelle 9.9 zeigt mögliche Eintrittsszenarien des Wirkungspfad 2a jeweils unter der Voraussetzung, dass die Störungen bzw. Störungszonen vom Grundgebirge (Zielformation) bis in die Auflockerungszone hinaufreichen und entsprechend hohe Durchlässigkeiten für einen Gas- bzw. Flüssigkeitsaufstieg aufweisen.

Tab. 9.9: Mögliche Eintrittsszenarien bei der Pfadgruppe 2a

Be- triebs- phase	Eintrittsszenarien	Überwachung / Detektion	Vorbeugung/Maßnahmen zur Risikominimierung
B1	Frack erreicht Störung (hydraulischer Anschluss) und Frackfluide steigen auf	ggf. plötzlicher Druckabfall beim Fracken (abhängig von Permeabilität in der Störung) gezielte Überwachung entlang bekannter Störungsbahnen	Aufbau und Fortschreibung eines Geotektonischen Atlas in 3D (GTA3D) ggf. weitergehende Untersuchungen zur hydraulischen Durchlässigkeit der Störungen detaillierte Vorerkundung und Modellierung Schutzabstand zu bekannten Störungen
B2	siehe B1, aber erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit		
C	Aufstieg von Gasen und Fluiden in der Störung	gezielte Überwachung entlang bekannter Störungsbahnen	ggf. Schaffung einer zeitlich und räumlich befristeten Potenzialsenke (v.a. bei Kohleflözgas)
D	Aufstieg von Gasen und Fluiden in der Störung (durch Anschluss an Frack oder als begünstigte Aufstiegszone und bei entsprechenden Potenzialverhältnissen)	gezielte Überwachung entlang bekannter Störungsbahnen	

Hinsichtlich der Aktivierung des Wirkungspfad 2a und den daraus resultierenden Auswirkungen gelten im Grunde die gleichen Ausführungen wie zu den Altbohrungen (Wirkungspfad 1b, Abschn. 9.3.2.2). Auch durchgehende Störungen können in den Phasen B1 und B2 unmittelbar über die Rissausbildung hydraulisch angeschlossen werden und dann bei entsprechender Durchlässigkeit einen bevorzugten Aufstiegsfad darstellen (zu den Wahrscheinlichkeiten, dass dies eintreten kann und wie weit solche unbeabsichtigten Rissausbildungen gehen können, s. Pfad 1c, Abschn. 9.3.2.3). In den Phasen C und D ist es dann in erster Linie abhängig von den lokalen Potenzialverhältnissen, ob entsprechend durchlässige Störungen als Wirkungspfad relevant werden können.

Das Erkennen von Störungen an der Oberfläche ist insbesondere in mächtigen, relativ homogenen Formationen, z.B. im Emscher Mergel, häufig schwierig, da keine markanten Schichtglieder gegeneinander versetzt werden. Allerdings sind Störungen in tonigen Umgebungssteinen auch häufig gering durchlässiger als das umgebende Gebirge, weil Tone auf den Störungsbahnen verschmiert werden. Bei aufsteigenden Wässern können auch Mineralien ausfallen, die die Durchlässigkeit einer Störung herabsetzen.

Über geophysikalische Untersuchungen und Auswertungen von Tiefbohrungen lässt sich die Lage von regionalen Störungssystemen jedoch gut erfassen. Die Abschätzung der Durchlässigkeit der Störungen erfordert eigene Untersuchungen, so dass eine Einschätzung der Relevanz von Störungen als Wirkungspfad nur unter Berücksichtigung der lokalen Standortverhältnisse möglich ist.

#### **9.3.3.2 Wirkungspfad 2b: Störungen/Störungszonen, die nur Teilbereiche des Deckgebirges durchschlagen**

In Abhängigkeit von den geologischen und tektonischen Verhältnissen im Untersuchungsraum können (Teil-)Störungen in sehr unterschiedlicher Ausprägung und hydraulischer Funktion vorliegen (konkrete Beispiele in Bezug auf das Münsterland werden in Abschnitt 9.8.1 näher erläutert).

Bei entsprechender hydraulischer Wirksamkeit können sie – zumindest für Teilbereiche – als bevorzugte Aufstiegsbahnen für Fluide und Gase dienen, die sich danach weiter diffus über die Wirkungspfade 3 ausbreiten können.

Die nachfolgende Tabelle 9.10 zeigt mögliche Eintrittsszenarien des Wirkpfades 2b jeweils unter der Voraussetzung, dass die Störungen bzw. Störungszonen nur Teilbereiche des Deckgebirges durchschlagen und entsprechend hohe Durchlässigkeiten für einen Gas- bzw. Fluidaufstieg aufweisen.

Tab. 9.10: Mögliche Eintrittsszenarien beim Pfad 2b

Be- triebs- phase	Eintrittsszenarien	Überwachung / Detektion	Vorbeugung / Maßnahmen zur Risikominimierung
B1	Frack erreicht Störung (hydraulischer Anschluss) und Frack-Fluide steigen auf	Ggf. plötzlicher Druckabfall beim Fracken (abhängig von Permeabilität in der Störung) Allgemeine Überwachung	Anlegen eines „Störungskataster“ im Rahmen der Erkundung (Seismik) Ggf. weitergehende Untersuchungen zur hydraulischen Durchlässigkeit der Störungen
B2	Siehe B1, erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit		Detaillierte Vorerkundung und Modellierung
C	Aufstieg von Gasen und Fluiden in der Störung	Allgemeine Überwachung	Schutzabstand zu bekannten Störungen
D	Aufstieg von Gasen und Fluiden in der Störung (durch Anschluss an Frack oder als begünstigte Aufstiegszone und bei entsprechenden Potenzialverhältnissen)	Allgemeine Überwachung	

Prinzipiell gelten hinsichtlich Detektion und Wirksamkeit von Störungen, die nur Teilbereiche des geologischen Systems betreffen, die gleichen Ausführungen wie für tiefgreifende, durchgehende Störungen (Wirkungspfad 2a, Abschn. 9.3.3.1). Die Bewertung der Relevanz der jeweiligen Störungen ist auch hier nur unter Berücksichtigung der lokalen Standortverhältnisse möglich.

Während jedoch für die durchgehenden Störungen eine Überwachung eher möglich ist, da der Ausbiss im Bereich der Auflockerungszone bekannt ist, können Störungen, die nur Teilbereiche des Deckgebirges betreffen, nur schwer überwacht werden.

#### Zwischenfazit Pfadgruppe 2

- Eine Erkundung der Störungssysteme ist im Vorfeld (bzw. im Rahmen der Erkundung) zwingend notwendig.
- Insbesondere für durchgehende Störungssysteme ist die Durchlässigkeit zu ermitteln.
- Die Lage der Störungen ist bei der Konzeption des Monitoring zu berücksichtigen.
- In Geosystemen mit artesischen Verhältnissen oder aufsteigenden Potenzialdifferenzen bis in nutzbare Grundwasserleiter sollten so lange keine Bohrungen erfolgen, bis die Versagenswahrscheinlichkeit und Langzeitsicherheit der Bohrungen geklärt sind.

Eine nähere exemplarische Betrachtung dieser Wirkpfade in ausgewählten Geosystemen erfolgt in Abschnitt 9.8.

### 9.3.4 Pfadgruppe 3: Flächiger Aufstieg und flächige Ausbreitung

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 Durchlässigkeiten und der Potenzialverteilung der Gesteinsschichten ab. In der Pfadgruppe 3 werden folgende Wirkungspfade unterschieden:

- Direkteintrag von Frack-Fluiden in den Untergrund,
- (diffuser) Aufstieg von Gasen und Frack-Fluiden durch die überlagernden Schichten (Wirkungspfad 3a) und
- (diffuse) laterale Ausbreitung von Gasen und Frack-Fluiden (in unterschiedlichen Bereichen des hydrogeologischen Systems) (Wirkungspfad 3b).

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.

#### 9.3.4.1 Direkteintrag von Frack-Fluiden in den Untergrund

Beim Direkteintrag handelt es sich nicht um einen Wirkungspfad im Sinne der anderen Pfade, da beim Fracking mit den Additiven Stoffe gezielt und gewollt in den Untergrund eingebracht. Die Frage, inwieweit es sich hierbei aus rechtlicher Sicht um eine echte oder unechte Gewässerbenutzung im Sinne des Wasserhaushaltsgesetzes handelt, ist u.a. Gegenstand eines Gutachtens im Auftrag des Umweltbundesamtes (ahu AG & IWW 2012).

#### 9.3.4.2 Wirkungspfad 3a: Aufstieg von Gasen und Frack-Fluiden

Die nachfolgende Tabelle 9.11 zeigt mögliche Eintrittsszenarien des Wirkungspfades 3a jeweils unter der Voraussetzung, dass entsprechend hohe Permeabilitäten für einen Gas- bzw. Flüssigkeitsaufstieg vorliegen.

Tab. 9.11: Mögliche Eintrittsszenarien beim Pfad 3a

Betriebsphase	Eintrittsszenarien	Überwachung / Detektion	Vorbeugung / Maßnahmen zur Risikominimierung
B1	Aufstieg von Frack-Fluiden während des Frackvorganges	Räumlich und zeitlich befristet → zu geringe Ausdehnung → keine Überwachung möglich	Detaillierte Vorerkundung ob die Systemvoraussetzungen gegeben sind, z.B. über numerische Modellierung
B2	Siehe B1, erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit	Siehe B 1	Ggf. zeitliche und räumlich befristete Potenzialsenke bei Kohleflözgasvorkommen
C	Aufstieg von Gasen und Fluiden (bei entsprechenden Durchlässigkeiten und Potenzialverhältnissen)	Allgemeine Überwachung	
D	Aufstieg von Gasen und Fluiden (bei entsprechenden Durchlässigkeiten und Potenzialverhältnissen)	Allgemeine Überwachung	

Für eine Bewertung der Relevanz des Wirkungspfades 3a sind grundlegende Kenntnisse zum hydrogeologischen System insbesondere auch der Tiefenwässer notwendig. Der Wirkungspfad 3a wird dann relevant, wenn ausreichende Durchlässigkeiten und Potenzialdifferenzen vorliegen, die einen Aufstieg von Gasen und Fluiden erlauben. Eine Quantifizierung des möglichen Ausmaßes eines potenziellen Aufstiegs ist nur mit Hilfe numerischer Modelle möglich.

#### 9.3.4.3 Wirkungspfad 3b: Laterale Ausbreitung von Frack-Fluiden

Die nachfolgende Tabelle 9.12 zeigt mögliche Eintrittsszenarien des Wirkungspfades 3b jeweils unter der Voraussetzung, dass entsprechend hohe Permeabilitäten für einen Gas- bzw. Flüssigkeitsausbreitung vorliegen.

Für eine Bewertung der Relevanz des Wirkungspfades 3b sind grundlegende Kenntnisse zum hydrogeologischen System insbesondere auch der Tiefenwässer notwendig. Eine laterale Ausbreitung im tiefen Untergrund setzt dort entsprechende Grundwasserfließverhältnisse voraus, die ggf. durch externe Faktoren (wie z.B. großräumige Wasserhaltungsmaßnahmen) begünstigt bzw. angetrieben werden können.

Der Wirkungspfad 3b wird dann relevant, wenn ausreichende Durchlässigkeiten und Potenzialdifferenzen vorliegen, die eine laterale Ausbreitung von Fluiden erlauben. Hierbei sind vor allem die Summenwirkungen, z.B. eines großräumig gefrackten Untergrundes, zu berücksichtigen (siehe auch Abschn. 9.4). Eine Quantifizierung des möglichen Ausmaßes einer solchen Ausbreitung ist auch hier nur mit Hilfe numerischer Modelle möglich.



Tab. 9.12: Mögliche Eintrittsszenarien beim Pfad 3b

Betriebsphase	Eintrittsszenarien	Überwachung / Detektion	Vorbeugung / Maßnahmen zur Risikominimierung
B1	Laterale Ausbreitung von Frackfluiden während des Frackvorganges	Räumlich und zeitlich befristet → zu geringe Ausdehnung → keine Überwachung möglich	Detaillierte Vorerkundung ob die Systemvoraussetzungen gegeben sind, z.B. über numerische Modellierung
B2	Siehe B1, erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit		Ggf. zeitlich und räumlich befristete Potenzialsenke bei Kohleflözgasvorkommen
C	Laterale Ausbreitung von Fluiden (bei entsprechenden Durchlässigkeiten und Potenzialverhältnissen)	Allgemeine Überwachung	
D	Laterale Ausbreitung von Fluiden (bei entsprechenden großräumig veränderten Durchlässigkeiten und Potenzialverhältnissen)	Allgemeine Überwachung	

#### 9.3.4.4 Zwischenfazit Pfadgruppe 3

- Der Direkteintrag von Frack-Additiven in den Untergrund stellt für sich kein Risiko im Sinne dieses Gutachtens dar, da dieser Eintrag gewollt und gezielt erfolgt.
- Eine Bewertung der Relevanz der Wirkpfade 3a und 3b bedarf grundlegender Erkenntnisse des hydrogeologischen Systems, insbesondere in Bezug auf Durchlässigkeiten und Potenzialdifferenzen. Eine Quantifizierung des möglichen Ausmaßes über diese Wirkungspfade ist nur mit numerischen Modellen möglich.
- Nach jetzigem Kenntnisstand sind laterale Ausbreitungen eher in den Kohleflözgas-Vorkommen als in den Schiefergas-Vorkommen zu besorgen (z.B. in den mächtigeren, gebankten Sandsteinlagen innerhalb der Witten Schichten).
- Eine nähere exemplarische Betrachtung dieser Wirkpfade in ausgewählten Geosystemen erfolgt in Abschnitt 9.8.



## 9.4 Summarische und großräumige Auswirkungen sowie Langzeitwirkungen

Die potenziellen Wirkungspfade sind im Hinblick auf eine potenzielle Gefährdung des Grundwassers durch Fracking sowohl singular als auch in Kombination bzw. in ihrer summarischen Wirkung zu betrachten. 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.
- Großräumiges Fracking führt zu einer deutlichen Erhöhung der Durchlässigkeit / Permeabilität in der vormals als Grundwassergeringleiter anzusprechenden Zielformation. Bei der Verbindung von Frackingzonen können „neue Grundwasserleiter“ entstehen.
- Überlagerungen und Wechselwirkungen mit anderen Nutzungen des tiefen Untergrundes (z.B. tiefe Geothermie).

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

Für jeden Betrachtungsraum ist aus diesem Grund ein hydrogeologisches Systemverständnis unerlässlich, um im Vorfeld der Erkundung und Gewinnung mögliche großräumige und summarische Auswirkungen aufzuzeigen, zu modellieren und überwachen zu können.

## 9.5 Entsorgung des Flowback über Disposalbohrungen

Von den Betreibern wird die Möglichkeit der Verpressung derzeit als wichtige Randbedingung für die (wirtschaftliche) Gewinnung unkonventioneller Gasvorkommen angesehen. Nach unserem derzeitigen Kenntnisstand liegen für NRW keine Angaben der Betreiber vor, wo Flowback verpresst werden soll. Aus Sicht des Gutachterkonsortiums sind mit der Entsorgung des Flowback durch Verpressung in den Un-

tergrund Risiken verbunden, wie z.B. das Risiko der Verdrängung von Formationswasser (z.B. in Hessen beim Verpressen salinärer Produktionswässer in den Plattendolomit und Aufsteigen der salinaren Wässer in den Buntsandstein). In jedem Fall bedarf es für die Verpressung in den Untergrund aus unserer Sicht einer standortspezifischen Risikoanalyse und eines Monitoring.

Auch eine systematische Aufarbeitung der Erfahrungen in Niedersachsen könnte helfen, die Risiken einzuschätzen.

## 9.6 Zusammenfassende Analyse der Relevanz der Wirkungspfade (inkl. Defizitanalyse)

Die vorangegangenen Ausführungen haben gezeigt, dass die Aussage-sicherheit der Bewertung der Relevanz der einzelnen Wirkungspfade sehr stark von der verfügbaren Datengrundlage und deren Übertragbarkeit abhängt.

Für die **technischen Wirkungspfade** liegen z.T. statistische Daten aus der allgemeinen Kohlenwasserstoffexploration und vor allem aus den USA vor, die jedoch nicht uneingeschränkt zur Ableitung von Eintrittswahrscheinlichkeiten geeignet sind, sondern nur erste Anhaltspunkte für deren Größenordnungen liefern. Hier bedarf es gezielter Erhebungen und Auswertungen im Hinblick auf Vorhaben der unkonventionellen Gasgewinnung.

Allgemein ist festzuhalten, dass die technischen Wirkungspfade im Vergleich zu den geologischen Wirkungspfaden in den Betriebsphasen B1 und B2 relevanter sind als in den Betriebsphasen A, C und D. Demgegenüber sind die geologischen Wirkungspfade – bei entsprechenden hydraulischen Voraussetzungen – eher in den Betriebsphasen C und D von Bedeutung.

Die **geologischen Wirkungspfade** müssen in den Betriebsphasen B1 und B2 erst durch das Versagen der technischen Komponenten „aktiviert“ werden, z.B. wenn es zu einem Casing- oder Zementationsversagen kommt. Die Eintrittswahrscheinlichkeiten hierfür sind jedoch nach den vorliegenden statistischen Daten gering. Belastbare Daten zum Langzeitverhalten der Zementation und des Casing liegen nicht vor (Betriebsphase D). Eine andere Möglichkeit für die direkte Aktivierung eines geologischen Wirkungspfades ist, wenn ein Frack unmittelbar bis zu einer durchlässigen Störung oder Altbohrung reicht. Hier ist zu prüfen inwieweit die bestehenden Überwachungsinstrumente ausreichen, um nicht nur plötzliche Druckverluste beim Fracking, sondern auch „schleichende“ Verluste rechtzeitig zu entdecken.

Für die Phasen C und D ist eine Bewertung der Relevanz der geologischen Wirkungspfade nur möglich, wenn ausreichende Informationen über das geologische und hydrogeologische System (inkl. des tieferen Untergrundes) vorliegen. Entscheidend sind hier belastbare Erkenntnisse zu Durchlässigkeiten und Potenzialunterschieden.

## 9.7 Gefährdungspotenziale von Stoffen und Flowback

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 gelangt. Der zurückgeführte Flowback kann bei Versagensfällen 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.

In Abschnitt 7.4 wurde eine Methode zur Bewertung der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide, der Formationswässer und des Flowback vorgestellt. Bei der verwendeten komponentenbasierten Methode werden human- und ökotoxikologische Wirkkonzentrationen der Einzelstoffe für die Bewertung herangezogen, wenn keine wasserrechtlichen Beurteilungswerte vorliegen. Die Anwendung dieser Methoden auf vier in Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten in Deutschland eingesetzten bzw. einsetzbaren Frack-Fluide zeigt, dass bei diesen Fluiden von einem hohen bzw. einem mittleren bis hohen human- und ökotoxikologischen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden muss (siehe Abschn. 7.5 und 7.6). Eine Bewertung der wenigen zur Verfügung stehenden Daten zur Beschaffenheit der Formationswässer in Schiefergas- und Flözgas-Lagerstätten kommt zum Ergebnis, dass eine Reihe von Haupt-, Neben- und Spurenstoffen in den Formationswässern die relevanten Beurteilungswerte zum Teil um Größenordnungen überschreiten (siehe Abschn. 7.7).

Die Gutachter gehen deswegen davon aus, dass eine Vermischung/Verdünnung mit Formationswasser **keine Verringerung** des Gefährdungspotenzials bedeutet. Der **bergbaubedingte** Zufluss von Formationswasser (mit oder ohne Frack-Fluide) in das oberflächennahe, nutzbare Grundwasser (wie in die Auflockerungszone im Münsterland) ist bereits der Schadensfall.

Da sich die Rezepturen der in NRW einsetzbaren Frack-Fluide nach dem heutigen Kenntnisstand nicht endgültig benennen lassen, sondern vielmehr absehbar ist, dass diese im Zuge zusätzlicher Erkenntnisse, u.a. zu den vorherrschenden Lagerstättenbedingungen, aber auch im Zuge der angestrebten Verbesserungen hin zu umweltverträglicheren Fluiden weiter überarbeitet werden, wird in der folgenden Risikoabschätzung eine generische Bewertung der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide für das Schutzgut Grundwasser vorgenommen. Da auch die Gefährdungspotenziale der Formationswässer nur standortspezifisch bewertet werden können, wird im Folgenden ebenfalls eine generische Bewertung verwendet.

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 Wirkschwellen 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.

Es ist nochmals darauf hinzuweisen, dass der in Kapitel 7 gewählte Schwellenwert für ein hohes Gefährdungspotenzial (Risikoquotient  $> 1.000$ ) nur exemplarisch gewählt wurde und standortspezifisch anhand von Expositionsszenarien, z.B. unter Verwendung numerischer Modelle, zu überprüfen und entsprechend den vorherrschenden Transport-, Abbau- und Reaktionsprozessen anzupassen ist.

G.potenzial Frack-Fluid \ G.potenzial Formationswässer	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

\*Der Fall „Formationswässer ohne Gefährdungspotenzial“ ist nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand nur hypothetischer Natur.

Abb. 9.4: Bewertung der Gefährdungspotenziale des Flowback und der potenziell über die Pfadgruppen 1, 2 oder 3 freigesetzten Fluide als Mischung aus Frack-Fluid und Formationswasser.  
 Beispiel-Erläuterung Hoch: Die Mischung Frack-Fluid/Formationswasser hat ein hohes Gefährdungspotenzial, wenn das Gefährdungspotenzial des Frackfluides 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 Formationswasser. 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 (siehe Abb. 9.4). Mögliche Lösungs-, Reaktions- und Abbauprodukte in den Fluiden können nach dem gegenwärtigen Wissensstand in dieser Bewertung nicht berücksichtigt werden.

Aufgrund der in Kapitel 7 durchgeführten Bewertung ausgewählter Frack-Fluide und Formationswässer ist hinsichtlich der Beschaffenheit des Flowback und die potenziell über die Pfadgruppen 1, 2 und 3 freigesetzten Fluide mit einem hohen oder ggf. 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.

## 9.8 Beschreibung und erste Einschätzung möglicher Risiken für ausgewählte Geoszenarien

Nachfolgend werden exemplarisch für ausgewählte Geosysteme die geologischen Wirkungspfade (Pfadgruppen 1 bis 3, sowie summarische großräumige Auswirkungen) analysiert und im Hinblick auf ihre Relevanz qualitativ, d.h. ohne numerische Modellierungen, bewertet.

Es sei ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es sich hierbei für die betrachteten Geosysteme nicht um eine abschließende Risikoanalyse handelt. Hierzu fehlen die entsprechenden Grundlagendaten sowohl zur Geologie/Hydrogeologie (siehe Abschn. 9.3 und 9.4) als auch zur Beschaffenheit des Formationswassers und der zum Einsatz kommenden Frack-Fluide (siehe Abschn. 9.6).

Folgende Geosysteme mit ihren Besonderheiten werden nachfolgend im Hinblick auf die Pfadgruppen 1 bis 3 einer näheren Analyse unterzogen:

1. Zentrales Münsterland (Kohleflözgas) (Abschn. 9.8.1)
2. Rheinisches Schiefergebirge/Hangenden Alaunschiefer (Schiefergas) (Abschn. 9.8.2)

Zusätzlich werden die potenziellen großräumigen summarischen Auswirkungen für den Bereich des nördlichen Ruhrgebietes mit Entwässerung zur Ruhr (Bergbaueinfluss) betrachtet (Abschn. 9.8.3).

Die Risikoabschätzung erfolgt unter folgenden Voraussetzungen:

- Die Einleitung von Frack-Fluiden in tiefe Grundwässer/Solen wird nicht als ein eigenes Risiko bewertet.
- Die Einstufung der Relevanz der Wirkungspfade erfolgte qualitativ, d.h. ohne numerische Modellierungen und unter Worst-case-Gesichtspunkten. Bei einer verbesserten Datenlage und einer neuen Bewertung der Relevanz der Wirkungspfade ergibt sich ggf. auch ein anderes Risiko.

Diese Risikobetrachtungen können nach derselben Vorgehensweise auch für hier nicht betrachtete Szenarien ergänzt bzw. bei einer besseren Datenlage wiederholt werden. Insbesondere wenn die Relevanz



der Gefährdungspfade aufgrund einer besseren Datenlage anders eingestuft wird.

### 9.8.1 Fallbeispiel Geosystem zentrales Münsterland

Die Abbildung 9.5 verdeutlicht die Pfadgruppen 1 bis 3 am Beispiel des Geosystems „zentrales Münsterland“. Die drei Pfadgruppen sind hier noch differenzierter als in Abbildung 9.3 betrachtet. Je nach Geosystem kann eine vergleichbare Differenzierung notwendig sein.

#### 9.8.1.1 Pfadgruppe 1: Punktuelle Pfade entlang von Bohrungen

Eine direkte Gefährdung des oberflächennahen Grundwassers besteht bei Versagen des Casings und der Zementation unmittelbar während des Frackvorgangs (**Pfad 1e**). Beim Einsatz der entsprechenden technischen Sicherheitsmaßnahmen (siehe Kap. 6) kann die Relevanz dieses Pfades als **unwahrscheinlich** angesehen werden.

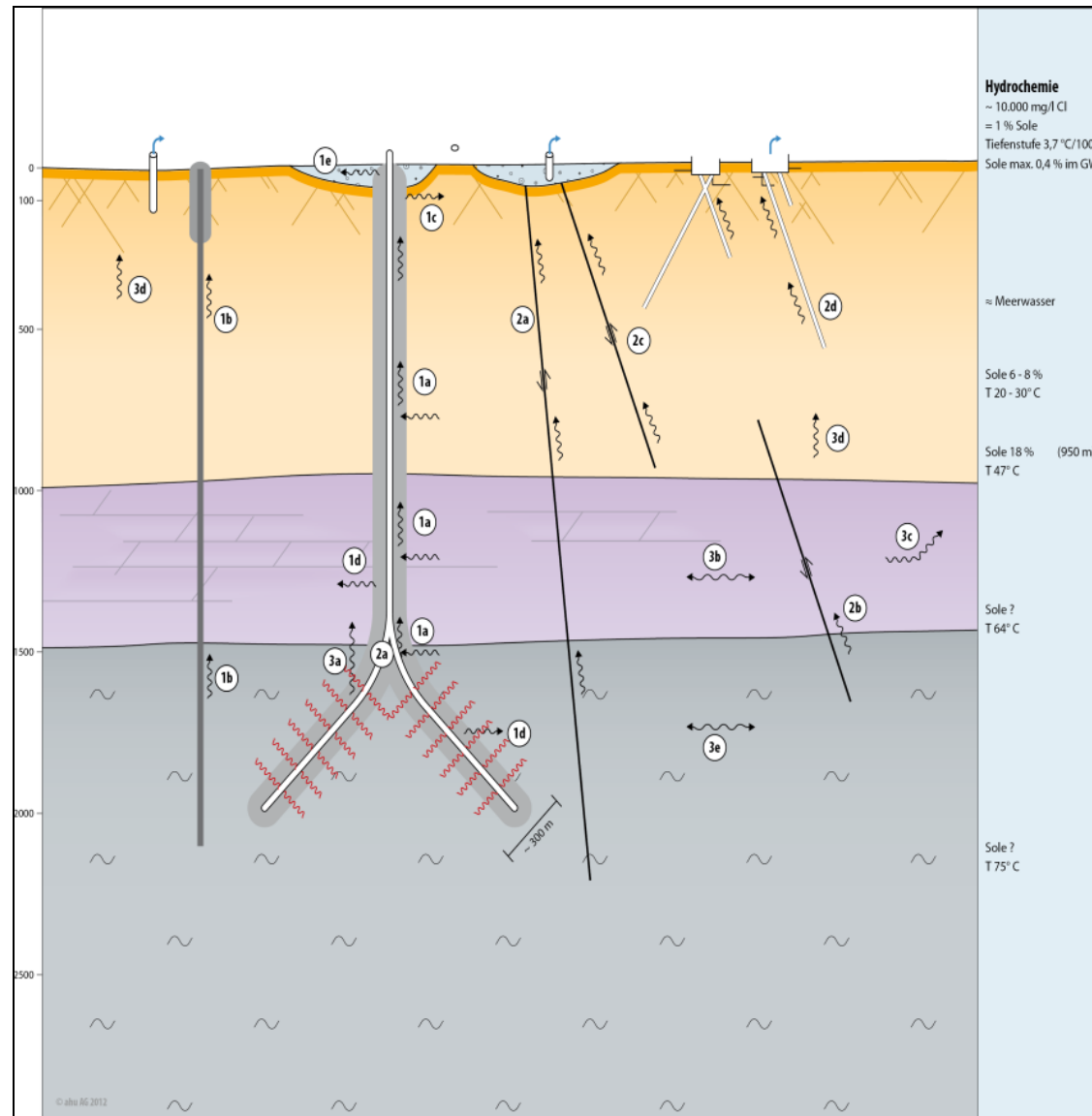
Die **Pfade 1a/1c/1d** beschreiben den Austritt und Aufstieg von Gasen und Fluiden entlang der UGF-Bohrung bis in den oberflächennahen Grundwasserleiter nach teilweisem/vollständigem Versagen der Zementierung. Während des Frackvorganges (Betriebsphasen B1/B2) kann dieser Pfad aufgrund der zeitlich befristeten Dauer und der technischen Sicherheitsstandards als **unwahrscheinlich** bis **weniger wahrscheinlich** angesehen werden. ♦

Über das Langzeitverhalten der Zementation liegen bislang zu wenige Informationen für gesicherte Aussagen vor. Bei ausreichenden Potentialverhältnissen im Geosystem kann dieser Pfad mit zunehmendem Alter der Bohrungen an Relevanz zunehmen.

Auf Grundlage von Analogieschlüssen und Ableitungen gehen die Gutachter derzeit davon aus, dass im Bereich des zentralen Münsterlandes keine relevanten, d.h. bis in die Auflockerungszone, aufsteigenden Potenzialverhältnisse vorliegen. Gesicherte Daten hierzu fehlen allerdings.

Sollte sich die derzeitige Einschätzung bestätigen, so können die Pfade 1a/1c/1d auch in den Betriebsphasen C und D als **weniger wahrscheinlich** angesehen werden und das Risiko ergibt sich vor allem aus dem Gefährdungspotenzial der Fluide (siehe Abb. 9.4).





**Punktuelle Aufstiege an Bohrungen**

- 1a Aufstieg entlang der UGF-Bohrungen nach teilweisem/vollständigem Versagen der Zementierungen
- 1b Aufstieg entlang der alten Bohrungen nach teilweisem/vollständigem Versagen der Zementierungen
- 1c Austritte von Frac-Fluiden beim frac durch Versagen der casings und der Zementierung und Übertritt in die Auflockerungszone
- 1d Austritte von Frac-Fluiden beim frac durch Versagen der casings und der Zementierung und Übertritt in Bereiche unterhalb der nutzbaren Grundwasservorkommen (< 10.000 mg/l Chlorid)
- 1e Austritte von Frac-Fluiden beim frac durch Versagen der casings und der Zementierung und Übertritt in den quartären Grundwasserleiter

**Linienhafte Aufstiege an Störungen**

- 2a Aufstiege entlang von Störungsbahnen bis in die Auflockerungszone / in den quartären Grundwasserleiter
- 2b Aufstiege entlang von Störungsbahnen bis in den Emscher Mergel
- 2c Aufstiege entlang von Störungsbahnen innerhalb des Emscher Mergels
- 2d Aufstiege entlang der Strontianitgänge bis in die Auflockerungszone

**Flächige Aufstiege ohne besondere Wegsamkeiten**

- 3a Aufstieg aus dem Oberkarbon in die Turon/Cenoman Schichten
- 3b horizontale Ausbreitung in einem verkarsteten Turon/Cenoman Grundwasserleiter
- 3c horizontale Ausbreitung in einem verkarsteten Turon/Cenoman Grundwasserleiter bis zu den Quelllinien
- 3d Aufstiege im Emscher Mergel
- 3e horizontale Ausbreitung im Karbon

- Emscher Mergel mit Verwitterungsschicht und Auflockerungszone
- Quartäre Grundwasserleiter
- Turon/Cenoman Grundwasserleiter, ggf. verkarstet
- Grundgebirge mit ca. 200 Kohleflözen bei ca. 3000 m flözführendes Oberkarbon, max. 3% Flöze (88 m)
- Strontianitbergbau mit Strontianitgängen (bis ca. 100 m)
- Wassergewinnung (u.a. ca. 40.000 Hausbrunnen)
- Bohrungen
- Verrohrung / Zementierung
- UGF-Bohrung mit Fracs Top Grundgebirge
- ? weitere Fracs im Oberkarbon

Abb. 9.5: Wirkungspfade im Bereich des zentralen Münsterländer Beckens.

Der **Pfad 1b** beschreibt den Aufstieg entlang von Altbohrungen nach teilweisem/vollständigem Versagen der Zementierungen. Im Geosystem „zentrales Münsterland“ sind hier vor allem die Explorationsbohrungen für die Steinkohle zu berücksichtigen. Im Münsterland existieren ca. 1.000 tiefe Explorationsbohrungen mit unterschiedlicher Tiefe (siehe auch Kap. 5). Die Bohrungen sind z.T. mehrere Jahrzehnte alt.

Die Bedeutung eines offenen Bohrlochs bei den entsprechenden aufsteigenden Potentialdifferenzen zeigt das Beispiel der Bohrung Aurora II bei Nateln (1898) am Südrand des Münsterlandes. Aus dem Bohrloch liefen ca. 60 m<sup>3</sup>/h Sole (0,5 Mio. m<sup>3</sup>/a) aus. Die Tiefe der Bohrung lag zwischen 408 und 464 m und hat möglicherweise dem Randbereich verkarsteten Cenoman/Turon Kalke erreicht (Erläuterungen Blatt Münster C 4310). Die Bohrung wurde erst nach 68 Jahren verschlossen. Vergleichbare aktuelle oder historische Gas- oder Soleaustritte aus den Bohrungen im zentralen Münsterland sind nicht bekannt (2. Fachgespräch beim GD NRW). Es gibt allerdings auch kein systematisches Monitoring.

Die Daten der tiefen Bohrungen (außer Lage und Tiefe) standen den Gutachtern überwiegend nicht zur Verfügung, da es sich um private Daten handelt, auf die es keinen öffentlichen Zugriff gibt. Auch die verfügbaren Daten konnten auf Grund der begrenzten Zeit nicht ausgewertet werden. Einen Überblick über die tiefen Bohrungen und die verfügbaren Datenlage gibt die Abbildung 9.6.

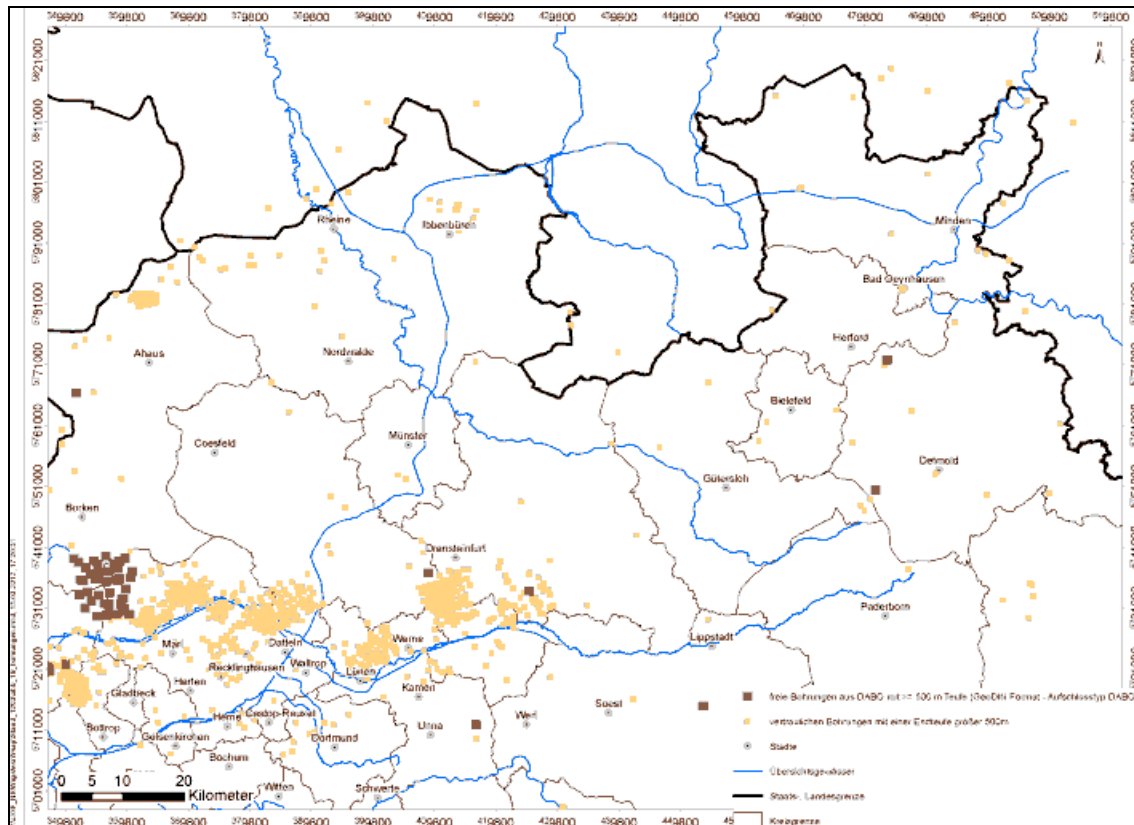


Abb. 9.6: Lage der frei zugänglichen und vertraulichen Bohrungen tiefer 500 m (Daten des GD NRW)

Wie die Ausführungen in Abschnitt 9.3.2.2 gezeigt haben, kann der Wirkungspfad 1b (Altbohrung) vor allem in den Betriebsphasen C und D bei entsprechenden hydraulischen Verhältnissen (aufsteigende Potenziale) im Geosystem eine Rolle spielen. Unterstützt werden kann die Bedeutung, wenn die Altbohrung in den Phasen B1/B2 unmittelbar durch einen Frack hydraulisch angeschlossen wird.

Sollte sich die derzeitige Einschätzung fehlender Potenziale im zentralen Münsterland (s.o.) bestätigen, so kann auch der Pfad 1b als **weniger wahrscheinlich** angesehen werden und das Risiko ergibt sich vor allem aus dem Gefährdungspotenzial der Fluide (siehe Abb. 9.4).

Zur Verbesserung der Datengrundlage wird empfohlen, die alten Steinkohlenbohrungen nachträglich zu lokalisieren und zu erkunden, ob es nachweisbare Gas- und Fluidaufstiege gibt. Hierzu sollte ein Monitoring konzipiert werden.

Da der Pfad 1b in vielen Bereichen (siehe Abb. 9.5) nicht ausgeschlossen werden kann, sollten Vorhaben der Erkundung und Gewinnung von unkonventionellem Erdgas einen Sicherheitsabstand zu die-

sen Bohrungen einhalten, dessen Dimension vom Betreiber anhand von Modellrechnungen nachzuweisen ist.

### **9.8.1.2 Pfadgruppe 2: Linienhafte und flächige Wirkungspfade**

#### **2a: Aufstiege entlang von Störungsbahnen bis in die Auflockerungszone**

Im Münsterland sind nur wenige durchgehende Störungen bekannt, die vor allem in den gut erkundeten Abbaugebieten der Steinkohle liegen. Aus großen Bereichen des zentralen Münsterlandes liegen keine Daten vor (siehe Abb. 9.5). Allerdings sind auch keine Gas- und Soleaufstiege, die tiefgreifenden Störungen im zentralen Münsterland vermuten lassen würden, den Gutachtern und dem GD NRW bekannt (2. Fachgespräch GD NRW), so dass diese Störungen nicht ausgeschlossen werden können, aber weniger wahrscheinlich sind.

Weiterführende Angaben zu den Störungen im Münsterland sind in Abschnitt 5.3.2.7 enthalten.

Im Vergleich zu den vier störungsbezogenen Pfaden (2a, 2b, 2c, 2d) ist am ehesten noch der Pfad 2a bedeutsam. Diese Störungen würden sich im Zuge einer dreidimensionalen seismischen Erkundung sicher identifizieren lassen. Nach einer Identifizierung solcher Störungen sollte untersucht werden, ob es Gas- und Fluidaufstiege gibt und ein Monitoring konzipiert werden. Bei Neuerschließungen sollte ein Sicherheitsabstand zu diesen Störungen eingehalten und ein unkontrollierter Anschluss durch einen Frack vermieden werden. Dieser ist vom Betreiber, z.B. anhand von Modellrechnungen, nachzuweisen.

#### **2b: Aufstiege entlang von Störungsbahnen bis in den Emscher Mergel**

Für die Aufstiege bis innerhalb des Emscher Mergel gelten im Prinzip die unter 2a gemachten Aussagen. Auf Grund des höheren Tonanteils im Emscher Mergel und des homogenen Aufbaus könnten die Störungsbahnen häufiger verschmiert und damit geringer durchlässig sein. Weiterhin ist ein Aufstieg in einer nach oben geschlossenen Störung nur dann möglich, wenn die Fluide lateral über die Pfadgruppe 3 abströmen. Insgesamt wird der Pfad 2b nach derzeitigem Kenntnisstand von den Gutachtern als unwahrscheinlich eingestuft.

Wahrscheinlicher ist, dass beim Aufbau einer Potentialsenke im Förderhorizont Formationswässer in die Potentialsenke strömen und zusätzlich über das Flowback gefördert werden müssen.

## **2c: Aufstiege entlang von Störungsbahnen innerhalb des Emscher Mergel**

Für die Aufstiege innerhalb des Emscher Mergel gelten im Prinzip die unter 2b gemachten Aussagen. Auf Grund des höheren Tonanteils im Emscher Mergel und des homogenen Aufbaus könnten die Störungsbahnen häufig verschmiert und damit geringer permeabel sein. Weiterhin müssen Fluide und Gase erst aus den Fracking-Zonen bis zu diesen Störungen gelangen, ehe es zu weiteren Aufsteigen kommen kann. Insgesamt wird der Pfad 2c nach derzeitigem Kenntnisstand von den Gutachtern als unwahrscheinlich eingestuft.

## **2d: Aufstiege entlang der Strontianitgänge bis in die Auflockerungszone**

Entlang der Strontianitgänge wird die Möglichkeit eines bevorzugten Aufstiegs von Gasen und Fluiden diskutiert (siehe Abb. 9.5).

Eine Korrelation zwischen Strontianitbergbau und Gasaufstiegen konnte nicht festgestellt werden. Die Entstehung der Strontianitgänge wird mittlerweile auch nicht mehr mit tiefgreifenden Störungen, sondern mit einer Lateralsekretion im Ober Campan, oberhalb des Emscher Mergel, erklärt (Dölling & Juch 2009). Zudem handelt es sich bei den Gasaufstiegen im Emscher Mergel nach derzeitigem Kenntnisstand ganz überwiegend um biogenes Methan aus dem Emscher Mergel selbst (DMT 2000, Melchers 2008).

## **Wegsamkeiten für Gase**

Für diffus migrierende (oder innerhalb des Emscher Mergel biogen generierte) Gase könnten die Pfade 2b und 2c ggf. eine Art Wegsamkeit darstellen. Hierfür könnten die kurzzeitigen, heftigen Gasaustritte aus einigen Bohrungen noch vor Erreichen der Karbonoberfläche in den 20er Jahren ein Indiz sein (Wegner 1924).

### **9.8.1.3 Pfadgruppe 3: Flächige Aufstiege ohne besondere Wegsamkeiten**

#### **3a: Aufstieg von Sole aus dem Oberkarbon in die Turon/Cenoman Schichten**

Für die Kohleflöze wird ein Wasser(Sole)gehalt von 1 bis 3 % angenommen.

Die horizontalen Durchlässigkeiten im ungefrackten Oberkarbon über die gesamte Schichtfolge liegen zwischen  $3 \times 10^{-7}$  und  $10^{-10}$  m/s (siehe Kap. 5, Tab. 5.1), die vertikalen Durchlässigkeiten sind in der Regel um mindestens eine Zehnerpotenz geringer. Auf Grund der geringen vertikalen Durchlässigkeiten und den wahrscheinlich fehlenden artesischen bzw. geringen Potentialdifferenzen wird ein nennenswerter So-

leaufstieg aus dem Oberkarbon in die höheren Bereiche im Münsterländer Becken **außerhalb** von höher durchlässigen Pfaden wie (Alt)Bohrungen und tief reichende Störungszonen für unwahrscheinlich gehalten. Dennoch sollten bei der Erkundung die benannten Daten- und Kenntnisdefizite behoben werden, da diese Parameter auch für die numerischen Modellierungen benötigt werden.

Falls es entgegen der Planung durch das Fracking zu einem mehr oder weniger zusammenhängenden aufgelockerten Bereich im Oberkarbon kommt, kann dieser wie ein „neuer“ Grundwasserleiter betrachtet werden. Die Bedeutung einer Vielzahl von aufgelockerten Bereichen kann nur über numerische Modellierungen abgeschätzt werden.

### **3b + 3c: Horizontale Durchlässigkeit und Ausbreitung in den Turon/Cenoman Kalken bis zu den Quelllinien**

Die Durchlässigkeit der Turon/Cenoman Kalke hängt vor allem vom Verkarstungs- und Klüftungsgrad ab. Dieser ist im Detail nicht bekannt. Die bisherigen Kenntnisse deuten **nicht** auf eine flächige hohe Tiefenverkarstung /Klüftung und damit eine großräumig höhere Durchlässigkeit und eine Einstufung als Grundwasserleiter hin (gemäß Kap. 5).

Die Bedeutung der grundwasserleitenden Eigenschaften der Cenoman/Turon Kalke für das Systemverständnis, ergibt sich aus folgenden Aspekten:

- In einem Grundwasserleiter bestehen bei entsprechenden Potentialdifferenzen horizontale Fließwege in Richtung der Quelllinien.
- Je höher die Durchlässigkeit ist, desto geringer ist der Potenzialabbau vom Beckenrand zum Beckeninneren hin. Höhere Potentialdifferenzen bedeuten – bei entsprechenden Permeabilitäten – auch höhere Wahrscheinlichkeiten eines Aufstiegs von Tiefengrundwasser.
- Je höher die Durchlässigkeit ist, desto mehr ergeben sich großräumige Systemzusammenhänge, z.B. bei der Summenwirkung aller/vieler Fracks, möglichen Langzeitauswirkungen wie Veränderungen an den Quelllinien.
- Eine höhere Durchlässigkeit und Wasserführung kann dazu führen, dass bei einer erzeugten (oder bereits bestehenden) hydraulischen Verbindung zum Oberkarbon mehr Formationswasser gefördert wird, als wenn nur das Wasser aus der Kohle im Frack-Bereich gefördert wird. Eine weitere Verschiebung der Sole/Süßwassergrenze ins Beckeninnere würde allerdings die Ent-



nahme sehr großer Solemengen in der Größenordnung von mehreren Millionen  $\text{m}^3/\text{a}$  erfordern (s. Kap. 5).

- Eine höhere Verkarstung und Wasserführung würde allerdings auch eine höhere Verdünnung bei aus dem Oberkarbon aufsteigenden Frack-Fluiden bedeuten.

### **3d: Aufstiege im Emscher Mergel ohne besondere Aufstiegswege**

Die Durchlässigkeiten im Emscher Mergel, in Bereichen ohne Störungen, werden auf ca.  $5 \times 10^{-9}$  bis  $1 \times 10^{-12}$  m/s geschätzt (Kap. 5, Tab. 5-3). Es gibt derzeit keine Hinweise auf ausreichende (aufsteigende) Potenzialdifferenzen, die einen Aufstieg von Tiefensole über den Pfad 3d verursachen könnten. Es gibt zwar Bereiche mit erhöhten Chloridgehalten (ca. 20 fach geringer konzentriert als die tiefe Sole) in vergleichsweise oberflächennahen Messstellen und Brunnen (siehe Abschn. 5.3.2.3). Diese können jedoch nicht zwingend als Aufstieg von Tiefensole gewertet werden, da im gesamten Emscher Mergel mit zunehmender Tiefe die Chloridgehalte ansteigen. Eine Tendenz der Zunahme der Chloridkonzentration kann auch auf die Grundwassernutzung (ca. 40.000 Hausbrunnen, DMT 2008) in der Auflockerungszone zurückgeführt werden.

Vor allem aufgrund der geringen Durchlässigkeiten (und der wahrscheinlich fehlenden Potenzialdifferenzen) wird der Pfad 3a außerhalb von Altbohrungen und Störungen von den Gutachtern als unwahrscheinlich erachtet.

### **9.8.2 Fallbeispiel Rheinisches Schiefergebirge**

Im Rheinischen Schiefergebirge werden Schiefergas-Vorkommen in den paläozoischen Schiefen des Unterkarbons (Hangenden Alaun-schiefer) vermutet.

Im Hinblick auf die Vorgehensweise bei der hydrogeologischen Systemanalyse und der Risikoanalyse und der Bedeutung der Grundwasserfließsystems sowie der Wirkungspfade sind diese Vorkommen vergleichbar mit den vermuteten mesozoischen Vorkommen, die in Abschnitt 5.6 detailliert beschrieben werden.

Unterschiede bestehen jedoch im Störungsregime (wenn auch weniger in der Bedeutung der Störungen) zwischen den einzelnen Vorkommen. Dies ist bei den hydrogeologischen System- und Risikoanalysen zu berücksichtigen.



Charakteristisch ist, dass die potenziellen Schiefergas-Vorkommen selbst und das überlagernde und die unterlagernden Gesteine wenig Grundwasser führen, weil die Durchlässigkeiten dieser Tonschiefer, Grauwacken und Sandsteine sehr gering sind und mit zunehmender Tiefe noch geringer werden ( $< 10^{-6}$  m/s), so dass weder oberhalb noch unterhalb der potenziellen Vorkommen bedeutsame Grundwasserleiter und Grundwasserfließsysteme ausgebildet sind. In der Bohrung Openwehe (Wealden-Tonsteine) wurden z.B. wasserempfindliche Tone angetroffen (deshalb der Diesel-Drucktest), weshalb davon auszugehen ist, dass dort in den betreffenden Horizonten kein freies Wasser vorhanden ist. Dies kann beim Hangenden Alaunschiefer anders sein.

Für eine sinnvolle, einzelne Zuordnung der Gefährdungspfade wie am Beispiel des Münsterlandes (siehe Abb. 9.5) liegen zu wenige Daten vor. Die summarische Betrachtung der Gefährdungspfade ergibt Folgendes:

- Die Pfadgruppe 1 (Bohrungen) ist im Hinblick auf tiefe Altbohrungen wahrscheinlich nur selten relevant.
- Die Pfadgruppe 2 (Störungen) treten in dem gefalteten Rheinischen Schiefergebirge in vielen Bereichen auf. Über die Durchlässigkeiten liegen den Gutachtern keine Untersuchungen vor.
- Die Pfadgruppe 3 (Ausbreitung ohne besondere Wegsamkeiten) ist in den vorwiegend gering durchlässigen Serien unwahrscheinlich aber im Detail standortspezifisch zu prüfen.

### **9.8.3 Fallbeispiel Entwässerung nördliches Ruhrgebiet / Bergbauzone**

Die Summation und Kombination unterschiedlicher Wirkungspfade und deren Relevanz wird exemplarisch für das nördliche Ruhrgebiet/Bergbauzone betrachtet. Abbildung 9.7 zeigt die Pfadgruppen 1 bis 3 für das nördliche Ruhrgebiet/Bergbauzone. Die dargestellten Einzelpfade entsprechen den in Abschnitt 9.3 beschriebenen und bewerteten Einzelpfaden. Die Pfadgruppe 1 fasst punktuelle Aufstiege an Bohrungen zusammen, die Pfadgruppe 2 linienhafte Aufstiege an Störungen und die Pfadgruppe 3 flächige Aufstiege, die nicht an besondere Wegsamkeiten gebunden sind. Als neuer Pfad kommt in diesem Szenario nördliches Ruhrgebiet/Bergbauzone der Aufstieg von Frack-Fluiden in Schächten des Steinkohlenbergbaus – mit der aktiven Grubenwasserhebung – hinzu (Pfad 1f in Abb. 9.7).

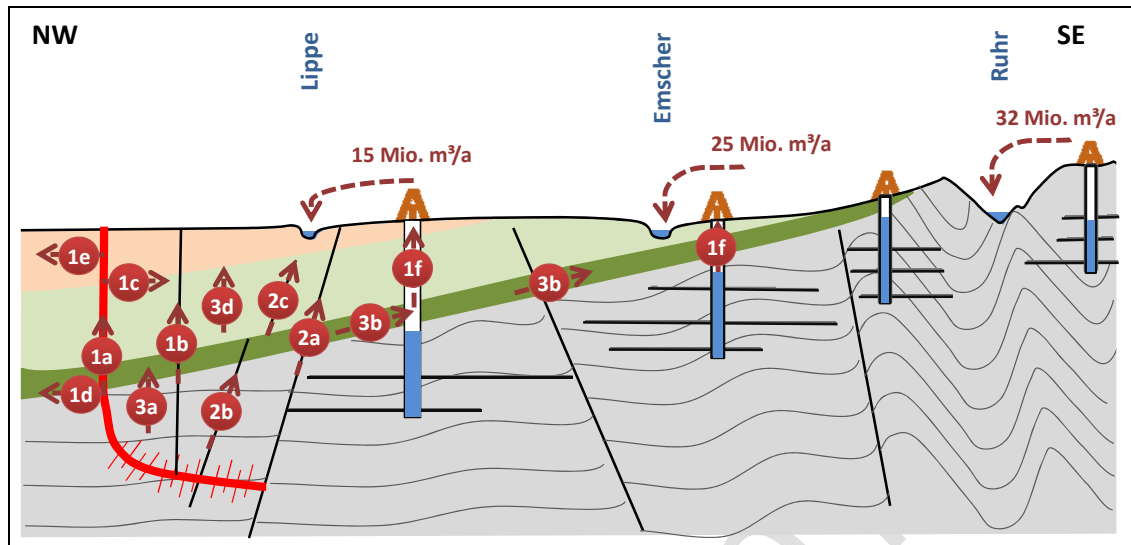


Abb. 9.7: Schematische Skizze der Wirkungspfadgruppen für das Szenario nördliches Ruhrgebiet – Bergbauzone

Das den stillgelegten und aktiven Bergwerken zutretende Grubenwasser wird gehoben und in die benachbarten Hauptfließgewässer Ruhr, Emscher und Lippe eingeleitet. Die derzeit gehobenen Grubenwassermengen sind in den Abbildungen dargestellt.

Da nicht von Fracking-Maßnahmen im bergbaulich direkt beeinflussten Umfeld der aktiven oder bereits eingestellten untertägigen Steinkohlegewinnung auszugehen ist, kann ein potenzieller Austrag nur über eine Kombination von Austragspfaden erfolgen. Diese Pfadkombination ist in Abbildung 9.8 dargestellt und wird im Folgenden detaillierter untersucht. Hierzu erfolgt eine dimensionsmäßige Abschätzung, mit welchem Mischungsanteil sich das Frack-Fluid unter worst-case Bedingungen dem Grubenwasserstrom zumischen könnte. Der sich ergebende Mischungsanteil bzw. die Verdünnung des Frack-Fluids im geförderten Grubenwasserstrom und die Abhängigkeit dienen dann der Abschätzung der Relevanz der Pfadkombination und den zugrunde gelegten Einflussfaktoren. Hierbei ist zu betonen, dass es sich lediglich um eine erste dimensionsmäßige Abschätzung handelt, die durch geohydraulische und hydrogeochemische Modellrechnungen zu prüfen und zu verfeinern ist.

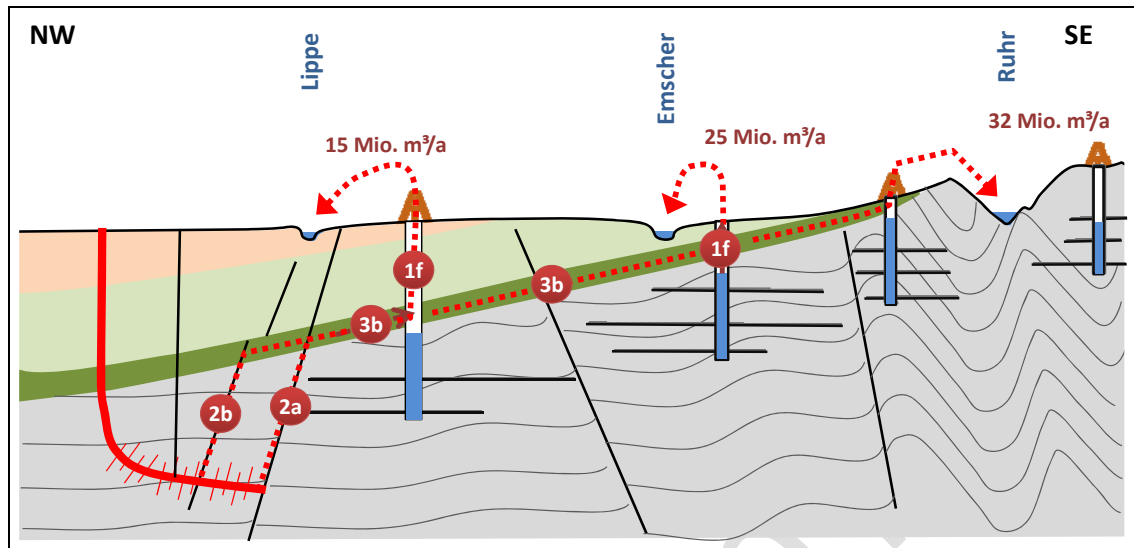


Abb. 9.8: Schematische Skizze der betrachteten Pfadkombinationen für das Szenario nördliches Ruhrgebiet / Bergbauzone

Unter Annahme vereinfachender Randbedingungen kann der Mischungsanteil bzw. die Verdünnung der Frack-Fluide im gehobenen Grubenwasser für definierte Szenarien dimensionsmäßig abgeschätzt werden. Hierbei wird in allen Szenarien ein **vollständiger** Anschluss eines gefrackten Bereichs an eine durch das Oberkarbon bis in die hangenden Cenoman/Turon Kalke verlaufende, durchlässige Störung betrachtet. Über die Störung und den hangenden Grundwasserleiter gelangen die Stoffe – ohne Verdünnung und Retardation - in den Sumpfungsbereich der Grubenwasserhaltung. Je nach Entfernung des Fracks vom Grubenwassertiefpunkt ergibt sich ein hydraulisches Potenzial in Richtung auf die Wasserhaltung. Hierbei wird für den Frackbereich von einem Potenzial von 50 m NHN (normaler Grundwasserstand ohne Gasgewinnung) und für den Grubenwassertiefpunkt von einem Potenzial von -900 m NHN ausgegangen. Für den stationären Fall kann der Durchfluss durch die Störung und die Cenoman/Turon Kalke anhand eines Darcy-Ansatzes berechnet werden, wobei das Potenzial am Ort des Übertritts in die hangenden Cenoman/Turon Kalke iterativ bestimmt werden muss. Da die Durchlässigkeitsbeiwerte der Störung und des Cenoman/Turon Kalke nicht bekannt sind, wurden diese Größen ebenfalls variiert. Folgende Randbedingungen und vereinfachenden Annahmen sind in den betrachteten Szenarien hinterlegt:

- Die zu frackende Bohrung verläuft im Streichen einer durchlässigen Störungszone im Oberkarbon, die bis in den Turon/Cenoman Kalke reicht (Pfade 2a, 2b).

- Es wird eine Strecke von 100 m gefrackt, so dass ein vollständiger Anschluss an die parallel verlaufende Störung erzielt wird. Der durchlässige Bereich ist in den Varianten 1 bis 4 1,0 m breit (durchströmte Querschnittsfläche = 100 m<sup>2</sup>) und in den Varianten 5 und 6 10 m breit (Durchströmte Querschnittsfläche = 1.000 m<sup>2</sup>).
- Die Störungszone weist einen Durchlässigkeitsbeiwert von 10<sup>-4</sup> m/s (Varianten 1, 3 und 5) bzw. 10<sup>-6</sup> m/s (Varianten 2, 4, und 6) auf.
- Es wird in einer Teufe von 600 m unterhalb der Basis des Cenoman/Turon- Grundwasserleiters gefrackt. Die Fließstrecke in der Störung beträgt 600 m.
- Der hangende Cenoman/Turon Kalke weist eine Durchlässigkeit von 10<sup>-7</sup> m/s (Varianten 1 und 2) bzw. 10<sup>-6</sup> (Varianten 3 bis 6) auf (siehe Kap. 5).
- An den Frack schließt sich keine Gewinnungsphase an, es wird kein Flowback gefördert. Das Potenzial im Bereich der angeschlossenen Störung liegt bei 50 m NHN.
- Der Grubenwassertiefststand, auf den der hydraulische Gradient ausgerichtet ist, liegt bei -900 m NHN. Ein Anstieg des Grubenwassers wird nicht berücksichtigt, da er zu einer Verringerung der Potenzialdifferenz führen würde.
- Die Grubenwasserförderung beträgt 15 Mio. m<sup>3</sup>/a.

Die Abhängigkeit des Mischungsanteils der Frack-Fluide im gehobenen Grubenwasser ist für die betrachteten Varianten in Abbildung 9.9 dargestellt. Erwartungsgemäß zeigt sich eine klare Abhängigkeit von der vertikalen Fließstrecke in den Cenoman/Turon Kalken. Je näher sich der Frack am Grubenwassertiefstpunkt befindet, desto größer ist der Anteil der sich zumischenden Frack-Fluide. Von großem Einfluss ist insbesondere die Durchlässigkeit der Cenoman/Turon Kalke. Die beiden Varianten zur Durchlässigkeit des Grundwasserleiters liegen jeweils eine halbe Größenordnung über- bzw. unterhalb des im ExxonMobil Informations- und Dialogprozess genannten Wertes von  $5 \cdot 10^{-7}$  m/s. Auch die durchströmte Querschnittsfläche einer Störung hat einen wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis. Bei einer 10fach breiteren Störung und einer damit verbundenen Verzehnfachung der durchströmten Querschnittsfläche würde sich auch der Mischungsanteil der Frack-Fluide um den Faktor 10 erhöhen.

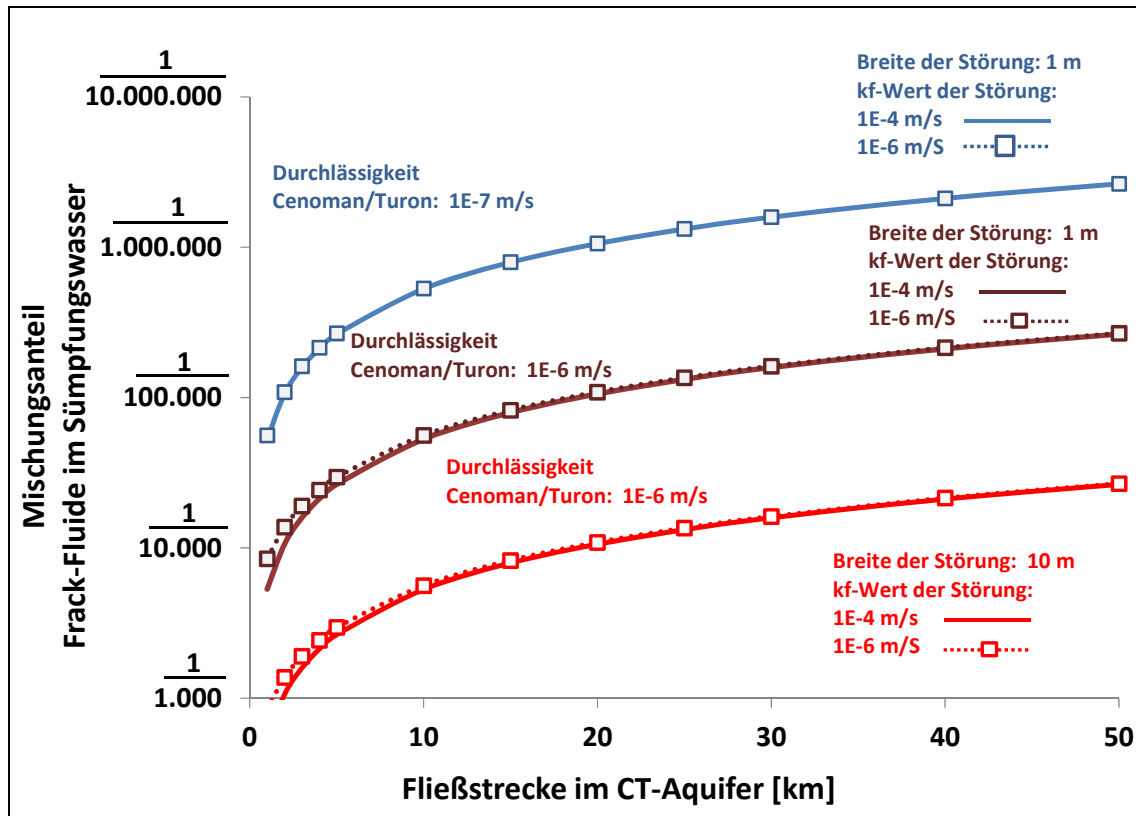


Abb. 9.9: Dimensionsmäßige Abschätzung des Mischungsanteils der Frack-Fluide im gehobenen Grubenwasser

Ein Mischungsanteil von weniger als  $1/200.000$  der Frack-Fluide am gehobenen Grubenwasser wäre bei einem Durchlässigkeitsbeiwert der Cenoman/Turon Kalke von  $10^{-7}$  m/s in einem Abstand des Fracks vom Grubenwassertiefpunkt von ca. 4 km, bei einem Durchlässigkeitsbeiwert von  $5 \cdot 10^{-6}$  m/s aber erst in einer Entfernung von 40 km zu erwarten.

Diese dimensionsmäßige Abschätzung zeigt bereits die Bedeutung der Kenntnis der variierten Einflussgrößen. Ohne diese Kenntnis ist eine belastbare Bewertung der Wirkungspfadkombinationen nicht möglich. Unsicherheiten hinsichtlich der Durchlässigkeiten des tiefen Grundwasserleiters und der sich daraus ergebenden Auswirkungen auf die derzeitige und die durch das Fracking überprägte tiefe Grundwasserdynamik können mit großräumigen Grundwasserströmungsmodellen und darauf aufsetzenden Sensitivitätsanalysen reduziert werden. Ebenso können dann Summenwirkungen unterschiedlicher Pfadkombinationen berücksichtigt werden. Erst auf Grundlage dieses quantitativen Prozessverständnisses wären beispielsweise Aussagen zu den erforderlichen Mindestabständen möglich.

## Daten und Kenntnisdefizite zum Fallbeispiel „Entwässerung nördliches Ruhrgebiet“

- Lage der Störungen
- Durchlässigkeit der Störungen
- Breite bzw. durchströmte Querschnittsfläche von Störungen
- Durchlässigkeit der Cenoman/Turon Kalke

## Behebung der Daten- und Kenntnisdefizite

- Aufbau und Fortschreibung eines Geotektonischen Atlas in 3D (GTA3D) wie z.B. in Niedersachsen und Schleswig Holstein
- Großraum-Strömungsmodelle zur Abschätzung der Durchlässigkeit der tiefen Formationen (siehe Kapitel 9)
- Hydraulische Tests in den Cenoman/Turon Kalken

## **Fazit**

Eine Stoffausbreitung über Störungen und den Cenoman/Turon Kalken wird aufgrund der vorliegenden Auswertungen als weniger wahrscheinlich und eher lokal begrenzt angesehen. Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten sollte zum Einzugsgebiet der Grubenwasserhaltungen ein Sicherheitsabstand gehalten werden. Dieser ist vom Betreiber anhand von Modellrechnungen nachzuweisen. Die Raumlage großräumiger Störungen sollte anhand einer dreidimensionalen seismischen Erkundung identifiziert werden und ebenfalls ein Sicherheitsabstand eingehalten werden. Keinesfalls sollte die Ausrichtung der horizontalen Stränge in Richtung der Hauptstörungsrichtungen erfolgen.

## 9.9 Literatur

- AHU AG WASSER BODEN GEOMATIK & IWW RHEINISCH-WESTFÄLISCHES INSTITUT FÜR WASSER BERATUNGS- UND ENTWICKLUNGSGESELLSCHAFT MBH (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes (Förderkennzeichen 3711 23 299). August 2012.
- CONCAWE (2011): Performance of European crosscountry oil pipelines; Statistical summary of reported spillages in 2009 and since 1971, Prepared by the CONCAWE Oil Pipelines Management Group's Special Task Force on oil pipeline spillages (OP/STF&1), Mai 2011
- BMU (2010) Sicherheitsanforderungen an die Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle
- DAVIES (2012): Davies, R.J. et al.: Hydraulic fractures: How far can they go? In: Marine and Petroleum Geology, Entwurfsfassung April 2012.
- DGENV (2011): Assessing the Case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative. Final Report ENV.G.1/FRA/2006/0073. European Commission, Directorate-General Environment, Brüssel, Dezember 2011.
- DMT (2008): Vorhersage der Grubengasfreisetzung unter Berücksichtigung unterschiedlicher Wasseranstiegsszenarien nach Stilllegung von Bergbaustandorten. F + E Bericht.
- DÖLLING & JUCH 2009: Strukturgeologische Modellvorstellungen zum Kreide-Deckgebirge im zentralen Münsterland.- Scriptum Heft 18, Arbeitsergebnisse aus dem Geologischer Dienst NRW.
- HSIEH, B.-Z. et al. (2010): Case study of estimating gas loss from a producing well blowout, Journal of Petroleum Science and Engineering Nr. 70, 2010.
- KING, G. E. (2011): Explaining and estimating fracture risk: Improving fracture performance in unconventional gas and oil wells. Apache Corporation, USA.
- MINERALS MANAGEMENT SERVICE (2001): Diagnosis And Remediation Of Sustained Casing Pressure In Wells, US Department of Interior Minerals Management Service Herndon, Virginia, USA, 2001



- NYGARD (2010): Well Design and Well Integrity – WABAMUN AREA CO2 SEQUESTRATION PROJECT (WASP), Institute for Sustainable Energy, Environment and Economy (ISEEE), University of Calgary, Calgary, Kanada, 2010.
- RIST, D. (1996): Dynamik realer Gase: Grundlagen, Berechnungen und Daten für Thermogasdynamik, Strömungsmechanik und Gastechnik, Springer-Verlag Berlin, 1996.
- RISH, W.R. (2005): A probabilistic risk assessment of Class I Hazardous Waste Injection Wells, In: Tsang et al.: Underground Injection Science and Technology, Elsevier B.V., Amsterdam, 2005.
- SAUTER, M., HELMIG, R. & INGENIEURBÜRO HEITFELD SCHEDELIG (2012): Abschätzung der Auswirkungen von Fracking-Maßnahmen auf das oberflächennahe Grundwasser - Generische Charakterisierung und Modellierung. Gutachten im Rahmen des Informations- und Dialogprozess der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung.
- 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.
- SCHACHT, W. et al. (1999): Ein erweitertes Modell für die Blowout-Berechnung realer Gase, Beitrag zum 50. Berg- und Hüttenmännischen Tag der TU Bergakademie Freiberg, Juni 1999.
- UTH, H.J. (2012): Technische Sicherheit von Anlagen und Verfahren zur Erkundung und Förderung von Erdgas aus nichtkonventionellen Lagerstätten. Gutachten für Expertenkreis Fracking, AG Risiko, Darmstadt, 2012.
- WEGNER, TH. (1924): Das Auftreten von Kohlenwasserstoffen im Bereiche des westfälischen Karbons Glückauf Nr. 30, 60 Jahrg. 1924, Seite 631 – 642.



## **Anhang zu Kap. 9**

Stand 06.09.2012

Stand 06.09.2012

## **A9 ANHANG ZU DEN EINTRITTSWAHRSCHEINLICHKEITEN DER TECHNISCHEN WIRKPFADDE**

### **A9.1 Pfadgruppe 0: oberirdische Einträge**

In der Pfadgruppe 0 werden im Rahmen dieses Gutachtens folgende Wirkungspfade betrachtet:

- Unkontrollierter Ausbruch von Fluiden und oder Gasen (Blowout-Ereignisse)
- Transport wassergefährdender Stoffe per Lkw
- Transport wassergefährdender Stoffe per Rohrleitung

#### **A9.1.1 Unkontrollierter Ausbruch von Fluiden und oder Gasen (Blowout-Ereignisse)**

Derzeit sind für Erdgas-Förderung aus unkonventionellen Lagerstätten nur wenige frei verfügbare Daten vorhanden, die als Grundlage einer Analyse der Wahrscheinlichkeit von Blowouts in NRW dienen können. Bei der Analyse der verfügbaren Daten muss berücksichtigt werden, ob die Werte sich nur auf das Abteufen der Bohrung beziehen oder ob bereits andere Prozesse, die zu Blowouts führen können, wie beispielsweise das Einbringen von Messsonden in die Bohrung oder die Nutzung der Coiled Tubing (CT)-Technologie für Ausbau- oder Frack-Maßnahmen, berücksichtigt worden sind.

Überdies liegen die verfügbaren Statistiken zu Blowouts selten in einer Form vor, die dem Lebenszyklusansatz dieses Gutachtens folgend Analysen bzw. Vergleiche für alle Betriebsphasen möglich macht.

Insofern werden nachfolgend in einem ersten Schritt die verfügbaren statistischen Angaben unterschiedlicher Quellen benannt. Aus den vorliegenden Daten wird, soweit möglich, der Schätzwert für die Blowout-wahrscheinlichkeit hergeleitet.

##### **A9.1.1.1 Wahrscheinlichkeitstheoretische Modellierung der Häufigkeit von Blowouts**

Bei der Erkundung von Erdgaslagerstätten sowie bei der Erdgasförderung können Störungen auftreten, wie z. B. Blowouts, die zwar sehr selten auftreten, jedoch nicht mit absoluter Sicherheit ausgeschlossen werden können. Das Auftreten solcher Ereignisse kann diverse Ursachen haben, die nicht vorhersehbar sind (z. B. spezielle geologische Besonderheiten, Materialfehler, menschliches Versagen). Auf Basis langjähriger Daten/Erfahrungen zu solchen Ereignissen, können zur Prognose der möglichen Anzahl  $X$  von zukünftigen Störungen nur Wahrscheinlichkeitsaussagen getroffen werden. Hierbei ist  $X$  eine diskrete Zufallsgröße,

die für ein definiertes Vorhaben Werte von 0, 1, 2 usw. annehmen kann. Zur Beschreibung solcher Zufallsgrößen sind zwei Arten von statistischen Verteilung geeignet und gebräuchlich (die Binomial- und die Poisson-Verteilung), die zunächst kurz erläutert werden. Anschließend wird auf Unsicherheiten der Schätzung von entsprechenden Verteilungsparametern eingegangen.

#### A9.1.1.2 Binomialverteilung $X \sim \text{Bin}(n, p)$

Die Binomialverteilung beschreibt die Anzahl  $X$  von definierten Ereignissen (z. B. erfolgreichen Versuchen, Störungen etc.) bei  $n$  identischen und voneinander unabhängigen Versuchen, die jeweils eine Wahrscheinlichkeit  $p$  für das Auftreten dieses Ereignisses haben. Ist der Wert von  $p$  bekannt, dann ist bei einer Binomialverteilung die Zufallsgröße  $X$  (z. B. Anzahl von Blowouts) bei insgesamt  $n$  Versuchen (z. B.  $n$  Erkundungsbohrungen) durch folgende Wahrscheinlichkeiten bestimmt:

$$f_{\text{Bin}}(x | n, p) = \frac{n!}{x!(n-x)!} \cdot p^x \cdot (1-p)^{n-x}, \quad \text{für } x = 0, 1, 2, \dots, n; \quad 0 < p < 1. \quad (9-1)$$

Die Summe dieser Wahrscheinlichkeiten für  $x$  von 0 bis  $n$  ist gleich 1:

$$\sum_{x=0}^n f_{\text{Bin}}(x | n, p) = 1. \quad (9-2)$$

Der Erwartungswert und die Varianz der Zufallsgröße  $X$  sind gegeben durch:

$$E_{\text{Bin}}[X|n,p] = n \cdot p, \quad \text{Var}_{\text{Bin}}[X|n,p] = n \cdot p \cdot (1-p). \quad (9-3)$$

Für die wahrscheinlichkeitstheoretische Beschreibung der Summe  $Y = X_1 + X_2$  von Ereignissen mit unterschiedlichen Ursachen (z. B. der Anzahl  $X_1$  von Blowouts bei  $n_1$  Explorationsbohrungen und der Anzahl  $X_2$  von Blowouts bei  $n_2$  Wireline-Operationen) ist die Verteilung der Zufallsgröße  $Y$  aus den Verteilungen der Zufallsgrößen  $X_1$  und  $X_2$  zu berechnen. Dies kann im allgemeinen Fall der Binomialverteilungen  $X_1 \sim \text{Bin}(n_1, p_1)$  und  $X_2 \sim \text{Bin}(n_2, p_2)$  mit  $p_1 \neq p_2$  nur durch eine numerische Berechnung der Faltung dieser beiden Verteilungen vorgenommen werden. Ist  $Y$  die Summe von mehr als zwei binomial verteilten Zufallsgrößen, werden solche Berechnungen relativ aufwendig. Wenn die Wahrscheinlichkeit  $p$  für das Auftreten eines Ereignisses (pro Versuch) sehr klein und die Anzahl  $n$  der Versuche/Operationen sehr groß ist, so kann diese Problematik durch Anwendung der Poisson-Verteilung umgangen werden, die unter diesen Voraussetzungen eine sehr gute Näherung der Binomialverteilung darstellt. In den nachfolgenden Abschnitten wird deshalb überwiegend das statistische Modell der Poisson-Verteilung genutzt.

### A9.1.1.3 Poisson-Verteilung $X \sim \text{Poi}(\lambda)$

Die Poisson-Verteilung dient der Beschreibung der Anzahl sehr selten auftretender Ereignisse, die jedoch mit einer konstanten Rate  $\lambda$  stattfinden. Sie ist die Grenzverteilung der Binomialverteilung für  $n \rightarrow \infty$  und  $p \rightarrow 0$  mit  $n \cdot p = \text{const.} = \lambda$ :

$$f_{\text{Poi}}(x | \lambda) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{n!}{x!(n-x)!} \cdot \left(\frac{\lambda}{n}\right)^x \cdot \left(1 - \frac{\lambda}{n}\right)^{n-x} = \frac{e^{-\lambda} \cdot \lambda^x}{x!}, \quad x = 0, 1, 2, \dots; \quad \lambda > 0. \quad (9-4)$$

Der Erwartungswert und die Varianz der POISSON-Verteilung sind:

$$E_{\text{Poi}}[X|\lambda] = \lambda, \quad \text{Var}_{\text{Poi}}[X|\lambda] = \lambda. \quad (9-5)$$

Mit  $\lambda = n \cdot p$  und  $p \ll 1$  stimmen auch die in den Gl. (9-3) und (9-5) angegebenen Beziehungen überein. Die Ähnlichkeit der beiden Verteilungsarten sowie die Annäherung der Binomial- an die Poisson-Verteilung mit abnehmendem Wert des Parameters  $p$  bei gleichem Wert des Produkts  $n \cdot p$  ist in Abb. A9.1 veranschaulicht.

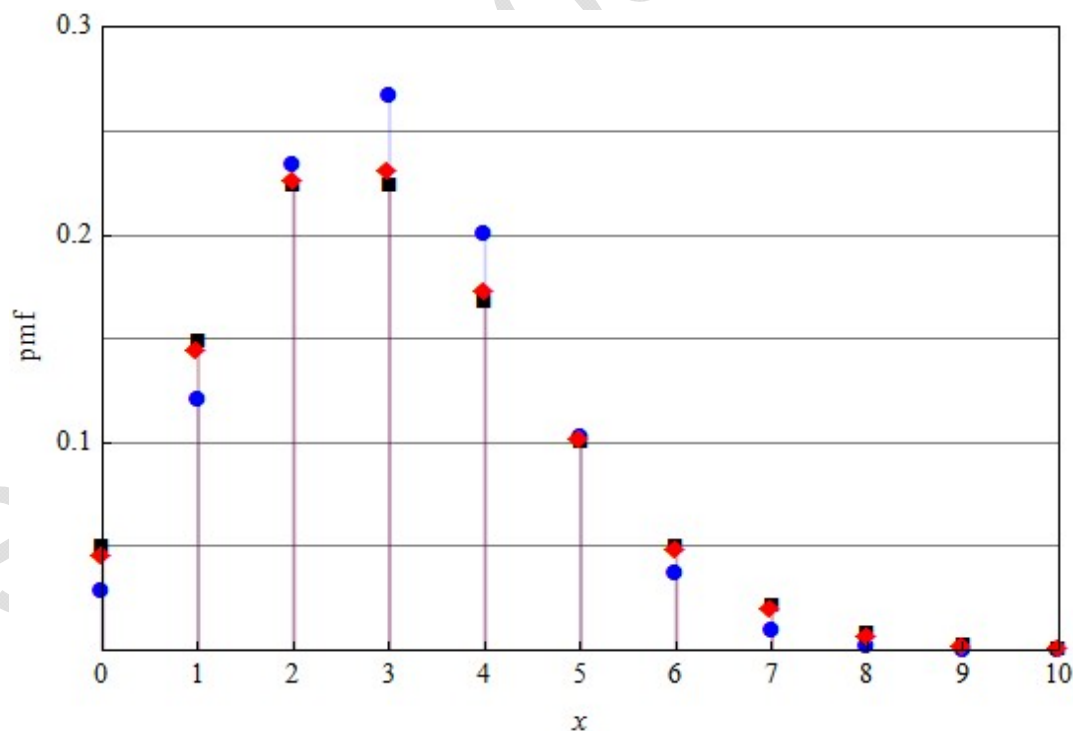


Abb. A9.1: Wahrscheinlichkeitsmassenfunktionen (pmf = probability mass function) zur Annäherung der Binomialverteilung an eine Poisson-Verteilung; blau:  $X \sim \text{Bin}(10; 0,3)$ ; rot:  $X \sim \text{Bin}(50; 0,06)$ ; schwarz:  $X \sim \text{Poi}(3)$



Für die Modellierung von diskreten Zufallsgrößen ist die Reproduktivität der Poisson-Verteilung von besonderer Bedeutung. Sind  $X_1 \sim \text{Poi}(\lambda_1)$  und  $X_2 \sim \text{Poi}(\lambda_2)$  zwei unabhängige Zufallsgrößen, so folgt ihre Summe  $Y = X_1 + X_2$  ebenfalls einer Poisson-Verteilung:  $Y \sim \text{Poi}(\lambda_1 + \lambda_2)$ .

#### **A9.1.1.4 Unsicherheit der Prognose von Ereignissen sowie der Schätzung von Verteilungsparametern**

Aus Abb. A9.1 ist ersichtlich, dass auf Basis einer spezifizierten Wahrscheinlichkeitsverteilung für die diskrete Zufallsgröße  $X$  Prognosen zur Anzahl zukünftiger Ereignisse nur mit Hilfe von Wahrscheinlichkeiten vorgenommen werden können (z. B. " $X = 0$  mit einer Wahrscheinlichkeit von ca. 0,05; " $X = 1$  mit einer Wahrscheinlichkeit von ca. 0,15" usw.). Diese Unsicherheit entspricht der Variabilität von möglichen (zufälligen) Realisierungen. Darüber hinaus sind jedoch auch die so genannten epistemischen Unsicherheiten zu beachten, die aus der begrenzten Anzahl von Daten (Stichproben) zur Schätzung von Verteilungsparametern resultieren bzw. daraus, dass die für bestimmte Gegebenheiten geschätzten Verteilungsparameter auf andere Gegebenheiten übertragen werden (z. B. wenn Schätzwerte zur Wahrscheinlichkeit des Blowouts bei Erkundungsbohrungen konventioneller Lagerstätten für die Prognose von Blowouts bei der Erkundung unkonventioneller Lagerstätten genutzt werden).

Nachfolgend sei kurz auf die Unsicherheit der Schätzung von Verteilungsparametern eingegangen. Hierzu wird zunächst beispielhaft auf eine in Abschnitt 4.2 von (OGP 10) angegebene Schätzung der Wahrscheinlichkeit des Blowouts bei Bohrungen in Onshore-Gaslagerstätten eingegangen. Anschließend wird die Möglichkeit der Schätzung von oberen Grenzen für Verteilungsparameter diskutiert, wenn bei einer bestimmten (großen) Anzahl von Bohrungen kein Blowout-Ereignis aufgetreten ist.

Gemäß Abschnitt 4.2 von (OGP 10) sind bei 87.944 Bohrungen (im Zeitraum 1975 bis 1990) 43 Blowouts aufgetreten. Daraus resultiert für die Wahrscheinlichkeit  $p$  des Auftretens eines Blowouts bei einer Bohrung (frequency per well) ein Schätzwert von  $p_M = 43/87944 = 4,89 \cdot 10^{-4}$ . Für ein zukünftiges Projekt mit 1000 Bohrungen könnte man dann z. B. zur Prognose der Anzahl von Blowouts eine POISSON-Verteilung mit dem Parameter  $\lambda_M = p_M \cdot 1000 = 0,489$  ansetzen. Dies ergäbe die in der dritten Zeile von Tab. A9.1 angegebenen Wahrscheinlichkeiten.

Die Tatsache, dass bei 87.944 Bohrungen 43 Blowouts aufgetreten sind, ist jedoch mit unterschiedlichen Werten von  $p$  verträglich. Der o. g. Schätzwert von  $p_M = 4,89 \cdot 10^{-4}$  entspricht jenem Wert von  $p$ , dem die größte Wahrscheinlichkeit beizumessen ist. Mit Hilfe der BAYES-Theorie (siehe z. B. (Robert 2007)) kann man eine Wahrscheinlichkeitsverteilung für den epistemisch unsicheren Parameter  $p$  berechnen. Für das aktuelle Beispiel ist die resultierende Wahrscheinlichkeitsdichte von  $p$  in Abb. A9.2 dargestellt. Bei Ansatz einer zulässigen Irrtumswahrscheinlichkeit

von 0,05 (d. h. eines Vertrauensniveaus von 0,95) kann damit die Aussage getroffen werden, dass  $p$  im Intervall  $[3,59 \cdot 10^{-4}, 6,52 \cdot 10^{-4}]$  liegt. Die untere Intervallgrenze entspricht dem 0,025-Quantil, die obere Intervallgrenze dem 0,975-Quantil der in Abb. A9.2 dargestellten (Unsicherheits-) Verteilung von  $p$ . Mit diesem Vertrauensbereich für  $p$  erhält man durch Multiplikation der beiden Intervallgrenzen mit  $n = 1000$  für den Parameter  $\lambda$  der POISSON-Verteilung den unteren und oberen Schätzwert von  $\lambda_L = 0,359$  bzw.  $\lambda_U = 0,652$ . Zur Anzahl von Blowout-Ereignissen bei 1000 Bohrungen resultieren damit die in der zweiten bzw. in der vierten Zeile von Tab. A9.1 angegebenen Wahrscheinlichkeiten. Für das Ereignis  $x = 0$  (kein Blowout) liegt danach die Wahrscheinlichkeit im Bereich von ca. 52% bis 70%.

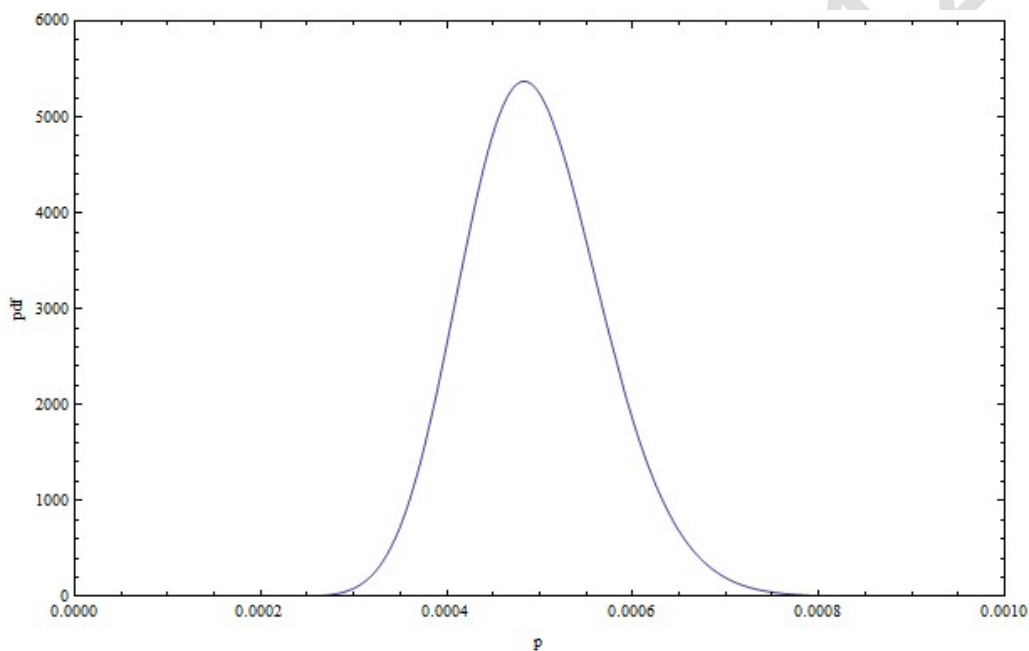


Abb. A9.2: Wahrscheinlichkeitsdichte (pdf = probability density function) zur epistemischen Unsicherheit der Schätzung der Wahrscheinlichkeit  $p$  des Blowouts pro Bohrung auf Basis einer Information über 43 Blowouts bei 87.944 Bohrungen

Tab. A9.1: Wahrscheinlichkeiten  $fPoi(x|\lambda)$  für die Anzahl  $X$  von Blowouts bei Ansatz des unteren ( $\lambda_L$ ), mittleren ( $\lambda_M$ ) bzw. oberen ( $\lambda_U$ ) Schätzwertes für den Verteilungsparameter  $\lambda$  der Poisson-Verteilung

$\lambda$	$x = 0$	$x = 1$	$x = 2$	$x = 3$	$x = 4$	$x = 5$
$\lambda_L = 0,359$	0,6984	0,2507	0,0450	0,0054	0,0005	0,0000
$\lambda_M = 0,489$	0,6132	0,2999	0,0733	0,0120	0,0015	0,0001
$\lambda_U = 0,652$	0,5210	0,3397	0,1107	0,0241	0,0039	0,0005

Die Unsicherheit der Schätzung der Wahrscheinlichkeit  $p$  (des Blowouts pro Bohrung) hängt sehr stark vom Umfang der verfügbaren Datenbasis (Anzahl  $n$  aller ausgewerteten Bohrungen) ab. Um dies zu verdeutlichen, sind in Abb. A9.3 Unsicherheitsverteilungen für  $p$  dargestellt, die aus den hierzu getroffenen Annahmen von Fall 1: "100 Blowouts bei 100.000 Bohrungen" bzw. von Fall 2: "10 Blowouts bei 10.000 Bohrungen" resultieren. Der beste Schätzwert für die Wahrscheinlichkeit eines Blowouts pro Bohrung ist in beiden Fällen  $p_M = 1 \cdot 10^{-3}$ . Die für die beiden Fälle berechneten Vertrauensintervalle  $[p_L, p_U]$  zu einem Vertrauensniveau von 0,95 sind  $[0,82 \cdot 10^{-3}, 1,21 \cdot 10^{-3}]$  für den Fall 1 sowie  $[0,51 \cdot 10^{-3}, 1,78 \cdot 10^{-3}]$  für den Fall 2.

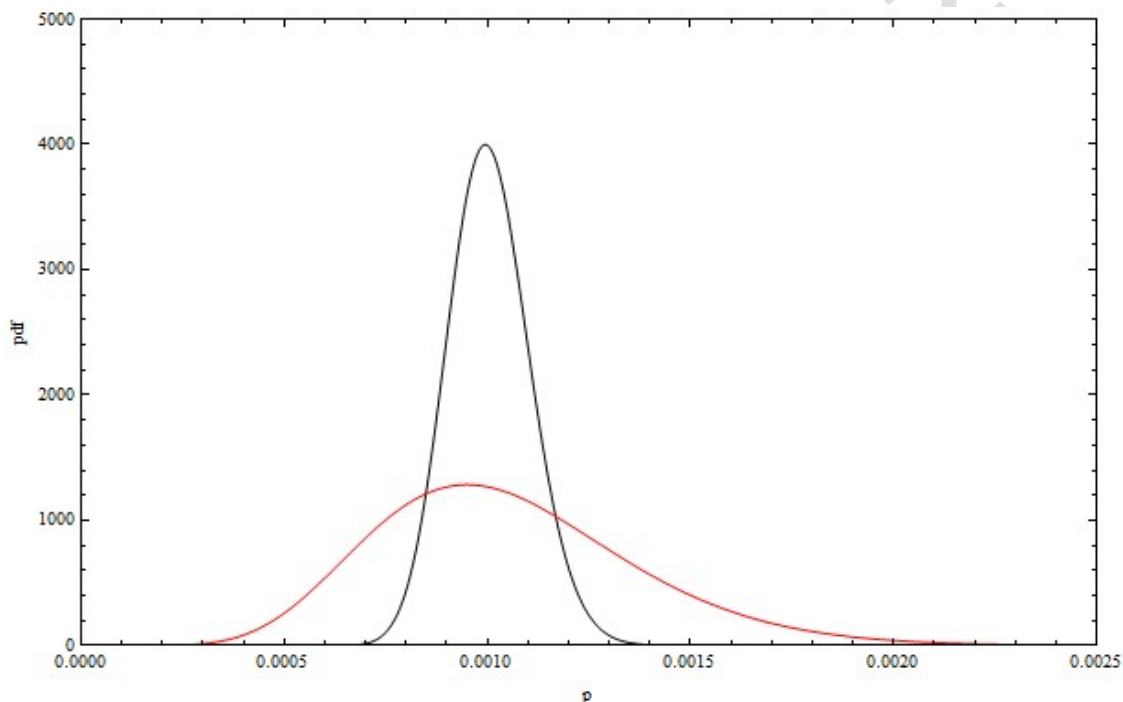


Abb. A9.3: Wahrscheinlichkeitsdichte (pdf = probability density function) zur epistemischen Unsicherheit der Schätzung der Wahrscheinlichkeit  $p$  des Blowouts pro Bohrung auf Basis einer Information über "100 Blowouts bei 100.000 Bohrungen" (Fall 1, schwarz) bzw. von "10 Blowouts bei 10.000 Bohrungen" (Fall 2, rot)

Es sei angemerkt, dass in den nachfolgenden Abschnitten auf Basis der in (OGP 10) angegebenen Daten zu Blowout-Wahrscheinlichkeiten nur Punktschätzer  $p_M$  verwendet und dbzgl. epistemische Unsicherheiten, d. h. Intervallschätzungen der Art  $[p_L, p_U]$ , nicht berücksichtigt werden.

Eine weitere Frage betrifft die Schätzung einer oberen Grenze für die Wahrscheinlichkeit des Blowouts, z. B. pro Erkundungsbohrung, wenn bei einer großen Anzahl von Erkundungsbohrungen kein Blowout festgestellt wurde. Zur Veranschaulichung dieser Frage sei der Fall betrachtet, dass bei  $n = 1000$  Erkundungsbohrungen kein Blowout erfolgte. Kann man daraus schließen, dass bei weiteren Erkundungsbohrungen mit Si-

cherheit kein Blowout erfolgt (also eine Wahrscheinlichkeit von  $p = 0$  vorliegt)? Eine solche Aussage könnte zu optimistisch sein, auch wenn für  $p$  sicherlich ein relativ kleiner Wert vorliegen muss. Nach Gl. (9-1) ist die Wahrscheinlichkeit dafür, dass bei  $n$  Versuchen einer binomial verteilten Zufallsgröße mit Ereigniswahrscheinlichkeit  $p$  (pro Versuch) kein Ereignis auftritt, gleich

$$f_{\text{Bin}}(0|n,p) = (1-p)^n. \quad (9-6)$$

Diese Wahrscheinlichkeit wird umso größer, je kleiner  $p$  ist. Für die Hypothese " $p < p_G$ " kann nun eine obere Grenze  $p_G$  über den Ansatz  $f_{\text{Bin}}(0|n, p_G) = \alpha$  berechnet werden, wobei  $\alpha$  die Wahrscheinlichkeit für den Fehler 1. Art ist (die obige Hypothese abzulehnen, obwohl sie wahr ist). Ein gebräuchlicher Ansatz für die zulässige Irrtumswahrscheinlichkeit ist  $\alpha = 0,05$ . Mit  $n = 1000$  folgt dann aus Gl. (9-6):

$$p_G = 1 - \alpha^{1/n} = 1 - 0,05^{0,001} = 2,99 \cdot 10^{-3}. \quad (9-7)$$

Dies ist eine sinnvolle und ausreichend konservative obere Grenze für den unbekanntem Wert der Wahrscheinlichkeit  $p$ . Sie entspricht einem Vertrauensniveau von 0,95. Bei Vorgabe eines geringeren Vertrauensniveaus (eines größeren Wertes der zulässigen Irrtumswahrscheinlichkeit  $\alpha$ ) resultiert natürlich auch eine kleinere obere Grenze. Mit  $\alpha = 0,1$  (entspricht einem Vertrauensniveau von 0,9) würde sich z. B. für  $p$  eine obere Grenze von  $p_G = 2,30 \cdot 10^{-3}$  ergeben. Wie aus Gl. (9-7) ersichtlich, hängt die Schätzung einer oberen Grenze für die Blowout-Wahrscheinlichkeit  $p$  auf Basis der Information über  $n$  Versuche ohne ein einziges Ereignis (z. B.  $n$  Erkundungsbohrungen ohne Blowout) neben der vorzugebenden zulässigen Irrtumswahrscheinlichkeit sehr stark von der jeweiligen Anzahl  $n$  der durchgeführten Versuche ab. Für  $n = 100$  bzw.  $n = 10.000$  würden z. B. mit  $\alpha = 0,05$  für  $p$  obere Grenzen von  $p_G = 2,95 \cdot 10^{-2}$  bzw. von  $p_G = 3,00 \cdot 10^{-4}$  resultieren.

#### A9.1.1.5 Daten zu Bohrungen in NRW (GD NRW)

In Bezug auf NRW kann zunächst nach Aussage des Geologischen Dienstes NRW (GD) sowie der BR Arnsberg (BRA) in Bezug auf Flözgaslagerstätten ein Analogieschluss aus den jahrzehntelangen Erfahrungen beim Abteufen von Mutungsbohrungen in Steinkohlelagerstätten gezogen werden:

Bei über 1.000 Mutungsbohrungen in entsprechende Flözgas-Formationen, die potentiell die Zielformationen für Flözgasgewinnung darstellen, ist in NRW in den letzten Jahrzehnten kein Blowout erfolgt. Auf Grundlage dieser Information ( $n = 1000$  Bohrungen) kann, wie eingangs bereits dargestellt, die Blowoutwahrscheinlichkeit  $P_{\text{Blowout; GD, BRA}}$  (pro Bohrung) mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von  $\alpha = 0,05$  mit

$$P_{\text{Blowout; GD,ERA}} = 1 - \alpha^{1/n} = 1 - 0,005^{1/1.000} \\ = 2,99 * 10^{-3} \text{ pro Bohrung}$$

konservativ abgeschätzt werden.

Dieser Wert wird nur für Vergleiche in Betriebsphase A verwendet, da es sich bei den genannten Bohrungen um reine Erkundungsbohrungen (ohne Frack) handelt.

#### A9.1.1.6 Daten aus dem ExxonMobil Informationsprozess (Exxon)

Im Rahmen des ExxonMobil-Informationsprozesses wird bei (Uth 2012) angegeben, dass ExxonMobil für interne Risikobewertungen einen Wert von  $p \geq 10^{-3}$  pro Bohrung ansetzt, wobei aus den Angaben jedoch nicht hervorgeht,

- in wie weit dieser Wert durch die tendenziell höhere Blowout-Wahrscheinlichkeit bei Bohrungen in H<sub>2</sub>S-führenden Schichten bedingt ist, wie sie in Niedersachsen teilweise vorliegen, und
- in wie weit in diesem Wert nicht nur die Blowoutwahrscheinlichkeit beim Bohrvorgang sondern auch bei Durchführung anderer Maßnahmen (Einbringen von Messsonden in die Bohrung, Coiled Tubing-Einsatz für Ausbau- oder Frack-Maßnahmen etc.) berücksichtigt wird.

Es gilt somit für n Bohrungen:

$$P_{\text{Blowout; Exxon}} = 10^{-3} \text{ pro Bohrung.}$$

Es wird für die weiteren Betrachtungen davon ausgegangen, dass der Bohrvorgang sowie Stimulationsmaßnahmen berücksichtigt sind. Somit wird der Wert für Vergleich in den Phasen B1 und B2 verwendet.

#### A9.1.1.7 Daten zu Bohrungen und Fracks in Niedersachsen (NI)

In Niedersachsen wurden in konventionellen und Tight Gas-Lagerstätten mindestens 275 Fracks in mehr als 130 Bohrungen durchgeführt. Diese Zahlen bezieht sich überwiegend auf gefrackte Erdgasbohrungen, können jedoch auch vereinzelt Fracks in Erdölbohrungen einbeziehen. Für diese Bohrungen und Fracks liegen keine Erkenntnisse über Blowout-Ereignisse vor, so dass hier mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von  $\alpha = 0,05$  die Blowoutwahrscheinlichkeiten für die Bohrung

$P_{\text{Blowout; NI, Bohrung}}$  mit

$$P_{\text{Blowout; NI, Bohrung}} = 1 - \alpha^{1/n} = 1 - 0,005^{1/130} \\ = 2,28 * 10^{-2} \text{ pro Bohrung}$$

und die Blowoutwahrscheinlichkeit für die durchgeführten Fracks

$P_{\text{Blowout; NI, Frac}}$  mit

$$P_{\text{Blowout; NI, Frac}} = 1 - \alpha^{1/n} = 1 - 0,005^{1/275} = 1,08 * 10^{-2} \text{ pro Frack}$$

angenommen werden können.

Die Grundgesamtheit an Daten, auf denen diese Wahrscheinlichkeiten beruhen, ist sehr gering. Insofern werden diese Werte nur für Vergleiche in der Phase B1 verwendet.

#### A9.1.1.8 Daten von kanadischen Erdgasbohrungen (CAN)

Vom Weltverband der Öl- und Gasproduzenten (engl.: International Association of Oil and Gas Producers, OGP) sind zu Vergleichszwecken Blowouts bei kanadischen onshore Erdgasbohrungen veröffentlicht worden. (OGP 2010) Bei diesen Daten wird von OGP angemerkt, dass die angeführten Blowouts in vielen Fällen auf das Vorliegen von Sauerstoff-führenden Formationen zurückzuführen sind, so dass auch hierbei keine direkte Übertragbarkeit auf die Verhältnisse in NRW erfolgen kann.

Wie bereits im ersten Kapitel ausgeführt, kann aus den Werten geschlossen werden, dass mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von  $\alpha = 0,05$  die Blowoutwahrscheinlichkeit mit

$$P_{\text{Blowout; OGP, Kanada}} = 4,89 * 10^{-4} \text{ pro Bohrung}$$

angenommen werden kann.

Auch für diese Daten werden keine Angaben dazu gemacht, ob nicht nur der Bohrprozess, sondern auch andere Prozesse berücksichtigt worden sind. Es wird auch in diesem Fall davon ausgegangen, dass nur der Bohrvorgang berücksichtigt worden ist. Insofern werden diese Daten nur für Vergleiche in Phase A verwendet.

#### A9.1.1.9 Daten von OGP (OGP)

Die von OGP im März 2010 veröffentlichten Daten (OGP 2010) basieren zwar im Wesentlichen auf Daten von Offshore-Erdöl-/Erdgas-Betrieben im Golf von Mexiko (GoM) sowie in der Nordsee, werden aber explizit auch als Datengrundlage für onshore-Betriebe vorgeschlagen. Die Übertragbarkeit der Daten und die Unsicherheiten in Bezug auf die Genauigkeit der Werte müssen bei den folgenden Ausführungen berücksichtigt werden. Nichtsdestotrotz geben die Werte gute Anhaltspunkte in Bezug auf die Größenordnung der Versagenswahrscheinlichkeiten für unterschiedliche Bedingungen.

Weitere Blowout-Statistiken, die in den OGP-Daten berücksichtigt werden, werden unter anderem von folgenden Institutionen publiziert:

- SINTEF: eine der größten, unabhängigen und nicht-kommerziellen Forschungsorganisationen in Norwegen.



- Scandpower: Scandpower Risk Management ist ein führendes Unternehmen, das sich unter anderem mit Risikoanalysen im Erdöl-/Erdgas-Sektor beschäftigt und in regelmäßigen Abständen bspw. auch die SINTEF-Daten analysiert
- DNV: Det Norske Veritas ist eine unabhängige Stiftung, die sich unter anderem mit Risikoanalysen im Erdöl-/Erdgassektor beschäftigt und das OREDA-Projekt managt.
- OREDA: Offshore Reliability Data; es handelt sich hierbei, um ein von führenden Erdöl-/Erdgas-Produzenten finanziertes Projekt, das eine umfangliche Datenbank mit Versagenhäufigkeiten für Bauteile und Anlagen des Erdöl-/Erdgassektors betreibt. Die Daten aus dieser Datenbank liegen nur auszugsweise vor, da sie kommerziell erworben werden müssen.

Die OGP-Daten unterscheiden neben den Bohrvorgängen in unterschiedlichen geologischen Randbedingungen (Standard- vs. Hochdruck-/Hochtemperatur-Formationen) auch Blowoutwahrscheinlichkeiten für einzelne Prozesse. Insofern werden die OGP-Daten in die Vergleiche aller Phasen einbezogen, wobei für jede Phase die Art und Anzahl inbegriffener Prozesse spezifiziert werden wird.

#### **A9.1.1.10 Daten von DNV/Scandpower**

Von Det Norske Veritas (DNV) sowie Scandpower Risk Management (Scandpower) werden ebenfalls Blowout-Statistiken für offshore-Bohrungen im Erdöl-/Erdgassektor publiziert.

Gemäß DNV/Scandpower kann für Erkundungsbohrungen unter Standardbedingungen (NPNT) mit einem Wert von

$P_{\text{Blowout; DNV, NPNT}} = 1,47 * 10^{-4}$  pro Bohrung gerechnet werden.

Für Hochdruck-/Hochtemperatur-Bedingungen (HPHT) ist gemäß DNV/Scandpower der Wert

$P_{\text{Blowout; DNV, HPHT}} = 9,12 * 10^{-4}$  pro Bohrung anzusetzen.

Diese Daten werden für Vergleiche in der Betriebsphase A verwendet.



### A9.1.1.11 Phase A: Erkundungsbohrungen ohne Frack

#### A9.1.1.11.1 OGP-Daten

Die Wahrscheinlichkeit für Blowouts für verschiedene Prozesse gemäß OGP sind in Tab. A9.2 angegeben. Die aufgeführten Werte beziehen sich auf Eintrittshäufigkeiten der Ereignisse pro Bohrung bzw. pro Einsatz.

Tab. A9.2: Häufigkeiten von Blowouts in Phase A bei Verwendung von OGP-Statistiken.

Prozess	p	Einheit
Erkundungsbohrung (oberflächennahes Erdgas)	6,00E-04	pro Bohrung
Erkundungsbohrung (Standard-Bohrung)	3,60E-04	
Erkundungsbohrung (Hochtemperatur/Hochdruck- Bohrung)	2,20E-03	
Wireline	9,40E-06	pro Einsatz
Snubbing	4,90E-04	

Wie in Kapitel 6 bereits dargestellt, wird in den 10%-Flächenszenarien davon ausgegangen, dass insgesamt 172 Betriebe nur Phase A (Erkundungsbohrung ohne Frack) durchlaufen.

Im Rahmen der Explorationsbohrungen werden auch Untersuchungen durchgeführt, bspw. indem Messsonden in die Bohrung eingebracht werden (engl.: *wirelining*).

Des Weiteren können aus den Datenbanken Werte entnommen werden, die angesetzt werden können, um beispielsweise das Absenken des Bohrstrangs bei unter Druck stehendem BOP zu berücksichtigen. Diese Situation tritt dann ein, wenn beispielsweise ein Ausbruch nach einem kick verhindert werden soll, die Bohrung (der BOP) also unter Druck steht und zum Einzirkulieren von beschwerter Bohrspülung der Bohrstrang bis zur Bohrlochsohle durch den geschlossenen BOP abgesenkt werden muss (engl.: *snubbing*).

Gemäß DNV (DNV 2010) kann aus historischen Daten von ca. 10-15 kicks pro 100 Explorationsbohrungen ausgegangen werden (s. Abb. A9.4).

Für die folgenden Rechnungen wird angenommen, dass pro kick eine snubbing-Maßnahme durchzuführen ist.

Somit ergibt sich für die 172 Explorationsbohrungen in Phase A:

$$n_{\text{Phase A, OGP, snubbing}} = \frac{15 \cdot 172}{100} \approx 26 \text{ snubbing-Maßnahmen}^*$$

Des Weiteren wird angenommen, dass pro Explorationsbohrung 3 Messungen mit Wireline-Technologie durchgeführt werden, insgesamt also:

$$n_{\text{Phase A, OGP, wireline}} = 3 \cdot 172 \approx 516 \text{ wireline-Maßnahmen.}$$

Die Multiplikation der Anzahl der Ereignisse mit den für Phase A-Betriebe in Tab. A9.2 angegebenen Eintrittswahrscheinlichkeiten ergibt die Schätzwerte für die dargestellten Prozesse (s. Tab. A9.3).

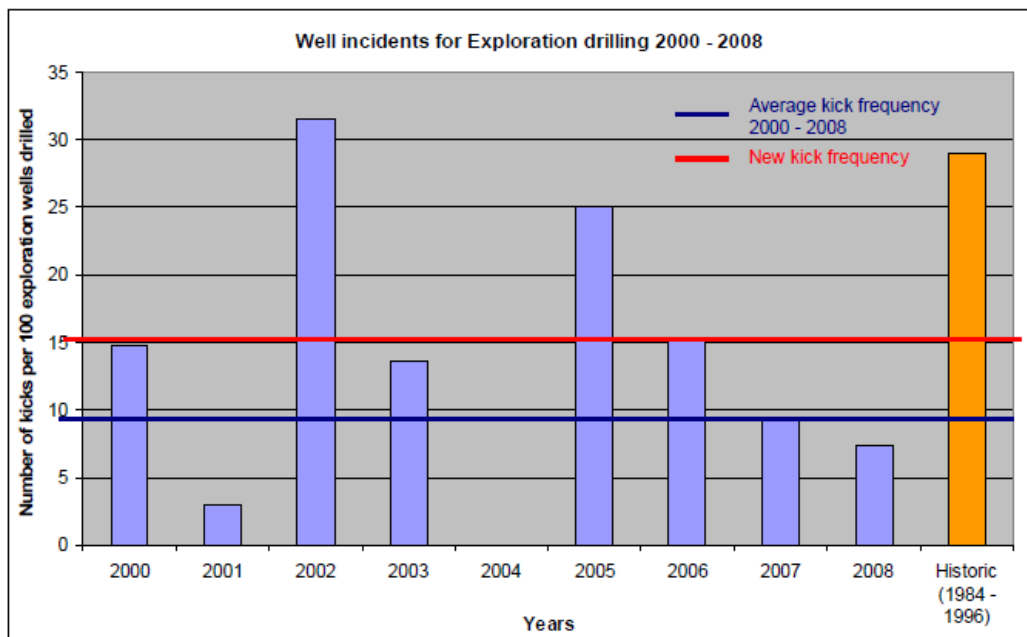


Abb. A9.4: Anzahl an kicks für Explorations- und Entwicklungsbohrungen (DNV 2010).

Tab. A9.3: Eintrittshäufigkeiten und Schätzwerte für Blowouts für Explorationsbohrungen für verschiedene Randbedingungen und Prozesse.

Index i	Prozess	p	Einheit	n	$\lambda = p \cdot n$
1	Erkundungsbohrung (oberflächennahes Erdgas)	0,0006	pro Bohrung	172	0,10
2	Erkundungsbohrung (Standard-Bohrung)	0,00036		172	0,062
3	Erkundungsbohrung (Hochtemperatur/Hochdruck-Bohrung)	0,0022		172	0,38
4	Wireline	0,000009	pro Einsatz	516	0,0049
5	Snubbing	0,00049		26	0,013

\* Die Werte werden hier und in allen folgenden Rechnungen aufgerundet.

Auf Grundlage der aufgeführten Werte können die Schätzwerte für  $n=172$  Erkundungsbohrungen unter Standard-Bedingungen (Standard-Bohrung) sowie für  $n=172$  Erkundungsbohrungen unter Hochdruck-/Hochtemperatur-Bedingungen (HPHT<sup>†</sup>-Bohrung) ermittelt werden.

Für **Standardbohrungen** gilt:

$$\lambda_{\text{Phase A, Standard}} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_4 + \lambda_5 = 0,42.$$

Bei einer angenommenen Poisson-Verteilung ergeben sich die in Tab. A9.4 aufgeführten Wahrscheinlichkeiten für X Blowouts.

Tab. A9.4: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 172 Erkundungsbohrungen einschließlich Wireline- und Snubbing-Maßnahmen unter Standardbedingungen in Phase A.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen, kumuliert
0	0,833	0,833
1	0,152	0,985
2	0,014	0,999
3	0,001	1,000
4	0,000	1,000

Mit der höchsten Wahrscheinlichkeit von über 83% ist somit mit keinem Blowout zu rechnen. Mit knapp 99%iger Wahrscheinlichkeit können maximal 2 Blowouts zu erwarten sein (s. auch Abb. A9.5).

---

<sup>†</sup> HPHT-Bohrungen werden von (DNV 2010) und (Schlumberger) als Bohrungen definiert, bei denen die Temperatur in der Bohrlochsohle höher als 150°C und/oder der Druck am (geschlossenen) BOP mehr als 690 bar beträgt.

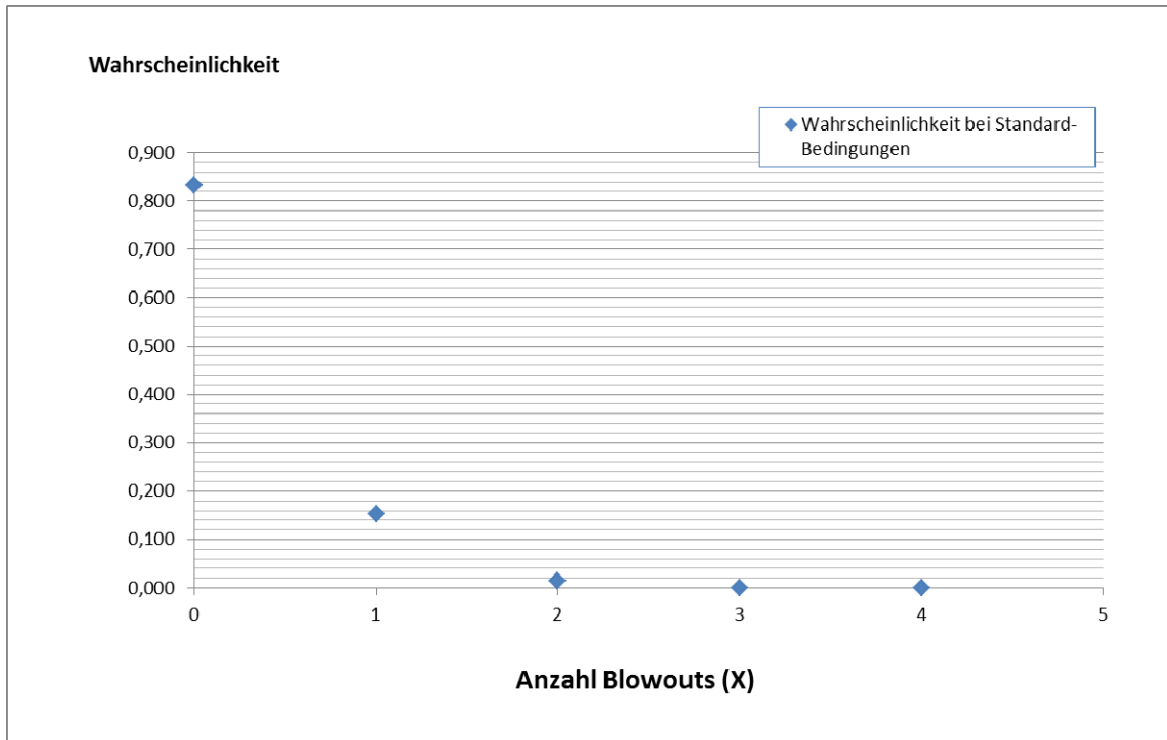


Abb. A9.5: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 172 Erkundungsbohrungen einschließlich Wireline- und Snubbing-Maßnahmen unter Standardbedingungen in Phase A.

Für **HPHT-Bohrungen** gilt analog:

$$\lambda_{\text{Phase A, HPHT}} = \lambda_1 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 = 0,73.$$

Tab. A.9.5: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 172 Erkundungsbohrungen einschließlich Wireline- und Snubbing-Maßnahmen unter HPHT-Bedingungen in Phase A.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei HPHT-Bedingungen	Wahrscheinlichkeit bei HPHT-Bedingungen, kumuliert
0	0,607	0,607
1	0,303	0,910
2	0,076	0,986
3	0,013	0,998
4	0,002	1,000
5	0,000	1,000

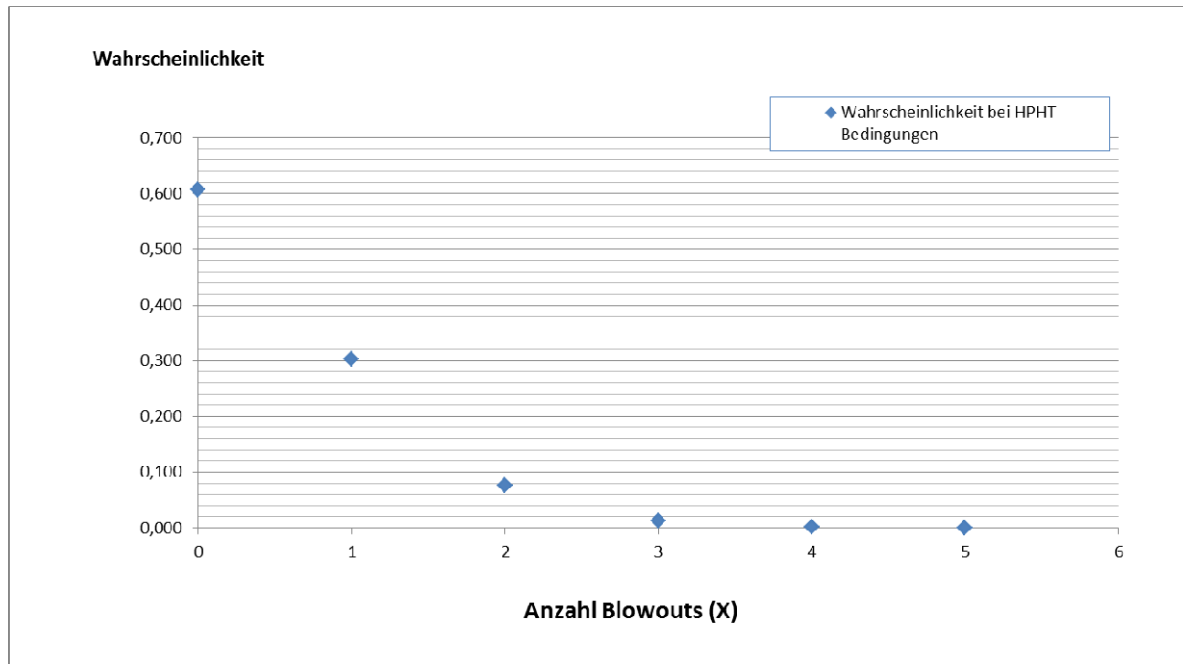


Abb. A9.6: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 172 Erkundungsbohrungen einschließlich Wireline- und Snubbing-Maßnahmen unter HPHT-Bedingungen in Phase A.

Bei HPHT-Bedingungen ist somit mit fast 61%iger Wahrscheinlichkeit mit keinem Blowout bei Erstellung der 172 Erkundungsbohrungen zu rechnen. Mit 30%iger Wahrscheinlichkeit wird ein Blowout eintreten und mit fast 99%iger Wahrscheinlichkeit sind für diese Bedingungen maximal 2 Blowouts pro 172 Bohrungen zu erwarten.

#### A9.1.1.11.2 Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowouts in Phase A gemäß OGP-, GD NRW-, EXXON- und DNV/Scandpower-Daten

##### Standard-Bohrungen (NPNT)

In Tab. A9.6 sind die statistischen Daten von OGP, GD NRW/BR Arnsberg, Exxon, Kanada sowie DNV/Scandpower für Erkundungsbohrungen aufgeführt. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass DNV vorschlägt, in Zukunft die angegebenen Wahrscheinlichkeitswerte um den Faktor 2 zu reduzieren. Dies gründet sich auf jüngsten Auswertungen von Statistiken, die die Tendenz zu weniger Blowout-Ereignissen deutlich machen. D. h., dass DNV bspw. für Erkundungsbohrungen (NPNT) in Zukunft einen Wert von  $7,7 \cdot 10^{-5}$  pro Bohrung annimmt. Im Rahmen einer konservativen Abschätzung wird in diesem Gutachten zunächst weiter mit dem größeren Wert von  $1,47 \cdot 10^{-4}$  gerechnet.

Tab. A9.6: Schätzwerte für 172 Explorationsbohrungen. (OGP 2010 (OGP+CAN-Daten), GD NRW/BR Arnsberg 2012, Uth 2012 (Exxon-Daten), DNV 2010)

Datengrundlage	p	n	$\lambda = n \cdot p$
OGP	s. vorheriges Kapitel	172	0,18
GD NRW	2,99E-03		0,51
Exxon	1,00E-03		0,17
CAN	4,89E-04		0,084
DNV/Scandpower	1,47E-04		0,025

Tab. A9.7: Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 172 Explorationsbohrungen gemäß den verglichenen Statistiken.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen				
	Daten OGP	Daten GD NRW	Daten Exxon	Daten CAN	Daten DNV/Scandpower
0	0,833	0,598	0,842	0,919	0,975
1	0,152	0,308	0,145	0,077	0,025
2	0,014	0,079	0,012	0,003	0,000
3	0,001	0,014	0,001	0,000	0,000
4	0,000	0,002	0,000	0,000	0,000
5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Aus den aufgeführten Werten ist zu ersehen, dass die OGP-Statistik fast identische Werte im Vergleich zur Exxon-Statistik liefert.

Je nach Statistik liegt die Wahrscheinlichkeit, dass bei 172 Erkundungsbohrungen in Phase A mit keinem Blowout zu rechnen ist, zwischen knapp 60% (GD NRW) und 98% (DNV/Scandpower). Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Blowout erfolgt liegt gemäß diesen Statistiken zwischen 2,5% (DNV) und rund 31% (GD NRW) (s. Tab. A9.7).

Aus allen Vergleichsstatistiken ergibt sich, dass mit teilweise deutlich mehr als 99%iger Wahrscheinlichkeit mit maximal 2 Blowouts zu rechnen ist.

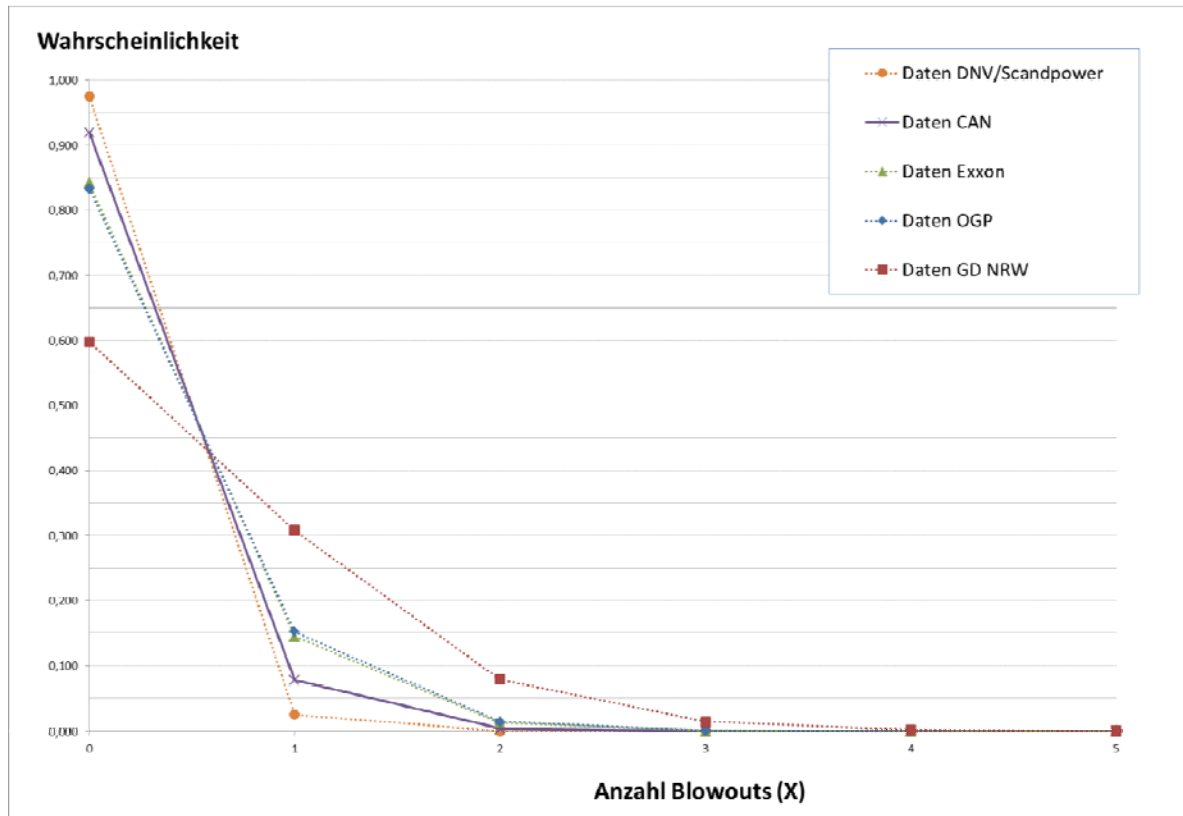


Abb. A9.7: Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen bei Standard-Verhältnissen für die Angaben von OGP, DNV/Scandpower, GD NRW/BR Arnsberg sowie ExxonMobil.

### Hochdruck-/Hochtemperatur-Bohrungen (HPHT)

Von OGP und DNV/Scandpower liegen Statistiken zu Blowout-Ereignissen bei Erkundungsbohrungen in Hochdruck-/Hochtemperatur-Formationen vor.

Der Vergleich dieser Statistiken ergibt zunächst für die Schätzwerte die in Tab. A9.8 angegebenen Werte.

Tab. A9.8: Schätzwerte für Blowouts in HPHT-Bohrungen gem. OGP und DNV/Scandpower.

Datengrundlage	p	n	$\lambda = n \cdot p$
OGP	s. vorheriges Kapitel	172	0,50
DNV/Scandpower	9,12E-04		0,16

Hieraus folgen für die Wahrscheinlichkeit des Eintritts von X Blowouts die in Tab. A9.9 aufgeführten Werte.



Tab. A9.9: Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 172 Explorationsbohrungen gemäß OGP und DNV/Scandpower-Statistiken für HPHT-Bohrungen.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei HPHT-Bedingungen	
	Daten OGP	Daten DNV/Scandpower
0	0,607	0,855
1	0,303	0,134
2	0,076	0,011
3	0,013	0,001
4	0,002	0,000
5	0,000	0,000

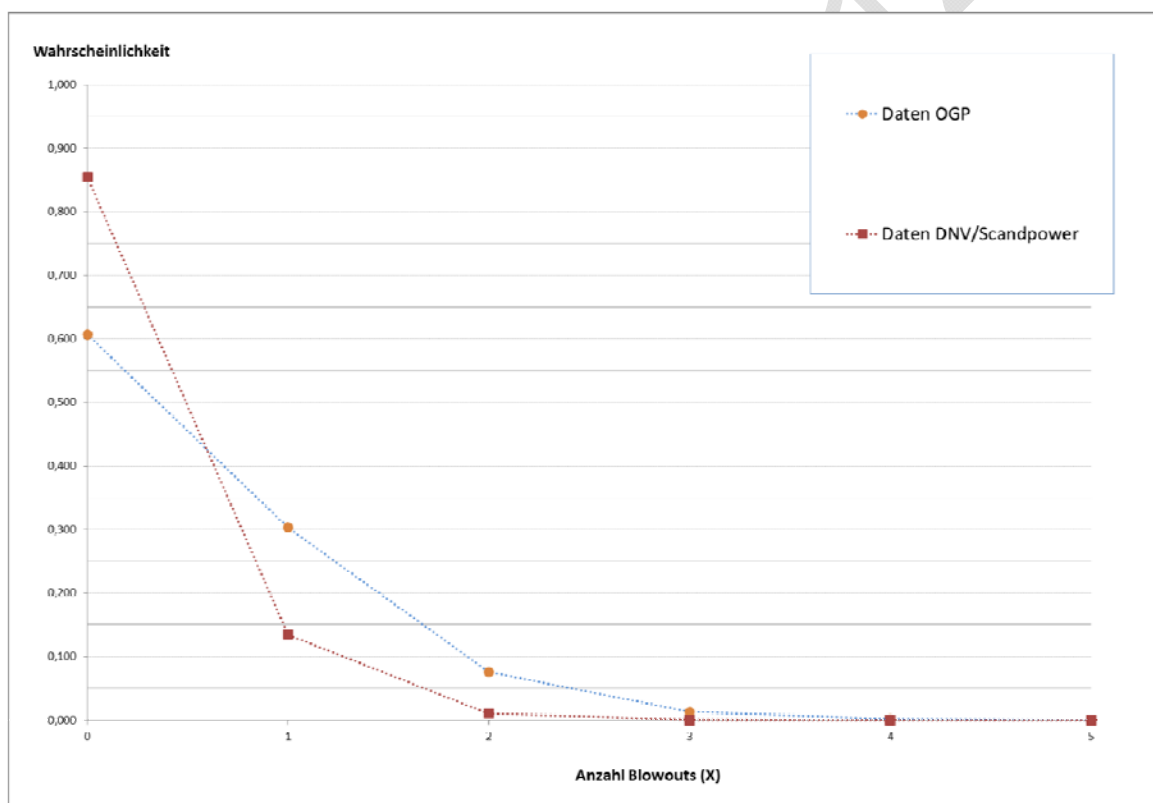


Abb. A9.8: Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen bei HPHT-Verhältnissen für die Angaben von OGP und DNV/Scandpower.

Unter Hochdruck-Hochtemperatur-Bedingungen weisen diese Statistiken für 172 Erkundungsbohrungen mit Wahrscheinlichkeiten von rund 61% (OGP) und knapp 86% (DNV/Scandpower) aus, dass kein Blowout erfolgen wird. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Blowout erfolgt, ergibt sich aus diesen Statistiken zu 13% (DNV/Scandpower) bzw. 30% (OGP).

Aus beiden Statistiken ergibt sich, dass mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit mit maximal 3 Blowouts zu rechnen sein wird.

### A9.1.1.11.3 Fazit für Phase A

Die Größenordnung für die Wahrscheinlichkeit von Blowout-Ereignissen an einem Einzelstandort in Phase A kann statistisch gesehen bei Werten zwischen  $10^{-3}$  bis  $10^{-4}$  angesiedelt werden.

Insbesondere gilt es zu berücksichtigen, dass die derzeit vorliegenden Informationen zu den potentiellen Zielhorizonten nicht auf HPHT-Formationen schließen lassen, so dass die hierfür getroffenen Aussagen aus heutiger Sicht für NRW nicht relevant erscheinen. Abschließend kann dieser Punkt aber erst durch weitergehende Erkundungsmaßnahmen beantwortet werden.

Die Übertragbarkeit der Daten – insbesondere von offshore-Betrieben, die konventionelle Erdgas-/Erdöllagerstätten explorieren – auf die für NRW relevanten onshore-Betriebe, die unkonventionelle Erdgaslagerstätten mit wahrscheinlich sehr geringen Lagerstättendrücken explorieren, muss in Frage gestellt werden.

Nichtsdestotrotz ergeben die zum Vergleich herangezogenen GD NRW/BR Arnsberg-Daten bei der durchgeführten statistischen Auswertung die höchsten Eintrittswahrscheinlichkeiten für Blowout-Ereignisse bei Standard-Bedingungen.

Tab. A9.10: Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 172 Explorationsbohrungen gemäß der verglichenen Statistiken.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen				
	Daten OGP	Daten GD NRW	Daten Exxon	Daten CAN	Daten DNV/Scandpower
0	0,833	0,598	0,842	0,919	0,975
1	0,152	0,308	0,145	0,077	0,025
2	0,014	0,079	0,012	0,003	0,000
3	0,001	0,014	0,001	0,000	0,000
4	0,000	0,002	0,000	0,000	0,000
5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Aus allen verglichenen Statistiken ergibt sich zunächst, dass die höchsten Wahrscheinlichkeiten keinen Blowout erwarten lassen. Die Werte hierfür liegen bei Wahrscheinlichkeiten von knapp 60% (GD NRW) bis zu fast 98% (DNV/Scandpower). Alle verglichenen Statistiken ergeben mit einer Wahrscheinlichkeit von rund 99% und mehr, dass mit höchstens 2 Blowout-Ereignissen zu rechnen ist.

Wenn die Übertragbarkeit auf die geplanten Erkundungsbohrungen in NRW auf unkonventionelle Lagerstätten gegeben wäre, könnte aus den vorliegenden Informationen und Daten statistisch betrachtet für die in Kapitel 6 dargestellten fiktive 10%-Flächenszenarien mit hoher Wahrscheinlichkeit mit keinem Blowout, jedoch mit rund 99%iger Wahrscheinlichkeit mit höchstens zwei Blowout-Ereignissen im Rahmen von 172 Erkundungsbohrungen ohne Frack-Maßnahmen gerechnet werden.

### A9.1.1.12 Phase B1: Erkundungsbohrungen mit Frack

#### A9.1.1.12.1 OGP-Daten

Die Wahrscheinlichkeiten für Blowouts für verschiedene Randbedingungen und Prozesse in Phase B1 sind in Tab. A9.11 angegeben. Die aufgeführten Werte beziehen sich auf Eintrittshäufigkeiten der Ereignisse pro Bohrung bzw. pro Einsatz.

Tab. A9.11: Wahrscheinlichkeiten  $p$  von Blowouts in Phase B1 gemäß OGP.

Index $i$	Prozess	$p$	Einheit
1	Erkundungsbohrung (oberflächennahes Erdgas)	0,0006	pro Bohrung
2	Erkundungsbohrung (Standard-Bohrung)	0,00036	
3	Erkundungsbohrung (Hochtemperatur/Hochdruck-Bohrung)	0,0022	
4	Wireline	0,0000094	pro Einsatz
5	Snubbing	0,00049	
6	Komplettierung	0,00014	
7	CT-Einsatz	0,00020	

Wie in Kapitel 6 bereits dargestellt, wird in den 10%-Flächenszenarien A und B davon ausgegangen, dass insgesamt 114 Betriebe nur Phase B1 (Erkundungsbohrung mit Frack) durchlaufen.

Im Vergleich zu Phase A kommen hier noch die Prozesse der Komplettierung und des Einsatzes von Coiled-Tubing (CT) für den Test-Frack für jede Bohrung hinzu (s. auch Kapitel 6).

#### Szenario A

In Szenario A werden 40 Phase B1-Schiefergasbohrungen gefrackt sowie 37 Phase B1-Flözgasbohrungen. Die restlichen 37 Phase B1-Flözgasbohrungen werden nicht gefrackt.

Somit ergibt sich für die 114 Phase B1-Betriebe:

$$n_{\text{Phase B1, OGP, snubbing}} = \frac{15 \cdot 114}{100} \approx 17 \text{ snubbing-Maßnahmen.}$$

Des Weiteren wird angenommen, dass pro gefrackter Phase B1-Bohrungen (insg. 77 Bohrungen) 6 Messungen mit Wireline-Technologie durchgeführt werden, insgesamt also:

$$n_{\text{Phase B1, OGP, wireline, Frac}} = 6 * 77 \approx 462 \text{ wireline-Maßnahmen,}$$

und pro nicht-gefrackter Phase B1-Bohrung (insg. 37 Bohrungen) 3 Messungen mit Wireline-Technologie durchgeführt werden, also:

$$n_{\text{Phase B1, OGP, wireline, ohne Frac}} = 3 * 37 \approx 111 \text{ Wireline-Maßnahmen.}$$

In Summe ergeben sich somit 573 Wireline-Maßnahmen.

Die Komplettierung des Bohrlochs soll in allen 114 Bohrungen durchgeführt werden, Fracking-Maßnahmen mit CT-Einsatz jedoch nur in 50% der Flözgas-Bohrungen, also insgesamt in 77 Bohrungen.

Die Anzahl durchzuführender Maßnahmen sind in Tab. A9.12 zusammengefasst.

Tab. A9.12: Anzahl n der bei 114 Phase B1-Betrieben durchgeführten Maßnahmen im Szenario A.

Prozess	Schiefer	Flözgas	Summe n
Wireline	240	333	573
Snubbing	17		17
Komplettierung	40	74	114
CT-Einsatz	40	37	77

Mit diesen Eingangsdaten ergeben sich die in Tab. A9.13 angegebenen Schätzwerte  $\lambda$ .

Tab. A9.13: Eintrittshäufigkeiten und Schätzwerte für Blowouts für Phase B1-Betriebe für verschiedene Randbedingungen und Prozesse in Szenario A.

Index i	Prozess	p	Einheit	n	$\lambda = p * n$
1	Erkundungsbohrung (oberflächennahes Erdgas)	0,0006	pro Bohrung	114	0,07
2	Erkundungsbohrung (Standard-Bohrung)	0,00036			0,041
3	Erkundungsbohrung (Hochtemperatur/Hochdruck-Bohrung)	0,0022			0,25
4	Wireline	0,0000094	pro Einsatz	573	0,0054
5	Snubbing	0,00049		17	0,0084
6	Komplettierung	0,00014		114	0,016
7	CT-Einsatz	0,00020		77	0,015

Für **Standardbohrungen** gilt:

$$\lambda_{\text{Phase B1, Standard}} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 = 0,15.$$

Bei einer angenommenen Poisson-Verteilung ergeben sich die in Tab. A9.14 aufgeführten Wahrscheinlichkeiten für X Blowouts.

Tab. A9.14: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 114 Phase B1-Bohrungen unter Standardbedingungen in Szenario A.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen, kumuliert
0	0,857	0,857
1	0,132	0,989
2	0,010	0,999
3	0,001	1,000
4	0,000	1,000

Mit der höchsten Wahrscheinlichkeit von über 85% ist somit mit keinem Blowout zu rechnen. Mit knapp 99%iger Wahrscheinlichkeit kann maximal 1 Blowout zu erwarten sein (s. auch Abb. A9.9).

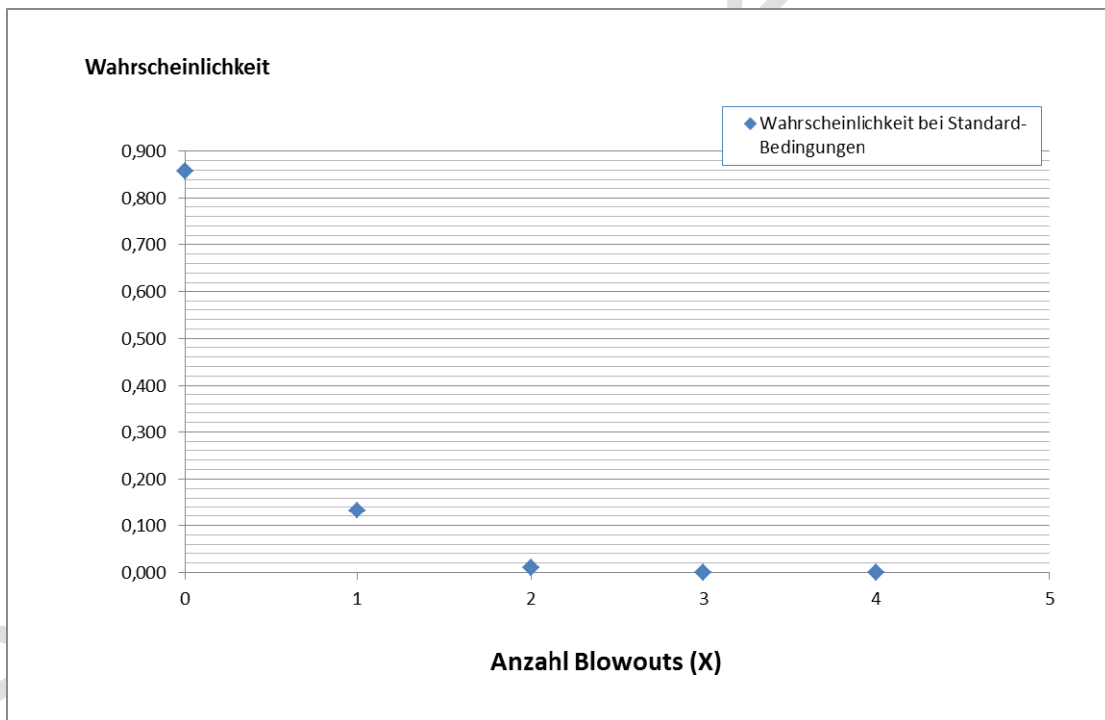


Abb. A9.9: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter Standardbedingungen in Szenario A.

Für **HPHT-Bohrungen** gilt analog:

$$\lambda_{\text{Phase B1, HPHT}} = \lambda_1 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 = 0,36.$$

Tab. A9.15: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario A.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei HPHT-Bedingungen	Wahrscheinlichkeit bei HPHT-Bedingungen, kumuliert
0	0,695	0,695
1	0,253	0,948
2	0,046	0,994
3	0,006	0,999
4	0,001	1,000
5	0,000	1,000

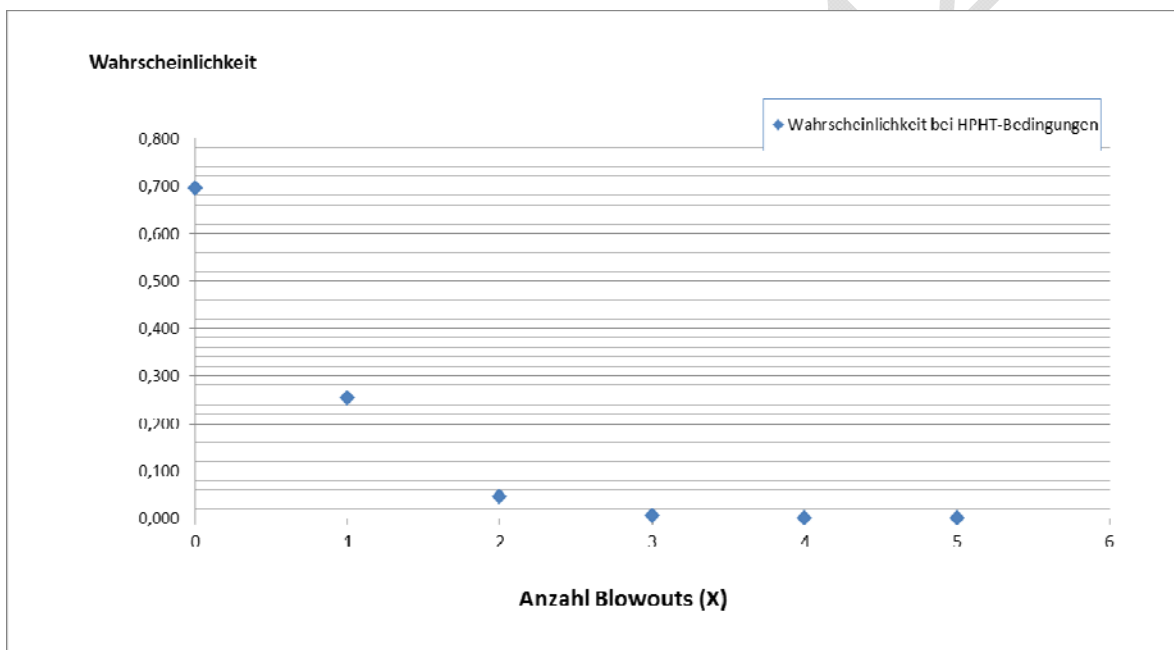


Abb. A9.10: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario A.

Bei HPHT-Bedingungen ist somit mit fast 70%iger Wahrscheinlichkeit mit keinem Blowout bei Erstellung der 114 Phase B1-Bohrungen zu rechnen. Mit 25%iger Wahrscheinlichkeit wird ein Blowout eintreten und mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit sind für diese Bedingungen maximal 2 Blowouts pro 114 Phase B1-Betriebe zu erwarten.

### **Szenario B**

In Szenario B wird angenommen, dass in sämtlichen 114 Bohrungen je ein Test-Frack durchgeführt wird.

Die Anzahl durchzuführender Maßnahmen sind in Tab. A9.16 zusammengefasst.

Tab. A9.16: Anzahl n der bei 114 Phase B1-Betrieben durchgeführten Maßnahmen in Szenario B.

Prozess	Schiefer	Flözgas	Summe n
Wireline	240	444	684
Snubbing	17		17
Komplettierung	40	74	114
CT-Einsatz	40	74	114

Mit diesen Eingangsdaten ergeben sich die in Tab. A9.17 angegebenen Schätzwerte  $\lambda$ .

Tab. A9.17: Eintrittshäufigkeiten und Schätzwerte für Blowouts für Phase B1-Betriebe für verschiedene Randbedingungen und Prozesse in Szenario B.

Index i	Prozess	p	Einheit	n	$\lambda = p \cdot n$
1	Erkundungsbohrung (oberflächennahes Erdgas)	0,0006	pro Bohrung	114	0,07
2	Erkundungsbohrung (Standard-Bohrung)	0,00036			0,041
3	Erkundungsbohrung (Hochtemperatur/Hochdruck-Bohrung)	0,0022			0,25
4	Wireline	0,0000094	pro Einsatz	684	0,0064
5	Snubbing	0,00049		17	0,0084
6	Komplettierung	0,00014		114	0,016
7	CT-Einsatz	0,00020		114	0,023

Für **Standardbohrungen** gilt:

$$\lambda_{\text{Phase B1, Standard}} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 = 0,16.$$

Bei einer angenommenen Poisson-Verteilung ergeben sich die Tab. A9.18 aufgeführten Wahrscheinlichkeiten für X Blowouts.

Tab. A9.18: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 114 Phase B1-Bohrungen unter Standardbedingungen in Szenario B.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen, kumuliert
0	0,850	0,850
1	0,138	0,988
2	0,011	0,999
3	0,001	1,000
4	0,000	1,000

Mit der höchsten Wahrscheinlichkeit von über 85% ist somit mit keinem Blowout zu rechnen. Mit knapp 99%iger Wahrscheinlichkeit kann maximal 1 Blowout zu erwarten sein (s. auch Abb. A9.11).



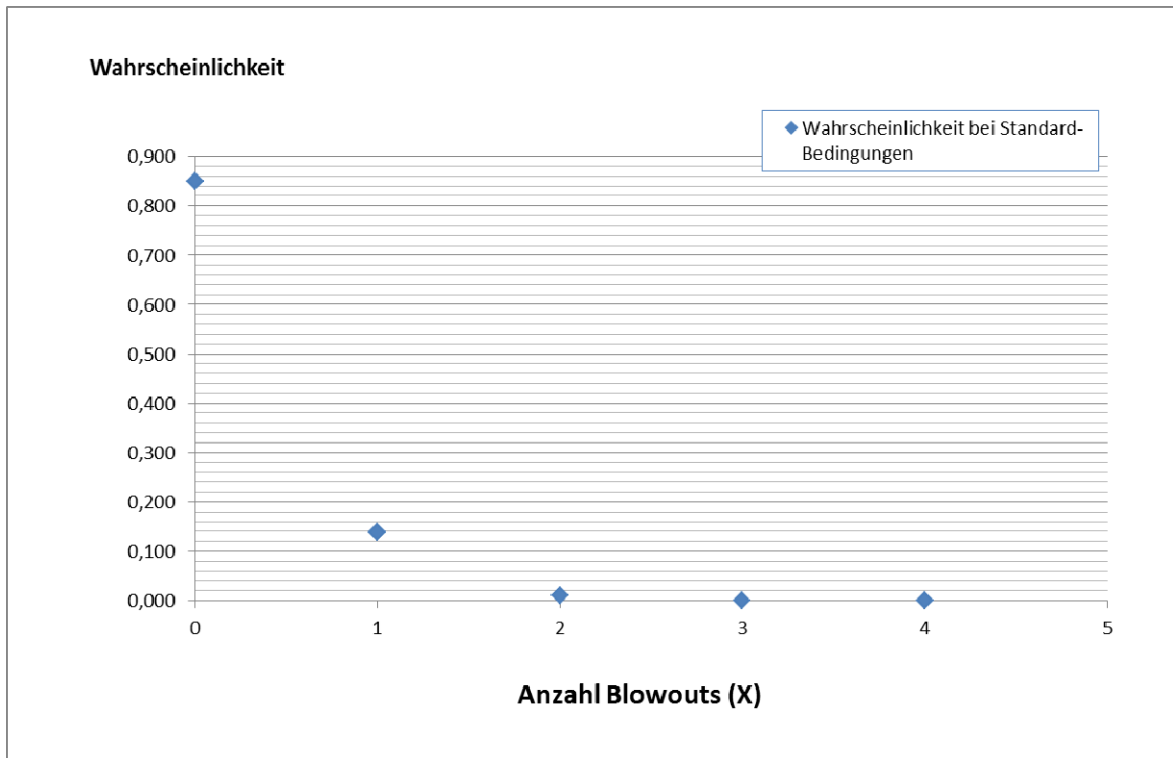


Abb. A9.11: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter Standardbedingungen in Szenario B.

Für **HPHT-Bohrungen** gilt analog:

$$\lambda_{\text{Phase B1, HPHT}} = \lambda_1 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 = 0,37.$$

Tab. A9.19: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario B.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei HPHT-Bedingungen	Wahrscheinlichkeit bei HPHT-Bedingungen, kumuliert
0	0,689	0,689
1	0,257	0,946
2	0,048	0,993
3	0,006	0,999
4	0,001	1,000
5	0,000	1,000

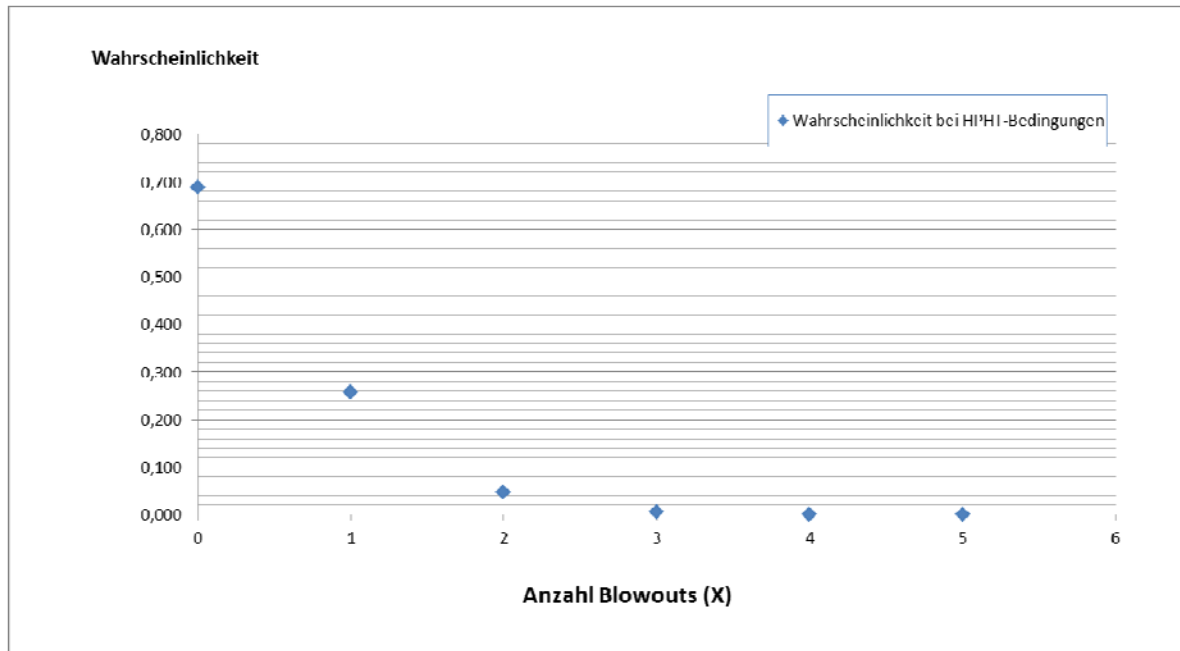


Abb. A9.12: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario B.

Bei HPHT-Bedingungen ist somit mit fast 69%iger Wahrscheinlichkeit mit keinem Blowout bei Erstellung der 114 Phase B1-Bohrungen zu rechnen. Mit knapp 26%iger Wahrscheinlichkeit wird ein Blowout eintreten und mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit sind für diese Bedingungen maximal 2 Blowouts pro 114 Phase B1-Betriebe in Szenario B zu erwarten.

#### A9.1.1.12.2 Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowouts in Phase B1 gemäß OGP-, EXXON-, und NI-Daten

##### Szenario A (100% Schiefergas-Bohrungen und 50% Flözgasbohrungen werden gefrackt)

In Tab. A9.20 sind die statistischen Daten gemäß OGP, EXXON sowie NI für Phase B1-Betriebe in Szenario A aufgeführt.

Tab. A9.20: Schätzwerte für 114 Phase B1-Betriebe für Szenario A. (OGP 2010, Uth 2012 (Exxon-Daten), LBEG 2012)

Datengrundlage	p	n	$\lambda = n \cdot p$
OGP	s. vorheriges Kapitel	172	0,15
Exxon	0,0010		0,17
NI	0,023		3,9

Tab. A9.21: Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben gemäß der verglichenen Statistiken in Szenario A.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen		
	Daten OGP	Daten Exxon	Daten NI
0	0,857	0,842	0,020
1	0,132	0,145	0,078
2	0,010	0,012	0,152
3	0,001	0,001	0,199
4	0,000	0,000	0,195
5	0,000	0,000	0,153
6	0,000	0,000	0,100
7	0,000	0,000	0,056
8	0,000	0,000	0,027
9	0,000	0,000	0,012
10	0,000	0,000	0,005
11	0,000	0,000	0,002
12	0,000	0,000	0,001
13	0,000	0,000	0,000

Aus den aufgeführten Werten ist zu ersehen, dass die OGP-Statistik fast identische Werte im Vergleich zur Exxon-Statistik liefert.

Offenkundig ist auch, dass die geringe Anzahl an Bohrungen und Fracks, auf denen sich die Statistik aus Niedersachsen (NI-Daten) gründet, dazu führt, dass sich eine von den anderen beiden Statistiken sehr abweichende Wahrscheinlichkeitsverteilung ergibt (s. Abb. A9.13).

Aus den OGP- und Exxon-Daten ergibt sich, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 84% bis 85% mit keinem Blowout zu rechnen ist. Die wenigen statistischen Daten aus Niedersachsen lassen bislang nur die Abschätzung zu, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von knapp 20% mit 3 Blowouts für die 114 Phase B1-Betriebe zu rechnen ist.

Mit weit über 99%iger Wahrscheinlichkeit lässt sich aus den OGP- und EXXON-Daten ableiten, dass für die Phase B1-Betriebe mit maximal einem Blowout zu rechnen ist. Aus den NI-Daten lässt sich nur ableiten, dass mit ca. 99%iger Wahrscheinlichkeit mit maximal 8 bis 9 Blowouts zu rechnen ist.

Aus Sicht der Gutachter, ist die Datengrundlage aus den niedersächsischen Statistiken zu klein, um für statistische Untersuchungen herangezogen zu werden.

Die sehr gute Übereinstimmung zwischen den OGP- und EXXON-Daten lässt darauf schließen, dass die Größenordnung von Blowouteintrittswahrscheinlichkeiten eher den in diesen Statistiken angegebenen Werten entsprechen wird.

Im nun folgenden Szenario B werden die NI-Daten von daher nicht weiter berücksichtigt.

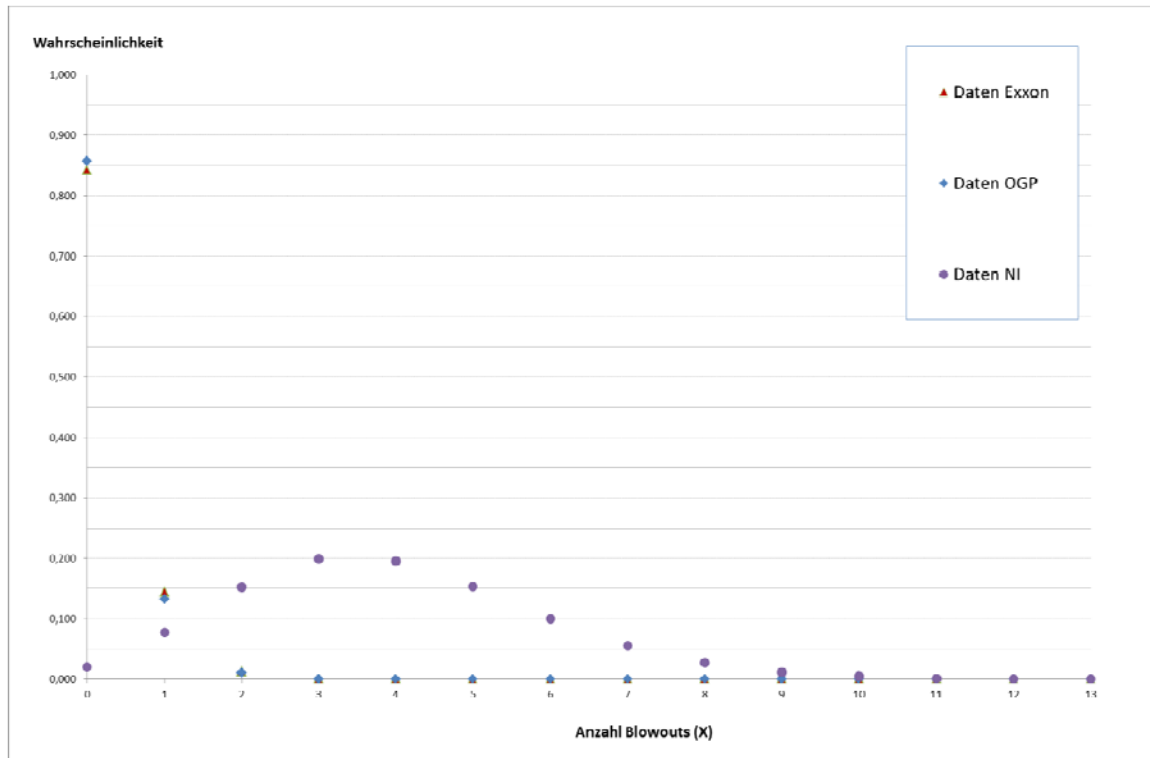


Abb. A9.13: Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen bei Standard-Verhältnissen für Phase B1-Betriebe auf Grundlage von OGP-, Exxon- und NI-Daten für Szenario A.

### **Szenario B (100% Schiefergas-Bohrungen und 100% Flözgasbohrungen werden gefrackt)**

In Tab. A9.22 sind die statistischen Daten gemäß OGP und Exxon für Phase B1-Betriebe in Szenario B aufgeführt.

Tab. A9.22: Schätzwerte für 114 Phase B1-Betriebe für Szenario B. (OGP 2010, Uth 2012 (Exxon-Daten))

Datengrundlage	p	n	$\lambda = n \cdot p$
OGP	s. vorheriges Kapitel	172	0,16
Exxon	0,0010		0,17

Tab. A9.23: Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben gemäß der verglichenen Statistiken in Szenario B.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen	
	Daten OGP	Daten Exxon
0	0,850	0,842
1	0,138	0,145
2	0,011	0,012
3	0,001	0,001
4	0,000	0,000

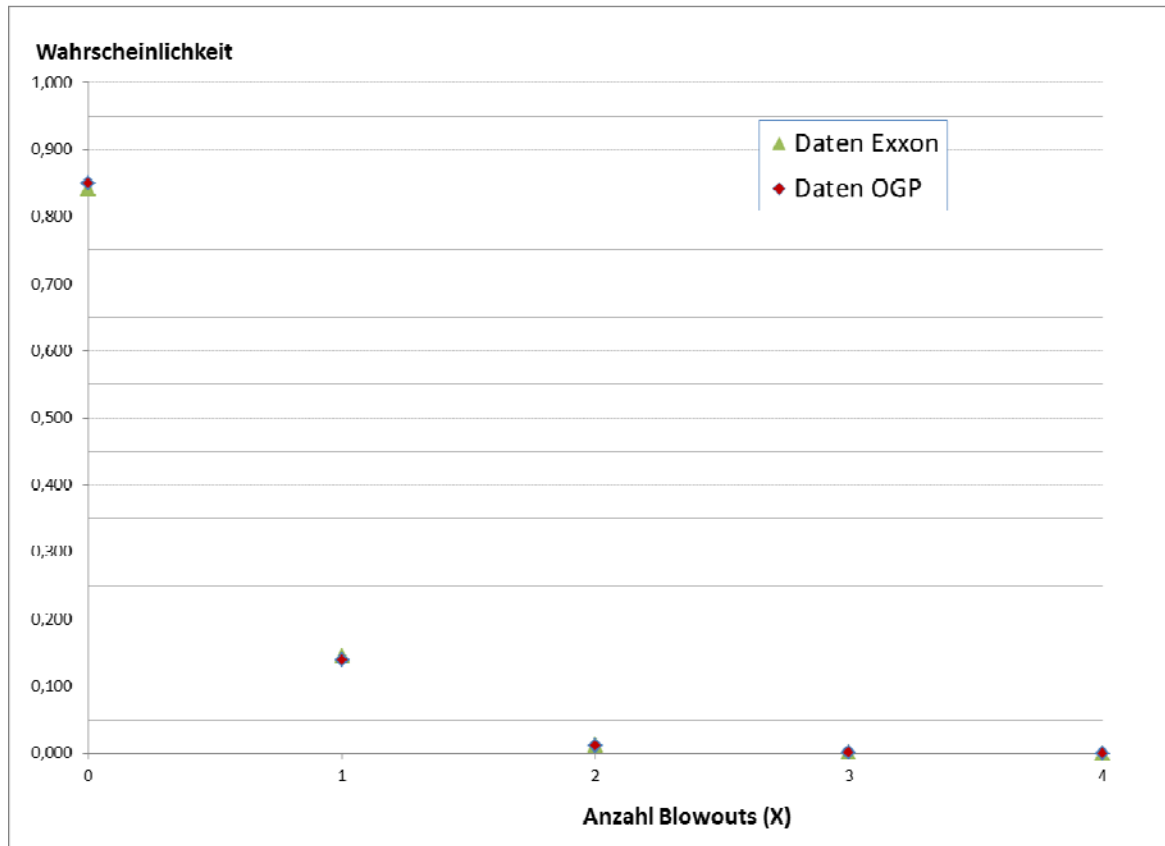


Abb. A9.14: Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen bei Standard-Verhältnissen für Phase B1-Betriebe auf Grundlage von OGP- und EXXON-Daten in Szenario B.

Aus den aufgeführten Werten ist zu ersehen, dass die OGP-Statistik fast identische Werte im Vergleich zur Exxon-Statistik liefert (s. Tab. A9.23 und Abb. A9.14).

Aus den OGP- und Exxon-Daten ergibt sich, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 84% bis 85% mit keinem Blowout zu rechnen ist. Mit weit über 99%iger Wahrscheinlichkeit lässt sich aus den OGP- und EXXON-Daten ableiten, dass auch in Szenario B für die Phase B1-Betriebe mit maximal einem Blowout zu rechnen ist.

#### A9.1.1.12.3 Fazit für Phase B1

Die Größenordnung für die Wahrscheinlichkeit von Blowout-Ereignissen für einen Phase B1-Betrieb kann aus den vorgenannten Häufigkeitsstatistiken für die beiden Szenarien A und B statistisch bei Werten zwischen  $10^{-3}$  bis  $10^{-4}$  pro Bohrung angesiedelt werden.

Wie bereits für Phase A erläutert, gilt es zu berücksichtigen, dass die derzeit vorliegenden Informationen zu den potentiellen Zielhorizonten nicht auf HPHT-Formationen schließen lassen, so dass die hierfür getroffenen Aussagen aus heutiger Sicht für NRW nicht relevant erscheinen.

Abschließend kann dieser Punkt aber erst durch weitergehende Erkundungsmaßnahmen beantwortet werden.

Tab. A9.24: Zusammenfassung der Wahrscheinlichkeiten, mit denen mit X Blowouts bei Errichtung von 114 Phase B1-Betrieben höchstens gerechnet werden kann. EXXON-Datenauswertung ist für beide Szenarien identisch.

X (Anzahl Blowouts)	Szenario A		Szenario B
	Daten OGP	Daten Exxon	Daten OGP
0	85,7%	84,2%	85,0%
1	13,2%	14,5%	13,8%
2	1,0%	1,2%	1,1%
3	0,1%	0,1%	0,1%
4	0,0%	0,0%	0,0%

Aus den vorliegenden Informationen und Daten ist statistisch betrachtet für die in Kapitel 6 dargestellten 10%-Flächenszenarien somit mit 84%-85%iger Wahrscheinlichkeit für Szenario A und für Szenario B nicht mit einem Blowout im Rahmen von Erkundungsbohrungen mit Test-Frack-Maßnahmen zu rechnen. Es zeigt sich, dass in dieser Phase die Szenarien A und B fast identische Werte aufweisen. Die Anzahl angenommener Bohrungen und Testfracks ist zu gering, um hier wesentliche Unterschiede erwarten zu können. Die Wahrscheinlichkeit, dass höchstens zwei Blowout-Ereignisse in dieser Phase in den 10%-Flächenszenarien auftreten liegt statistisch betrachtet bei rund 99%.

Wenn die Übertragbarkeit auf die geplanten Phase B1-Bohrungen in NRW auf unkonventionelle Lagerstätten gegeben wäre, könnte aus den vorliegenden Informationen und Daten statistisch betrachtet für die in Kapitel 6 dargestellten 10%-Flächenszenarien mit hoher Wahrscheinlichkeit mit keinem Blowout, jedoch mit rund 99%iger Wahrscheinlichkeit mit höchstens zwei Blowout-Ereignissen im Rahmen von 114 Erkundungsbohrungen mit Frack-Maßnahmen gerechnet werden.

#### **A9.1.1.13 Phase B2: Ausbau zu Produktionsbohrungen mit Produktionsfracks**

##### **A9.1.1.13.1 OGP-Daten**

Die Wahrscheinlichkeiten für Blowouts für verschiedene Randbedingungen und Prozesse in Phase B2 sind bereits in Tab. A9.11 angegeben.

Wie in Kapitel 6 dargestellt, wird in den 10%-Flächenszenarien A und B davon ausgegangen, dass insgesamt 286 Betriebe bis zur Phase B2 (Ausbau von Produktionsbohrungen inkl. Produktionsfracks) ausgebaut werden.

D.h., dass für diese Betriebe die erste Bohrung pro Bohrplatz die Phasen A bis B2 (entspricht einem Phase B1-Betrieb, der zu einem Phase B2-Betrieb ausgebaut wird) durchläuft und alle weiteren Bohrungen nur Phase B2 durchlaufen.

### Szenario A

In Szenario A wird pro Bohrplatz zunächst eine Phase B1-Bohrung erstellt, die anschließend zu einer Phase B2-Bohrung ausgebaut wird. Insgesamt sind also zunächst 100 Phase B1-Schiefergasbohrungen zu betrachten sowie 93 Phase B1-Flözgasbohrungen. Die restlichen 93-Flözgasbohrungen werden nicht gefrackt.

Somit ergibt sich für die ersten 286 Bohrungen:

$$n_{\text{Phase B2, OGP, snubbing 1.Bohrung}} = \frac{15 \cdot 286}{100} \approx 43 \text{ snubbing-Maßnahmen}$$

Des Weiteren wird angenommen, dass

- pro 1. Bohrung pro Bohrplatz (insg. 286) 6 Wireline-Maßnahmen durchgeführt werden
- pro gefrackter Bohrung (insg. 193 Bohrungen) 2 zusätzliche Wireline-Maßnahmen pro Frack durchgeführt werden. In den gefrackten 1. Bohrungen pro Bohrplatz wird in Schiefergaslagerstätten 1 Test-Frack und 9 Produktionsfracks angenommen, in Flözgaslagerstätten 1 Test-Frack und 4 Produktionsbohrungen, insgesamt also:

$$n_{\text{Phase B2, OGP, wireline 1.Bohrung}} = 6 \cdot 286 + 2 \cdot 10 \cdot 100 + 2 \cdot 5 \cdot 93 = 4.646$$

Wireline-Maßnahmen.

Die Komplettierung des Bohrlochs soll in allen 286 Bohrungen durchgeführt werden, Fracking-Maßnahmen mit CT-Einsatz jedoch nur in 50% der Flözgas-Bohrungen, also insgesamt in 93 Bohrungen.

$$n_{\text{Phase B2, OGP, Komplettierung 1.Bohrung}} = 100 + 186 = 286$$

$$n_{\text{Phase B2, OGP, Coiled Tubing 1.Bohrung}} = 10 \cdot 100 + 5 \cdot 93 = 1.465$$

Für alle übrigen Bohrungen (900 Schiefergasbohrungen sowie 1.674 Flözgasbohrungen), die unmittelbar als Produktionsbohrungen abgeteuft werden, gilt:

$$n_{\text{Phase B2, OGP, snubbing, Prod.-Bohrung}} = \frac{15 \cdot 2574}{100} \approx 386$$



$$n_{\text{Phase B2, OGP, Wireline, Prod.- Bohrung}} = 2 * 10 * 900 + 2 * 5 * 837 = 26.370$$

$$n_{\text{Phase B2, OGP, Komplettierung, Prod.- Bohrung}} = 900 + 1674 = 2.574$$

$$n_{\text{Phase B2, OGP, Coiled Tubing, Prod.- Bohrung}} = 10 * 900 + 5 * 837 = 13.185$$

Die Anzahl in Szenario A durchzuführender Maßnahmen sind in Tab. A9.25 zusammengefasst.

Tab. A9.25: Anzahl n der bei 286 Phase B2-Betrieben durchgeführten Maßnahmen im Szenario A.

Prozess	Schiefer	Flözgas	
Phase A - B2 (1. Bohrung auf Bohrplatz wird als Erkundungsbohrung begonnen und zu Produktionsbohrung ausgebaut)	(100 Bohrungen, 10 Fracs pro Bohrung)	(186 Bohrungen, 50% der Bohrungen gefrackt, 5 Fracs pro Bohrung)	Summe n (2860 Bohrungen)
Wireline	2.600	2.046	4.646
Snubbing	15	28	43
Komplettierung	100	186	286
CT-Einsatz	1.000	465	1.465
Nur Phase B2 (Reine Produktionsbohrungen)	(900 Bohrungen, 10 Fracs pro Bohrung)	(1674 Bohrungen, 50% der Bohrungen gefrackt, 5 Fracs pro Bohrung)	
Wireline	18.000	8.370	26.370
Snubbing	135	251	386
Komplettierung	900	1.674	2.574
CT-Einsatz	9.000	4.185	13.185
Summe (alle Bohrungen)			
Wireline			31.016
Snubbing			429
Komplettierung			2.860
CT-Einsatz			14.650

Mit diesen Eingangsdaten ergeben sich die in Tab. A9.26 angegebenen Schätzwerte  $\lambda$ .

Tab. A9.26: Eintrittshäufigkeiten und Schätzwerte für Blowouts für Phase B2-Betriebe für verschiedene Randbedingungen und Prozesse in Szenario A.

Index i	Prozess	p	Einheit	n	$\lambda = p \cdot n$
1	Erkundungsbohrung (oberflächennahes Erdgas)	0,00060	pro Bohrung	286	0,17
2	Erkundungsbohrung (Standard-Bohrung)	0,00036			0,10
3	Erkundungsbohrung (Hochtemperatur/Hochdruck-Bohrung)	0,0022			0,63
4	Produktionsbohrung (oberflächennahes Erdgas)	0,00047		2574	1,2
5	Produktionsbohrung (Standard-Bohrung)	0,000070			0,18
6	Produktionsbohrung (Hochtemperatur/Hochdruck-Bohrung)	0,00043			1,1
7	Wireline	0,0000094	pro Einsatz	31.016	0,29
8	Snubbing	0,00049		429	0,21
9	Komplettierung	0,00014		2.860	0,40
10	CT-Einsatz	0,00020		14.650	2,9

Für **Standardbohrungen** gilt:

$$\lambda_{\text{Phase B2, Standard}} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_7 + \lambda_8 + \lambda_9 + \lambda_{10} = 5,5.$$

Bei einer angenommenen Poisson-Verteilung ergeben sich die in Tab. A9.27 aufgeführten Wahrscheinlichkeiten für X Blowouts.

Tab. A9.27: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 2860 Phase B2-Bohrungen unter Standardbedingungen in Szenario A.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen, kumuliert
0	0,004	0,004
1	0,023	0,027
2	0,062	0,089
3	0,113	0,202
4	0,156	0,358
5	0,171	0,529
6	0,157	0,687
7	0,123	0,810
8	0,085	0,895
9	0,052	0,946
10	0,028	0,975
11	0,014	0,989
12	0,007	0,996
13	0,003	0,998
14	0,001	0,999
15	0,000	1,000

Mit der höchsten Wahrscheinlichkeit von über 17% ist mit fünf Blowout-Ereignissen zu rechnen. Mit knapp 99%iger Wahrscheinlichkeit würden maximal 11 Blowouts zu erwarten sein (s. Abb. A9.15).

Aus den durchgeführten Berechnungen ist zu ersehen, dass die angenommene Anzahl an Coiled-Tubing-Einsätzen maßgeblich die Ergebniswerte bestimmt. Würden keine Coiled-Tubing-Maßnahmen durchgeführt, würde sich der Erwartungswert  $\lambda$  von 5,5 auf 2,57 annähernd halbieren.

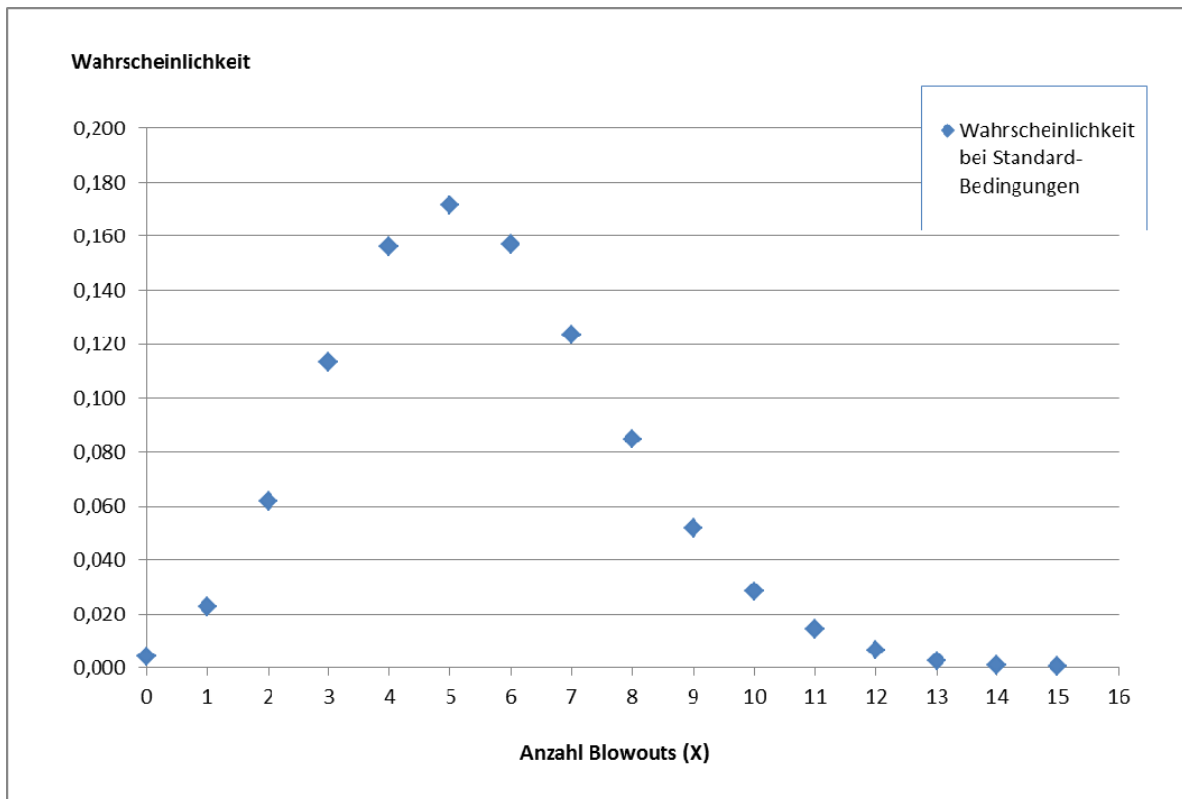


Abb. A9.15: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 286 Phase B2-Betrieben unter Standardbedingungen in Szenario A.

Für **HPHT-Bohrungen** gilt analog:

$$\lambda_{\text{Phase B2, HPHT}} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_4 + \lambda_6 + \lambda_6 + \lambda_7 + \lambda_8 + \lambda_9 + \lambda_{10} = 6,95.$$

Tab. A9.28: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 286 Phase B2-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario A.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei HPHT-Bedingungen	Wahrscheinlichkeit bei HPHT-Bedingungen, kumuliert
0	0,001	0,001
1	0,007	0,008
2	0,023	0,031
3	0,054	0,084
4	0,093	0,178
5	0,130	0,307
6	0,150	0,457
7	0,149	0,606
8	0,129	0,736
9	0,100	0,836
10	0,069	0,905
11	0,044	0,949
12	0,025	0,974
13	0,014	0,988
14	0,007	0,995
15	0,003	0,998
16	0,001	0,999
17	0,001	1,000
18	0,000	1,000

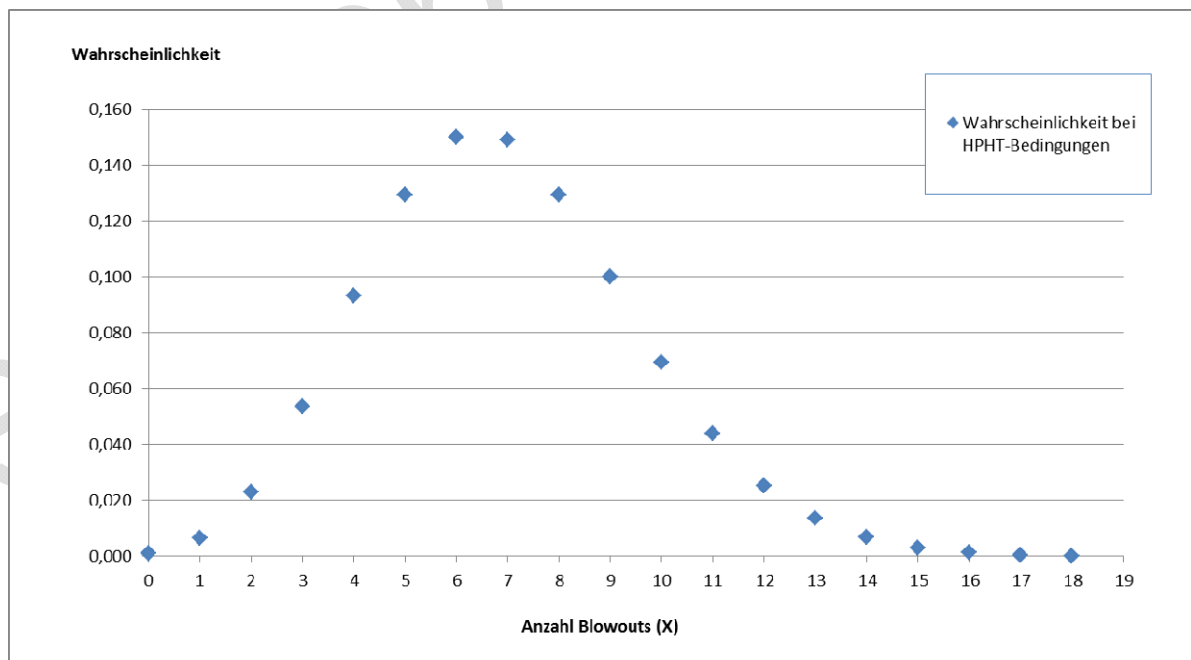


Abb. A9.16: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 286 Phase B2-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario A.

Bei HPHT-Bedingungen ist somit mit 15%iger Wahrscheinlichkeit mit 6 Blowout-Ereignissen bei Erstellung der 2.860 Phase B2-Bohrungen zu rechnen. Mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit sind für diese Bedingungen maximal 14 Blowouts pro 2.860 Phase B2-Bohrungen zu erwarten.

### **Szenario B**

In Szenario B wird angenommen, dass in sämtlichen 2.860 Bohrungen Fracks durchgeführt werden.

Die Anzahl durchzuführender Maßnahmen sind in Tab. A9.29 zusammengefasst.

Tab. A9.29: Anzahl n der bei 286 Phase B2-Betrieben durchgeführten Maßnahmen in Szenario B.

Prozess	Schiefer	Flözgas	
Phase A - B2 (1. Bohrung auf Bohrplatz wird als Erkundungsbohrung begonnen und zu Produktionsbohrung ausgebaut)	(100 Bohrungen, 10 Fracs pro Bohrung)	(186 Bohrungen, 5 Fracs pro Bohrung)	Summe n (2860 Bohrungen)
Wireline	2.600	2.976	5.576
Snubbing	15	28	43
Komplettierung	100	186	286
CT-Einsatz	1.000	930	1.930
Nur Phase B2 (Reine Produktionsbohrungen)	(900 Bohrungen, 10 Fracs pro Bohrung)	(1674 Bohrungen, 5 Fracs pro Bohrung)	
Wireline	18.000	16.740	34.740
Snubbing	135	251	386
Komplettierung	900	1.674	2.574
CT-Einsatz	9.000	8.370	17.370
Summe (alle Bohrungen)			
Wireline			40.316
Snubbing			429
Komplettierung			2.860
CT-Einsatz			19.300

Mit diesen Eingangsdaten ergeben sich die in Tab. A9.30 angegebenen Schätzwerte  $\lambda$ .

Tab. A9.30: Eintrittshäufigkeiten und Schätzwerte für Blowouts für 286 Phase B2-Betriebe für verschiedene Randbedingungen und Prozesse in Szenario B.

Index i	Prozess	p	Einheit	n	$\lambda = p \cdot n$
1	Erkundungsbohrung (oberflächennahes Erdgas)	0,00060	pro Bohrung	286	0,17
2	Erkundungsbohrung (Standard-Bohrung)	0,00036			0,10
3	Erkundungsbohrung (Hochtemperatur/Hochdruck-Bohrung)	0,0022			0,63
4	Produktionsbohrung (oberflächennahes Erdgas)	0,00047		2574	1,2
5	Produktionsbohrung (Standard-Bohrung)	0,000070			0,18
6	Produktionsbohrung (Hochtemperatur/Hochdruck-Bohrung)	0,00043			1,1
7	Wireline	0,0000094	pro Einsatz	40.316	0,38
8	Snubbing	0,00049		429	0,21
9	Komplettierung	0,00014		2.860	0,40
10	CT-Einsatz	0,00020		19.300	3,9

Für **Standardbohrungen** gilt:

$$\lambda_{\text{Phase B2, Standard}} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_7 + \lambda_8 + \lambda_9 + \lambda_{10} = 6,5.$$

Bei einer angenommenen Poisson-Verteilung ergeben sich die in Tab. A9.31 aufgeführten Wahrscheinlichkeiten für X Blowouts.

Tab. A9.31: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 286 Phase B2-Bohrungen unter Standardbedingungen in Szenario B.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen, kumuliert
0	0,001	0,001
1	0,010	0,011
2	0,031	0,043
3	0,068	0,111
4	0,111	0,222
5	0,145	0,367
6	0,157	0,524
7	0,146	0,671
8	0,119	0,790
9	0,086	0,876
10	0,056	0,932
11	0,033	0,966
12	0,018	0,984
13	0,009	0,993
14	0,004	0,997
15	0,002	0,999
16	0,001	1,000
17	0,000	1,000

Mit der höchsten Wahrscheinlichkeit von über 15% ist somit mit 6 Blowouts zu rechnen. Mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit können maximal 13 Blowouts zu erwarten sein (s. auch Abb. A9.17).

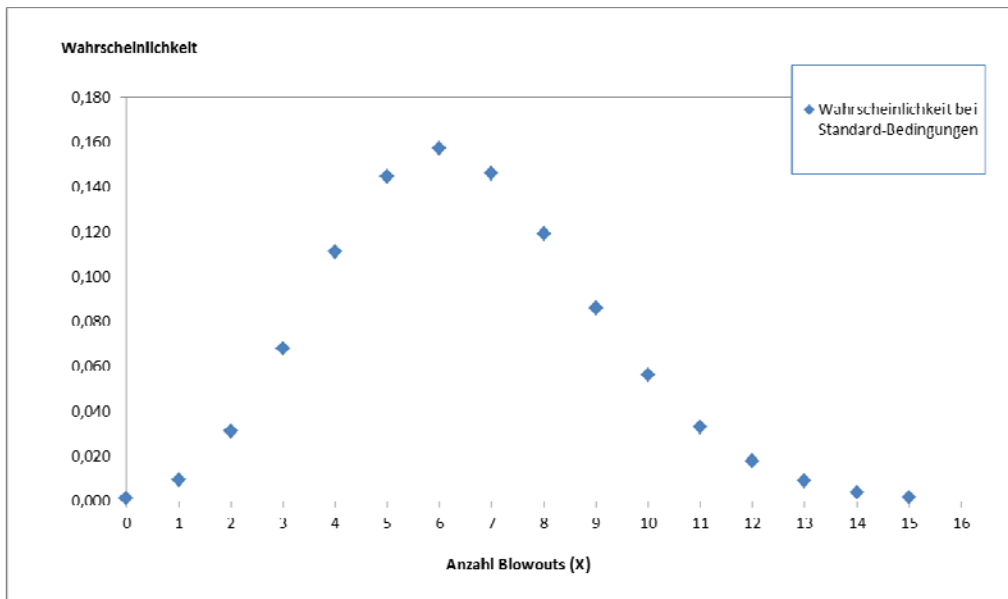


Abb. A9.17: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter Standardbedingungen in Szenario B.

Für **HPHT-Bohrungen** gilt analog:

$$\lambda_{\text{Phase B2, HPHT}} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 + \lambda_8 + \lambda_9 + \lambda_{10} = 7,97.$$

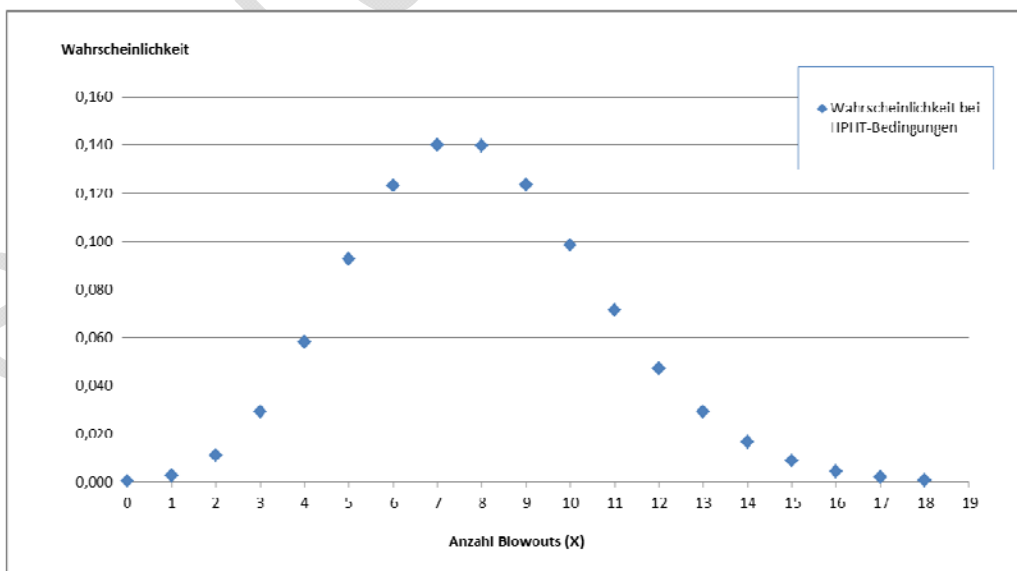


Abb. A9.18: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario B.



Tab. A9.32: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 286 Phase B2-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario B.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei HPHT-Bedingungen	Wahrscheinlichkeit bei HPHT-Bedingungen, kumuliert
0	0,000	0,000
1	0,003	0,003
2	0,011	0,014
3	0,029	0,043
4	0,058	0,102
5	0,093	0,194
6	0,123	0,317
7	0,140	0,458
8	0,140	0,597
9	0,124	0,721
10	0,098	0,819
11	0,071	0,890
12	0,047	0,938
13	0,029	0,967
14	0,017	0,983
15	0,009	0,992
16	0,004	0,996
17	0,002	0,998
18	0,001	0,999
19	0,000	1,000

Bei HPHT-Bedingungen ist somit mit 14%iger Wahrscheinlichkeit mit 7-8 Blowouts bei Erstellung der 2.860 Phase B2-Bohrungen zu rechnen. Mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit sind für diese Bedingungen maximal 15 Blowouts pro 286 Phase B2-Betriebe in Szenario B zu erwarten.

#### A9.1.1.13.2 Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowouts in Phase B2 gemäß OGP- und EXXON-Daten

##### Szenario A (100% Schiefergas-Bohrungen und 50% Flözgasbohrungen werden gefrackt)

In Tab. A9.33 sind die statistischen Daten gemäß OGP sowie EXXON für Phase B2-Betriebe in Szenario A aufgeführt.

Tab. A9.33: Schätzwerte für 286 Phase B2-Betriebe für Szenario A. (OGP 2010, Uth 2012 (Exxon-Daten))

Datengrundlage	p	n	$\lambda = n \cdot p$
OGP	s. vorheriges Kapitel	2860	5,50
Exxon	0,0010		2,86

Tab. A9.34: Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 286 Phase B2-Betrieben gemäß der verglichenen Statistiken in Szenario A

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen	
	Daten OGP	Daten Exxon
0	0,004	0,057
1	0,023	0,164
2	0,062	0,234
3	0,113	0,223
4	0,156	0,160
5	0,171	0,091
6	0,157	0,044
7	0,123	0,018
8	0,085	0,006
9	0,052	0,002
10	0,028	0,001
11	0,014	0,000
12	0,007	0,000
13	0,003	0,000
14	0,001	0,000
15	0,000	0,000

Im Gegensatz zu den Ergebnissen für Phase B1-Betriebe sind die auf Grundlage der OGP-Daten ermittelten Werte nunmehr sehr verschieden von den auf Grundlage der Exxon-Werte errechneten. Dieser Unterschied ergibt sich maßgeblich dadurch, dass für die OGP-Daten einzelne in den Bohrungen durchgeführte Prozesse berücksichtigt werden können, die im Falle der Phase B2-Betriebe viel relevanter für die Ermittlung der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowouts werden, als im Falle der Phase B1-Betriebe, in denen verhältnismäßig wenige andere Prozesse und nur ein Frack angenommen wurden.

Der von Uth zitierte Wert von ExxonMobil erlaubt keine detailliertere Aufschlüsselung der berücksichtigten Prozesse. Insofern sind die zwei sich ergebenden Wahrscheinlichkeitsverteilungen nur bedingt miteinander vergleichbar.

Aus den OGP-Daten ergibt sich, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 17% mit 5 Blowouts zu rechnen ist. Mit rund 99%iger Wahrscheinlichkeit lässt sich aus den OGP-Daten ableiten, dass für die Phase B2-Betriebe mit maximal 11 Blowouts zu rechnen ist.

Die Exxon-Daten ergeben, dass mit ca. 23% die größte Wahrscheinlichkeit bei 2 Blowout-Ereignissen liegt, mit ca. 99%iger Wahrscheinlichkeit wird mit maximal 7 Blowouts zu rechnen sein.

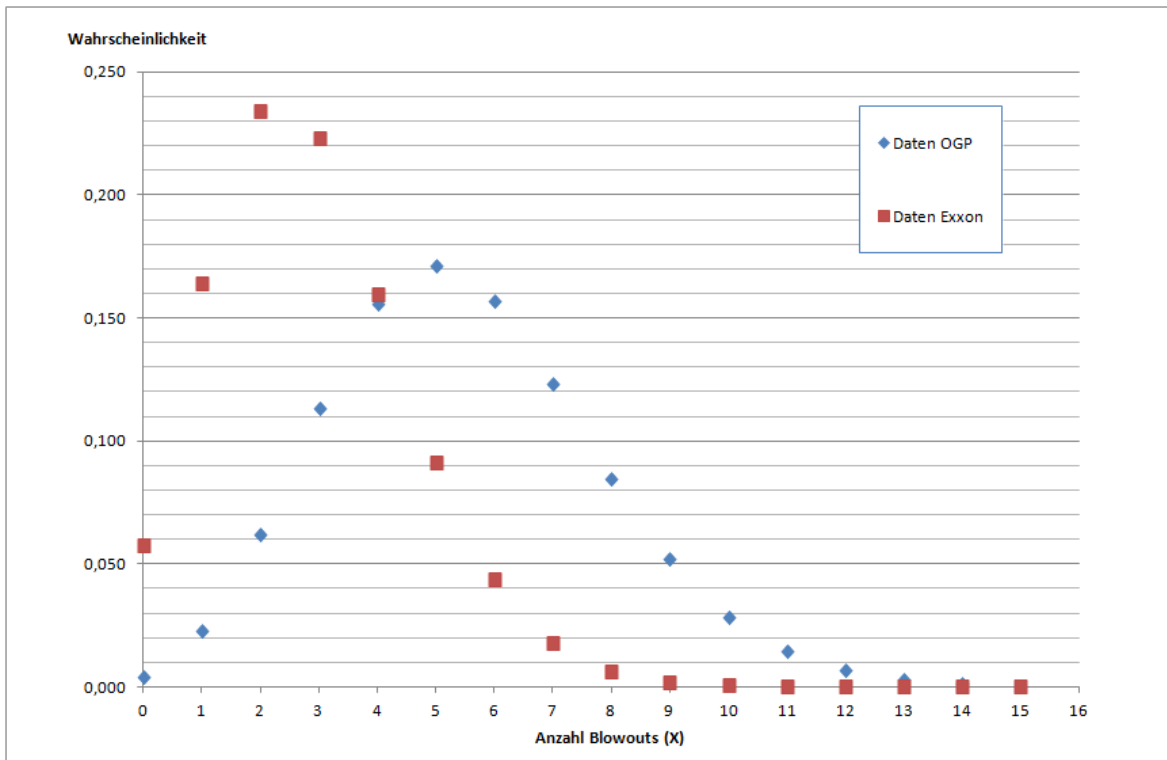


Abb. A9.19: Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen bei Standard-Verhältnissen für Phase B2-Betriebe auf Grundlage von OGP- und EXXON-Daten in Szenario A.

Wenngleich die beiden Wahrscheinlichkeitsverteilung nicht mehr miteinander vergleichbar sind, zeigt dieses Beispiel jedoch, dass eine differenzierte Betrachtung der in einer Bohrung durchgeführten Prozesse zu anderen Ergebnissen bei einer solchen Risikoanalyse führen wird. Insofern lässt sich hieraus bereits ableiten, dass es nicht ausreichend erscheint, mit einem Wert für Blowout-Ereignisse sämtliche Lebenszyklusphasen von Erdgasförderbetrieben abbilden zu wollen. Obwohl die entsprechenden Daten für dieses Gutachten nicht zur Verfügung gestanden haben, besteht die Möglichkeit durch gezielte Recherche entsprechender Werte in den bereits genannten Datenbanken für die durchzuführenden Prozesse in Bohrungen in unkonventionellen Lagerstätten mit der vorgestellten Systematik eine differenziertere Risikoanalyse durchzuführen.

### **Szenario B (100% Schiefergas-Bohrungen und 100% Flözgasbohrungen werden gefrackt)**

Analog zu Szenario A ergeben sich für Szenario B mit den in Tab. A9.35 angegebenen Werten die Blowoutwahrscheinlichkeiten wie in Tab. A9.36 angegeben.

Tab. A9.35: Schätzwerte für 286 Phase B2-Betriebe für Szenario B. (OGP 2010, Uth 2012 (Exxon-Daten))

Datengrundlage	p	n	$\lambda = n \cdot p$
OGP	s. vorheriges Kapitel	2860	6,51
Exxon	0,0010		2,86

Tab. A9.36: Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 286 Phase B2-Betrieben gemäß der verglichenen Statistiken in Szenario B.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit bei Standard-Bedingungen	
	Daten OGP	Daten Exxon
0	0,001	0,057
1	0,010	0,164
2	0,031	0,234
3	0,068	0,223
4	0,111	0,160
5	0,145	0,091
6	0,157	0,044
7	0,146	0,018
8	0,119	0,006
9	0,086	0,002
10	0,056	0,001
11	0,033	0,000
12	0,018	0,000
13	0,009	0,000
14	0,004	0,000
15	0,002	0,000
16	0,001	0,000
17	0,000	0,000

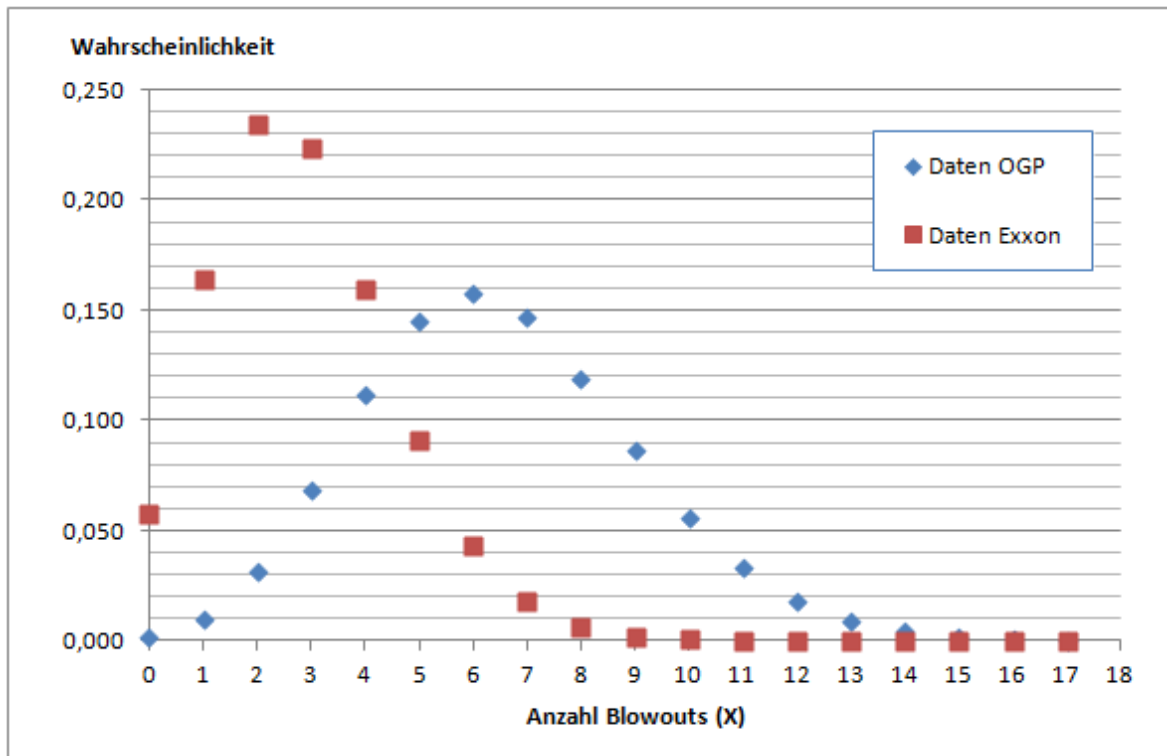


Abb. A9.20: Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen bei Standard-Verhältnissen für Phase B2-Betriebe auf Grundlage von OGP- und EXXON-Daten in Szenario B.

Abgesehen von der bereits für Szenario A diskutierten Nichtvergleichbarkeit der OGP- und Exxon-Daten, zeigt sich an diesem Beispiel, dass sich aus den OGP-Daten für Szenario B, in dem alle 2.860 Bohrungen gefrackt werden, die größte Wahrscheinlichkeit mit rund 16% für 6 Blowout-Ereignisse ergibt. Mit 99%iger Wahrscheinlichkeit kann angenommen werden, dass maximal 13 Blowout-Ereignisse zu erwarten sind.

#### A9.1.1.13.3 Fazit für Phase B2

Die Größenordnung für die Wahrscheinlichkeit von Blowout-Ereignissen kann für den Einzelstandort in Phase B2 statistisch gesehen mit  $10^{-3}$  pro Bohrung angenommen werden.

Wenn die Übertragbarkeit auf die geplanten Phase B2-Bohrungen in NRW auf unkonventionelle Lagerstätten gegeben wäre, könnte aus den vorliegenden Informationen und Daten statistisch betrachtet für die in Kapitel 6 dargestellten 10%-Flächenszenarien mit hoher Wahrscheinlichkeit mit 5 bis 6 Blowouts, jedoch mit rund 99%iger Wahrscheinlichkeit mit höchstens 11 bis 13 Blowout-Ereignissen im Rahmen von 2.860 Bohrungen mit Frack-Maßnahmen gerechnet werden.

Insbesondere für diese Lebenszyklusphase sollten die Einzelprozesse – wie zuvor dargestellt – explizit bei der Risikobeurteilung Berücksichtigung finden. Durch die höhere Zahl an Frack-Maßnahmen pro Bohrung und damit einhergehend durch die höhere Anzahl an anderen (Mess-) Prozessen pro Bohrung werden die Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowouts pro Bohrung vergrößert. Es ist aus Gutachtersicht von daher nötig, für die einzelnen Lebenszyklusphasen unterschiedliche Blowoutwahrscheinlichkeiten zu ermitteln.

#### A9.1.1.14 Phase C: Förderbohrungen (Gewinnung)

##### A9.1.1.14.1 OGP-Daten

Die Wahrscheinlichkeiten für Blowouts für verschiedene Randbedingungen und Prozesse in Phase C sind in Tab. A9.37 angegeben.

Die für die Förderbohrungen aufgeführten Werte beziehen sich auf Eintrittshäufigkeiten eines Blowout-Ereignisses pro Förderbohrungsjahr.

Für die aufgeführten Prozesse sind die Eintrittshäufigkeiten eines Blowout-Ereignisses pro Einsatz angegeben. Diese sind identisch mit den Angaben in Tab. A9.11, da die gleichen Prozesse zu betrachten sind.

Wie in Kapitel 6 bereits dargestellt, wird in den 10%-Flächenszenarien davon ausgegangen, dass insgesamt 2.860 Bohrungen Phase C (Gewinnung) durchlaufen. Für die hier angestrebte Abschätzung der Eintrittshäufigkeiten von Blowouts wird ein Betriebszeitraum von 28 Jahren angenommen.

Tab. A9.37: Wahrscheinlichkeiten  $p$  von Blowouts in Phase C gemäß OGP.

Prozess	$p$	Einheit
Förderbohrung (keine externen Ursachen)	1,80E-05	pro Förderbohrungsjahr
Förderbohrung (externe Ursachen)	3,90E-05	
Wireline	9,40E-06	pro Einsatz
Komplettierung	1,40E-04	
CT-Einsatz	2,00E-04	
Workover	2,60E-04	

Um zu berücksichtigen, dass im Szenario B der 10%-Flächenszenarien (s. Kapitel 6) während der Gewinnung in 25% der Bohrungen Nachfracks

durchgeführt werden, werden die in der Tabelle aufgeführten Prozesse nachfolgend getrennt behandelt und die Szenarien A und B betrachtet.

### Szenario A

In Szenario A werden keine Nachfracks während der Gewinnung betrachtet. Insofern reduziert sich die Betrachtung hier auf die Analyse der angegebenen Eintrittswahrscheinlichkeiten für Förderbohrungen.

Die Förderbohrungsjahre für Szenario A ermitteln sich für 2.860 betrachtete Förderbohrungen mit je 28 Jahren Betriebszeit zu:

$$n_{\text{Phase C, OGP, Förderbohrungsjahre}} = 2.860 * 28 = 80.080 \quad \text{Förderbohrungsjahre}$$

Tab. A9.38: Wahrscheinlichkeiten und Schätzwerte für Förderbohrungen in Phase C.

Prozess	p	Einheit	n	$\lambda = p \cdot n$
Förderbohrung (keine externen Ursachen)	0,000018	pro Förderbohrungsjahr	80.080	1,4
Förderbohrung (externe Ursachen)	0,000039			3,1

Wie aus den Ergebnissen für die Schätzwerte in Tab. A9.37 zu ersehen, werden Blowout-Ereignisse gemäß der OGP-Statistik in dieser Phase maßgeblich durch externe Ursachen ausgelöst. Da sich diese OGP-Daten fast ausschließlich auf offshore-Bohrungen beziehen, muss die Übertragbarkeit der Werte auf onshore-Bohrungen in NRW in Frage gestellt werden, zumal davon auszugehen ist, dass viele der äußeren Einflüsse auf offshore-Bohrungen nicht im Falle von onshore-Bohrungen auftreten werden (bspw. stürmische See) und vice versa (LKW-Kollision mit Eruptionskreuz).

Mit den Schätzwerten aus Tab. A9.38 ergeben sich für die Blowout-Wahrscheinlichkeiten von 2.860 Förderbohrungen mit je 28 Jahren Betriebszeit die in Tab. A9.39 angegebenen Werte.



Tab. A9.39: Blowout-Wahrscheinlichkeiten für 2.860 Förderbohrungen mit je 28 Jahren Betriebszeit in Szenario A.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit	Wahrscheinlichkeit, kumuliert
0	0,010	0,010
1	0,048	0,058
2	0,108	0,166
3	0,165	0,332
4	0,188	0,520
5	0,172	0,692
6	0,131	0,823
7	0,085	0,908
8	0,049	0,957
9	0,025	0,981
10	0,011	0,993
11	0,005	0,997
12	0,002	0,999
13	0,001	1,000
14	0,000	1,000

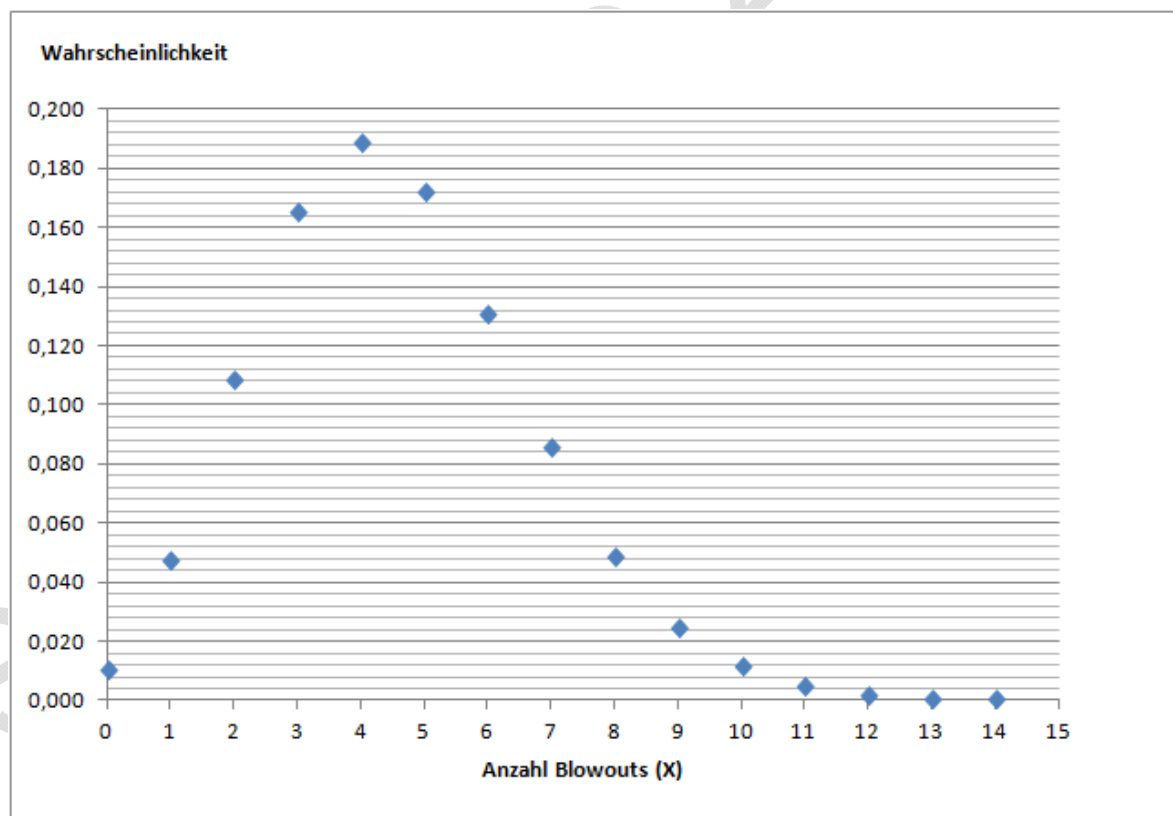


Abb. A9.21: Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen in Phase C in Szenario A.

Wie in Abb. A9.21 dargestellt liegt der höchste Wahrscheinlichkeitswert mit rund 19% bei 4 Blowout-Ereignissen. Mit 99%iger Wahrscheinlichkeit könnten während der Betriebszeit der 2.860 Bohrungen höchstens 10 Blowouts entstehen.

## Szenario B

In Szenario B sind den für Szenario A ermittelten Werten noch die Blowout-Wahrscheinlichkeiten durch durchgeführte Nachfracks hinzuzurechnen.

Geht man von 25% der insgesamt 2.860 Bohrungen, also von 715 nachzufrackenden Bohrungen aus, ergeben sich in Szenario B Frack- und andere Maßnahmen in 250 Schiefergasbohrungen sowie in 465 Flözgasbohrungen.

Zur Ermittlung der Anzahl durchgeführter Prozesse werden folgende Annahmen zu Grunde gelegt:

Pro Bohrung werden in Schiefergaslagerstätten 10 Fracks angenommen, in CBM-Lagerstätten 5 (s. auch Kapitel 6).

Des Weiteren wird angenommen, dass pro Bohrung eine Grund-Messung mit Wireline-Technologie unabhängig von der Anzahl durchgeführter Fracks durchgeführt wird. Zusätzlich werden zwei Wireline-Messungen pro durchgeführtem Frack pro Bohrung angesetzt. Die Anzahl an CT-Einsätzen in dieser Phase ergibt sich aus den Bohrplatzmodellen mit einem CT-Einsatz pro Frack. Pro Bohrung wird eine Komplettierungsmaßnahme durchgeführt. Zusätzlich erfolgt ein Workover pro Bohrung, so dass sich insgesamt ergibt:

$$n_{\text{Phase C, OGP, Wireline}} = 715 + 2 * 10 * 250 + 2 * 5 * 465 = 26.370$$

$$n_{\text{Phase C, OGP, Komplettierung}} = 250 + 465 = 715$$

$$n_{\text{Phase C, OGP, Coiled Tubing}} = 10 * 250 + 5 * 465 = 4.825$$

$$n_{\text{Phase C, OGP, Workover}} = 250 + 465 = 715$$

Mit diesen Werten ergeben sich die in Tab. A9.40 angegebenen Schätzwerte.

Tab. A9.40: Schätzwerte für Blowouts für 715 Phase C-Betreibe, die nachstimuliert werden. Szenario B.

Index i	Prozess	p	Einheit	n	$\lambda = p \cdot n$
1	Förderbohrung (keine externen Ursachen)	0,000018	pro Förderbohrungsjahr	80.080	1,44
2	Förderbohrung (externe Ursachen)	0,000039			3,12
3	Wireline	0,0000094	pro Einsatz	10.365	0,10
4	Komplettierung	0,00014		715	0,10
5	CT-Einsatz	0,00020		4.825	0,97
6	Workover	0,00026		715	0,19

Wie in Tab. A9.41 aufgeführt kann mit der größten Wahrscheinlichkeit von ca. 16% von 5 Blowout-Ereignissen ausgegangen werden. Mit 99%iger Wahrscheinlichkeit sind in diesem Szenario B in Phase C maximal 12 Blowouts zu erwarten.

Tab. A9.41: Blowout-Wahrscheinlichkeiten für 2.860 Förderbohrungen mit je 28 Jahren Betriebszeit, von denen 715 nachstimuliert werden. Szenario B.

X (Anzahl Blowouts)	Wahrscheinlichkeit	Wahrscheinlichkeit, kumuliert
0	0,003	0,003
1	0,016	0,019
2	0,047	0,066
3	0,093	0,159
4	0,138	0,297
5	0,163	0,460
6	0,161	0,620
7	0,136	0,756
8	0,100	0,856
9	0,066	0,922
10	0,039	0,961
11	0,021	0,982
12	0,010	0,992
13	0,005	0,997
14	0,002	0,999
15	0,001	1,000
16	0,000	1,000

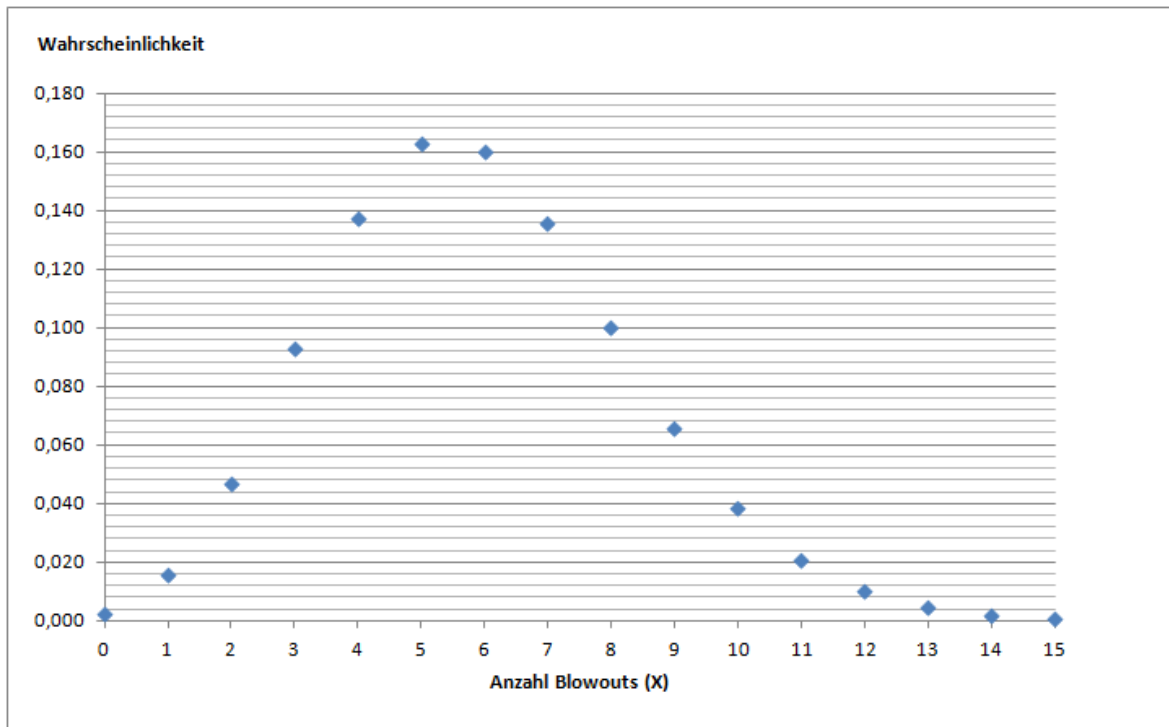


Abb. A9.22: Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen in Phase C in Szenario B.

#### A9.1.1.14.2 Fazit für Phase C

Die Größenordnung für die Wahrscheinlichkeit von Blowout-Ereignissen kann bei Werten von  $10^{-3}$  pro Bohrung angesiedelt werden.

Für beide Szenarien A und B ergäben sich 4 bzw. 5 zu erwartenden Blowouts ähnliche Erwartungswerte.

Wenn die Übertragbarkeit auf die angenommenen Phase C-Bohrungen in NRW auf unkonventionelle Lagerstätten gegeben wäre, könnte aus den vorliegenden Informationen und Daten statistisch betrachtet für die in Kapitel 6 dargestellten 10%-Flächenszenarien mit hoher Wahrscheinlichkeit mit 4 bis 5 Blowouts, jedoch mit rund 99%iger Wahrscheinlichkeit mit höchstens 10 bis 12 Blowout-Ereignissen gerechnet werden.

Die Nachstimulationen, die in Szenario B angenommen werden, beeinflussen die Eintrittswahrscheinlichkeiten nicht maßgeblich. Die Wahrscheinlichkeit von Blowout-Ereignissen bei offshore-Bohrungen wird im Wesentlichen von externen Ursachen für das Versagen der (überträgigen) Barrieren (im Wesentlichen Eruptionskreuz) beeinflusst. Die Übertragbarkeit dieser Erkenntnisse auf onshore-Bohrungen in NRW muss geprüft werden.

#### A9.1.1.15 Zusammenfassendes Fazit für Blowout-Ereignisse

Grundsätzlich gilt es zu berücksichtigen, dass die derzeit vorliegenden Informationen zu den potentiellen Zielhorizonten in NRW nicht auf HPHT-Formationen schließen lassen, so dass die hierfür getroffenen Aussagen aus heutiger Sicht für NRW nicht relevant erscheinen. Abschließend kann dieser Punkt aber erst durch weitergehende Erkundungsmaßnahmen beantwortet werden.

Die Übertragbarkeit der Daten – insbesondere von offshore-Betrieben und in konventionellen Erdgas-/Erdöllagerstätten– auf die für NRW relevanten onshore-Betriebe, die unkonventionelle Erdgaslagerstätten mit wahrscheinlich sehr geringen Lagerstättendrücken erschließen, muss in Frage gestellt werden.

Insofern können für die zu erwartende Situation in NRW keine konkreten Aussagen getroffen werden. Die in den vorlaufenden Kapiteln gemachten Aussagen sind somit aus Gutachtersicht auf NRW zunächst nicht grundsätzlich übertragbar. Die Übertragbarkeit kann nur durch vertiefte Analyse der hier verwendeten Daten(-banken) und weiterer nicht öffentlich zugänglicher Datenquellen (Betreiber, kommerzielle Datenbanken) überprüft werden.

Am ehesten ist die Übertragbarkeit auf die geplanten Erkundungsbohrungen (**Phase A**) in NRW auf unkonventionelle Lagerstätten gegeben. Insbesondere unter Bezug auf die Informationen des GD NRW sowie von ExxonMobil, könnte aus den vorliegenden Informationen und Daten statistisch betrachtet für die in Kapitel 6 dargestellten fiktiven 10%-Flächenszenarien mit hoher Wahrscheinlichkeit mit keinem Blowout, jedoch mit rund 99%iger Wahrscheinlichkeit mit höchstens zwei Blowout-Ereignissen im Rahmen von 172 Erkundungsbohrungen ohne Frack-Maßnahmen gerechnet werden.

Die sehr gute Übereinstimmung der aus OGP- und Exxon-Daten abgeleiteten Wahrscheinlichkeiten für Blowout-Ereignisse in **Phase B1** könnte ein Hinweis darauf sein, dass auch für diese Phase eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf NRW möglich ist. Es kann jedoch an dieser Stelle nicht ausgeschlossen werden, dass die für die Verwendung der OGP-Daten in diesem Gutachten getroffenen Annahmen nur zufällig zu dieser Übereinstimmung geführt haben.

Für alle übrigen Betriebsphasen (**B2 und C**) kann die Übertragbarkeit nicht eingeschätzt werden. Die durchgeführten Analysen dienen primär dem Ziel, die Vorgehensweise zu erläutern, die aus Gutachtersicht in Zukunft bei Vorliegen verwertbarer Daten für NRW Verwendung finden könnte.

Aus den durchgeführten Analysen lässt sich jedoch ableiten, dass die Einzelprozesse explizit bei der Risikobeurteilung Berücksichtigung finden sollten. Es reicht aus unserer Sicht nicht aus, mit einem einzigen

Wert für die Eintrittswahrscheinlichkeit von Blowouts Risikobeurteilungen für den kompletten Lebenszyklus von Bohrungen oder Bohrplätzen durchzuführen. Durch die höhere Zahl an Frack-Maßnahmen pro Bohrung und damit einhergehend durch die höhere Anzahl an anderen (Mess-/Ausbau-)Prozessen pro Bohrung bspw. in Phase B2 werden die Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowouts pro Bohrung erhöht. Es ist aus Gutachtersicht von daher nötig zu prüfen, in wie weit für die einzelnen Lebenszyklusphasen unterschiedliche Blowoutwahrscheinlichkeiten zu ermitteln/erarbeiten sind.

Des Weiteren sollte überprüft werden, in wie weit die Annahme, dass Blowouts in der Gewinnungsphase maßgeblich durch externe Ursachen ausgelöst werden, für onshore-Bohrungen in NRW verifiziert werden kann, da dies konkrete Maßnahmen und Vorgaben für das Bohrplatzmanagement bedingen könnte.

Grundsätzlich zeigt sich, dass die hier vorgestellte Vorgehensweise im Rahmen von Einzelstandortplanungsprozessen sowie für Planungen zur Erschließung von größeren Flächen mit mehreren Bohrungen Verwendung finden kann. Sollte sich beispielsweise bestätigen, dass in einzelnen Betriebsphasen Blowouts nicht ausgeschlossen werden können, könnten beispielsweise Vorgaben für den Abstand von Bohrplätzen zu anderen öffentlichen Strukturen auch unter Einbezug dieser Überlegungen definiert werden.

Letztendlich müssten dann allerdings auch (ggf. kosten-nutzen-analytische) Überlegungen angestellt werden, wie mit den Wahrscheinlichkeitsaussagen planungstechnisch und genehmigungsrechtlich umgegangen werden soll.

#### A9.1.1.16 Auswirkungsbetrachtung

Unter Rückgriff auf Daten von Scandpower, die standardmäßig bei Risikoanalysen in der Erdöl-/Erdgasbranche für offshore-Betriebe verwendet werden, kann an einem Beispiel die Vorgehensweise zur **Abschätzung der Einwirkung** eines vorausgesetzten Blowouts getroffen werden.

Wie für ein Fallbeispiel in Tab. A9.42 dargestellt, wird für die Dauer eines potentiellen Blowouts eine statische Verteilung angesetzt. Die Werte werden von Scandpower und anderen Institutionen regelmäßig auf Grundlage von neuen Erhebungen aktualisiert, so dass die angegebenen Werte nur beispielhaft aufgeführt sind.

Tab. A9.42: Statistische Verteilung von Blowout-Dauern (s. bspw.: Acona-Wellpro 2009, AconaWellpro 2010, DNV 2010).

Zeitspanne [Tage]	< 0,5	0,5-2	2-5	5-14	>14
Repräsentativer Wert [Tage]	0,5	2	5	14	50
Wahrscheinlichkeit der Blowout-Dauer	0,49	0,19	0,12	0,13	0,07

Für dieses Fallbeispiel ergibt sich statistisch betrachtet eine gewichtete Blowout-Dauer von 6,5 Tagen für einen Blowout, jedoch beträgt die Wahrscheinlichkeit, dass der Blowout innerhalb von 12 h endet fast 50%.

Des Weiteren können die in Tab. A9.43 angegebenen Werte zu Grunde gelegt werden, um eine Abschätzung der zu erwartenden ausgestoßenen Gasvolumina zu ermöglichen, je nachdem durch welches System der Blowout erfolgt: Bohrgestänge, Annulus (zwischen Bohrgestänge und Bohrloch) oder offenes Bohrloch (kein Bohrgestänge im Bohrloch). Diese Daten sind im konkreten Fall jedoch maßgeblich von den tatsächlichen Formations- bzw. Lagerstättenverhältnissen abhängig.

Tab. A9.43: Wahrscheinlichkeiten des Austritts eines Blowouts durch verschiedene Systeme (s. bspw.: AconaWellpro 2009, AconaWellpro 2010, DNV 2010).

	<b>Wahrscheinlichkeit des Blowouts durch jeweiliges System</b>
Bohrstrang (OD: 3 1/2")	21%
Annulus	62%
Open Hole (OD: 4 1/2")	17%
<b>Summe</b>	<b>100%</b>

Obwohl die reinen Zahlenwerte nicht für eine quantitative Abschätzung der zu erwartenden Einwirkungen herangezogen werden können, wird jedoch deutlich, dass statistisch betrachtet ein Blowout durch den Annulus mit 62% am wahrscheinlichsten ist und somit nicht mit dem maximalen Volumenstrom durch das offene Bohrloch, sondern mit weniger ausgestoßenem Erdgas zu rechnen ist.

Der für die Berechnungen im ExxonMobil Informations- und Dialogprozess zu Grunde gelegte Volumenstrom von 5 Mio. m<sup>3</sup>/d bei einem Blowout beruht auf einer Blowoutrate, die für Sauer gasbohrungen gemäß dem Merkblatt einer Rundverfügung des LBEG im Jahr 2005 anzusetzen sind (s. hierzu auch Ansatz (Uth 2012)). Für Bohrungen, die nicht als Sauer gasbohrungen zu klassifizieren sind, können unseres Erachtens weitaus geringere Werte angesetzt werden. Folgt man beispielsweise den in (Hsieh 2010), (Schacht 1999) oder (Rist 1996) publizierten Daten kann die Blowoutrate mindestens um den Faktor 3 bis 10 reduziert werden.

Zusätzlich zum ausgestoßenen Erdgas wird im Falle eines Blowouts die Bohrspülung ausgeworfen. Das Volumen wird von der Teufe abhängen, in der der Blowout bzw. der Fluid-/Gaszutritt erfolgt. Für die im Rahmen dieser Studie berücksichtigten maximalen Bohrlochendeufen von



2.000 m TVD bzw. 3.000 m MD ergibt sich somit ein ausgeworfenes Bohrspülungsvolumen im Bereich von 110-150 m<sup>3</sup> (s. auch Kapitel 6).

Die aus einem solchen Ereignis resultierende Einwirkung an der Oberfläche wird maßgeblich von Überdruck, Druckabfall sowie verfügbarem Formationsvolumen und Art und Zusammensetzung des ausgestoßenen Erdgases/Fluides abhängen. Neben den rein mechanischen Zerstörungen am Bohrlochkopf (Zerstörung/Beschädigung BOP, Bohrgerüst, benachbarte Anlagen) kann durch Entzündung des Erdgases in einem Radius von mehreren Zehnermetern um die Austrittsstelle mit Brandschäden und –zerstörungen gerechnet werden. Hier wird auf die beispielhaft von (Uth 2012) durchgeführten Rechnungen verwiesen. Bei nicht-Entzündung des Erdgases ist mit einer Beeinflussung der Luftqualität in der direkten Umgebung des Bohrplatzes sowie – je nach Windverhältnissen – in angrenzenden Gebieten zu rechnen. Die konkreten potentiellen Auswirkungen können nur standortbezogen identifiziert werden.

#### **A9.1.2 Pfadgruppe 0: Transport wassergefährdender Stoffe per LKW**

Datengrundlage für die nachfolgenden Aussagen sind die Daten des statistischen Bundesamtes zum Transport von Gefahrgütern (Destatis 2010) sowie zu Unfällen mit wassergefährdenden Stoffen (Destatis 2011).

Grundlage für die Eingangsdaten bilden die Szenarien A und B des 10%-Flächenszenarios (s. Kapitel 6).

Tab. A9.44: Art und Menge zu transportierender wassergefährdender Stoffe in den Szenarien A und B des 10%-Flächenszenarios.

	Szenario A	Szenario B
Schutzflüssigkeiten [m <sup>3</sup> ]	167.470	167.470
Cuttings [m <sup>3</sup> ]	374.352	374.352
Additive [m <sup>3</sup> ]	565.580	849.547
Flowback [m <sup>3</sup> ]	99.474	127.110
<b>Summe [m<sup>3</sup>]</b>	<b>1.206.876</b>	<b>1.518.479</b>

Wie in Tab. A9.44 dargestellt ergeben sich die Unterschiede zwischen den betrachteten Szenarien bei den Volumina zu transportierender Additive und des Flowback. Hintergrund ist, dass in Szenario A die Annahme getroffen wird, dass nur 50% der CBM-Bohrungen gefrackt werden, wohingegen in Szenario B alle Bohrungen gefrackt und in diesem Szenario auch Nachfracks in Phase C berücksichtigt werden.

Für die Positionen „Schutzflüssigkeiten“ und „Cuttings“ wird angenommen, dass sämtliche anfallende Volumina per LKW abtransportiert werden müssen, d.h. in allen Lebenszyklusphasen A bis D.

Für die Positionen „Additive“ sowie „Flowback“ wird angenommen, dass nur die in Phase B1 anfallenden Volumina per Lkw abtransportiert werden. Entsprechende Volumenströme aus den nachfolgenden Phasen B2 und C werden per Pipeline transportiert.

Gemäß den Daten des statistischen Bundesamtes kann von einer Unfallhäufigkeit von  $1,3 \cdot 10^{-7}$  Unfällen pro Tonnenkilometerjahr ausgegangen werden.

Die mittlere Transportstrecke per 30 m<sup>3</sup> LKW wird mit 40 km abgeschätzt.

### **Szenario A**

Für die Gesamtlaufzeit von 48 Jahren ergeben sich somit in Szenario A die in Tab. A9.45 angegebenen zu transportierenden Volumina.

Stand 06.09.2012

Tab. A9.45: Zu transportierende Volumina wassergefährdender Stoffe im fiktiven Szenario A, differenziert nach Art des Betriebes sowie Erwartungswerte für die Anzahl an zusätzlichen Unfällen.

Jahr	Volumen, Phase A-Betriebe	Volumen, Phase B1-Betriebe	Volumen, Phase B2/C/D-Betriebe	Volumen, Gesamt	Erwartungswert $\lambda$
1	1.598	6.444	52.300	60.342	0,314
2	1.598	6.444	55.787	63.829	0,332
3	1.598	6.444	55.787	63.829	0,332
4	1.598	6.444	52.300	60.342	0,314
5	1.598	6.444	55.787	63.829	0,332
6	1.598	6.444	55.787	63.829	0,332
7	1.776	7.518	55.787	65.080	0,338
8	1.776	7.518	55.787	65.080	0,338
9	1.776	7.518	55.787	65.080	0,338
10	1.776	7.518	55.787	65.080	0,338
11	1.776	7.518	55.787	65.080	0,338
12	1.776	7.518	55.787	65.080	0,338
13	1.776	6.444	55.787	64.006	0,333
14	1.776	6.444	55.787	64.006	0,333
15	1.776	6.444	55.787	64.006	0,333
16	1.776	6.444	55.787	64.006	0,333
17	1.598	6.444	55.787	63.829	0,332
18	1.598	6.444	55.787	63.829	0,332
19	-	-	-	-	0,000
20	-	-	-	-	0,000
21	-	-	-	-	0,000
22	-	-	-	-	0,000
23	-	-	-	-	0,000
24	-	-	-	-	0,000
25	-	-	-	-	0,000
26	-	-	-	-	0,000
27	-	-	-	-	0,000
28	-	-	-	-	0,000
29	-	-	-	-	0,000
30	-	-	-	-	0,000
31	-	-	2.974	2.974	0,015
32	-	-	3.173	3.173	0,016
33	-	-	3.173	3.173	0,016
34	-	-	2.974	2.974	0,015
35	-	-	3.173	3.173	0,016
36	-	-	3.173	3.173	0,016
37	-	-	3.173	3.173	0,016
38	-	-	3.173	3.173	0,016
39	-	-	3.173	3.173	0,016
40	-	-	3.173	3.173	0,016
41	-	-	3.173	3.173	0,016
42	-	-	3.173	3.173	0,016
43	-	-	3.173	3.173	0,016
44	-	-	3.173	3.173	0,016
45	-	-	3.173	3.173	0,016
46	-	-	3.173	3.173	0,016
47	-	-	3.173	3.173	0,016
48	-	-	3.173	3.173	0,016
Summe	30.544	122.433	1.053.898	1.206.875	6,276

Für die ersten 18 Jahre, in denen im fiktiven Szenario A die Erschließung der Lagerstätten stattfindet, ergibt sich ein Erwartungswert von  $\lambda = 5,981$ .

Mit diesem Erwartungswert ergibt sich die in Tab. A9.46 dargestellte Wahrscheinlichkeitsverteilung.

Tab. A9.46: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 1 bis 18 in Szenario A.

Anzahl Unfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Phase A-D, Szenario A, Jahr 1-18
0	0,0025
1	0,0151
2	0,0452
3	0,0901
4	0,1347
5	0,1611
6	0,1606
7	0,1372
8	0,1026
9	0,0682
10	0,0408
11	0,0222
12	0,0111
13	0,0051
14	0,0022
15	0,0009
16	0,0003
17	0,0001
18	0,0000

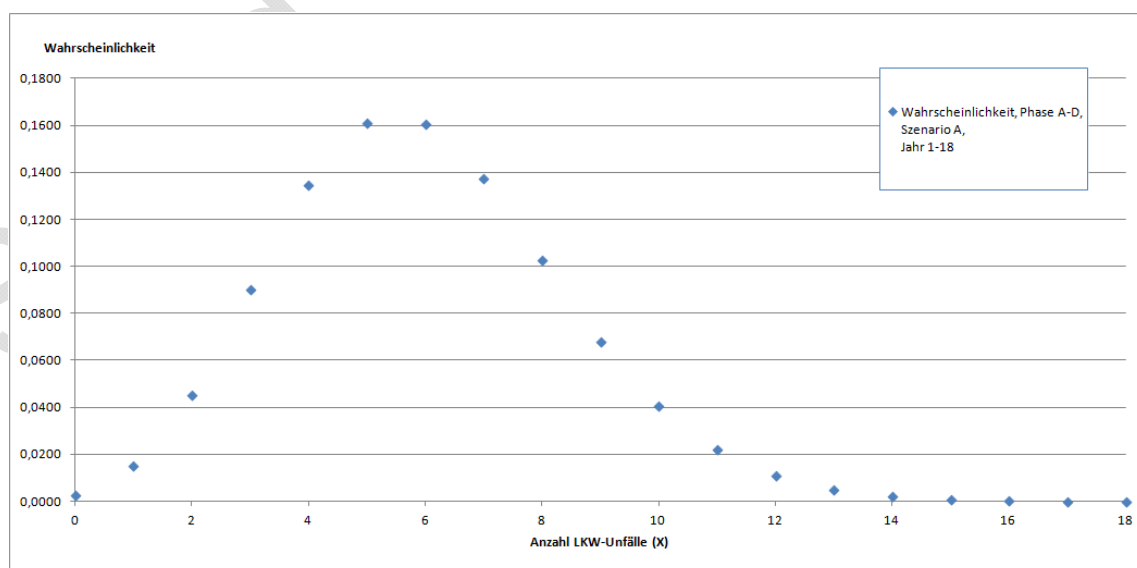


Abb. A9.23: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 1 bis 18 in Szenario A.

Mit rund 16% sind insgesamt in den ersten 18 Jahren 5 bis 6 zusätzliche LKW-Unfälle zu erwarten. Mit 99%iger Wahrscheinlichkeit werden maximal 12 zusätzliche LKW-Unfälle in den ersten 18 Szenariojahren zu erwarten sein.

Für die restlichen 30 Jahre, in denen im fiktiven Szenario A die Förderung und abschließend der Rückbau der Bohrplätze stattfindet, ergibt sich ein Erwartungswert von  $\lambda = 0,295$ .

Mit diesem Erwartungswert ergibt sich die in Tab. A9.47 dargestellte Wahrscheinlichkeitsverteilung.

Tab. A9.47: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 19 bis 48 in Szenario A.

Anzahl Unfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Phase A-D, Szenario A, Jahr 19-48
0	0,7446
1	0,2196
2	0,0324
3	0,0032
4	0,0002
5	0,0000

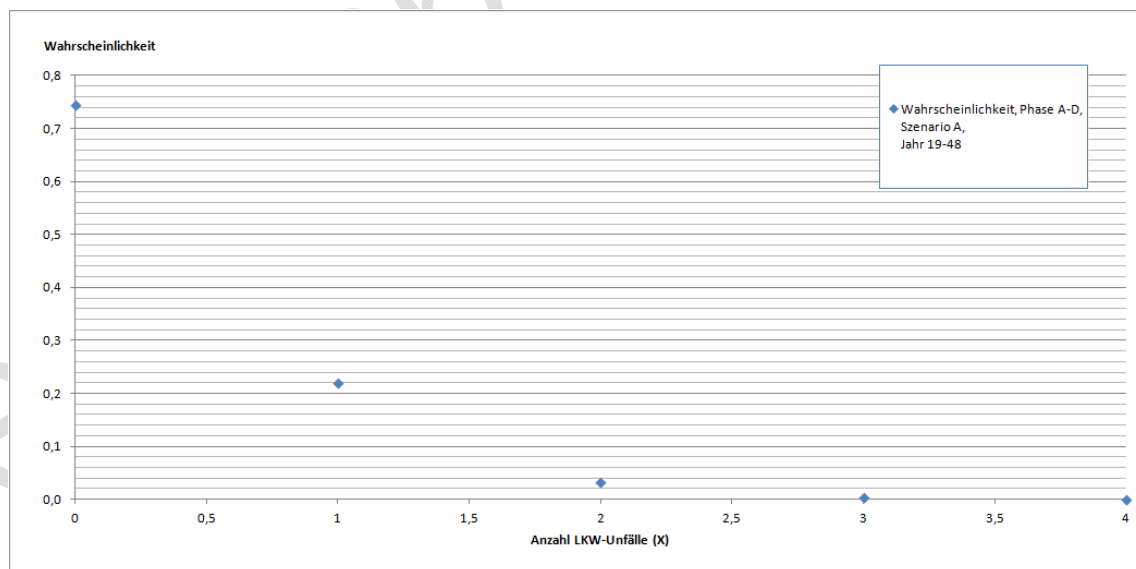


Abb. A9.24: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 19 bis 48 in Szenario A.

Mit rund 75% sind insgesamt in den restlichen 30 Jahren keine zusätzlichen LKW-Unfälle zu erwarten. Mit 99%iger Wahrscheinlichkeit werden maximal 2 zusätzliche LKW-Unfälle in den letzten 30 Szenariojahren zu erwarten sein.

Tab. A9.48: Zusammenfassung der Ergebnisse für Szenario A.

	Erwartungswert		Mit 99%iger Wahrscheinlichkeit maximal	
	Gesamt	pro Jahr	Gesamt	pro Jahr
Jahr 1 - 18	6	0,3	12	0,7
Jahr 19 - 48	0	0	2	0,1

## Szenario B

Für die Gesamtlaufzeit von 48 Jahren ergeben sich in Szenario B die in Tab. A9.49 angegebenen zu transportierenden Volumina. Berücksichtigt werden hier die Nachstimulationen von 25% der Bohrungen in Phase C.

Tab. A9.49: Zu transportierende Volumina wassergefährdender Stoffe im fiktiven Szenario B, differenziert nach Art des Betriebes sowie Erwartungswerte für die Anzahl an zusätzlichen Unfällen.

Jahr	Volumen, Phase A-Betriebe	Volumen, Phase B1-Betriebe	Volumen, Phase B2/C/D-Betriebe	Volumen, Gesamt	Erwartungswert: $\lambda$
1	1.598	7.946	58.273	67.817	0,353
2	1.598	7.946	62.158	71.702	0,373
3	1.598	7.946	62.158	71.702	0,373
4	1.598	7.946	58.273	67.817	0,353
5	1.598	7.946	62.158	71.702	0,373
6	1.598	7.946	62.158	71.702	0,373
7	1.776	9.270	62.158	73.204	0,381
8	1.776	9.270	62.158	73.204	0,381
9	1.776	9.270	62.158	73.204	0,381
10	1.776	9.270	62.158	73.204	0,381
11	1.776	9.270	62.158	73.204	0,381
12	1.776	9.270	62.158	73.204	0,381
13	1.776	7.946	62.158	71.879	0,374
14	1.776	7.946	62.158	71.879	0,374
15	1.776	7.946	62.158	71.879	0,374
16	1.776	7.946	62.158	71.879	0,374
17	1.598	7.946	62.158	71.702	0,373
18	1.598	7.946	62.158	71.702	0,373
19	-	-	16.918	16.918	0,088
20	-	-	16.918	16.918	0,088
21	-	-	16.918	16.918	0,088
22	-	-	16.918	16.918	0,088
23	-	-	16.918	16.918	0,088
24	-	-	16.918	16.918	0,088
25	-	-	16.918	16.918	0,088
26	-	-	16.918	16.918	0,088
27	-	-	16.918	16.918	0,088
28	-	-	16.918	16.918	0,088
29	-	-	-	-	0,000
30	-	-	-	-	0,000
31	-	-	2.974	2.974	0,015
32	-	-	3.173	3.173	0,016
33	-	-	3.173	3.173	0,016
34	-	-	2.974	2.974	0,015
35	-	-	3.173	3.173	0,016
36	-	-	3.173	3.173	0,016
37	-	-	3.173	3.173	0,016
38	-	-	3.173	3.173	0,016
39	-	-	3.173	3.173	0,016
40	-	-	3.173	3.173	0,016
41	-	-	3.173	3.173	0,016
42	-	-	3.173	3.173	0,016
43	-	-	3.173	3.173	0,016
44	-	-	3.173	3.173	0,016
45	-	-	3.173	3.173	0,016
46	-	-	3.173	3.173	0,016
47	-	-	3.173	3.173	0,016
48	-	-	3.173	3.173	0,016
Summe	30.544	150.973	1.336.960	1.518.477	7,896

Für die ersten 18 Jahre, in denen im fiktiven Szenario B die Erschließung der Lagerstätten stattfindet, ergibt sich ein Erwartungswert von  $\lambda = 6,721$ .

Mit diesem Erwartungswert ergibt sich die in Tab. A9.50 dargestellte Wahrscheinlichkeitsverteilung.

Tab. A9.50: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 1 bis 18 in Szenario B.

Anzahl Unfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Phase A-D, Szenario B, Jahr 1-18
0	0,00120
1	0,00810
2	0,02722
3	0,06098
4	0,10246
5	0,13774
6	0,15430
7	0,14816
8	0,12448
9	0,09296
10	0,06248
11	0,03818
12	0,02139
13	0,01106
14	0,00531
15	0,00238
16	0,00100
17	0,00040
18	0,00015
19	0,00005
20	0,0000



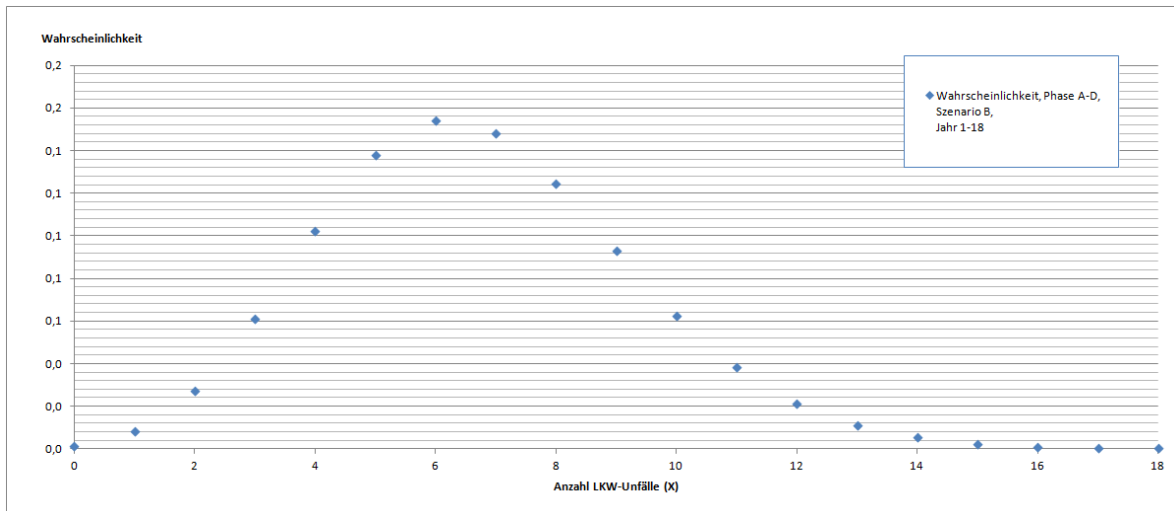


Abb. A9.25: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 1 bis 18 in Szenario B.

Mit einer Wahrscheinlichkeit von rund 15% sind insgesamt in den ersten 18 Jahren 6 zusätzliche LKW-Unfälle zu erwarten. Mit 99%iger Wahrscheinlichkeit werden maximal 13 zusätzliche LKW-Unfälle in den ersten 18 Szenariojahren zu erwarten sein.

Für die restlichen 30 Jahre, in denen im fiktiven Szenario B die Förderung und abschließend der Rückbau der Bohrplätze stattfindet, ergibt sich ein Erwartungswert von  $\lambda = 1,175$ .

Mit diesem Erwartungswert ergibt sich die in Tab. A9.51 dargestellte Wahrscheinlichkeitsverteilung.

Tab. A9.51: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 19 bis 48 in Szenario B.

Anzahl Unfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Phase A-D, Szenario B, Jahr 19-48
0	0,3089
1	0,3629
2	0,2131
3	0,0835
4	0,0245
5	0,0058
6	0,0011
7	0,0002
8	0,0000

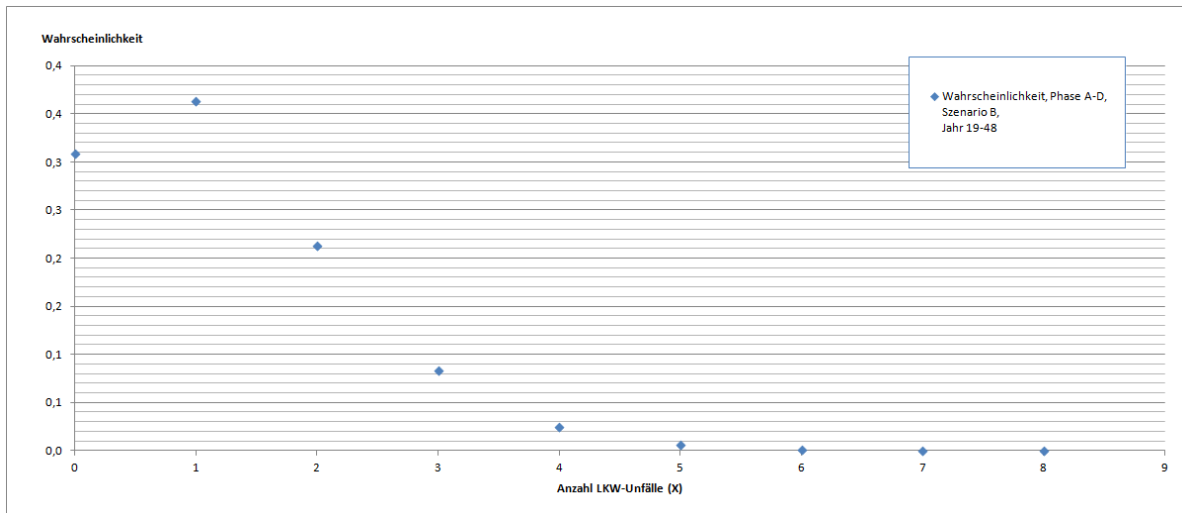


Abb. A9.26: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 19 bis 48 in Szenario B.

Mit einer Wahrscheinlichkeit von rund 36% ist in den restlichen 30 Jahren ein zusätzlicher LKW-Unfall zu erwarten. Mit 99%iger Wahrscheinlichkeit werden maximal 4 zusätzliche LKW-Unfälle in den letzten 30 Szenariojahren zu erwarten sein.

Tab. A9.52: Zusammenfassung der Ergebnisse für Szenario B.

	Erwartungswert		Mit 99%iger Wahrscheinlichkeit maximal	
	Gesamt	pro Jahr	Gesamt	pro Jahr
Jahr 1 - 18	6	0,3	13	0,7
Jahr 19 - 48	1	0,06	4	0,2

### A9.1.2.1 Zwischenfazit: Transport wassergefährdender Stoffe per LKW

Vergleicht man die Unfallwahrscheinlichkeiten in den beiden Szenarien und berücksichtigt man, dass gemäß den Angaben des statistischen Bundesamtes zwischen 20% und 30% des freigesetzten Volumens nicht wiedergewonnen werden können, ergeben sich die in Tab. A9.53 aufgeführten Volumina an freigesetzten wassergefährdenden Stoffen, die im Boden verbleiben und in das Grundwasser oder Oberflächengewässer eintreten können.

Tab. A9.53: Gesamt-Volumina freigesetzter sowie in Boden verbleibender wassergefährdender Stoffe durch Transportunfälle.

		Szenario A		Szenario B	
Erwartungswerte	Unfälle (Erwartungswert)	6		7	
	Volumen pro Unfall [m <sup>3</sup> ]	30		30	
	Freigesetztes Volumen [m <sup>3</sup> ] in 48 Jahren	180		210	
	Im Untergrund verbleibend [m <sup>3</sup> ] (20%, 30%)	36	54	42	63
Höchstwerte	Unfälle	14		17	
	Volumen pro Unfall [m <sup>3</sup> ]	30		30	
	Freigesetztes Volumen [m <sup>3</sup> ] in 48 Jahren	420		510	
	Im Untergrund verbleibend [m <sup>3</sup> ] (20%, 30%)	84	126	102	153

### A9.1.2.2 Wahrscheinlichkeiten von LKW-Unfällen für den Einzelstandort

Die Einzelstandortbetrachtung wird entlang des Lebenszyklus durchgeführt.

#### Phase A

In Phase A sind die in Tab. A9.54 angegebenen Volumina wassergefährdender Stoffe zu transportieren.

Tab. A9.54: Volumina der per LKW zu transportierenden wassergefährdenden Stoffe für Phase A-Betriebe unterschieden nach Schiefergas- und Flözgaserkundungsbetrieb.

Phase A	Szenario A/B	
	Schiefer	Flöz
Schutzflüssigkeiten [m <sup>3</sup> ]	74	45
Cuttings [m <sup>3</sup> ]	142	112
<b>Summe [m<sup>3</sup>]</b>	<b>216</b>	<b>157</b>

Hieraus ergeben sich die in Tab. A9.55 und Tab. A9.56 dargestellten Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die Anzahl LKW-Unfälle.

Tab. A9.55: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Schiefergasbetrieb.  $\lambda = 0,0011$ .

Anzahl LKW-Unfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Phase A	Wahrscheinlichkeit, Phase A, kumuliert
0	0,9989	0,9989
1	0,0011	1,0000
2	0,0000	1,0000
3	0,0000	1,0000

Tab. A9.56: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Flözgasbetrieb.  $\lambda = 0,0008$ .

Anzahl LKW-Unfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Phase A	Wahrscheinlichkeit, Phase A, kumuliert
0	0,9992	0,9992
1	0,0008	1,0000
2	0,0000	1,0000
3	0,0000	1,0000

Den Tabellen ist zu entnehmen, dass für den Einzelstandort mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit nicht mit einem Unfall für Phase A-Betriebe (Erkundungsbohrung ohne Frack) zu rechnen ist.

### Phase B1

Für Phase B1-Betriebe (Erkundungsbohrung mit Test-Frack) sind die in Tab. A9.57 aufgeführten Volumina wassergefährdender Stoffe zu transportieren.

Tab. A9.57: Volumina der per LKW zu transportierenden wassergefährdenden Stoffe für Phase B1-Betriebe unterschieden nach Schiefergas- und Flözgaserkundungsbetrieb.

Phase B1	Szenario A/B	
	Schiefer	Flöz
Schutzflüssigkeiten [m <sup>3</sup> ]	74	45
Cuttings [m <sup>3</sup> ]	142	112
Additive [m <sup>3</sup> ]	45	25
Flowback [m <sup>3</sup> ]	1.796	747
<b>Summe [m<sup>3</sup>]</b>	<b>2.057</b>	<b>929</b>

Hieraus ergeben sich die in Tab. A9.58 und Tab. A9.59 dargestellten Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die Anzahl LKW-Unfälle.

Tab. A9.58: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Schiefergas-Phase B1-Betrieb.  $\lambda = 0,0011$ .

Anzahl LKW-Unfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Phase B1	Wahrscheinlichkeit, Phase B1, kumuliert
0	0,9894	0,9894
1	0,0106	0,9999
2	0,0001	1,0000
3	0,0000	1,0000

Tab. A9.59: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Flözgas-Phase B1-Betrieb.  $\lambda = 0,0048$ .

Anzahl LKW-Unfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Phase B1	Wahrscheinlichkeit, Phase B1 kumuliert
0	0,9952	0,9952
1	0,0048	1,0000
2	0,0000	1,0000
3	0,0000	1,0000

Den Tabellen ist zu entnehmen, dass für den Einzelstandort mit rund 99%iger Wahrscheinlichkeit mit keinem Unfall für Phase B1-Betriebe (Erkundungsbohrung mit Test-Frack) zu rechnen ist. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein LKW-Unfall eintritt, beträgt für einen Schiefergasbetrieb ca. 1% und für einen Flözgasbetrieb 0,5%.

## Phase B2

Für Phase B2-Betriebe sind die in Tab. A9.60 aufgeführten Volumina wassergefährdender Stoffe zu transportieren.

Tab. A9.60: Volumina der per LKW zu transportierenden wassergefährdenden Stoffe für Phase B2-Betriebe unterschieden nach Schiefergas- und Flözgasbetrieb.

Phase B2	Szenario A/B	
	Schiefer	Flöz
Schutzflüssigkeiten [m <sup>3</sup> ]	813	450
Cuttings [m <sup>3</sup> ]	1.310	1.120
Additive [m <sup>3</sup> ]	4.490	1.224
<b>Summe [m<sup>3</sup>]</b>	<b>6.613</b>	<b>2.794</b>

Tab. A9.61: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Schiefergas-Phase B2-Betrieb.  $\lambda = 0,034$ .

Anzahl LKW-Unfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Phase B2	Wahrscheinlichkeit, Phase B2, kumuliert
0	0,9662	0,9662
1	0,0332	0,9994
2	0,0006	1,0000
3	0,0000	1,0000

Tab. A9.62: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Flözgas-Phase B2-Betrieb.  $\lambda = 0,015$

Anzahl LKW-Unfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Phase B2	Wahrscheinlichkeit, Phase B2, kumuliert
0	0,9856	0,9856
1	0,0143	0,9999
2	0,0001	1,0000
3	0,0000	1,0000

Wie in Tab. A9.61 und Tab. A9.62 aufgeführt, liegen die Wahrscheinlichkeiten, dass kein LKW-Unfall eintritt in Phase B2 für Schiefergasbetriebe bei fast 97% und für Flözgasbetriebe bei über 98%.

Mit 99%iger Wahrscheinlichkeit kann von maximal einem LKW-Unfall pro Betrieb in Phase B2 ausgegangen werden, wobei die Wahrscheinlichkeit, dass dies eintritt bei 1% (Flözgasbetrieb) bis 3% (Schiefergasbetrieb) liegt

## Phase C

In diesem Fall wird nur das Szenario B betrachtet, in dem in Phase C eine Nachstimulation aller Bohrungen auf einem Bohrplatz stattfindet. Für diese Phase C-Betriebe sind die zu den in Phase B2 bereits angelieferten Additiven noch die in Phase C zusätzlich verpumpten zu berücksichtigen.

Tab. A9.63: Volumina der per LKW zu transportierenden wassergefährdenden Stoffe für nachstimulierte Phase C-Betriebe unterschieden nach Schiefergas- und Flözgasbetrieb.

Phase C	Szenario B	
	Schiefer	Flöz
Schutzflüssigkeiten [m <sup>3</sup> ]	813	450
Cuttings [m <sup>3</sup> ]	1.310	1.120
Additive [m <sup>3</sup> ]	8.980	2.448
<b>Summe [m<sup>3</sup>]</b>	<b>11.103</b>	<b>4.018</b>

Tab. A9.64: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen nachstimulierten Schiefergas-Phase C-Betrieb.  $\lambda = 0,058$ .

Anzahl LKW-Unfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Phase C, nachstimuliert	Wahrscheinlichkeit, Phase C, nachstimuliert, kumuliert
0	0,9439	0,9439
1	0,0545	0,9984
2	0,0016	1,0000
3	0,0000	1,0000

Tab. A9.65: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Flözgas-Phase C-Betrieb.  $\lambda = 0,021$ .

Anzahl LKW-Unfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Phase C, nachstimuliert	Wahrscheinlichkeit, Phase C, nachstimuliert, kumuliert
0	0,9793	0,9793
1	0,0205	0,9998
2	0,0002	1,0000
3	0,0000	1,0000

Für Schiefergas-Phase C-Betriebe in Szenario B kann mit knapp 95%iger Wahrscheinlichkeit ein LKW-Unfall ausgeschlossen werden. Mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit wird höchstens mit einem LKW-Unfall zu rechnen sein, d.h. der Eintritt eines Unfalls hat eine Wahrscheinlichkeit von 5%. Für Flözgasbetriebe, die in Phase C nachstimuliert werden, ist mit 98%iger Wahrscheinlichkeit von keinem LKW-Unfall auszugehen.



Mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit ist höchstens ein Unfall zu erwarten, der eine Wahrscheinlichkeit von 2% hat.

### A9.1.2.3 Fazit: Transport wassergefährdender Stoffe per LKW

Bei Betrachtung der Einzelstandorte ist für diese mit 95%iger Wahrscheinlichkeit von keinem zusätzlichen LKW-Unfall auszugehen. Im Falle von Schiefergas-Betrieben, die nachstimuliert werden ist die Wahrscheinlichkeit, dass in Phase B2 oder Phase C ein LKW-Unfall zu besorgen ist, 3% bzw. 5%.

Bei Betrachtung der fiktiven 10%-Flächenszenarien ergibt sich, dass in Szenario A insgesamt 6 zusätzliche Unfälle und Szenario B insgesamt 7 zusätzliche Unfälle zu erwarten sind. Hierbei würden zwischen 36 m<sup>3</sup> und 54 m<sup>3</sup> bzw. zwischen 42 m<sup>3</sup> und 63 m<sup>3</sup> im Untergrund verbleibende wassergefährdende Stoffe zu erwarten sein.

Eine konservative Abschätzung führt zu der Aussage, dass mit 99%iger Wahrscheinlichkeit in Szenario A höchstens mit 14 zusätzlichen LKW-Unfällen mit wassergefährdenden Stoffen zu rechnen ist. In diesem Szenario würden maximal zwischen 84 m<sup>3</sup> und 126 m<sup>3</sup> wassergefährdende Stoffe im Untergrund verbleiben.

Analog ergibt die konservative Abschätzung für Szenario B mit einer Wahrscheinlichkeit von 99% 17 maximal zu erwartende zusätzliche LKW-Unfälle. Hierbei würden somit maximal zwischen 102 m<sup>3</sup> und 153 m<sup>3</sup> wassergefährdende Stoffe im Boden verbleiben (s. Tab. A9.66).

Tab. A9.66: Gesamt-Volumina freigesetzter sowie in Boden verbleibender wassergefährdender Stoffe durch Transportunfälle in den fiktiven Szenarien A und B.

		Szenario A		Szenario B	
Erwartungswerte	Unfälle (Erwartungswert)	6		7	
	Volumen pro Unfall [m <sup>3</sup> ]	30		30	
	Freigesetztes Volumen [m <sup>3</sup> ] in 48 Jahren	180		210	
	Im Untergrund verbleibend [m <sup>3</sup> ] (20%, 30%)	36	54	42	63
Höchstwerte	Unfälle	14		17	
	Volumen pro Unfall [m <sup>3</sup> ]	30		30	
	Freigesetztes Volumen [m <sup>3</sup> ] in 48 Jahren	420		510	
	Im Untergrund verbleibend [m <sup>3</sup> ] (20%, 30%)	84	126	102	153

### A9.1.3 Pfadgruppe 0: Transport wassergefährdender Stoffe per Rohrleitung

Datengrundlage für die nachfolgenden Aussagen sind unter anderem die Daten der Europäischen Gaspipeline Unfalldaten Gruppe EGIG (EGIG 2011) für die Analysen der Erdgasrohrleitungsversagensfälle sowie der

Conservation of Clean Air and Water in Europe (Europäischer Verband der Ölfirmer für Umwelt, Gesundheit und Arbeitssicherheit) (CONCAWE 2011) und des Generaldirektorats Umwelt der Europäischen Kommission (DGENV 2011) für die Lagerstättenwassertransportrohrleitungsversagensfälle<sup>‡</sup>.

Grundlage für die Eingangsdaten bilden die fiktiven Szenarien A und B des 10%-Flächenszenarios (s. Kapitel 6) (s. Tab. A9.67). Des Weiteren werden Annahmen in Bezug auf die Rohrleitungsdurchmesser aus dem Exxon-Prozess (Uth 2012) entnommen, da den Gutachtern bislang keine anderen Angaben zu möglichen Ausbauvarianten seitens der Betreiber vorliegen.

Tab. A9.67: Gesamtlänge verbauter Rohrleitungen für die Förderbetriebe.

	<b>Schiefergas</b>	<b>Flözgas</b>	<b>Summe</b>
Anzahl Betriebe	100	186	286
Mittlere Rohrleitungslänge Bohrplatz-Sammelstelle [km]	26	18	-
Gesamtlänge Rohrleitungen [km]	2.600	3.348	5.948

Als Bezugszeitraum wird die Betriebszeit von 30 Jahren für die Rohrleitungen angenommen.

Für die fiktiven Flächenszenarien<sup>§</sup> ergibt sich ein zeitlicher Verlauf der Rohrleitungslänge, wie in Tab. A9.68 und Abb. A9.27 dargestellt. In diesem fiktiven Szenario erreicht die Länge der verbauten Rohrleitungen im Jahr 18 mit 5.616 km ihr Maximum. Wie in Kapitel 6 dargestellt, wird im fiktiven 10%-Flächenszenario angenommen, dass der Ausbau der 286 Gewinnungsbetriebe bis zum 18. Jahr abgeschlossen ist. Ab dem 31. Jahr nimmt die Zahl der Betriebe ab und somit auch die verbaute Rohrleitungslänge, da die Betriebszeit pro Betrieb mit 30 Jahren angenommen wird.

Die Berücksichtigung dieser Annahmen ist entscheidend für die Interpretation der nachfolgend durchgeführten Analysen. Erfolgt beispielsweise der Ausbau (Anzahl neuer Betriebe pro Jahr) viel langsamer als im fiktiven Szenario angenommen, so werden auch die ermittelten Versagenshäufigkeiten pro Jahr weitaus geringer anfallen. Auch eine geringere Anzahl an Betrieben oder kürzere Rohrleitungslängen führen zu geringeren Versagenshäufigkeiten.

<sup>‡</sup> Die statistischen Abschätzungen, die im „Purple Book“ CPR 18E des niederländischen Komitees zur Vermeidung von Unfällen (CPR 18E) wurden geprüft, sind jedoch aus unserer Sicht nicht für diese Versagensfälle relevant.

<sup>§</sup> Bei den hier durchgeführten Betrachtungen ergeben sich keine Unterschiede zwischen Szenario A und B. Insofern wird in diesem Zusammenhang nur von einem 10%-Flächenszenario gesprochen.

Vergleicht man die in diesem Gutachten angenommenen jährlichen Rohrleitungslängenzunahmen von ca. 312 km mit den Annahmen in ExxonMobil Dialog- und Informationsprozess, so liegen die Annahmen in einer vergleichbaren Größenordnung (s. bspw. (Uth 2012): Annahme dort: 200 km pro Jahr neue Rohrleitungen).

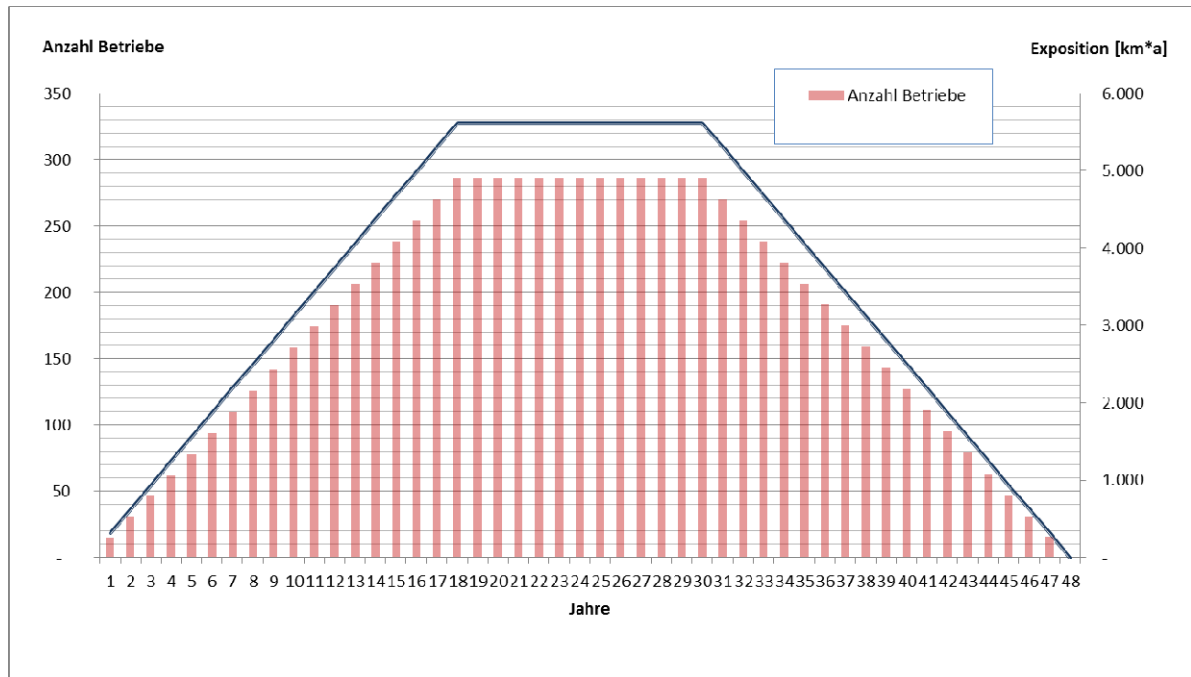


Abb. A9.27: Zeitlicher Verlauf von Betriebszahl und verbauter Rohrleitungslänge im 10%-Flächenszenario.

Tab. A9.68: Zeitlicher Verlauf des Ausbaus der Rohrleitungen im 10%-Szenario\*\*.

Jahr	Anzahl Betriebe	Rohrleitungslänge [km]
1	15	312
2	31	624
3	47	936
4	62	1.248
5	78	1.560
6	94	1.872
7	110	2.184
8	126	2.496
9	142	2.808
10	158	3.120
11	174	3.432
12	190	3.744
13	206	4.056
14	222	4.368
15	238	4.680
16	254	4.992
17	270	5.304
18	286	5.616
19	286	5.616
20	286	5.616
21	286	5.616
22	286	5.616
23	286	5.616
24	286	5.616
25	286	5.616
26	286	5.616
27	286	5.616
28	286	5.616
29	286	5.616
30	286	5.616

Jahr	Anzahl Betriebe	Rohrleitungslänge [km]
31	270	5.304
32	254	4.992
33	238	4.680
34	222	4.368
35	207	4.056
36	191	3.744
37	175	3.432
38	159	3.120
39	143	2.808
40	127	2.496
41	111	2.184
42	95	1.872
43	79	1.560
44	63	1.248
45	47	936
46	31	624
47	15	312
48	0	0

### A9.1.3.1 Transport von Erdgas per Rohrleitung

Laut EGIG kann mit einer Versagenswahrscheinlichkeit von  $3,14 \cdot 10^{-2}$  pro 1.000 km\*a für die Rohrdurchmesser-kategorie 23-29“, die die im

\*\* Aufgeführt ist die Rohrleitungslänge von einer Art Rohrleitung, d.h. dass Erdgas- und Lagerstättenwasserrohrleitung parallel ausgebaut werden und somit die angegebenen Werte mit dem Faktor 2 zu multiplizieren sind bzw. sowohl für Erdgas- wie auch für die Lagerstättenrohrleitungen gelten. Da nachfolgend jedoch die Erdgasrohrleitungen und Lagerstättenwasserrohrleitungen getrennt voneinander betrachtet werden, ist zu diesem Zeitpunkt die Unterscheidung noch nicht nötig.

Exxon-Prozess für den Erdgastransport angegebene DN 610 Feldrohrleitung enthält, gerechnet werden.

Aus den EGIG-Daten kann ferner entnommen werden, dass mit je  $1,25 \cdot 10^{-2}$  pro 1.000 km\*a Leckagen mit einem Durchmesser kleiner als 2 cm bzw. zwischen 2 cm und dem Rohrdurchmesser (Abriss) für DN 610-Feldrohrleitungen angenommen werden können. Leckagen, bei denen die Austrittsöffnung größer ist als der Rohrdurchmesser (bspw. Längsriss einer Leitung) sind mit  $6,4 \cdot 10^{-3}$  Ereignissen pro 1.000 km\*a im Vergleich weniger wahrscheinlich (s. Tab. A9.69).

Tab. A9.69: Versagenswahrscheinlichkeiten aufgeschlüsselt nach Durchmesserklassen der Leckage.

EGIG-Klasse	Versagensart	Eintrittshäufigkeit	Einheit
23-29"	Pinhole/Crack, < 2 cm	1,25E-02	pro 1000 km*a
	Hole, >= 2 cm, <= Durchmesser	1,25E-02	
	Rupture, > Durchmesser	6,40E-03	

Mit diesen Daten ergibt sich die Erwartungswerte für den Szenariozeitraum von 48 Jahren (s. Tab. A9.70 und Abb. A9.28).

Tab. A9.70: Erwartungswerte  $\lambda$  für die zeitlich veränderliche Exposition im 10%-Flächenszenario.

Jahr	Anzahl Betriebe	Erdgasrohrleitungslänge [km]	$\lambda$ EGIG, gesamt	$\lambda$ EGIG, Riss	$\lambda$ EGIG, Loch/Abriss	$\lambda$ EGIG, Längsriss
1	15	312	0,01	0,00	0,00	0,00
2	31	624	0,02	0,01	0,01	0,00
3	47	936	0,03	0,01	0,01	0,01
4	62	1.248	0,04	0,02	0,02	0,01
5	78	1.560	0,05	0,02	0,02	0,01
6	94	1.872	0,06	0,02	0,02	0,01
7	110	2.184	0,07	0,03	0,03	0,01
8	126	2.496	0,08	0,03	0,03	0,02
9	142	2.808	0,09	0,04	0,04	0,02
10	158	3.120	0,10	0,04	0,04	0,02
11	174	3.432	0,11	0,04	0,04	0,02
12	190	3.744	0,12	0,05	0,05	0,02
13	206	4.056	0,13	0,05	0,05	0,03
14	222	4.368	0,14	0,05	0,05	0,03
15	238	4.680	0,15	0,06	0,06	0,03
16	254	4.992	0,16	0,06	0,06	0,03
17	270	5.304	0,17	0,07	0,07	0,03
18	286	5.616	0,18	0,07	0,07	0,04
19	286	5.616	0,18	0,07	0,07	0,04
20	286	5.616	0,18	0,07	0,07	0,04
21	286	5.616	0,18	0,07	0,07	0,04
22	286	5.616	0,18	0,07	0,07	0,04
23	286	5.616	0,18	0,07	0,07	0,04
24	286	5.616	0,18	0,07	0,07	0,04
25	286	5.616	0,18	0,07	0,07	0,04
26	286	5.616	0,18	0,07	0,07	0,04
27	286	5.616	0,18	0,07	0,07	0,04
28	286	5.616	0,18	0,07	0,07	0,04
29	286	5.616	0,18	0,07	0,07	0,04
30	286	5.616	0,18	0,07	0,07	0,04
31	270	5.304	0,17	0,07	0,07	0,03
32	254	4.992	0,16	0,06	0,06	0,03
33	238	4.680	0,15	0,06	0,06	0,03
34	222	4.368	0,14	0,05	0,05	0,03
35	207	4.056	0,13	0,05	0,05	0,03
36	191	3.744	0,12	0,05	0,05	0,02
37	175	3.432	0,11	0,04	0,04	0,02
38	159	3.120	0,10	0,04	0,04	0,02
39	143	2.808	0,09	0,04	0,04	0,02
40	127	2.496	0,08	0,03	0,03	0,02
41	111	2.184	0,07	0,03	0,03	0,01
42	95	1.872	0,06	0,02	0,02	0,01
43	79	1.560	0,05	0,02	0,02	0,01
44	63	1.248	0,04	0,02	0,02	0,01
45	47	936	0,03	0,01	0,01	0,01
46	31	624	0,02	0,01	0,01	0,00
47	15	312	0,01	0,00	0,00	0,00
48	0	0	-	-	-	-

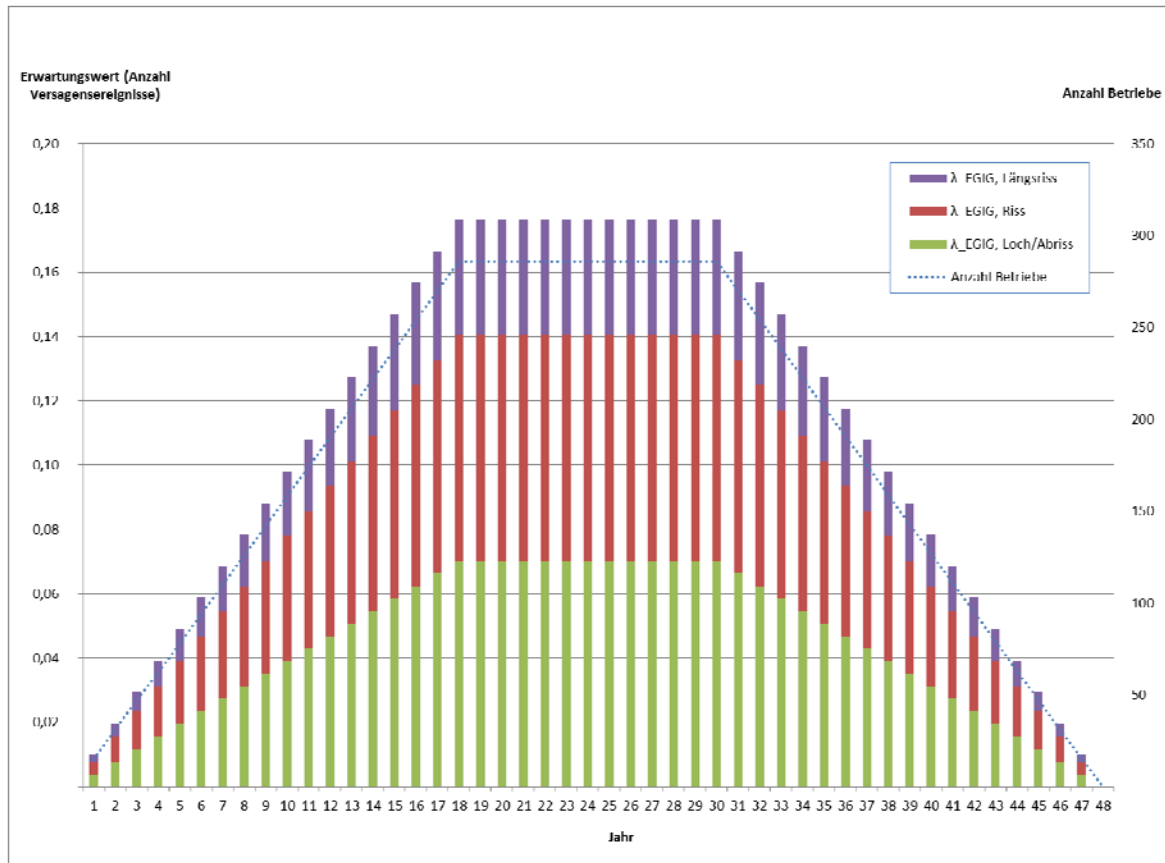


Abb. A9.28: Erwartungswerte  $\lambda$  für die zeitlich veränderlichen Erdgasrohrleitungslängen im 10%-Flächenszenario. Die Erwartungswerte sind kumuliert dargestellt.

Die Erwartungswerte steigen bis zum Jahr 18 kontinuierlich an. Ab dem 31. Szenariojahr – mit Beginn des Rückbaus der ersten Betriebe – fallen Rohrleitungslänge und Erwartungswerte kontinuierlich bis zum Ende des betrachteten Zeitraums von 48 Jahren ab.

Der höchste Erwartungswert wird im Zeitraum von Jahr 18 und Jahr 30 mit knapp 0,18 erreicht.

Unter zu Grunde Legung einer Poisson-Verteilung wird dieser Maximalwert beispielhaft im 30. Jahr des fiktiven Szenarios analysiert.

#### A9.1.3.1.1 Wahrscheinlichkeitsverteilung der Versagensfälle im 30. Jahr des fiktiven Szenarios

Die Wahrscheinlichkeiten für X Versagensfälle bei einem Gesamt-Erwartungswert von  $\lambda = 0,18$  im 30. Jahr sind für die einzelnen Versagensarten in Tab. A9.71 und Abb. A9.29 dargestellt.



Tab. A9.71: Eintrittswahrscheinlichkeiten von X Versagensfällen im Szenariojahr 30 differenziert nach Versagensart.

Anzahl Versagensfälle (X)	Wahrscheinlichkeit Riss	Wahrscheinlichkeit Loch/Abriss	Wahrscheinlichkeit Längsriss
0	0,932	0,932	0,965
1	0,065	0,065	0,035
2	0,002	0,002	0,001
3	0,000	0,000	0,000

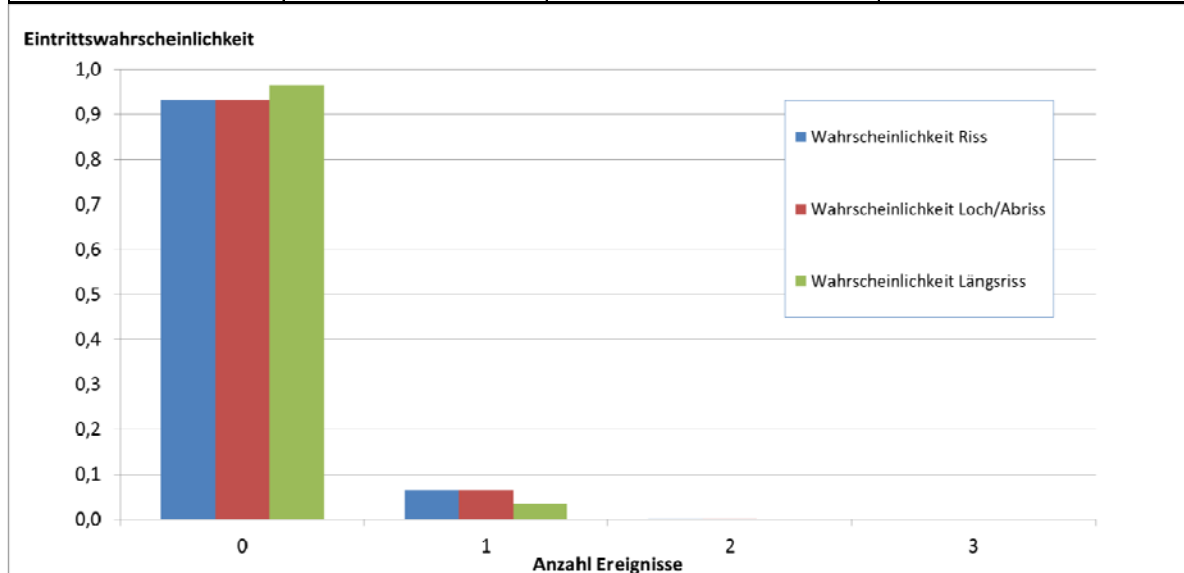


Abb. A9.29: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Versagensarten im 30. Szenariojahr.

Die Wahrscheinlichkeit, dass kein Riss bzw. kein Loch/Abriss eintritt liegt bei über 93%.

Die Wahrscheinlichkeiten für das Auftreten eines Risses oder eines Lochs/Abrisses liegen bei jeweils ca. 7%. Mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit werden höchstens 1 Riss bzw. 1 Loch/Abriss zu erwarten sein.

Mit einer Wahrscheinlichkeit von fast 97% wird kein Längsriss entstehen, ein Längsriss ist mit einer Wahrscheinlichkeit von knapp 3,5% zu erwarten. Mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit wird höchstens 1 Längsriss entstehen.

#### A9.1.3.1.2 Wahrscheinlichkeiten von Versagensfällen im fiktiven Gesamtszenario

Betrachtet man die ermittelten Werte für das fiktive Gesamtszenario mit insgesamt 286 Betrieben für den gesamten angenommenen Betrachtungszeitraum von 48 Jahren (s. Tab. A9.72 bzw. Abb. A9.30), ergeben sich folgende Erkenntnisse:

1. Mit rund 99%iger Wahrscheinlichkeit werden in der Aufbauphase (Phase B2) an den Erdgasrohrleitungen keine Risse oder Löcher/Abrisse bis zu einer Gesamtröhrlängslänge von 1.248 Kilometern entstehen. Dies entspricht im fiktiven Szenario einer

Gesamtzahl von 62 Betrieben im 4. Szenariojahr. Dieser Erwartungswert ändert sich nicht bis zu einer Gesamterdgasrohrlänge von 1.872 km bzw. einer Gesamtbetriebszahl von 94 Bohrplätzen. Diese Rohrlänge kann mit einer Aussagewahrscheinlichkeit von 99% als szenariounabhängiger Schwellenwert angenommen werden, bis zu dem keine Versagensfälle zu erwarten sind.

2. Analog kann mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit in der Aufbauphase (Phase B2) davon ausgegangen werden, dass keine Längsrisse an den verlegten Erdgasrohrleitungen bis zu einer Erdgasrohrleitungslänge von 2.184 Kilometern entstehen. Dies entspricht der Erdgasrohrleitungsinfrastruktur von 110 Betrieben im Szenariojahr 7. Auch dieser Rohrleitungslängenwert kann mit 99%iger Wahrscheinlichkeit als szenariounabhängiger Schwellenwert angenommen werden, bis zu dem keine Versagensfälle zu erwarten sind.
3. Zwischen den Szenariojahren 18 und 30 sind die statistischen Erwartungswerte mit 0,18 Ereignissen pro Jahr am höchsten.
4. In Summe kann der Erwartungswert mit 17% bei 5 Versagensereignissen angenommen werden. Mit 99%iger Wahrscheinlichkeit kann von nicht mehr als 11 Versagensereignissen für das Ereignisszenario ausgegangen werden.
5. Der Erwartungswert für die Entstehung eines Risses liegt mit knapp 27% bei 2 Ereignissen. Mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit sind im Gesamtszenario nicht mehr als 6 Risse zu erwarten.
6. Der Erwartungswert für die Entstehung eines Loches oder den Eintritt eines Rohrabrisses liegt ebenfalls mit rund 27%iger Wahrscheinlichkeit bei 2 Ereignissen. Auch für diese Schadensart kann mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit von maximal 6 Ereignissen ausgegangen werden.
7. Der Erwartungswert für einen Längsriss liegt mit fast 37% bei einem Ereignis. Diese Schadensart wird mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit nicht öfter als 4 Mal eintreten.

Tab. A9.72: Wahrscheinlichkeitsverteilung für das Gesamtszenario differenziert nach Schadensart für Erdgasrohrleitungen.

Anzahl Versagenfälle (X)	Wahrscheinlichkeit: Gesamt	Wahrscheinlichkeit: Riss, Loch/Abriss	Wahrscheinlichkeit: Längsriss
0	0,0050	0,1217	0,3402
1	0,0267	0,2564	0,3668
2	0,0705	0,2699	0,1978
3	0,1244	0,1895	0,0711
4	0,1645	0,0998	0,0192
5	0,1740	0,0420	0,0041
6	0,1535	0,0148	0,0007
7	0,1160	0,0044	0,0001
8	0,0767	0,0012	0,0000
9	0,0451	0,0003	0,0000
10	0,0238	0,0001	0,0000
11	0,0115	0,0000	0,0000
12	0,0051	0,0000	0,0000
13	0,0021	0,0000	0,0000
14	0,0008	0,0000	0,0000
15	0,0003	0,0000	0,0000
16	0,0001	0,0000	0,0000
17	0,0000	0,0000	0,0000

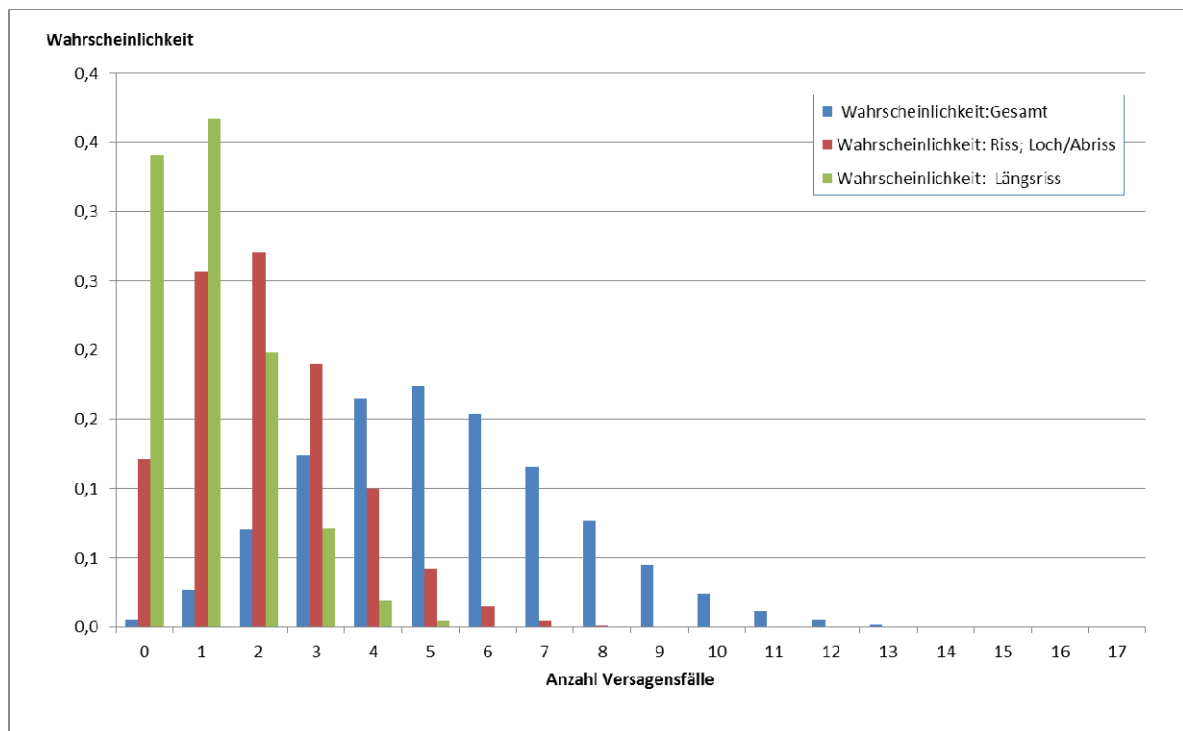


Abb. A9.30: Wahrscheinlichkeitsverteilung für das Gesamtszenario differenziert nach Schadensart für Erdgasrohrleitungen.

### A9.1.3.1.3 Wahrscheinlichkeiten von Versagensfällen für den Einzelstandort

Betrachtet wird ein Einzelstandort eines Schiefergasbetriebes mit 26 km zugehöriger Erdgasrohrleitungsinfrastruktur (s. Kapitel 6). Da die angenommene Rohrleitungslänge für diese Art Betriebe größer ist als für die modellierten Flözgasbetriebe, werden die Ergebnisse dieser Betrachtung über den Erwartungswerten für Flözgasbetrieben liegen.

Für den Einzelstandort mit angenommenen 30 Jahren Betriebszeit gilt (s. Tab. A9.73) mit

$$\lambda_{\text{Einzelstandort, Erdgasrohrleitung}} = \frac{0,0314}{1,000} * 26 = 0,00082 \text{ pro Jahr}$$

**Mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit können Versagensfälle ausgeschlossen werden.**

Tab. A9.73: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Versagensfällen für einen Einzelstandort mit 30 Jahren Betriebszeit und 26 km Erdgasrohrleitungslänge für verschiedene Schadensfälle.

Anzahl Versagensfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Riss	Wahrscheinlichkeit, Loch/Abriss	Wahrscheinlichkeit, Längsriss
0	0,9906	0,991	0,995
1	0,0093	0,009	0,005
2	0,0000	0,000	0,000

### A9.1.3.2 Transport von Lagerstättenwasser/Flowback per Rohrleitung

CONCAWE und DGENV gehen von einer Versagenswahrscheinlichkeit von rund<sup>††</sup> 0,3 Ereignissen pro 1.000 Kilometerjahre für Rohrleitungen aus, in denen gefährliche Stoffe transportiert werden. Diese für Westeuropa getroffenen Angaben stimmen recht gut mit Abschätzungen überein, die in den USA verwendet werden, in denen mit Werten von ca. 0,4 Ereignissen pro 1.000 Kilometerjahre gerechnet wird.

DGENV unterscheidet zwei Arten von Schadensfällen für solche Rohrleitungen:

1. Kategorie 1-Schäden: Zu dieser Schadensklasse gehören Versagensfälle, bei denen es zu tödlichen Unfällen oder schweren Verletzungen kommt und Drittschäden in Höhe von über 0,5 Millionen Euro entstehen.
2. Kategorie 2-Schäden: Hierzu werden Schäden gezählt, die
  - a. zu (kleineren) Verletzungen führen (Arztbesuch ist nötig),
  - b. zu einem Feuer, einer Explosion oder anderen ernststen Bedrohungen führen,
  - c. zur Notwendigkeit führen, Rettungsdienste hinzuzuziehen,
  - d. zu Drittschäden zwischen 250.000 EUR und 500.000 EUR führen,
  - e. zu öffentlichem Protest führen und
  - f. zu einem ernsthaften Risiko einer Boden-, Grundwasser- oder Luftverunreinigung führen.

Es existiert laut DGENV noch eine Kategorie 3, in der kleinere Schäden zusammengefasst werden. Diese Kategorie wird jedoch in den CONCAWE-Statistiken nicht erfasst.

DGENV nimmt an, dass von den zu erwartenden Versagensfällen 10% in Kategorie 1 und 90% in Kategorie 2 anfallen.

<sup>††</sup> Der CONCAWE fünf-Jahres-Mittelwert beträgt 0,3 pro 1.000 Kilometerjahre. DGENV nimmt 0,28 Ereignisse pro 1.000 Kilometerjahre an.

Analog zur Vorgehensweise bei der Analyse der Erdgasrohrleitungsversagensfälle werden nachfolgend die Erwartungswerte in Abhängigkeit Rohrleitungslänge berechnet.

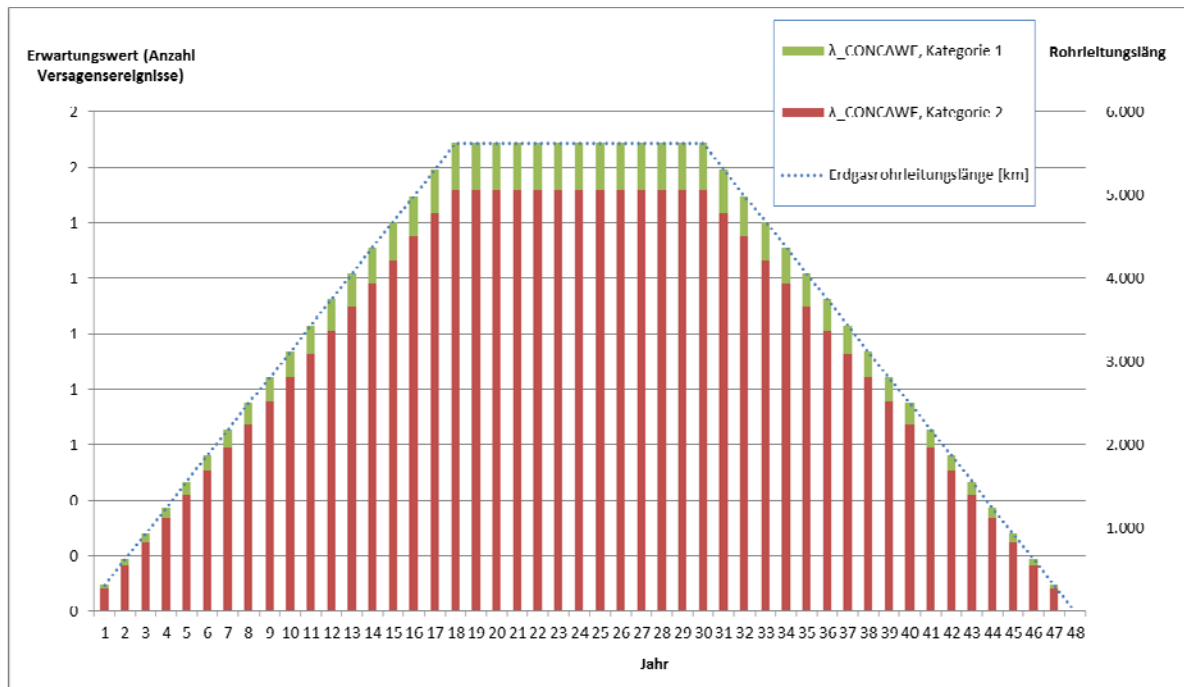


Abb. A9.31: Erwartungswerte  $\lambda$  für die zeitlich veränderliche Rohrleitungslänge im 10%-Flächenszenario. Die Erwartungswerte sind kumuliert dargestellt.

Analog zur Entwicklung der Erwartungswerte für Versagensfälle von Erdgasrohrleitungen steigen die Erwartungswerte für Versagensfälle von Lagerstättenwassertransportrohrleitungen bis zum Jahr 18 kontinuierlich an (s. Abb. A9.31). Ab dem 31. Jahr – mit Beginn des Rückbaus der ersten Betriebe – fallen Rohrleitungslänge und Erwartungswerte kontinuierlich bis zum Ende des betrachteten Zeitraums von 48 Jahren ab.

Der höchste Erwartungswert wird zwischen den Jahren im Zeitraum zwischen den Jahren 18 und 30 mit rund 1,68 Ereignissen erreicht. Hiervon sind 1,5 Ereignisse pro Jahr Kategorie 2-Schäden und 0,168 Kategorie 1-Schäden. Unter zu Grunde Legung einer Poisson-Verteilung wird dieser Maximalwert im 30. Jahr des fiktiven Szenarios analysiert (s. Tab. A9.74).

Tab. A9.74: Erwartungswerte  $\lambda$  für die zeitlich veränderliche Lagerstättenwasserrohrleitungslänge im 10%-Flächenszenario.

Jahr	Anzahl Betriebe	Erdgasrohrleitungslänge [km]	$\lambda$ CONCAWE, gesamt	$\lambda$ CONCAWE, Kategorie 1	$\lambda$ CONCAWE, Kategorie 2
1	15	312	0,09	0,009	0,084
2	31	624	0,19	0,019	0,168
3	47	936	0,28	0,028	0,253
4	62	1.248	0,37	0,037	0,337
5	78	1.560	0,47	0,047	0,421
6	94	1.872	0,56	0,056	0,505
7	110	2.184	0,66	0,066	0,590
8	126	2.496	0,75	0,075	0,674
9	142	2.808	0,84	0,084	0,758
10	158	3.120	0,94	0,094	0,842
11	174	3.432	1,03	0,103	0,927
12	190	3.744	1,12	0,112	1,011
13	206	4.056	1,22	0,122	1,095
14	222	4.368	1,31	0,131	1,179
15	238	4.680	1,40	0,140	1,264
16	254	4.992	1,50	0,150	1,348
17	270	5.304	1,59	0,159	1,432
18	286	5.616	1,68	0,168	1,516
19	286	5.616	1,68	0,168	1,516
20	286	5.616	1,68	0,168	1,516
21	286	5.616	1,68	0,168	1,516
22	286	5.616	1,68	0,168	1,516
23	286	5.616	1,68	0,168	1,516
24	286	5.616	1,68	0,168	1,516
25	286	5.616	1,68	0,168	1,516
26	286	5.616	1,68	0,168	1,516
27	286	5.616	1,68	0,168	1,516
28	286	5.616	1,68	0,168	1,516
29	286	5.616	1,68	0,168	1,516
30	286	5.616	1,68	0,168	1,516
31	270	5.304	1,59	0,159	1,432
32	254	4.992	1,50	0,150	1,348
33	238	4.680	1,40	0,140	1,264
34	222	4.368	1,31	0,131	1,179
35	207	4.056	1,22	0,122	1,095
36	191	3.744	1,12	0,112	1,011
37	175	3.432	1,03	0,103	0,927
38	159	3.120	0,94	0,094	0,842
39	143	2.808	0,84	0,084	0,758
40	127	2.496	0,75	0,075	0,674
41	111	2.184	0,66	0,066	0,590
42	95	1.872	0,56	0,056	0,505
43	79	1.560	0,47	0,047	0,421
44	63	1.248	0,37	0,037	0,337
45	47	936	0,28	0,028	0,253
46	31	624	0,19	0,019	0,168
47	15	312	0,09	0,009	0,084
48	0	0	0,00	0,000	0,000

#### A9.1.3.2.1 Wahrscheinlichkeitsverteilung der Versagensfälle im 30. Jahr des fiktiven Szenarios

Die Wahrscheinlichkeiten für X Versagensfälle bei einem Gesamt-Erwartungswert von  $\lambda=1,68$  im 30. Jahr sind für die zwei Schadenskategorien in Tab. A9.75 und Abb. A9.32 dargestellt.



Mit rund 85%iger Wahrscheinlichkeit sind unter den getroffenen Annahmen keine Kategorie 1-Schäden im 30. Szenariojahr zu erwarten. Mit rund 99%iger Wahrscheinlichkeit ist nicht mehr als ein Kategorie 1-Schaden an Lagerstättenwasserrohrleitungen zu erwarten.

Die Wahrscheinlichkeiten für das Eintreten von einem Kategorie 2-Schaden ist mit 33% am höchsten. Mit 99%iger Wahrscheinlichkeit kann von maximal 5 Kategorie 2-Schäden in diesem Szenariojahr ausgegangen werden.

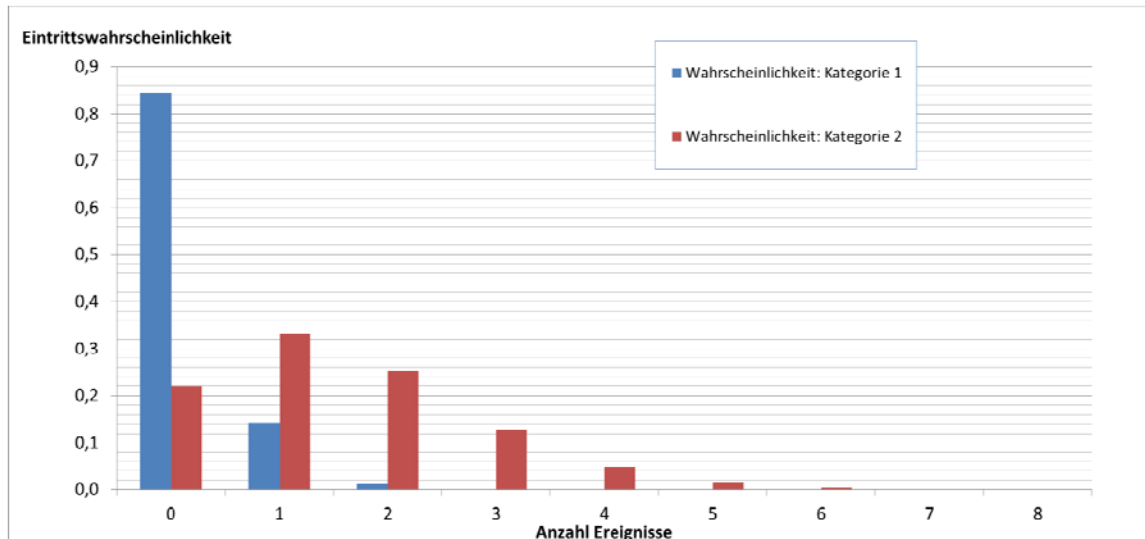


Abb. A9.32: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Versagensarten im 30. Szenariojahr.

Tab. A9.75: Eintrittswahrscheinlichkeiten von X Versagensfällen im Szenariojahr 30 differenziert nach Schadenskatgorie.

Anzahl Versagensfälle (X)	Wahrscheinlichkeit: Kategorie 1	Wahrscheinlichkeit: Kategorie 2
0	0,845	0,220
1	0,142	0,333
2	0,012	0,252
3	0,001	0,128
4	0,000	0,048
5	0,000	0,015
6	0,000	0,004
7	0,000	0,001
8	0,000	0,000

#### A9.1.3.2.2 Wahrscheinlichkeiten von Versagensfällen im fiktiven Gesamtszenario

Betrachtet man die ermittelten Werte für das fiktive Gesamtszenario mit insgesamt 286 Betrieben für den gesamten angenommenen Betrachtungszeitraum, so ergibt sich für das gesamte Szenariojahr 30 eine Wahrscheinlichkeit von ca. 85% für keine Kategorie 1-Schäden und eine Wahrscheinlichkeit von ca. 33% für einen Kategorie 2-Schaden.

tungszeitraum von 48 Jahren, ergeben sich folgende Erkenntnisse (s Tab. A9.76 und Abb. A9.23):

1. Mit 99%iger Wahrscheinlichkeit werden in der Aufbauphase (Phase B2) an den Lagerstättenwasserrohrleitungen keine Kategorie 1-Schäden bis zu einer Rohrleitungslänge von 312 Kilometern entstehen. Dies entspricht im fiktiven Szenario einer Gesamtzahl von 15 Betrieben im 1. Szenariojahr. Dieser Expositionswert kann als szenariounabhängiger Schwellenwert mit einer Aussagewahrscheinlichkeit von 99% angenommen werden, bis zu dem keine Versagensfälle zu erwarten sind.
2. Analog kann mit über 90%iger Wahrscheinlichkeit in der Aufbauphase (Phase B2) davon ausgegangen werden, dass keine Kategorie 2-Schäden an den verlegten Lagerstättenwasserrohrleitungen bis zu einer Exposition von 312 Kilometerjahren entstehen. Dies entspricht der Erdgasrohrleitungsinfrastruktur von 15 Betrieben im Szenariojahr 1. Auch dieser Expositionswert kann als szenariounabhängiger Schwellenwert mit 90%iger Wahrscheinlichkeit angenommen werden, bis zu dem keine Versagensfälle zu erwarten sind.
3. In Summe kann der Erwartungswert mit 5,6% bei 50 Versagensereignissen angenommen werden. Mit knapp 99%iger Wahrscheinlichkeit kann von nicht mehr als 68 Versagensereignissen für das Ereignisszenario ausgegangen werden.
4. Der Erwartungswert für die Entstehung Kategorie 1-Schadens liegt mit rund 17,5% bei 5 Ereignissen. Mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit sind im Gesamtszenario nicht mehr als 11 Kategorie 1-Schäden zu erwarten.
5. Der Erwartungswert für die Entstehung von Kategorie 2-Schäden liegt mit knapp 6%iger Wahrscheinlichkeit bei 45 Ereignissen. Für diese Schadensart kann mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit von maximal 62 Ereignissen ausgegangen werden.

Tab. A9.76: Wahrscheinlichkeitsverteilung für das Gesamtszenario differenziert nach Schadensart für Lagerstättenwasserrohrleitungen.

Anzahl Versagensfälle (X)	Wahrscheinlichkeit: Gesamt	Wahrscheinlichkeit: Kategorie 1 Schaden	Wahrscheinlichkeit: Kategorie 2 Schaden
0	0,0000	0,0064	0,0000
1	0,0000	0,0323	0,0000
2	0,0000	0,0815	0,0000
3	0,0000	0,1373	0,0000
4	0,0000	0,1735	0,0000
5	0,0000	0,1754	0,0000
6	0,0000	0,1478	0,0000
7	0,0000	0,1067	0,0000
8	0,0000	0,0674	0,0000
9	0,0000	0,0379	0,0000
10	0,0000	0,0191	0,0000
11	0,0000	0,0088	0,0000
12	0,0000	0,0037	0,0000
13	0,0000	0,0014	0,0000
14	0,0000	0,0005	0,0000
15	0,0000	0,0002	0,0000
16	0,0000	0,0001	0,0000
17	0,0000	0,0000	0,0000
18	0,0000	0,0000	0,0000
19	0,0000	0,0000	0,0000
20	0,0000	0,0000	0,0000
21	0,0000	0,0000	0,0000
22	0,0000	0,0000	0,0000
23	0,0000	0,0000	0,0001
24	0,0000	0,0000	0,0002
25	0,0000	0,0000	0,0003
26	0,0001	0,0000	0,0006
27	0,0001	0,0000	0,0009
28	0,0002	0,0000	0,0015
29	0,0003	0,0000	0,0024
30	0,0005	0,0000	0,0036
31	0,0009	0,0000	0,0053
32	0,0014	0,0000	0,0075
33	0,0021	0,0000	0,0104
34	0,0032	0,0000	0,0139
35	0,0046	0,0000	0,0181
36	0,0065	0,0000	0,0228
37	0,0088	0,0000	0,0281
38	0,0117	0,0000	0,0336

Tab. A9.76 (Fortsetzung): Wahrscheinlichkeitsverteilung für das Gesamtszenario differenziert nach Schadensart für Lagerstättenwasserrohrleitungen.

Anzahl Versagensfälle (X)	Wahrscheinlichkeit: Gesamt	Wahrscheinlichkeit: Kategorie 1 Schaden	Wahrscheinlichkeit: Kategorie 2 Schaden
39	0,0152	0,0000	0,0392
40	0,0192	0,0000	0,0446
41	0,0237	0,0000	0,0494
42	0,0285	0,0000	0,0535
43	0,0335	0,0000	0,0566
44	0,0385	0,0000	0,0586
45	0,0433	0,0000	0,0592
46	0,0476	0,0000	0,0585
47	0,0511	0,0000	0,0567
48	0,0539	0,0000	0,0537
49	0,0556	0,0000	0,0499
50	0,0562	0,0000	0,0454
51	0,0557	0,0000	0,0405
52	0,0541	0,0000	0,0354
53	0,0516	0,0000	0,0304
54	0,0483	0,0000	0,0256
55	0,0444	0,0000	0,0212
56	0,0401	0,0000	0,0172
57	0,0355	0,0000	0,0137
58	0,0310	0,0000	0,0108
59	0,0265	0,0000	0,0083
60	0,0223	0,0000	0,0063
61	0,0185	0,0000	0,0047
62	0,0151	0,0000	0,0034
63	0,0121	0,0000	0,0025
64	0,0096	0,0000	0,0018
65	0,0074	0,0000	0,0012
66	0,0057	0,0000	0,0009
67	0,0043	0,0000	0,0006
68	0,0032	0,0000	0,0004
69	0,0023	0,0000	0,0003
70	0,0017	0,0000	0,0002
71	0,0012	0,0000	0,0001
72	0,0008	0,0000	0,0001
73	0,0006	0,0000	0,0000
74	0,0004	0,0000	0,0000
75	0,0003	0,0000	0,0000
76	0,0002	0,0000	0,0000
77	0,0001	0,0000	0,0000
78	0,0001	0,0000	0,0000
79	0,0000	0,0000	0,0000

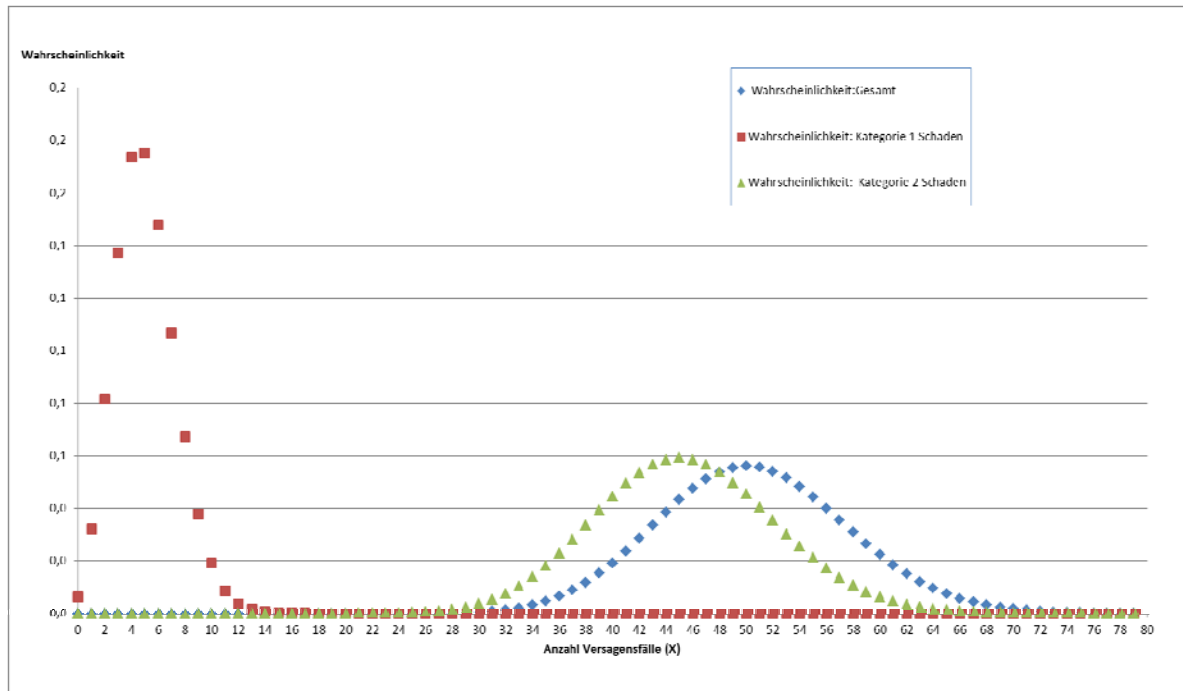


Abb. A9.33: Wahrscheinlichkeitsverteilung für das Gesamtszenario differenziert nach Schadensart für Lagerstättenwasserrohrleitungen.

### A9.1.3.2.3 Wahrscheinlichkeiten von Versagensfällen für den Einzelstandort

Betrachtet wird wiederum ein Einzelstandort eines Schiefergasbetriebes mit 26 km zugehöriger Lagerstättenwasserrohrleitungsinfrastruktur (s. Kapitel 6). Da die angenommene Rohrleitungslänge für diese Art Betriebe größer ist als für die modellierten Flözgasbetriebe, werden die Ergebnisse dieser Betrachtung über den Erwartungswerten für Flözgasbetriebe liegen.

Für den Einzelstandort mit angenommenen 30 Jahren Betriebszeit (s. Tab. A9.77) kann festgestellt werden: Mit

$$\lambda_{\text{Einzelstandort, Lagerstättenwasserrohrleitung, gesamt}} = \frac{0,3}{1.000} * 26 = 0,0078 \text{ pro Jahr}$$

folgt:

- Kategorie 1-Schäden können mit einer Wahrscheinlichkeit von fast 98% ausgeschlossen werden. Mit über 99%iger Wahrscheinlichkeit kann angenommen werden, dass maximal ein Kategorie 1-Schaden während der Betriebszeit eintritt.
- Kategorie 2-Schäden können mit einer Wahrscheinlichkeit von fast 82% ausgeschlossen werden. Mit einer Wahrscheinlichkeit von über 99% sind maximal 2 Kategorie 2-Schäden anzunehmen.

Tab. A9.77: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Versagensfällen für einen Einzelstandort mit 30 Jahren Betriebszeit und 26 km Lagerstättenwasserrohrleitungslänge.

Anzahl Versagensfälle (X)	Wahrscheinlichkeit, Kategorie 1	Wahrscheinlichkeit, Kategorie 2
0	0,9776	0,816
1	0,0221	0,166
2	0,0003	0,017
3	0,0000	0,001
4	0,0000	0,000

### A9.1.3.3 Fazit für Pfadgruppe 0: Transport wassergefährdender Stoffe per Rohrleitung

Tab. A9.78: Zusammenfassung der ermittelten Erwartungswerte und der konservativ abgeschätzten mit 99%iger Wahrscheinlichkeit zu erwartenden maximalen Anzahl an Ereignissen.

		Einzelstandort	Fiktives Flächenszenario
Erdgasrohrleitung	Riss	Erwartungswert	0,00943
		99% Wahrscheinlichkeit höchstens	0
	Loch/Abriss	Erwartungswert	0,00943
		99% Wahrscheinlichkeit höchstens	0
	Längsriss	Erwartungswert	0,00483
		99% Wahrscheinlichkeit höchstens	0
Lagerstättenwasserrohrleitung	Kategorie 1-Schaden	Erwartungswert	0,02262
		99% Wahrscheinlichkeit höchstens	1
	Kategorie 2-Schaden	Erwartungswert	0,20358
		99% Wahrscheinlichkeit höchstens	2

Die Größenordnungen für die Wahrscheinlichkeit von Leckage-Ereignissen aus den vorgenannten Häufigkeitsstatistiken sind nur beschränkt belastbar. Statistisch gesehen liegen die Werte für ein Pipelineversagen einer DN 610-Pipeline zwischen  $1,25 \cdot 10^{-2}$  und  $6,4 \cdot 10^{-3}$  pro 1.000 Kilometerjahre. Tatsächlich jedoch ist in die vorliegende EGIG-Statistik eine Vielzahl von Informationen eingeflossen, die auf die Situation in NRW eventuell nicht übertragbar sind. So sind beispielsweise nicht die Ursachen der Versagensfälle oder aber die Art des verwendeten Pipeline-Materials, die Einbautiefe etc. benannt. Eine Übertragung auf die Situation in NRW kann also zunächst nur erfolgen, wenn die für NRW relevanten Daten zugänglich gemacht und analysiert werden. Hierzu gehören jedoch auch Aussagen der Betreiber zur geplanten Pipeline-Infrastruktur.

Analoges gilt für die für die Lagerstättenwassertransportpipelines durchgeführten Berechnungen. Auch hier ist die Übertragbarkeit nur unzureichend gegeben und die angegebenen Werte können durchaus für NRW um eine Größenordnung höher oder niedriger sein. Aus den vorliegenden

Statistiken ergeben sich Werte in der Größenordnung von 0,3 Ereignissen pro 1.000 Kilometerjahre.

In beiden Fällen können die Angaben jedoch als erster Anhaltspunkt für die Größenordnung der Wahrscheinlichkeit des Eintritts eines Versagensfalls gelten. Eine auf NRW bezogene Untersuchung kann jedoch auch zu einer Veränderung dieser Größenordnungsabschätzung (Erhöhung sowie Verringerung) führen.

In Bezug auf die Einzelstandorte ergibt sich für die Erdgasrohrleitungen, dass mit einem Versagen während der 30-jährigen Betriebszeit eines Bohrplatzes nicht zu rechnen ist. Für die Lagerstättenwasserrohrleitungen ergibt sich statistisch gesehen bei konservativer Abschätzung ein Versagensfall der Kategorie 1 und zwei Versagensfälle der Kategorie 2.

Bei Betrachtung der flächenhaften Erschließung in den fiktiven Szenarien A und B zeigt sich, dass für die Gesamtröhrenleitungsinfrastruktur von knapp 6.000 km mit einem Längsriss und jeweils 2 Riss- bzw. Abrissereignissen bei Erdgaspipelines gerechnet werden kann. Eine konservative Abschätzung (99%ige Wahrscheinlichkeit) führt bei den Erdgasrohrleitungen zu Maximalwerten von 4 Längsriss-Ereignissen und jeweils 6 Riss bzw. Abriss-Ereignissen in diesen Szenarien.

Für die Lagerstättenwasserrohrleitungen liegen die Erwartungswerte bei 5 Ereignissen der Kategorie 1 sowie 45 bis 46 Ereignissen der Kategorie 2. Eine konservative Abschätzung ergibt mit einer 99%igen Wahrscheinlichkeit Werte von maximal 11 Kategorie 1-Schäden und 62 Kategorie 2-Schäden.

#### **A9.1.3.4 Auswirkungsbetrachtung**

Die einzigen für NRW möglicherweise relevanten Betreiberdaten zu Rohrdurchmessern, Betriebsdrücken, geförderten Volumina und anderen technischen Parametern wurden bislang nur im Rahmen des Informations- und Dialogprozesses von ExxonMobil kommuniziert und im Gutachten „Technische Sicherheit von Anlagen und Verfahren zur Erkundung und Förderung von Erdgas aus nichtkonventionellen Lagerstätten“ (Uth 2012) aufgeführt.

Die dort gemachten Angaben führen bei den in diesem Gutachten gewählten Schadenskategorien für eine Erdgasrohrleitung folgende freigesetzten Mengen an:

- Erdgasrohrleitung, Uth-Klassifikation „Korrosionsleckage“ = EGIG-Schadenskategorie „Loch (engl.: Hole)“: freigesetzte Menge: 124,4 t pro Ereignis
- Erdgasrohrleitung, Uth-Klassifikation „Abriss“ = EGIG-Schadenskategorie „Loch (engl.: Hole)“: freigesetzte Menge: 15.000 m<sup>3</sup> pro Ereignis



Zu Schadensereignissen von Lagerstättenwasserrohrleitungen werden bei (Uth 2012) in den Schadenskategorien, die für dieses Gutachten gewählt wurden, folgende Angaben gemacht:

- Lagerstättenwasserrohrleitung, Uth-Klassifikation „Strohmeier-Loch“ = DGENV-Schadenskategorie 2 oder 3: freigesetzte Menge: 61,7 t pro Ereignis
- Lagerstättenwasserrohrleitung, Uth-Klassifikation „Abriss“ = DGENV-Schadenskategorie 2 oder 3: freigesetzte Menge: 66 t pro Ereignis

## **A9.2 Pfadgruppe 1: punktuelle Pfade entlang von Bohrungen/Altbohrungen**

Für die Betrachtung der Versagensfälle, die zu dieser Pfadgruppe zu zählen sind, liegen frei verfügbar keine statistischen Daten für unkonventionelle stimulierte Erdgasbohrungen vor. Insofern kann zunächst keine Aussage zur Wahrscheinlichkeit eines solchen Ereignisses getroffen werden.

Um dennoch eine Abschätzung der Größenordnung potentieller Eintrittswahrscheinlichkeiten zu ermöglichen, wird auf Daten von Rish (Rish 2005) aus den USA zurückgegriffen, in denen Eintrittswahrscheinlichkeiten für Versagensfälle für Disposalbohrungen (Class I Hazardous Waste Injection Wells) aufgeführt werden. Es wird explizit darauf hingewiesen, dass die folgend genannten Werte nicht auf konkrete Risikoszenarien im Zusammenhang mit Genehmigungsverfahren angewendet werden können. Vielmehr dienen sie dazu, eine Einstufung der Relevanz der technisch-bestimmten Wirkungspfade für die in diesem Gutachten durchgeführte generische Betrachtung zu ermöglichen.

### **A9.2.1 Versagensszenarien in der Rish-Studie**

In (Rish 2005) werden Verpressbohrungen der Klasse I in den USA probabilistisch in Bezug auf Versagensrisiken untersucht. Bei dieser Art Verpressbohrung darf gemäß US-gesetzlichen Vorgaben der Frack-Druck des Gebirges nicht erreicht werden (EPA 2012).

Des Weiteren besteht ein Unterschied in der Betriebsart: Die in der Rish-Studie betrachteten Klasse I-Verpressbohrungen arbeiten kontinuierlich mit Überdruck, wohingegen eine Erdgasförderbohrung im Wesentlichen nur während der Bohrzeit und während der Fracking-Maßnahmen unter Überdruck betrieben wird.

Grundlage für die von Rish durchgeführten Untersuchungen bildet ein vereinfachtes geologisches und technisches Modell, mit dem die durch die US-Gesetzgebung geforderten Mindestanforderungen abgebildet

werden. Diese vereinfachenden Annahmen werden nachfolgend kurz vorgestellt, um eine Interpretation der anschließend zitierten Ergebnisse dieser Studie zu ermöglichen und die Übertragbarkeit auf die beantragten Fracking-Maßnahmen in NRW zu erlauben.

Bei dem zu Grunde liegenden **geologischen Modell** (s. Abb. A9.34) wird angenommen, dass zwischen Injektionszone und unterstem nutzbaren Grundwasserleiter (engl.: Underground Sources of Water, USDW) zwei Formationen existieren, die als natürliche Barrieren dienen und abdichtend in Bezug auf Fluidmigrationsprozesse sind (engl.: confining zone). Im weiteren Verlauf der von Rish durchgeführten Risikoanalyse wird die Wahrscheinlichkeit von Störungen und Rissen in diesen Formationen berücksichtigt. Zwischen den dichten Formationen befinden sich weitere Formationen, die jedoch als durchlässig angenommen werden (engl.: non-confining rock, Location A) und die noch nicht zu den untersten nutzbaren Grundwasserleitern gezählt werden.

Des Weiteren wird angenommen, dass im Rahmen der Genehmigung einer solchen Bohrung von den Antragstellern eine so genannte „no-migration petition“ durchgeführt worden ist. Die „no-migration petition“ kann im Grunde als Nachweisverfahren interpretiert werden, bei dem der Antragsteller auf eine von zwei unterschiedliche Weisen nachweisen muss, dass von den injizierten Abfällen keine Gefahr für nutzbare Grundwasserleiter ausgeht.

Eine Möglichkeit diesen Nachweis zu führen, besteht in der Durchführung der „Fluid Flow Petition“ (Fluidmigrationsnachweis)(EPA 2001). Hier muss der Antragsteller nachweisen, dass für mindestens 10.000 Jahre keine Migrationsprozesse zu den untersten Grundwasserleitern stattfinden können. Hierzu muss nachgewiesen werden, dass die überlagernden Schichten frei von Störungen und Rissen sind und dass sich über der geplanten Injektionszone eine (fluid-)dichte Formation befindet.

Alternativ kann der Antragsteller im Rahmen der so genannten „Waste Migration Petition“ (Abfallmigrationsnachweis) nachweisen, dass Prozesse in der Injektionszone (bspw. Immobilisierung, Abbau von Stoffen) dazu führen werden, dass die injizierten Abfälle unschädlich sind, bevor sie aus der Injektionsformation in andere Formationen übertreten. Auch hier muss nachgewiesen werden, dass die Formation, in der die Umsetzungsprozesse stattfinden, frei von Störungen und Rissen ist und dass sich über der geplanten Injektionszone eine (fluid-)dichte Formation befindet.

Diese Nachweise beinhalten die Ausarbeitung von geochemischen und hydrogeologischen Modellen und den rechnerischen Nachweis der Erfüllung der Vorgaben. Die modelltechnischen Eingangsparameter müssen dabei konservativ angesetzt werden.

Des Weiteren müssen im Vorfeld umfängliche geologische Untersuchungen stattfinden, um die lokale Geologie sowie Störungen in einem Radius von ca. 3 km (2 Meilen) um das geplante Bohrloch zu beschreiben.

Das **technische Modell**, das in der Rish-Studie zu Grunde gelegt wird, ist wie folgt charakterisiert:

Die zum Zeitpunkt der Rish-Studie in den USA in Betrieb befindlichen Klasse I-Verpressbohrungen wurden in Zielteufen von 500 m bis 3.000 m betrieben. Dies sind die für die weiteren Betrachtungen angenommenen Injektionsteufen.

Die Bohrung besteht, wie in Abb. A9.34 dargestellt, aus einer Ankerrohrtour (engl.: Surface Casing), die vollständig einzementiert ist und deren Absetzteufe unterhalb des untersten nutzbaren Grundwasserleiters liegt (engl.: lowermost USDW).

Innerhalb der Ankerrohrtour ist ein Produktionsrohr verbaut (engl.: Long String Casing), das ebenfalls vollständig einzementiert ist und dessen Absetzteufe in der Injektionszone liegt.

Der Zement wird als Barriere für vertikalen Fluidaufstieg angenommen. Im Rahmen der Risikobewertung in der Rish-Studie wird die Wahrscheinlichkeit des Versagens dieser Barriere untersucht. Horizontale Fluid-Migration (bspw. von einer Formation durch den Zement horizontal bis zum Produktionsrohr) wird hierbei nicht berücksichtigt.

Innerhalb des Produktionsrohrs wird ein Injektionsrohr/Steigrohr angenommen (engl.: injection tube), das ebenfalls von über Tage bis in die Injektionsformation führt. Im unteren Bereich ist das Produktionsrohr durch einen Packer gegenüber der Injektionsformation abgedichtet.

Zwischen Produktionsrohr und Steigrohr wird eine Schutzflüssigkeit angenommen, die gegenüber dem Injektionsdruck im Steigrohr im Überdruck gehalten wird. Eine ständige automatische und gleichzeitig manuelle Überwachung des Drucks im Ringraum wird ebenfalls angenommen.

Die Kombination von Zementation, Schutzflüssigkeit unter Überdruck sowie Rohrtouren stellt ein Multibarrieren-System dar, das mit Redundanzen versehen ist, um das Risiko des Schadstoffeintrags in Grundwasserleiter möglichst gering zu halten.

Des Weiteren wird vorausgesetzt, dass die Bohrung jährlich auf Fluidmigrationsprozesse entlang der Bohrung untersucht wird, sowie dass alle fünf Jahre die Rohrtouren inspiziert werden.

Die Betriebslaufzeit wird mit 30 Jahren angenommen.

Diese getroffenen Annahmen spiegeln die Mindestanforderungen an solche Klasse I-Verpressbohrungen in den USA wider.

Im Wesentlichen lässt sich das von Rish angenommene technische Modell mit Erdgasbohrungen, wie sie für NRW zu erwarten sind, in Grundzügen vergleichen. Unterschiede können jedoch beispielsweise in der Art der Zementation bestehen, wenn entsprechend den Regelungen der Tiefbohrverordnung NRW nur gewisse Bereiche einer Bohrung zementiert werden und keine Vollzementation stattfindet (zu den Unterschieden siehe auch Kapitel 6). Des Weiteren ist in dem Rish-Modell kein Standrohr vorgesehen, das in NRW gemäß Tiefbohrverordnung verbaut werden muss. Abgelenkte oder Horizontalbohrungen sind durch das Rish-Modell nicht berücksichtigt.

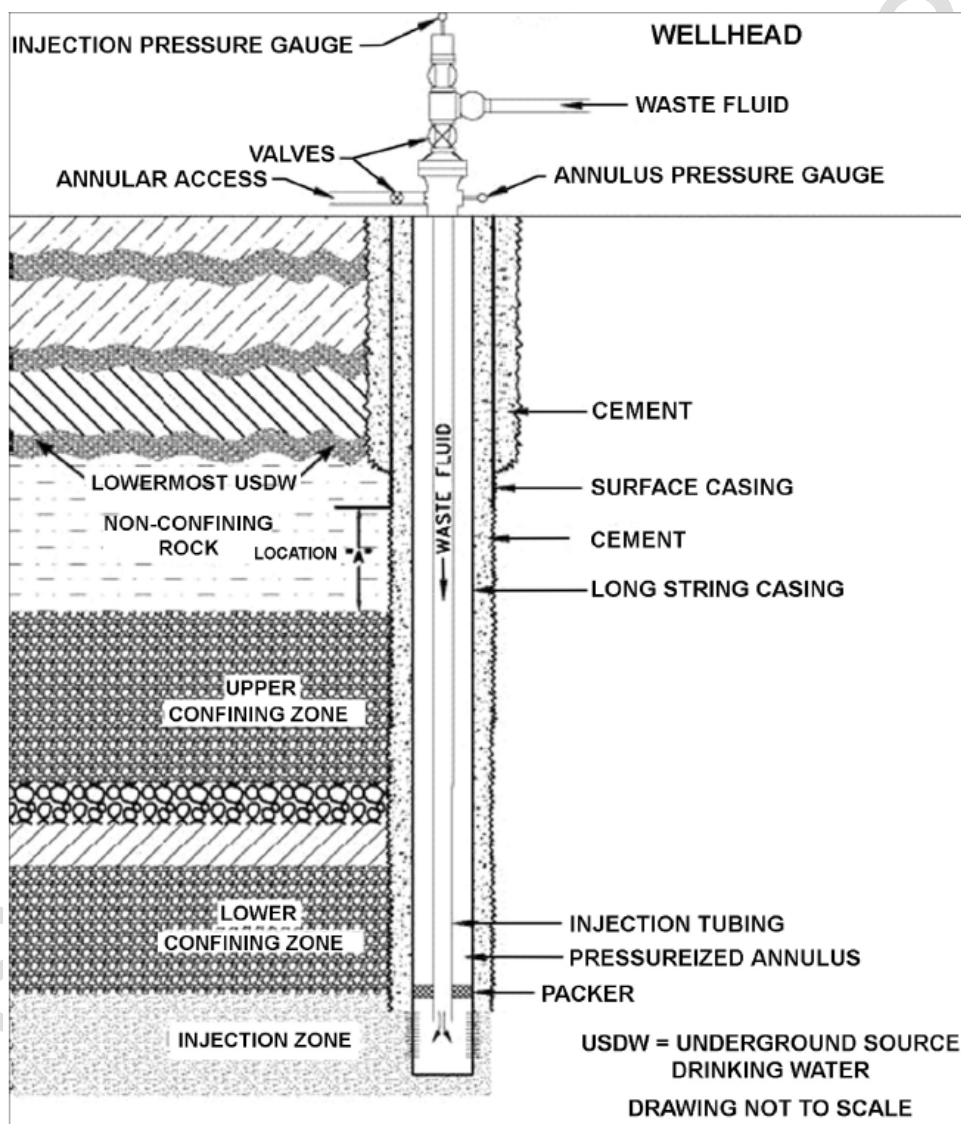


Abb. A9.34: Vereinfachtes Klasse I-Verpressbohrungsmodell, das der Risikoanalyse bei Rish zu Grunde gelegt wird (Rish 2005)

In der Rish-Studie werden mit Ereignisbäumen und Fehlerbäumen mehrere Versagensszenarien probabilistisch analysiert, die nachfolgend kurz beschrieben werden.

### Szenario 1: Leckage am Packer

Das Versagensszenario „Leckage am Packer“ (s. Abb. A9.35) betrachtet den Fall, dass am Packer ein Leck entsteht. Damit die injizierten Abfälle aus der Injektionszone durch das Produktionsrohr in den untersten Grundwasserleiter migrieren können, müssen in einem solchen Fall weitere Barrieren versagen. Zunächst muss der Druck im mit Schutzflüssigkeit gefüllten Ringraum zwischen Produktionsrohr und Steigrohr unterhalb des Injektionsdrucks liegen. Des Weiteren muss zusätzlich eine Leckage im Produktionsrohr entstehen und überdies (im schlechtesten Fall, worst case) die Zementation am Punkt A (Location A) versagen. Die übrigen möglichen Pfade (Austritt in undurchlässiger Formation und Migration durch diese Formation durch Störungen in die durchlässige Formation etc.) werden ebenfalls betrachtet und die Wahrscheinlichkeiten dieser Einzelereignisse miteinander kombiniert.

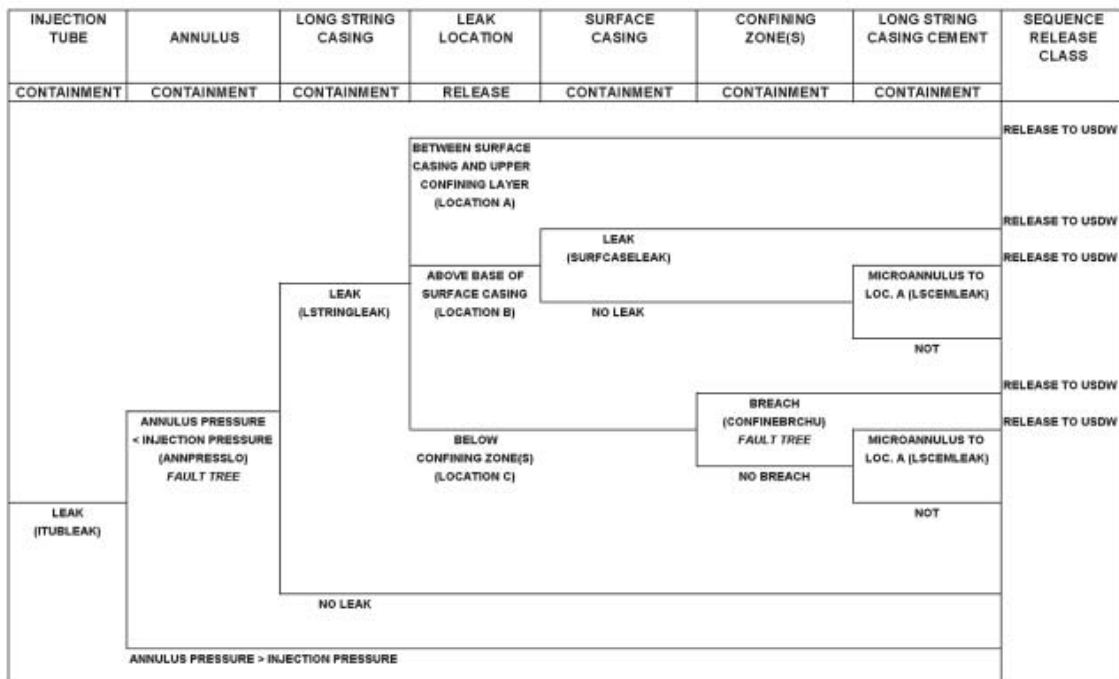


Fig. 10.2. Event tree for packer leak in a Class I hazardous waste injection well.

Abb. A9.35: Ereignisbaum für das Versagensszenario „Leckage am Packer“ (Rish 2005).

Die Wahrscheinlichkeit, dass dieses Versagensszenario während der Betriebszeit von 30 Jahren eintritt wurde mit  $p_{\text{Leckage, Packer}} = 10^{-17} - 10^{-18}$  ermittelt.

### Szenario 2: Komplettversagen des Packers











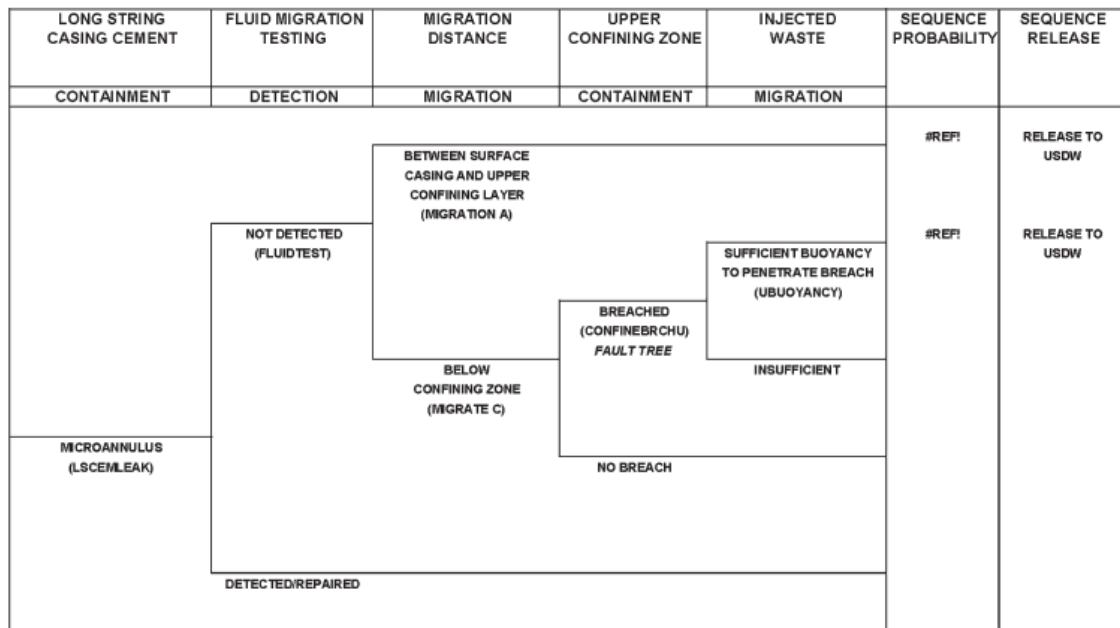


Fig. 10.8. Event tree for a cement microannulus in a Class I hazardous waste injection well.

Abb. A9.39: Ereignisbaum für das Versagensszenario „Versagen der Zementation“ (Rish 2005).

### **Szenario 6: Versagen der oberen (zweiten) undurchlässigen Formation**

Ausgangssituation für dieses Szenario ist die Annahme, dass die untere (erste) undurchlässige Formation eine Störung aufweist, so dass die injizierten Fluide unmittelbar bis zur zweiten undurchlässigen Formation aufsteigen können. In diesem Fall muss nicht nur eine entsprechende Potentialdifferenz bestehen, sondern die zweite undurchlässige Schicht muss ebenfalls eine Störung aufweisen, so dass die Fluide bis in die untersten Grundwasserleiter aufsteigen können (s. Abb. A9.40).

Die Wahrscheinlichkeit für dieses Szenario wird von Rish mit  $p_{\text{Versagen, 2. dichte Formation}} = 10^{-10}$  ermittelt.

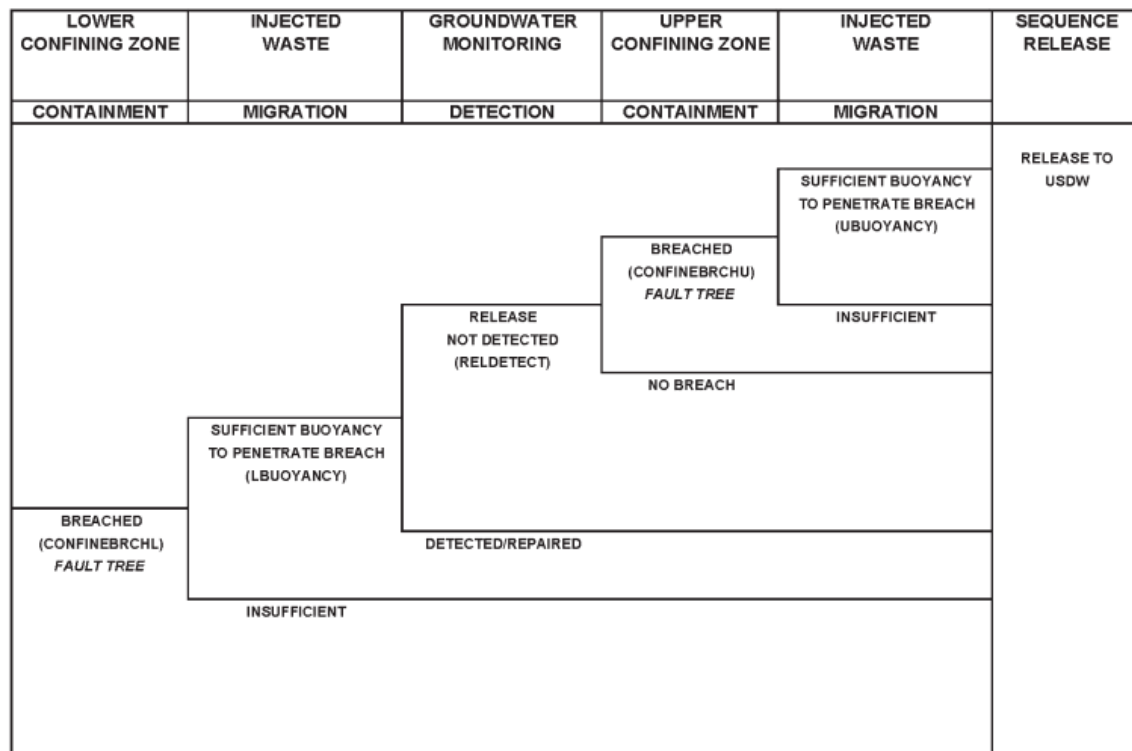


Fig. 10.10. Event tree for lower and upper confining zone breaches in a Class I hazardous waste injection well.

Abb. A9.40: Ereignisbaum für das Versagenszenario „Versagen der zweiten undurchlässigen Formation“ (Rish 2005).

## A9.2.2 Diskussion der Ergebnisse und Übertragung

Wie bereits im vorherigen Unterkapitel angesprochen, können die Ergebnisse der Rish-Studie nicht pauschal übernommen werden.

Die dort ermittelten Versagenswahrscheinlichkeiten gelten nur unter den getroffenen Annahmen. Die von Rish zu Grunde gelegten Annahmen sind nur zum Teil auf NRW oder Deutschland übertragbar.

Das technische Modell von Rish ist in Grundzügen übertragbar. Die Betriebsparameter einer Injektionsbohrung sind verschieden von denen einer Erdgasförderbohrung: eine Injektionsbohrung (so die Annahme in Rish-Modell) injiziert kontinuierlich Fluide unterhalb des Frack-Druckes der Zielformation in den Untergrund. Bei einer Erdgasförderbohrung wird während des Frack-Vorgangs wenige Tagen bis Wochen mit Drücken gleich oder oberhalb des Frack-Druckes gearbeitet. In der restlichen Betriebszeit einer Erdgasförderbohrung wird die Bohrung mit Drücken weit unterhalb des Gebirgsdruckes betrieben. In einzelnen Studien und Veröffentlichungen in den USA werden Vergleiche zwischen Injektionsbohrungen und Förderbohrungen, die stimuliert werden, in Bezug auf die Zementationsintegrität gezogen.

Obwohl die Frage der Vergleichbarkeit dieser beiden technischen Systeme in Bezug auf die Versagenswahrscheinlichkeiten im Rahmen dieses Gutachtens ohne weitere Untersuchungen und Daten nicht abschließend beurteilt werden kann, können jedoch für die in diesem Gutachten betrachteten Fälle die folgend aufgeführten Abschätzungen getroffen werden.

### A9.2.3 Wirkungspfad 1a: Aufstieg in/an der Erkundungs- oder Produktionsbohrung

1. Das worst-case Szenario bei den von (Rish 2005) durchgeführten Untersuchungen beschreibt das Szenario „Versagen der Zementation“. Die Wahrscheinlichkeit für dieses Versagensszenario wird mit  $p_{\text{Zementversagen}} = 10^{-6} - 10^{-8}$  angegeben.
2. Alle anderen Versagensszenarien, bei denen das Versagen der Zementation eine notwendige Voraussetzung für den Zutritt von Fluiden aus der Zielformation in die Grundwasserleiter ist, liegen bei Wahrscheinlichkeiten zwischen  $10^{-7}$  und  $10^{-18}$ .
3. Nach Angaben von Rish, sind die für die Analysen zu Grunde gelegten Werte für Klasse I-Verpressbohrungen sehr konservativ, so dass Rish insgesamt von geringeren Wahrscheinlichkeiten ausgeht.
4. In der Rish-Studie wird die Versagenswahrscheinlichkeit der Zementation<sup>‡‡</sup> mit einem Median-Wert von  $6 \cdot 10^{-6}$  pro Injektionstag angegeben.

Beim Frack-Vorgang, bei dem die von Rish getroffenen Annahmen evtl. nicht zutreffend sind, in einer Erdgasbohrung mit 10 angenommenen Fracks (s. Kapitel 6) wird konservativ der Frack-Druck mit bis zu 6 Stunden pro Frack angenommen. Unter dieser Voraussetzung ergibt sich bei 10 Fracks pro Bohrung ein Zeitraum von 2,5 Frack-Tagen<sup>§§</sup>.

D.h., dass unter den genannten Voraussetzungen mit einer Versagenswahrscheinlichkeit der Zementation in der Größenordnung von  $10^{-5}$  während des Frack-Vorgangs gerechnet werden könnte. Für die übrigen Betriebszeiten können die Angaben von Rish unseres Erachtens übernommen werden.

---

<sup>‡‡</sup> Gemeint ist explizit **nicht** das Szenario 5 „Versagen der Zementation“. Beim Szenario wird das Versagen mehrerer Komponenten gleichzeitig betrachtet. Hier ist nur die Zementation Betrachtungsgegenstand.

<sup>§§</sup> Gemeint ist die Summe der Zeiten, während derer der Frack-Druck in der Bohrung vorherrscht, gemessen in Tagen.

Diese konservative Abschätzung führt zum Ergebnis, dass die Wahrscheinlichkeit eines Aufstiegs von Fluiden aus der Frack-Zone entlang von Rissen im Zement ca.  $10^{-5}$  bis  $10^{-6}$  pro Bohrung beträgt.

Bei Multilateralbohrungen werden die Produktionsrohre im Vergleich zu Einfachbohrungen doppelt so oft mit dem Frack-Druck belastet. Hier muss unseres Erachtens überprüft werden, ob die getroffenen Annahmen andere sind und sich die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Risses – und somit eines Aufstiegs von Fluiden oder Gasen – im Zement gegebenenfalls erhöht.

Bei insgesamt zu berücksichtigenden 2.974 Bohrungen, in denen Stimulationsmaßnahmen durchgeführt werden, wäre also mit 95-99%iger Wahrscheinlichkeit mit keinem Ereignis während der Betriebszeit von 30 Jahren zu rechnen.

#### **A9.2.4 Wirkungspfad 1c/1e: Versagen des Casings beim Fracking**

Aus den Untersuchungen von Rish lässt sich zunächst nur ableiten, dass die Wahrscheinlichkeit eines Zutritts von Injektions-Fluiden in den Grundwasserleiter während des Injektionsvorgangs je nach betrachtetem Versagensfall zwischen  $10^{-8}$  und  $10^{-18}$  liegt.

In wie weit diese Aussage auf Erdgas-Bohrungen in Deutschland oder NRW übertragen werden kann, ist im Rahmen dieses Gutachtens nicht abschließend zu beurteilen. Die angegebenen Werte lassen jedoch vermuten, dass für Erdgasbohrungen, in denen Stimulationsmaßnahmen durchgeführt werden, die Wahrscheinlichkeit eines Versagens aller Barrieren und somit die Wahrscheinlichkeit eines Zutritts von Frack-Fluiden in den Grundwasserleiter sehr gering sein werden.

Diese Annahme wird dadurch untermauert, dass den Gutachtern im Rahmen der Literaturrecherche kein Fallbeispiel bekannt geworden ist, in dem dieses Versagensszenario zu einem Austritt von Frack-Fluiden in Grundwasserleiter geführt hätte.

Des Weiteren muss berücksichtigt werden, dass der Frack-Druck bei Stimulation von Erdgasbohrungen nur während ca. 2/1000 der Zeit beaufschlagt werden, für die Rish die vorgestellten Untersuchungen durchgeführt hat.

Die Wahrscheinlichkeit eines solchen Versagensfalls wird von daher aus heutiger Sicht für NRW für die beiden 10%-Flächenszenarien A und B als sehr gering eingeschätzt.

## A9.2.5 Wirkungspfad 1b: Aufstieg in/an Altbohrungen sowie Wirkungspfad 1a: Langzeitsicherheit

### A9.2.5.1 Langezeitliche Barriereintegrität

In Bezug auf die Langzeit-Integrität von Altbohrungen wird zum Vergleich zurückgegriffen auf eine Untersuchung, die im Jahre 2000 vom Department of Interior, Minerals Management Service (MMS 2000) durchgeführt worden ist. Betrachtungsgegenstand waren offshore Erdölbohrungen im Golf von Mexiko. Untersucht wurde das Risiko eines Austritts von nicht in Betrieb befindlichen sowie permanent eingestellten Bohrungen.

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf die Ergebnisse dieser Studie in Bezug auf permanent verschlossene Bohrungen (engl.: permanent abandoned wells, PA wells).

In Abb. A9.41 ist das Modell der Bohrung dargestellt, das von MMS für die Risikobeurteilung in Bezug auf das Versagen der Barrieren genutzt worden ist.

In Grundzügen ist auch dieses Modell – obgleich offshore-Bohrung – mit einer onshore-Erdgasbohrung vergleichbar.

MMS hat die Versagenswahrscheinlichkeit einzelner Barrieren einer solchen Bohrung mit Hilfe der Fehlerbaumanalyse durchgeführt. Grundlage waren Abschätzungen der Versagenshäufigkeiten einzelner Komponenten entlang gewisser angenommener Austrittspfade (s. Abb. A9.42).

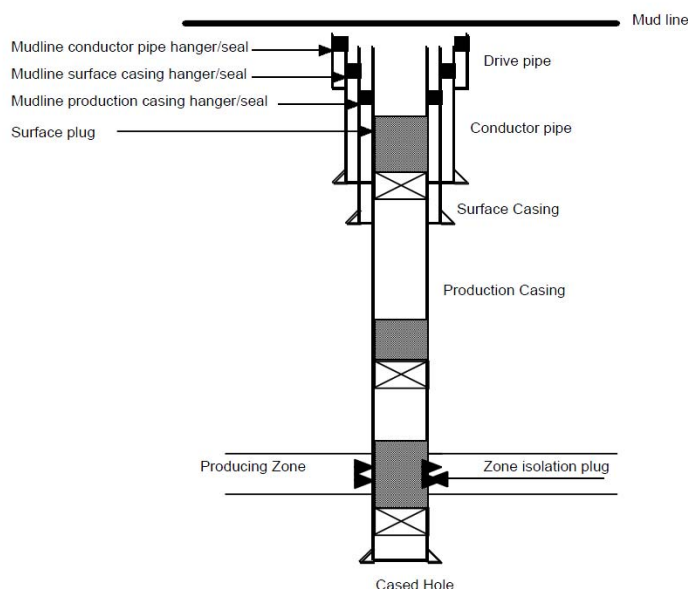


Abb. A9.41: Schematische Darstellung des Modells, das MMS für die Risikobewertung nutzt (MMS 2000).

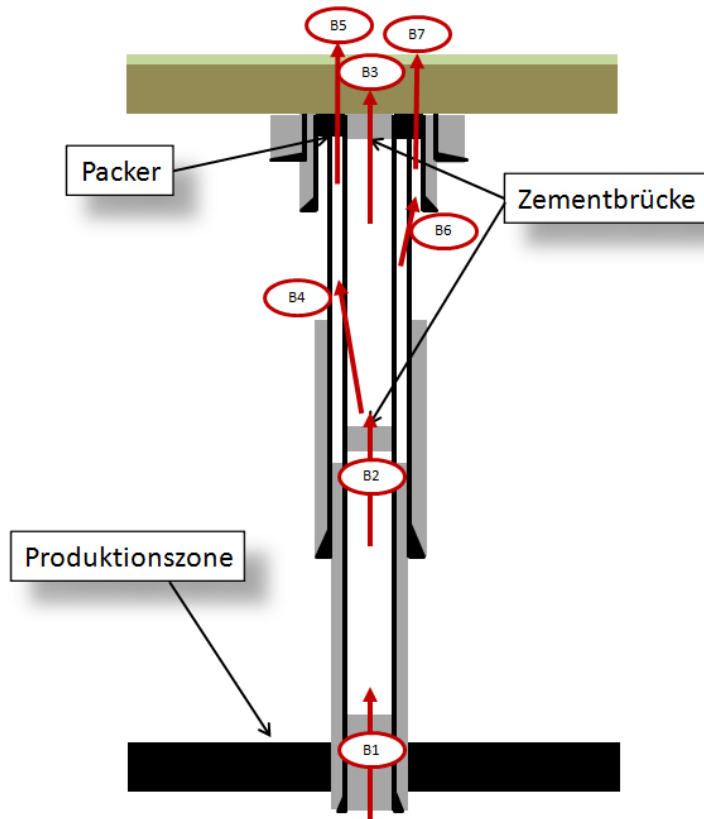


Abb. A9.42: Darstellung der möglichen Migrationspfade in einer verschlossenen Bohrung laut MMS (nach MMS 2000).

Der zur Analyse konstruierte Fehlerbaum ist in Abb. A9.43 dargestellt.



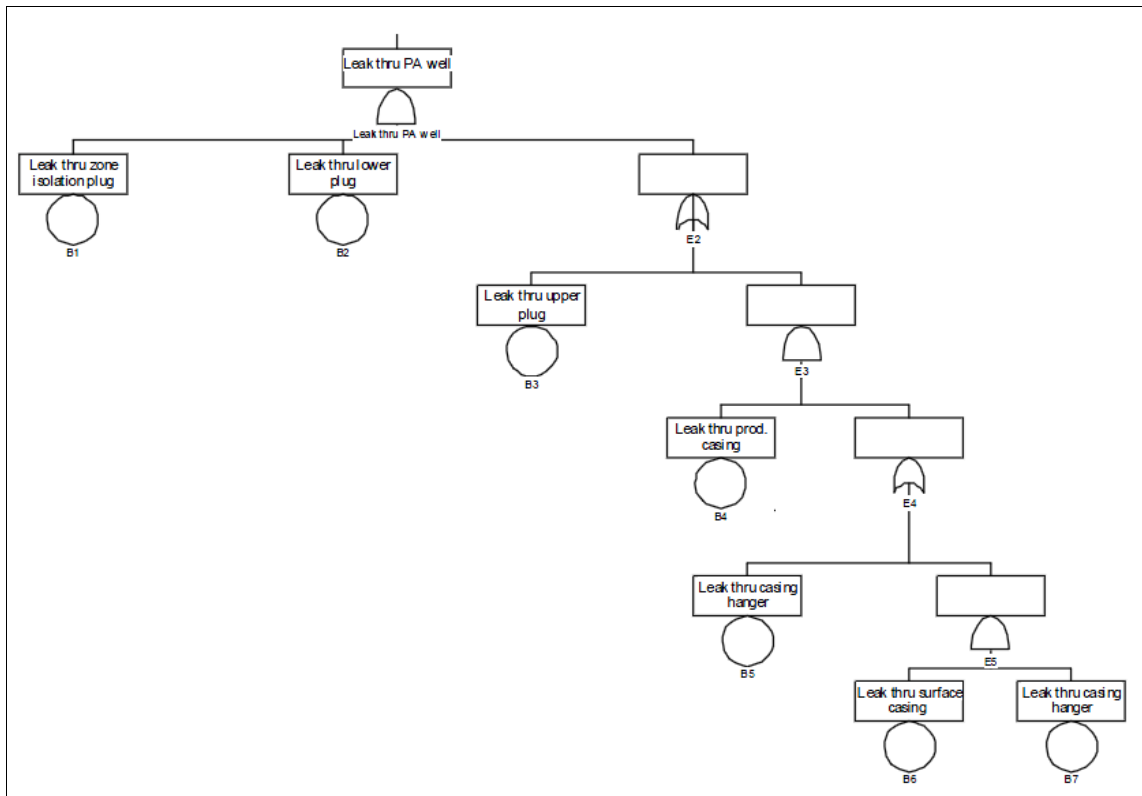


Abb. A9.43: Fehlerbaum zur Analyse der Versagenswahrscheinlichkeit der Barrieren in einer permanent verschlossenen Bohrung (MMS 2000).

Wie aus dem Fehlerbaum zu entnehmen ist, ist teilweise für die Aktivierung gewisser Pfade das Versagen mehrerer Komponenten nötig. Auf Grundlage dieses Fehlerbaums können die in Tab. A9.79 aufgeführten Werte mathematisch miteinander verknüpft werden.

Tab. A9.79: Kennzahlen für die einzelnen Barriere-Komponenten einer permanent verschlossenen Bohrung.

Komponente	Initiale Ausfallsicherheit	Mittlere Zeit bis zum ersten Ausfall [h]
B1	0,99	2,00E+08
B2	0,99	2,00E+08
B3	0,99	2,00E+08
B4	0,999	1,26E+06
B5	0,99	1,12E+06
B6	0,999	1,26E+06
B7	0,99	1,12E+06

Die Angaben zur anfänglichen Ausfallsicherheit (Wahrscheinlichkeit, dass die Komponente bereits beim Einbau defekt ist und somit sofort versagt) sowie zur mittleren Zeit bis zum ersten Ausfall sind teilweise

Datenbanken wie OREDA entnommen (s. Kapitel A9.1.1.9) oder basieren auf Expertenschätzungen.

Unter Berücksichtigung von möglichen Unsicherheiten im Bereich von 10% in Bezug auf die Angaben zur mittleren Zeit bis zum ersten Ausfall einer Komponente, ergeben sich aus diesen Daten Zeiträume zwischen 200 und 300 Jahren, nach denen mit einem Ausfall sämtlicher verbauter Barrieren zu rechnen ist. Der rechnerische Wert der hier dargestellten Daten ergibt sich zu 240 Jahren.

In wie weit sich diese Aussagen grundsätzlich auf NRW übertragen lassen, kann nicht gesichert angegeben werden. Es kann jedoch festgestellt werden, dass unabhängig von dem tatsächlichen anzunehmenden Zeitraum, langfristig (mehrere Hundert Jahre) mit einem Versagen solcher Barrieren zu rechnen sein wird.

#### **A9.2.6 Wahrscheinlichkeit der Rissausbreitung bis zu einer Altbohrung/Störung**

Die Wahrscheinlichkeit, dass trotz der in Kapitel 9.2.1. dargestellten durchgeführten umfänglichen Erkundungsmaßnahmen eine Altbohrung übersehen wird, liegt für die von Rish betrachteten Fälle bei einer Wahrscheinlichkeit von  $10^{-3}$  bis  $10^{-2}$  pro Bohrung.

In wie weit diese Aussage auf NRW übertragen werden kann, ist nicht eingrenzbare.

Untersuchungen von Davies (Davies 2012) zeigen, dass die tatsächlichen Abmasse eines Risses bislang teilweise nur ungenau prognostiziert werden können. Die derzeit eingesetzten numerischen mathematischen Modelle sind nicht in der Lage die lokalen geologischen Verhältnisse in einer Bohrung präzise abzubilden, so dass in einigen Fällen die induzierten Risse eine andere Ausprägung haben als ursprünglich intendiert.

Aus Datensätzen, die Davies von durchgeführten Fracks vorlagen, konnte abgeleitet werden, dass die Wahrscheinlichkeit, dass künstlich (hydraulisch) induzierte Risse bei Fracking-Maßnahmen eine Höhe von über 350 m erreichen, bei 1% liegt. In einem Einzelfall ist eine Höhe von 580 m gemessen worden.

Aus den Davies vorliegenden Daten können keine weitergehenden Ergebnisse generiert werden, da hierzu die tabellarische Datengrundlage fehlt und nur Auswertungen von grafischen Darstellungen der Risshöhen möglich war.

Es zeigt sich jedoch, dass zu diesem Punkt geklärt werden muss, wie genau die numerischen Modelle tatsächlich sind. In Abhängigkeit von den Ergebnissen solcher Untersuchungen kann anschließend überlegt werden, welche Sicherheitsabstände zu diversen Strukturen eingehalten werden sollten, in denen aus unterschiedlichen Gründen nicht gefrackt werden soll (bspw. Altbohrungen, Störung, Schutzgebiete, andere Produktionsbohrungen etc.).

### A9.3 Literatur im Anhang

- AconaWellpro (2009): Environmental Risk Assessment and Oil Spill Emergency Preparedness Analysis for the exploration well 6407/12-3 Caerus in PL 470, Dezember 2009.
- AconaWellpro (2010): Well blowout and dynamic wellkill simulations Exploration well 5505/5-5 NewField North (PL 555) SampleCo E&P, Dezember 2010.
- Concawe (2011): Performance of European crosscountry oil pipelines; Statistical summary of reported spillages in 2009 and since 1971, Prepared by the CONCAWE Oil Pipelines Management Group's Special Task Force on oil pipeline spillages (OP/STF&1), Mai 2011
- CPR 18E (1999): Guidelines for quantitative Risk Assessment – “Purple Book” – CPR 18E, Committee for Prevention of Disasters, Den Haag, Niederlande, 1999.
- Davies, R.J. et al. (2012): Hydraulic fractures: How far can they go? In: Marine and Petroleum Geology, Entwurfssfassung April 2012.
- Destatis (2010): Verkehr – Gefahrguttransporte 2008, Statistisches Bundesamt, Fachserie 8, Reihe 1.4, Wiesbaden, 2010.
- Destatis (2011): Umwelt – Unfälle mit wassergefährdenden Stoffen 2010, Statistisches Bundesamt, Fachserie 19, Reihe 2.3, Wiesbaden, 2010
- DGENV (2011): Assessing the Case for EU legislation on the safety of pipelines and the possible impacts of such an initiative. Final Report ENV.G.1/FRA/2006/0073. European Commission, Directorate-General Environment, Brüssel, Dezember 2011.
- DNV (2010): Det Norske Veritas: Environmental Risk Assessment of Exploration Drilling in Nordland VI, Report no. 2010-04-20, April 2010, Hovik, Norwegen
- EGIG (2011): Gas Pipeline Incidents – 8th Report of the European Gas Pipeline Incident Group, Doc. Number EGIG 11.R.0402 (version 2), Groningen, Niederlande, Dezember 2011.
- EPA (2001): Class I Underground Injection Control Program: Study of the Risks Associated with Class I Underground Injection Wells, United States Environmental Protection Agency, Office of Water, Washington DC, USA, März 2001.

- EPA (2012): Requirements for all Class I Wells and Class I Hazardous Waste Wells, United States Environmental Protection Agency, Office of Water, Washington DC, USA, Juni 2012  
[http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/wells\\_class1.cfm](http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/wells_class1.cfm)
- Hsieh (2010): Hsieh, B.-Z. et al.: Case study of estimating gas loss from a producing well blowout, Journal of Petroleum Science and Engineering Nr. 70, 2010.
- Minerals Management Service (2000): Risk assessment of temporarily abandoned or shut-in wells, Final Report, Contact No. 1435-01-99-RP-3995, US Department of Interior Minerals Management Service, Herndon, Virginia, USA, 2000.
- Minerals Management Service (2001): DIAGNOSIS AND REMEDIATION OF SUSTAINED CASING PRESSURE IN WELLS, US Department of Interior Minerals Management Service, Herndon, Virginia, USA, 2001
- Nygaard (2010): Well Design and Well Integrity – WABAMUN AREA CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION PROJECT (WASP), Institute for Sustainable Energy, Environment and Economy (ISEEE), University of Calgary, Calgary, Kanada, 2010.
- OGP (2010): International Association of Oil and Gas Producers: Risk Assessment Data Directory – Blowout frequencies, Report No. 434-2, März 2010, London, UK
- Rish, W.R. (2005): A probabilistic risk assessment of Class I Hazardous Waste Injection Wells, In: Tsang et al.: Underground Injection Science and Technology, Elsevier B.V., Amsterdam, 2005.
- Rist (1996): Rist, D.: Dynamik realer Gase: Grundlagen, Berechnungen und Daten für Thermogasdynamik, Strömungsmechanik und Gas-technik, Springer-Verlag Berlin, 1996.
- Robert, C. P. (2007): The Bayesian Choice: From Decision-Theoretic Foundations to Computational Implementation (Second Edition), Springer, 2007
- Schacht (1999): Schacht, W. et al.: Ein erweitertes Modell für die Blowout-Berechnung realer Gase, Beitrag zum 50. Berg- und Hüttenmännischen Tag der TU Bergakademie Freiberg, Juni 1999.
- Schlumberger (2012): Oilfield Glossary – high pressure, high temperature. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=high-pressure%2C%20high-temperature>, März 2012.

Uth, H.J. (2012): Technische Sicherheit von Anlagen und Verfahren zur Erkundung und Förderung von Erdgas aus nichtkonventionellen Lagerstätten. Gutachten für Expertenkreis Fracking, AG Risiko, Darmstadt, 2012.

Stand 06.09.2012

## Kapitel 10

Stand 06.09.2012

Stand 06.09.2012



## 10 BEWERTUNGS- UND GENEHMIGUNGSKRITERIEN

### 10.1 Einleitung

Im vorliegenden Kapitel wird auf folgende Fragen eingegangen:

1. Welche Kriterien müssen nach belastbaren naturwissenschaftlichen Gesichtspunkten entwickelt bzw. ausgewählt werden, um ggf. zukünftige Anträge auf Genehmigungen derart beurteilen und mit entsprechenden Auflagen versehen zu können, dass mögliche unerwünschte Auswirkungen gänzlich vermieden oder zumindest vermindert werden?
2. Welche raumplanerischen Gesichtspunkte sind im Rahmen des weiteren Vorgehens zu beachten bzw. welche Maßnahmen werden diesbezüglich empfohlen?

Bei der Beantwortung dieser Fragen haben wir uns auf die erforderlichen Bewertungs- und Genehmigungskriterien für die **indirekten Umweltauswirkungen** (Umweltrisiken) konzentriert, die wir mit Hilfe der Risikoanalyse soweit möglich benannt und bewertet haben (siehe Kap. 9). Die zur Bewertung der **direkten Umweltauswirkungen** (siehe Kap. 8) notwendigen Genehmigungskriterien sollten ggf. im Zusammenhang mit der Bearbeitung einer UVP-Verordnung Bergbau überprüft bzw. ergänzt werden. Hinsichtlich weitergehender Ausführungen sei auf das vom Umweltbundesamt in Auftrag gegebene Gutachten (FKZ 3711 23 299) verwiesen.

Welche aktiven Begleit- und Beobachtungsmaßnahmen (Monitoring) notwendig sind, um mögliche unerwünschte Auswirkungen (frühzeitig) zu entdecken, wird in Kapitel 11 thematisiert.

Wie ausführlich dargestellt, ist eine abschließende Risikoanalyse, die zur Ableitung von Bewertungs- und Genehmigungskriterien notwendig wäre, aufgrund von Informations- und Wissensdefiziten zum derzeitigen Zeitpunkt nicht möglich. Selbst auf der übergeordneten (generischen) Ebene sind viele vorliegende Informationen noch nicht ausgewertet bzw. sollten noch identifiziert, z.T. erarbeitet und ausgewertet werden. Standortspezifische Informationen fehlen fast vollständig.

Entsprechend halten wir auch die Ableitung von belastbaren Bewertungs- und Genehmigungskriterien derzeit für verfrüht. Dazu bedarf es nach unserer Auffassung noch grundlegender Arbeiten, für die wir hier Vorschläge unterbreiten. Wir haben uns dennoch Gedanken dazu gemacht, welche Struktur ein solcher Katalog mit Bewertungs- und Genehmigungskriterien haben sollte und haben, wenn möglich, Hin-

weise auf die Ausgestaltung einzelner Kriterien gegeben. Wir verstehen unsere Arbeit als Grundlage für eine weitere Bearbeitung, die zweckmäßigerweise im Dialog mit den verschiedenen Beteiligten ablaufen sollte.

Wir sehen folgende Kernelemente für die Struktur der Bewertungs- und Genehmigungskriterien:

- **Bewertungskriterien:** Sie beschreiben und definieren den zu prüfenden bzw. nachzuweisenden Sachverhalt.
- **Entscheidungskriterien:** Sie unterlegen die Entscheidungen an den sogenannten Entscheidungspunkten, an denen darüber entschieden wird, ob und wie in eine nächste Arbeitsphase eingetreten werden soll (siehe Kap. 13).
- **Genehmigungskriterien:** Sie konkretisieren die Bewertungskriterien in Form von klaren Vorgaben für den Antragsteller und sind nachprüfbar bzw. überwachbar.
- **Monitoring-Indikatoren:** Sie werden für die Genehmigungskriterien festgelegt und dienen der Überwachung und der Steuerung im Verlauf des Vorhabens (siehe Kap. 11).

Wir empfehlen, die Bewertungs- und Genehmigungskriterien an den Betriebsphasen eines Vorhabens zu orientieren: Erkundung (Phase A), Fracken zur Erkundung (Phase B1), Fracken zur Gewinnung (Phase B2), Gewinnungsphase (Phase C) und Abschluss/Nachsorge (Phase D).

Grundlage der Maßnahmen in den Phasen A und B1 ist eine bergrechtlich erteilte Aufsuchungserlaubnis. Grundlage der Phasen B2 bis D eine bergrechtlich erteilte Bewilligung zur Gewinnung. Unabhängig davon muss für jede Maßnahme eine Betriebsplanzulassung und eng damit verbunden eine wasserrechtliche Erlaubnis erteilt werden.

Die hier empfohlenen und weiter zu erarbeitenden Bewertungs- und Genehmigungskriterien beziehen sich auf die Betriebsplanzulassung bzw. die wasserrechtliche Erlaubnis, die nur dann erteilt werden sollten, wenn die dafür jeweils gesetzlich geregelten Umweltauflagen erfüllt sind. In diesem Zusammenhang sind auch die derzeitigen Regelungen zur UVP-Pflicht und die empfohlenen Anpassungen der UVP-Verordnung Bergbau zu prüfen.

Im Folgenden haben wir uns vor allem auf die Phasen A und B1 konzentriert und differenzieren hier zwischen Kriterien für die Themenkomplexe Geosystem, Technik und Stoffe (siehe Abschn. 10.2 und Tab. 10.1) sowie Raumplanung (siehe Abschn. 10.3). Wir erwarten grundlegend neue Erkenntnisse, so dass wir für die weiteren Phasen B2, C und D derzeit lediglich einen Ausblick geben können.

Tab. 10.1: Vorschlag für Bewertungskriterien und notwendige Untersuchungsschritte

Betriebsphase	System	Sachverhalt	Bewertungskriterium (Prüfgegenstand)	notwendige Untersuchung/Instrumente
A - Bohrung zur Erkundung	Geo-system	Systemerkundung mit relevanten Wirkungspfaden	Darlegung besonderer standortspezifischer Risiken, die über eine normale Tiefbohrung hinausgehen	Auswertung vorliegender Daten; Lage Störungen, Lage Altbohrungen, Grundwasserpotenziale, historische Gasausbrüche. Ggf. eigene Untersuchungen zur Bedeutung von Störungen und Altbohrungen (Ableitung Sicherheitsabstände) Aufbau konzeptioneller Modelle, ggf. bereits Aufbau Grundwassermodelle
	Technik	Wenn zu Phase B1 weiterentwickeln: Dichtigkeit der Bohrung	Qualität der Zementation	verbindliche/anwendbare Kriterien für die Qualität der eingebrachten Zementation; Überprüfung von Industriestandards bzw. EPA-Vorschlag
		Wenn zu Phase B1 weiterentwickeln: Langzeitintegrität der Barrieren	Alterung/langzeitliche Änderung der Eigenschaften der Zementation und der Rohrtouren	Untersuchung der Mutungsbohrungen in NRW regelmäßige Prüfung der Dichtigkeit von abgeworfenen Explorationsbohrungen
		Wenn zu Phase B1 weiterentwickeln: Abstand zu anderen Strukturen an der Oberfläche	Risikoanalyse, z.B. Ausbreitung von Gasen bei Blowout	Erhebung von Grunddaten für Risikoanalyse spezifisch für NRW
	Stoffe	Formationswasser	Beschaffenheit	Beprobung und Analytik
B1 - Fracken zur Erkundung	Geo-system	mögliche Aufstiege von Fluiden und/oder Gasen	Relevanz der Wirkungspfade	hydrogeologische Systemanalyse, ggf. Modellverfeinerung und Modellrechnungen
	Technik	Wie Phase A		
		Rissausbreitung	Fehlerwahrscheinlichkeit der geplanten Rissdimensionen sowie statistisch erwartete Abweichung von Rissdimensionen	History-Matching der Modelle: Ableitung von Irrtumswahrscheinlichkeiten
	Stoffe	Frack-Additive	Stoffinformationen; Stoffverhalten und -ausbreitung; Toxizität; Grundwassergefährdung	Informationsoffenlegung; Datenbereitstellung u. ggfs. Datenrecherche, Laborversuche, Modellrechnungen; lokale Massenbilanzierungen; Stofftransportmodellierung
Flowback		Beschaffenheit; Entsorgung	Beprobung und Analytik; Massenbilanzrechnungen; Untersuchungen zur Wiederverwendung bzw. techn. Aufbereitung und Entsorgung	
B2 - Fracken zur Gewinnung	Geo-system	mögliche Aufstiege von Fluiden und/oder Gasen	Relevanz der Wirkungspfade	Modellverfeinerung und Modellrechnungen
		Summen- und Langzeitwirkungen (z.B. Beeinträchtigung Wasserhaushalt)	Relevanz der Wirkungspfade	Modellverfeinerung und Modellrechnungen
	Technik	Wie in Phase B1		
		Großräumige Erschließungspläne	Auswirkungen der flächenhaften Erschließung	Rahmenbetriebsplan Rahmenbetriebspläne angrenzender Antragsteller
		Cluster-Bohrplätze	Sicherheit benachbarter Bohrungen auf Bohrplatz	Risikoanalyse bei parallel durchgeführten Prozessen an benachbarten Bohrungen auf einem Bohrplatz
	Stoffe	Frack-Additive	wie B1 zzgl. Summenwirkung und regionale Stoffausbreitung	wie B1 zzgl. regionale Massenbilanzierungen und Stofftransportmodellierung
		Flowback	wie B1	wie B1 für jeden Gewinnungsstandort; bei Untergrundverpressung Wasserhaushaltsberechnung, Strömungs- und Stofftransportmodellierung

## 10.2 Geosystem, Technik und Stoffe

### 10.2.1 Betriebsphase A

Die Betriebsphase A (Erkundungsbohrung ohne Frack) unterscheidet sich nicht grundlegend von gängigen Erkundungstiefbohrvorhaben, da keine hydraulische Stimulation erfolgt und somit entscheidende Risikofaktoren (z.B. Frack-Fluide, Flowback, Rissausbreitung) entfallen.

Für Bohrbetriebsmaßnahmen, die laut Arbeitsprogramm des Antragstellers ausschließlich Phase A durchlaufen sollen, also nur der Aufsuchung dienen und in denen nur gebirgsschonende Lagerstättenuntersuchungen durchgeführt werden, ergibt sich aus unserer Sicht keine Notwendigkeit, zusätzliche neue/ergänzende Kriterien zu den Bestehenden zu definieren.

Sollte der Antragsteller die Erkundungsbohrungen zu Phase B1-Betrieben ausbauen wollen (d.h. Test-Frack und Test-Förderung), sind bereits in dieser Phase die Anforderungen für Phase B1-Betriebe anzuwenden (s.u.).

Die Betriebsphase A muss dazu genutzt werden, die bestehenden Wissens- und Informationsdefizite insbesondere im Hinblick auf das hydrogeologische System dahingehend zu verfeinern, dass zum Ende der Betriebsphase A eine belastbare Bewertung der Umweltrisiken, die durch den Einsatz der Fracking-Technologie zu erwarten wären, erfolgen kann.

Insofern sollten im Rahmen der Genehmigungen für die Betriebsphase A Untersuchungen zu folgenden Aspekten verbindlich vorgeschrieben werden:

- Lage und hydraulische Funktion von Störungen und Störungssystemen,
- Lage, Ausbau, Zustand und hydraulische Funktion von Altbohrungen,
- hydrogeologischer Aufbau (Grundwasserfließsysteme mit Durchlässigkeiten und Potenzialen) sowie
- hydrochemische Verhältnisse (insbesondere auch in der Zielformation).

Folgende Arbeitsschritte/Instrumente werden vorgeschlagen, die sich je nach Datenlage in den einzelnen Geosystemen hinsichtlich ihres Umfangs und ihrer Bearbeitungstiefe unterscheiden können:

1. Durchführung einer hydrogeologischen Systemanalyse, mit deren Hilfe die Auswirkungen und Risiken geplanter Vorhaben auf den Wasser- und Naturhaushalt sowie die öffentliche Trinkwasserversorgung abgeschätzt werden können.
2. Hierzu gehört u.a. die Erstellung konzeptioneller hydrogeologischer Modelle. Das konzeptionelle Modell muss von seiner Ausdehnung her ermöglichen, sowohl die Umweltrisiken für den jeweiligen Standort als auch die Wirkungszusammenhänge innerhalb eines großräumigen Systems beurteilen zu können.
3. In Abhängigkeit von den Ergebnissen der hydrogeologischen Risikoanalyse (Schritt 1) sind für die Bereiche, in denen Umweltrisiken nicht ausgeschlossen werden können, numerische Grundwassermodelle zu erstellen/zu verfeinern, mit deren Hilfe die Risiken quantifiziert und genauer bewertet werden können. In der Regel sind hierzu ergänzende Auswertungen und Geländeuntersuchungen erforderlich.
4. Konzeption und Durchführung eines fortlaufenden Monitorings zur Verifizierung und Kalibrierung der Modelle (vorlaufend und ggf. vorhabenbegleitend).

Die entsprechenden numerischen Grundwassermodelle für geplante Vorhabenbereiche bilden eine wesentliche Entscheidungsgrundlage für die zuständigen Behörden in Bezug auf die generelle Genehmigungsfähigkeit von Vorhaben in den weiteren Betriebsphasen und für die Ausgestaltung der (wasserrechtlichen) Nebenbestimmungen.

Die Lage von Störungen kann mit Hilfe von seismischen Methoden (3D-Seismik) erkundet werden. Hinweise auf ihre hydraulische Funktion liefern u.a. die aktuellen Grundwasserfließverhältnisse sowie weitere Untersuchungen.

Hinsichtlich der Altbohrungen sind die vorhandenen Kataster und Ausbaupläne auszuwerten. Von Interesse sind dabei in erster Linie tiefe Bohrungen und die Art bzw. der Zustand ihrer Verfüllung sowie ggf. örtliche Untersuchung.

Zur Verbesserung der Datenlage zur Beschaffenheit der Formationswässer von Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten in NRW sollten die in den Erkundungsbohrungen angetroffenen Formationswässer beprobt und auf relevante Wasserinhaltsstoffe (Salze, Schwermetalle, Kohlenwasserstoffe, NORM und Gase) analysiert werden.



Bereits in der Phase A sind konkurrierende unterirdische Nutzungen zu betrachten und zu berücksichtigen.

### **10.2.2 Betriebsphase B1**

Der Einstieg in die Betriebsphase B1 sollte unter dem Vorbehalt der Erfüllung von Entscheidungskriterien stehen (siehe Kap. 13).

#### **Geosystem**

Auf Basis der in der Betriebsphase A gewonnenen Erkenntnisse ist für die Betriebsphase B1 nachzuweisen, dass es durch eine hydraulische Stimulation zum Zwecke der Erkundung nicht zu signifikanten schädlichen Umweltauswirkungen durch aufsteigende Fluide oder Gase kommen kann (z.B. mit Hilfe numerischer Grundwassermodelle). Dies betrifft sowohl die zum Einsatz kommenden Frack-Fluide als auch einen potenziellen Aufstieg von Formationswasser (s.u.).

Gebiete mit ungünstigen hydrogeologischen Verhältnissen (v.a. starke tektonische Zerrüttung, artesische Grundwasserverhältnisse und große aufsteigende Potenzialdifferenzen) sollten im Hinblick auf die Wirksamkeit der Wirkungspfade besonders kritisch betrachtet werden.

Im Hinblick auf (potenziell) hydraulisch wirksame Störungen und Altbohrungen ist der Nachweis zu führen, dass ein ausreichender Sicherheitsabstand eingehalten wird. Notwendig zur Quantifizierung des Sicherheitsabstandes ist eine verlässliche Prognose zur Rissausbreitung während der hydraulischen Stimulation. Während des Frack-Vorgangs ist die Rissausbreitung zu überwachen und zu dokumentieren.

Aufgebaute numerische Grundwassermodelle sind mit den in der Betriebsphase B1 gewonnenen Erkenntnissen weiter zu verfeinern. Die Modelle können auch Hinweise auf die Auswahl von Indikatoren für das Monitoring geben.

#### **Technik**

Für Bohrbetriebe, bei denen der Antragsteller im Arbeitsprogramm nicht ausschließen kann, dass sie nicht nur Phase A durchlaufen, sondern zu Phase B1-Betrieben (und ggf. auch zu Förderbetrieben, also Phase B2-, C- und D-Betrieben) ausgebaut werden sollen, werden folgende Empfehlungen für Genehmigungsbedingungen gegeben:

1. Nachweise der Dichtigkeit der Zementation während der Betriebsphase B1
  - a. Die derzeitigen Regelungen (insbesondere § 19 BVOT NRW) müssen überprüft und konkretisiert werden, da sich keine kon-

kreten Prüf- bzw. Genehmigungskriterien ableiten lassen, so dass hier auf Einzelfallentscheidungen abgestellt werden muss. Insbesondere sind keine konkreten Kriterien für den Bezugszeitraum der geforderten Dichtheit der Zementationsstrecken genannt. Auch ist keine Vorgabe für Mindestlängen der Zementation gegeben, außer dass sie gem. § 19 Abs. 5 so zu bemessen sind, „dass nutzbare Wasserstockwerke, nicht genutzte Erdöl- oder Erdgasträger [...] abgedichtet werden“. Wie der Nachweis der Dichtheit entlang der Zementationsstrecke zu führen ist, kann dieser Regelung nicht entnommen werden.

- b. Derzeit nutzt die Industrie nach Erkenntnissen der Gutachter interne Standards für die Planung von Zementationstrecken. In Abhängigkeit des Durchmessers der zu zementierenden Rohrtour werden Mindeststrecken definiert, bei welchen eine Mindestzementationsqualität eingehalten werden muss, um eine Abdichtung der entsprechenden Bereiche zu gewährleisten. In der Praxis dienen der Industrie solche Werte als Orientierungswert. Um sicherzustellen, dass die Vorgabe eingehalten wird, werden Zementationsstrecken überdimensioniert. Die US EPA beispielsweise schlägt vor, die Industriestandards in Bezug auf die zu zementierenden Mindeststreckenlängen um einen Faktor 3 zu vergrößern.

Im Rahmen dieses Gutachtens konnten jedoch keine weiteren Details zu dieser Fragestellung in der Literatur aufgefunden werden, so dass in einem nächsten Schritt die diesen Industrie- und EPA-Vorschlägen zugrunde liegenden Annahmen identifiziert werden müssen, deren Übertragbarkeit auf mögliche Prüf- und Genehmigungskriterien für NRW überprüft werden sollte.

## 2. Langzeitliche Barriereintegrität (insb. hinsichtlich Phase D)

- a. Die im Gutachten analysierten Studien (z.B. Veröffentlichung in Society of Petroleum Engineers oder Berichte der US EPA (2004, 2011)) geben Hinweise darauf, dass zur langzeitlichen Barriereintegrität gezielt Untersuchungen erfolgen sollten. Obwohl die Frage der langzeitlichen Barriereintegrität in den EPA-Studien nur angerissen wird und eine abschließende Beantwortung nicht geliefert werden kann, zeigt sich schon jetzt, dass in diesem Punkt grundsätzlicher Klärungsbedarf besteht.

In einem ersten Schritt muss festgestellt werden, ob es zu NRW vergleichbare Erkenntnisse für Erdgasbohrungen in unkonventionellen Lagerstätten gibt. Parallel hierzu können die Bohrungen in Niedersachsen auf Tight Gas mit einbezogen werden. Die Ergebnisse einer solchen Untersuchung können einen ersten Hinweis auf eine Übertragbarkeit auf die Verhältnisse in NRW ergeben.



Des Weiteren sollten die umfangreichen Untersuchungen, die von der US EPA derzeit zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten durchgeführt werden, analysierend begleitet werden. Viele der in US EPA (2011) angesprochenen Fragen, decken sich mit den Fragen, die im Rahmen dieses Gutachtens ebenfalls nicht abschließend beurteilt werden konnten. Ein erster Fortschrittsbericht ist von der EPA für Ende 2012 angekündigt und bis 2014 soll der Endbericht fertig gestellt sein.

- b. Des Weiteren sollten entsprechende Modelle erarbeitet werden, die sich spezifisch mit den Mechanismen solcher Gaszutritte durch die Zementation in den Ringraum von Bohrungen beschäftigen.

Die durch die zuvor vorgeschlagenen Erhebungen erlangten Informationen und Daten können einer Kalibrierung und Validierung solcher Modelle dienen. Mit Hilfe der Modelle können unter den Randbedingungen in NRW (Technik sowie Geologie) Abschätzungen der zu erwartenden Effekte getroffen werden und die wesentlichen Einflussgrößen identifiziert werden.

- c. Hierauf aufsetzend können aus den maßgeblichen Einflussgrößen in Bezug auf die technische Ausgestaltung von Bohrungen Genehmigungskriterien erarbeitet werden, die für die Betriebsplanzulassungsverfahren zugrunde gelegt werden können.

Auch können auf Grundlage dieser Daten Prüfzeiträume definiert werden, die sicherstellen sollen, dass die Barriereintegrität planmäßig eingehalten wird.

### 3. Rissdimensionen

- a. Im Gutachten ist dargelegt worden, dass Auswertungen von Rissdimensionen aus Schiefergas-Lagerstätten in den USA vorliegen, in denen mit einer Wahrscheinlichkeit von 1 % Fracks 350 m und mehr Risshöhe erreicht haben. In einem Fall der publizierten Daten ist sogar 580 m vertikale Risshöhe erreicht worden.
- b. Die gesetzlichen Anforderungen an Einpressbohrungen (§ 36 BVOT NRW) sind aus unserer Sicht auf Stimulationsmaßnahmen anzuwenden und zu konkretisieren.

Da die tatsächlichen Dimensionen der induzierten Risse maßgeblich von der Geologie abhängen werden, ist anzunehmen, dass die Prüfung der von der Industrie eingesetzten Rechenmodelle auf die Ermittlung der Genauigkeit der Modellierung der gebirgsmechanischen Parameter hinauslaufen wird.

Letztendlich wird jedoch eine Art „history“-matching vorgelegt werden müssen, indem der Betreiber nachweist, dass das vorgeschlagene numerische Modellierungsprogramm in der Realität genügend oft bestätigt worden ist. Unklar ist, wie hoch eine solche Schwelle („genügend oft“) zu legen ist, d.h. es muss untersucht werden, welche Genauigkeiten erreicht werden können, bevor Vorgaben hierzu gemacht werden können.

#### 4. Abstand von Bohrplätzen zu anderen Oberflächenstrukturen

- a. Ist nicht ausgeschlossen, dass die Bohrplätze zu Phase B2/C-Betrieben ausgebaut werden, sollte bereits in dieser Genehmigungsphase die Auswirkung von mehreren Bohrungen auf einem Bohrplatz in die Risikobetrachtung mit einbezogen werden.
- b. Aus Sicht der Gutachter ist die Regelung für Mindestabstände von Bohrungen zu Gebäuden (mindestens das 1,1fache der Bohrerüsthöhe, gem. § 18 BVOT NRW) zu überarbeiten. In Abhängigkeit von durchzuführenden Untersuchungen bezüglich zu erwartender Pfad 0-Risikoszenarien (bspw. Blowout-Häufigkeiten sowie Blowout-Auswirkungen) sollten Genehmigungskriterien für die Abstandsbestimmung zu den in § 18 Abs. 1 BVOT NRW aufgeführten Objekten definiert werden.
- c. Hierzu müssten aufsetzend auf den lagerstättenspezifischen Erkenntnissen für NRW bspw. Ausbreitungsrechnungen bei Ausbruch von Gas und/oder Formationswasser durchgeführt werden, die somit die Vorgabe für Mindestabstände erbringen würden.

Im Anhang zu Kapitel 9 sind beispielhaft Vorgehensweisen im Rahmen von Risikobetrachtungen für Offshore-Bohrplattformen in der Nordsee aufgeführt. Diese Regelung muss jedoch so ausgeführt sein, dass eine standortspezifische Betrachtung durchgeführt werden muss.

#### **Stoffe**

In der Betriebsphase B1 werden Frack-Fluide in einer für den Standort optimalen Rezeptur eingesetzt. Neben den Informationen zur Identität und Menge der eingesetzten Stoffe sind wesentliche Daten zum Kurz- und Langzeitverhalten im Untergrund und zur Toxizität notwendig. Hierbei wird die vollständige Offenlegung der eingesetzten Stoffe und die Bereitstellung relevanter physiko-chemischer und toxikologischer Wirkdaten durch den Antragsteller gefordert. Liegen diese Daten nicht in Sicherheitsdatenblättern oder einschlägiger Fachliteratur vor, müssen diese Daten ggf. durch Laborversuche oder Modellrechnungen ermittelt werden.

Notwendige Voraussetzung für die Genehmigung sind die Kenntnis der Stoffidentität und der Stoffmengen, eine Bewertung des öko- und humantoxikologischen Gefährdungspotenzials der Frack-Additive und möglicher Transformationsprodukte, die Abbaubarkeit der Stoffe unter Lagerstättenbedingungen sowie ein Nachweis über die Prüfung geeigneter Substitutionsmaßnahmen persistenter und/oder gefährlicher Stoffe.

Ferner sind Nachweise über das Verhalten und den Verbleib der Stoffe im Untergrund zu führen. Eine lokale Stoffbilanzierung der eingesetzten Additive soll zu einer transparenten Darstellung der Einsatzmengen, der Konzentrationen der Additive und Transformationsprodukte im Frack-Fluid, im Untergrund und im Flowback führen.

Laborversuche und hydrogeochemische Modellrechnungen können Erkenntnisse zu möglichen Abbau-, Sorptions- und Redoxreaktionen der Additive im Lagerstättenhorizont sowie zu Reaktionen des Frack-Fluids und des Formationswassers mit den reaktiven Mineralphasen der Gesteinsformationen liefern.

Für die Bewertung einer möglichen Gefährdung des Grundwassers im wasserwirtschaftlich nutzbaren Grundwasserleiter durch möglicherweise aufsteigende Formationswässer, Frack-Fluide oder Mischfluide ist eine Stofftransportmodellierung erforderlich. Als Genehmigungskriterium wird die Einhaltung der Geringfügigkeitsschwellenwerte oder entsprechender human- und ökotoxikologisch abgeleiteter Wirkungsschwellen an der Basis des Grundwasserleiters empfohlen.

Eine Bewertung des Gefährdungspotenzials des Flowback ist nur durch eine zeitabhängige Beprobung des standortspezifischen Flowback und die Analyse auf relevante Wasserinhaltsstoffe (Salze, Schwermetalle, Kohlenwasserstoffe, NORM und Gase) sowie auf die eingesetzten Additive (Primärsubstanzen), deren Transformationsprodukte (Sekundärsubstanzen) und Feststoffe möglich. Massenbilanzrechnungen erlauben detaillierte Aussagen über den Anteil der zurückgeführten Additive.

Die Darstellung der Möglichkeiten einer Wiederverwendung der eingesetzten Additive sowie die nach derzeitigem Stand der Technik möglichen Aufbereitungsverfahren mit anschließender fach- und umweltgerechter Entsorgung wird gefordert. Im Falle einer geplanten Untergrundverpressung ist vom Antragsteller eine standortspezifische Risikobetrachtung durchzuführen, die die Aspekte Zusammensetzung des Flowback, die Wegsamkeit/Verdrängung von Formationswasser bei wassergefüllten Porenräumen und die Wegsamkeit bei gasgefüllten Hohlräumen zum Gegenstand haben muss.

### 10.2.3 Ausblick auf weitere Betriebsphasen

Die folgenden Ausführungen zur Betriebsphase B2 können nur vorläufig sein, da die Erkenntnisse aus den Phasen A und B1 entscheidend dafür sein werden, ob und wie in die Phase B2 eingestiegen werden kann.

#### Geosystem

Für die Betriebsphase B2 sind sowohl die Relevanz der Wirkungspfade als auch die Summenwirkungen der geplanten Erschließungsvorhaben mit Hilfe eines numerischen Grundwassermodells zu simulieren und zu bewerten. Die Modelle können auch Hinweise auf die Bewertungsbandbreite der Indikatoren für das Monitoring geben. Der Betrachtungs- und Modellraum ist hierfür ausreichend groß zu wählen, so dass auch kumulierte Effekte angrenzender Antragsteller berücksichtigt werden können.

Ziel ist es auch hier, dass signifikante großräumige und/oder langfristige Beeinträchtigungen der nutzbaren Grundwasservorkommen ausgeschlossen werden können. Dies betrifft sowohl die hydraulischen als auch die hydrochemischen Verhältnisse. Geeignete Indikatoren zur Überwachung der Ziele sind festzulegen (siehe Monitoring, Kap. 11).

#### Technik

Die Phasen B2, C und D werden genehmigungsrechtlich im Rahmen der bergrechtlichen Bewilligung behandelt. Für die Betriebsphase B2 sollten für jede Bohrung die bereits unter den Betriebsphasen A und B1 behandelten Punkte geprüft werden. Explizit gilt dies auch für wiederholte Stimulationsmaßnahmen während Phase C (refracs).

Zusätzlich sollte von der Genehmigungsbehörde ein Rahmenbetriebsplan gefordert werden, in dem vom Antragsteller die großflächige Erschließung dargestellt wird. Wie im Gutachten dargestellt, gehen mit der großflächigen Erschließung eines Vorkommens der Ausbau von Infrastruktur sowie erhöhte Transportvorgänge einher. Im Rahmenbetriebsplan sollten Art und Anzahl in Zukunft absehbar geplanter Bohrplätze, deren Lage und infrastrukturelle Einbindung in das vorhandene Infrastrukturnetz aufgeführt werden. In Verbindung mit Zeitablaufplänen sollten die Auswirkungen auf das Bewilligungsfeld geprüft und ggf. Anpassungen durchgeführt werden (bspw. Umstellung der Wasserversorgung von Lkw auf Rohrleitung).

Ein weiterer Aspekt umfasst die Abstimmung von Rahmenbetriebsplänen von mehreren angrenzenden Antragstellern. Im Rahmen einer übergreifenden Planung sollten die kumulierten Effekte aufeinander abgestimmt werden, so beispielsweise die Abstimmung der geplanten Rohrleitungsinfrastruktur, das Transport-/Verkehrsaufkommen bzw. –

wie bereits im Kapitel Geologie angesprochen - die großflächige Auswirkung auf den Natur- und Wasserhaushalt bei parallel durchgeführten Stimulationsmaßnahmen.

In dieser Phase B2 (sowie C) sollte auch die Regelung, wonach bei Unterschreitung bestimmter Förderraten und anderer Kriterien eine Absperreinrichtung erforderlich ist, wenn benachbarte Bohrungen nicht gefährdet sind (§ 34, Abs. 8 BVOT NRW), konkretisiert werden.

Es stellt sich hierbei die Frage, wie sichergestellt werden kann, dass auf Cluster-Bohrplätzen, auf denen Bohr- und Frack-Prozesse teilweise zeitlich parallel an verschiedenen Bohrungen durchgeführt werden, „benachbarte Bohrungen im Falle eines Ausbruches nicht gefährdet sind.“ Gegebenenfalls kann hier durch eine zeitliche Entzerrung solcher Prozesse die Vorgabe erfüllt werden, d.h. durch ein Verbot von parallel durchgeführten Frack- und Bohrmaßnahmen. Dies muss jedoch Ergebnis einer Risikoanalyse für den einzelnen Bohrplatz sein und kann nicht pauschal Vorgabe oder Genehmigungskriterium in der Verordnung sein.

### **Stoffe**

In der Betriebsphase B2 sind die Summenwirkungen zu bewerten, die von dem großräumigen Einsatz der Frack-Fluide ausgehen können. Über eine regionale Stoffbilanzierung und Stofftransportmodellierung ist der Nachweis über das Langzeitverhalten und den Verbleib der Stoffe im Untergrund zu liefern. Insbesondere ist der Nachweis zu erbringen, dass eine vertikale und/oder horizontale Stoffausbreitung von der Zielformation in andere Geosysteme nicht zu besorgen ist.

Die Bewertung des Gefährdungspotenzials des Flowback unterscheidet sich nicht vom Vorgehen in der Betriebsphase B1, mit der Ausnahme, dass an jedem Gewinnungsstandort der Flowback beprobt, analysiert und entsprechende Massenbilanzrechnungen durchgeführt werden müssen.

Die Möglichkeiten zur Wiederverwendung, technischen Aufbereitung und fach- und umweltgerechten Entsorgung des Flowback sind für jeden Standort gesondert darzustellen.

Im Fall einer Untergrundverpressung des Flowback sind die räumlichen und zeitlichen Summenwirkungen auf den quantitativen und qualitativen Wasserhaushalt mit entsprechenden Instrumenten (Wasserhaushaltsberechnungen, Grundwasserströmungsmodellierung, Stofftransportmodellierung) nachzuweisen.

### 10.3 Raumplanerische Anforderungen

Die Ausführungen dieses Gutachtens in Kapitel 4 bilden eine erste Grundlage für die Bewertung der Raumbedeutsamkeit und –wirksamkeit von Vorhaben der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen. Zugleich beinhaltet das Gutachten Empfehlungen für den Ausschluss von Gebieten aus umweltfachlicher und raumordnerischer Sicht und verräumt diese in Übersichtskarten.

Wir empfehlen unter Federführung der nordrhein-westfälischen Raumordnungsbehörden nachfolgend auf dieser Basis in zeitlich und inhaltlich aufeinander aufbauenden Untersuchungs-, Planungs- und Genehmigungsphasen verschiedene Aspekte zu klären. Als Raumordnungsbehörden werden dabei angesprochen

- die Staatskanzlei des Landes Nordrhein-Westfalen in ihrer Zuständigkeit für das Landesentwicklungsprogramm und den Landesentwicklungsplan Nordrhein-Westfalen,
- die Abteilungen ‚Regionale Entwicklung‘ der Bezirksregierungen Arnsberg, Detmold, Düsseldorf, Köln und Münster sowie der Regionalverband Ruhr als Träger der Regionalplanung und
- ggf. Kommunen in ihrer Verpflichtung, Bauleitpläne aufzustellen.

Die nachfolgende Beschreibung der Phasen und empfohlenen Vorgehensweisen orientiert sich an der Übersicht in Abbildung 13.1. Auch in Bezug auf die raumordnerischen Anforderungen wird zwischen standortunabhängigen wie standortabhängigen Untersuchungs-, Planungs- und Genehmigungsschritten unterschieden.

#### 10.3.1 Betriebsphase A

Auf standortunabhängiger Ebene sollte die Raumbedeutsamkeit von Vorhaben der Erdgasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten sowie deren Übereinstimmung mit der Leitvorstellung nachhaltiger Raumentwicklung vertiefend rechtlich geprüft werden. Diese Prüfung sollte sowohl oberirdische als auch unterirdische Aspekte der Raumplanung beinhalten. Insbesondere ist zu klären, welcher Schwellenwert eine Raumbedeutsamkeit entsprechender Vorhaben auslöst:

- gegebenenfalls bereits die Erkundung bzw. erst die Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten inkl. zugehöriger Tagesanlagen mit entsprechenden Auswirkungen;
- die Gewinnung über Einzelbohrungen bzw. über eine Vielzahl von Bohrplätzen im räumlichen Raster zur Erschließung einer Lager-



stätte in Verbindung mit der Flächeninanspruchnahme der Tagesanlagen und der zugehörigen Infrastruktur (Straßen, Leitungen, Aufbereitungsanlagen) mit entsprechenden Auswirkungen;

- die zeitlich befristete Inanspruchnahme von Flächen bzw. die langfristige Nutzung eines Standortes.

Da die Raumbedeutsamkeit und Raumverträglichkeit nicht ausschließlich mit der Flächengröße oder Fördermenge korreliert, sondern vielmehr abhängig vom Standort, dessen Nutzung und infrastruktureller Einbindung ist, wird empfohlen die Raumbedeutsamkeit von Vorhaben der Erdgasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten nicht unter Berücksichtigung der Fördermengen festzulegen, sondern in Anlehnung an Anlage 2 und 4 des UVPG Kriterien zugrunde zu legen, die auf erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen hinweisen können.

Zu grundlegenden Fragen und Aufgabenstellungen ‚unterirdischer Raumordnung‘ läuft derzeit im Auftrag des Umweltbundesamtes ein Forschungsvorhaben<sup>1</sup>. Die Ergebnisse dieses Forschungsvorhabens sollten bei den vorgenannten Festlegungen berücksichtigt werden.

Darüber hinausgehend erscheint eine inhaltliche und rechtliche Prüfung sinnvoll, ob und in welcher Art und Weise einerseits raumbedeutsame Vorhaben der Erdgasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten in Raumordnungsplänen darstellbar sind bzw. wie andererseits entsprechende Nutzungen in schutzbedürftigen Bereichen ausgeschlossen werden können. Dies betrifft sowohl die textliche als auch die kartografische Festlegung landesweiter und regionaler Ziele und Grundsätze der Raumordnung im Landesentwicklungsplan sowie in den Regionalplänen (wiederum auch in der 3. Dimension unter Berücksichtigung der unterirdischen Raumplanung). Gegebenenfalls ist zur Umsetzung der Prüfergebnisse die Plan-Verordnung Nordrhein-Westfalen hinsichtlich zu verwendender Planzeichen anzupassen.

Soweit der noch näher zu bestimmende Schwellenwert für die Raumbedeutsamkeit von Vorhaben der Erdgasförderung aus unkonventioneller Lagerstätten festgelegt ist, kann die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens gem. § 15 ROG erforderlich werden. Es wird empfohlen, standortabhängig den Umfang und die Detaillierung der vorzulegenden Prüfunterlagen in einem solchen Raumordnungsverfahren abzuklären.

---

<sup>1</sup> UFOPLAN 2011, FKZ 3711 16 103 1 ‚Unterirdische Raumplanung – Vorschläge des Umweltschutzes zur Verbesserung der über und untertägigen Informationsgrundlagen, zur Ausgestaltung des Planungsinstrumentariums und zur nachhaltigen Lösung von Nutzungskonflikten‘



Zudem ist für den Vorhabenstyp der Erdgasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten und seine Wirkfaktoren typisierend der Untersuchungsrahmen der strategischen Umweltprüfung im Rahmen der Änderung / Neuaufstellung von Raumordnungsplänen zu identifizieren.

### 10.3.2 Betriebsphase B1

Aufbauend auf den Darstellungsvorschlägen aus Phase A wird eine Änderung von Raumordnungsplänen empfohlen, die eine Definition textlicher Ziele zur räumlichen Steuerung im Sinne von Ausschlussgebieten für Vorhaben unkonventioneller Gasgewinnung beinhaltet. Hierzu ist ein Abgleich mit anderen, in erster Linie vorrangigen Raumnutzungsansprüchen erforderlich. Bei der Aufstellung und Änderung der Raumordnungspläne ist eine strategische Umweltprüfung durchzuführen (§ 9 ROG).

In Abhängigkeit von den Ergebnissen und Entscheidungen aus Phase A – hier die Festlegung der Schwellenwerte zur Auslösung der Raumbedeutsamkeit und Entscheidung über das weitere Vorgehen – sowie einer Abklärung, ob der Standort der Erkundung auch dem Gewinnungsstandort entspricht, sind entweder bereits in Phase B1 oder erst in den danach folgenden Betriebsphasen weitere Planungsschritte erforderlich.

Bisher kann ein Raumordnungsverfahren gem. § 1 Nr. 16 und 17 RoV nur für bergbauliche Vorhaben (die im Einzelfall raumbedeutsam sind und überörtliche Bedeutung haben) erforderlich sein, die einer Planfeststellung gem. § 52 Abs. 2 a bis c BBergG bedürfen. Dies wiederum sind Vorhaben, die nach § 57 c BBergG i.Z.m. UVP-V Bergbau einer Umweltverträglichkeitsprüfung bedürfen. Den Landesbehörden steht es jedoch offen, weitere raumbedeutsame Planungen und Maßnahmen von überörtlicher Bedeutung nach landesrechtlichen Vorschriften in einem Raumordnungsverfahren zu überprüfen (vgl. § 1 S 2 ROV).

Nach Festlegung der Schwellenwerte für die Raumbedeutsamkeit (vgl. Phase A) empfehlen wir für raumbedeutsame Vorhaben der Gasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten stets ein Raumordnungsverfahren mit integrierter Raumverträglichkeitsprüfung durchzuführen.

In diesem Raumordnungsverfahren sind die raumbedeutsamen Auswirkungen der Planungen / Maßnahmen (einschließlich Standortalternativen) im Abgleich mit anderen Raumfunktionen und -nutzungen zu prüfen. Hierfür sind vertiefte Untersuchungen zur Raum- und Umweltverträglichkeit unter Einbeziehung (bisher nicht näher betrachteter) kleinräumiger Geodaten, beispielsweise auf Ebene der Flächennutzungspläne und in Abgleich mit den Lagerstätten, erforderlich. Die regionalplanerische Steuerung sollte sich sowohl auf die erforderli-

chen Tagesanlagen als auch auf die Nutzungen im Untergrund erstrecken.

Ergebnis der Prüfung bietet eine Entscheidungsgrundlage für die Träger der Regionalplanung zu einer möglichen Änderung von Regionalplänen.

Die planerischen kommunalen Entscheidungen von Gemeinden müssen mit den Zielen der Raumordnung in Übereinstimmung gebracht werden. Insoweit folgt aus möglichen Festlegungen der Raumordnungspläne für die Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten unmittelbar eine Anpassungspflicht für die Gemeinden. Dies gilt auch für Planfeststellungen und Genehmigungen mit der Rechtswirkung der Planfeststellungen.

#### **10.4 Literatur**

US EPA, Environmental Protection Agency (2004): Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. U. S. Environmental Protection Agency, Washington, USA, Juni 2004.

US EPA, Environmental Protection Agency (2011): Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. U. S. Environmental Protection Agency, Washington, USA, November 2011.

## Kapitel 11

Stand 06.09.2012

Stand 06.09.2012

## 11 ERFORDERLICHE SYSTEMERKUNDUNG UND MONITORING

### 11.1 Zusammenhang Systemerkundung und Monitoring

Die Systemkenntnis ist eine wichtige Grundlage für die Risikoanalyse, da anhand dieser die Wirkungspfade (Durchlässigkeit und Potenzialdifferenzen) im Ist-Zustand und nach einem Eingriff beschrieben und quantifiziert werden. Die andere Grundlage ist die Kenntnis der Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide (siehe Kap. 9).

Die Ergebnisse der Risikostudie (siehe Kap. 9) zeigen, dass es insbesondere im Bereich der hydrogeologischen Systemkenntnis in Abhängigkeit vom jeweiligen Geosystem teilweise noch grundlegende Defizite gibt, die eine belastbare Bewertung des Risikos (und dessen Quantifizierung) nicht erlauben. Auf die im Einzelnen fehlenden Informationen und Empfehlungen zur Behebung der Wissensdefizite wurde in Kapitel 10 eingegangen.

Logischerweise kann ein Monitoring in einem hydrogeologischen System, in dem nicht alle Wirkungszusammenhänge bekannt sind, nicht mit ausreichender Sicherheit wirksam sein. Deswegen ist es zunächst erforderlich, den bisherigen Kenntnisstand in Bezug auf die zu betrachtenden Geosysteme zu ergänzen (hydrogeologischer Aufbau, sonstige Nutzungen, geplante Vorhaben). Ziel ist es, den vorhabensbezogenen Ist-Zustand hinreichend genau beschreiben zu können (**Systemerkundung**) und eine ausreichende Datenbasis zum Aufbau und Betrieb **numerischer Modelle** zu schaffen, mit deren Hilfe der Eingriff und seine potenziellen Auswirkungen quantifiziert werden können.

Für eine großräumige Systemerkundung ist eine kurzfristige und punktuelle Untersuchungen (z.B. eine Bohrung) unzureichend. Erforderlich ist vielmehr eine koordinierte und zielgerichtete Erkundung in Teilschritten sowie der Aufbau und auch die Anwendung numerischer Grundwassermodelle (siehe Abschn. 11.5).

Bei den numerischen Grundwassermodellen handelt es sich zum einen um Regionalmodelle, die vor allem der großräumigen Systembeschreibung dienen und Fragen nach Summen- und Langzeitwirkungen beantworten sollen. Diese sind nach unserer Auffassung zuerst aufzubauen (siehe Abschn. 11.5.2).

Zum anderen handelt es sich um Standortmodelle, die in enger (ggf. auch direkter numerischer) Kopplung mit dem Regionalmodell an den jeweiligen Standorten aufgebaut werden sollten (siehe Abschn.

11.5.5). Beide Modelltypen sollten fortlaufend auf der Grundlage neuer Daten und Erkenntnisse weiterentwickelt werden.

Hierbei sind nicht alle Kenntnisdefizite und Fragen gleichrangig zu bearbeiten, d. h. auch bei einer nicht in allen Punkten vollständigen Systemkenntnis sind nach einer Abwägung der Risiken ggf. Entscheidungen möglich.

Zu vielen Fragstellungen sind zusätzliche Erkenntnisse jedoch nur durch Geländeuntersuchungen (ggf. inkl. Bohrungen) zu erlangen, die Teil der Phase A sein können (siehe Abb. 13.1)

Diese weiteren Schritte müssen durch ein vorhabenvorbereitendes und -begleitendes Monitoring zur Kontrolle und Steuerung unterstützt werden. Anforderungen und Aufbau eines solchen Monitorings werden im nächsten Kapitel beschrieben.

Die Systemerkundung und das Monitoring sind eng in den möglichen Gesamtprozess eingebunden. Die Ergebnisse aus allen Aktivitäten der verschiedenen Betreiber sollten der Verbesserung der gemeinsamen Datenlage und der Systemkenntnis dienen. Eine grundlegende Voraussetzung dafür ist, dass die Datenverfügbarkeit gegeben ist.

## 11.2 Aufgabe und Struktur eines Monitorings

Der Aufbau und die schrittweise Umsetzung des Monitorings erfolgt in enger Verzahnung mit der Ableitung von Bewertungs- und Genehmigungskriterien (siehe Kap. 10 und Tab. 10.1) und dem vorgeschlagenen Vorgehensplan (siehe Kap. 13 und Abb. 13.1).

### Ziele und Struktur eines Monitorings

Ein Monitoring im Verständnis der Gutachter dient vor allem der Kontrolle (Einhaltung der Genehmigungskriterien), der Früherkennung von Abweichungen und der Steuerung eines Vorhabens. Eine Steuerung setzt Ziele voraus, z. B. das Ziel „keine Umweltgefährdung durch Fracking“. Dies setzt eine ausreichende Systemkenntnis voraus, damit bekannt ist, wie ein System auf Eingriffe reagiert. Eine Steuerung benötigt weiterhin aussagekräftige Indikatoren (direkt abgeleitet aus Messwerten und/oder Berechnungen), die komplexe Entwicklungen anhand eines Indikators auf den Punkt bringen können<sup>1</sup>. Es ist deshalb auch sinnvoll, ein Bewertungssystem für die Indikatoren zu entwickeln. Dies kann auch bereits zu Beginn bzw. im Vorfeld einer

---

<sup>1</sup> So ist der immer frühere Beginn der Apfelblüte ein eingängiger Indikator für eine Klimaerwärmung.

Maßnahme erfolgen. Zur Bewertung von Indikatoren hat sich ein Ampelsystem (grün, gelb rot) bewährt, wenn es gelingt, quantitative Indikatoren zu entwickeln. Und letztlich müssen Handlungsoptionen zur Verfügung stehen, die eine ungewünschte Entwicklung stoppen, begrenzen oder umkehren können, damit keine Schädigungen eintreten und sich Risiken nicht erhöhen. Die vier Kernelemente eines Monitorings sind:

1. **Ziele, Zielerreichung und Informationsbedarf**  
→ Aus den Zielen ergibt sich Informationsbedarf, der das Monitoring steuert. Erst auf dieser Basis wird das Monitoring (Strategie, Messnetze, Parameter, Indikatoren, Auswertemethoden etc.) konzipiert.
2. **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.
3. **Bewertungssystem**  
→ Nachvollziehbare, schnelle und eingängige Vermittlung der Entwicklungen und Bewertungen (z. B. Ampelsystem).
4. **Handlungsoptionen und Steuerung**  
→ Erprobte und definierte Handlungen, die zur Steuerung unerwünschter Entwicklungen geeignet sind.

Wenn die vier 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. Ein Monitoring verläuft in einem Kreislaufprozess, bei dem das Monitoring immer wieder den Erkenntnissen und Anforderungen angepasst wird (siehe Abb. 11.1).





Abb. 11.1: Monitoringkreis

Monitoring ist kein statisches System. Zu Beginn eines Monitoringprozesses ist – wie auch im vorliegenden Fall – der Anteil an Systemfragen groß. Bei einem zunehmenden Erkenntniszuwachs – und hier ist ein Monitoring mit der Systemkenntnis eng verbunden – können sich zusätzliche Fragen und ein weiterer Monitoringbedarf ergeben, weil die Bedeutung einzelner Themen nicht erkannt wurde und weil neue Erkenntnisse gewonnen wurden. In den einzelnen Kapiteln wurden die derzeitigen Kenntnisdefizite den einzelnen „Systemkomponenten“ zugeordnet und Vorschläge zur Behebung gemacht<sup>2</sup>.

Eine Erfahrung im Fortgang großer Monitoringprozesse ist auch, dass Fragen beantwortet werden können und der Monitoringaufwand wieder reduziert wird.

Für die Fragestellung der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten müssen für jeden der folgenden Arbeitsschritte die vier Kernelemente eines Monitorings noch erarbeitet und abgestimmt werden. Beim derzeitigen Kenntnisstand können erste Hinweise gegeben werden.

### Einstieg in den Monitoringprozess

Aufbau und Organisation eines funktionierenden Monitorings sind komplexe Aufgaben. Mit den entsprechenden Arbeiten sollte frühzeitig begonnen werden. Vor dem Hintergrund der fast 15-jährigen Er-

<sup>2</sup> Diese betreffen zum einen in ihren Auswirkungen lokal begrenzte Sachverhalte (z. B. standortbezogene Risiken der Pfadgruppe 0) und zum anderen Sachverhalte die großräumige, langzeitige und aufsummierte Wirkungen zeigen können (z.B. Durchlässigkeit und Bedeutung der Cenoman/Turon Kalke im Grundwasserfließsystem Münsterländer Becken).

fahrungen des Monitorings „Braunkohlentagebau Garzweiler II“, der durch das MKULNV initiiert wurde und begleitet wird, empfehlen wir folgenden Prozessablauf zum Aufbau eines Monitorings:

1. Klärung der möglichen Beteiligten für einen begleitenden Monitoringarbeitskreis
2. Verständigung über die Ziele des Monitorings
3. Aufbau einer fachlichen Struktur des Monitorings (u.a. Festlegung der Arbeitsfelder, Strukturierung und Zuordnung der Themen (z.B. Licht) zu Arbeitsfeldern etc.).

Zum derzeitigen Zeitpunkt sehen wir hier i.W. die Arbeitsfelder

- Grundwassersystem / Grund- und Oberflächengewässer,
  - unterirdische Gasausbreitung,
  - Gefährdungspotenziale Stoffe (Frack-Fluide, Formationswässer und Flowback), Fracking-Technologie,
  - Seismizität,
  - Anlagensicherheit / Bohrlochintegrität und
  - Bergschäden.
4. Aufbau von organisatorischen Strukturen des Monitorings (u.a. Zusammensetzung der Arbeitsgruppen, Kommunikationsprozesse und -regeln, Kriterien für die Offenlegung von Daten, Entscheidungsstrukturen, Schnittstellen zum Betreiber und den Genehmigungs- und Fachbehörden etc.).
  5. Dokumentation von allen fachlichen, organisatorischen und sonstigen Vereinbarungen in einem Projekthandbuch und dessen regelmäßige Aktualisierung.
  6. Dokumentation von Verfahren, Auswertemethoden, Ableitung von Indikatoren etc. in Methodenhandbüchern.
  7. Regelmäßige Zusammenstellung und Bewertung der Ergebnisse aller Arbeitsfelder in zusammenfassende Monitoringberichte (z.B. Jahresberichte).

### 11.3 Anforderungen an ein Monitoring für die erforderliche Systemerkundung (Phase A)

Viele der im vorliegenden Gutachten aufgezeigten Wissens- und Informationsdefizite lassen sich nur durch die Erhebung konkreter Daten und weiterführender Systemerkundungen beantworten.

Bestimmte Untersuchungen wie z.B. der Aufbau eines „Gasmonitorings“ und die Erkundung der Störungssysteme können ohne (tiefe) Bohrungen erfolgen.

Weiterführende Erkenntnisse über den Gasgehalt der Kohleflöze und der Tonsteine sowie zur Hydrogeologie des tieferen Untergrundes erfordern Bohrungen, sofern keine anderweitigen Daten zur Verfügung stehen. Von daher gehen die weitere Systemerkundung und ein Monitoring in der Phase A ineinander über.

Die weitere Systemerkundung kann ähnlich wie das spätere vorhabenbegleitende Monitoring strukturiert sein und damit ggf. leicht in ein späteres Monitoring (ab Phase B1) überführt werden.

Die beispielhafte Struktur der erforderlichen Systemerkundung für das Geosystem Zentrales Münsterland zeigt beispielhaft die Tabelle 11.1 für die ausgewählten Arbeitsfelder Gas, Wasser und Seismizität. Für die anderen Geosysteme müssen die Strukturen und Inhalte entsprechend angepasst werden.

Tab. 11.1: Beispielhafte Struktur für eine weitere Systemerkundung im Geosystem Münsterland (Phase A)

Arbeitsfeld Elemente	Gas	Wasser	Seismizität
<b>Infobedarf</b>	<u>Erfassung des Ist-Zustandes:</u> Art des Gases (thermogen/biogen) im Emscher Mergel und natürliche Gasaufstiege (Wo? Wie? Jahresgang?), Nullmessung im oberflächennahen Grundwasser Wirkungszusammenhänge bei der Erkundung und Förderung (Drucksenke bei/nach Förderung?)	<u>Erfassung des Ist-Zustandes:</u> Großräumige, hydro-geologische Systemzusammenhänge (Cenoman/Turon Kalke, Solesystem, Quellen) im Ist-Zustand und langfristig/regional Hydrochemie Formationswässer Regionale und lokale Bedeutung (Durchlässigkeit und Potenzialdifferenzen) der Wirkungspfadgruppen 1 (Bohrungen) und 2 (Störungen)	<u>Erfassung des Ist-Zustandes:</u> Historie der seismischen Ereignisse und räumliche Verteilung Wirkungszusammenhänge Seismizität / Energieeintrag Fracking Art und Zustand von Schutzgütern (z.B. Gebäude)
<b>Untersuchungsstrategie</b>	Flächenhafte Erkundung, Modellierungen	Erkundung der Grundwasserfließsysteme, der Durchlässigkeiten und Potenzialverteilungen, u. a. tiefe Bohrungen (ohne Fracks) sowie Modellierungen (Abschnitt 11.4) Ausschluss und ggf. Festlegung von Standorten	Literaturauswertung
<b>Indikatoren</b>	Messungen, Modellierungsergebnisse (Abschnitt 11.4)	Modellierungsergebnisse (Abschnitt 11.4) Ggf. Potenzialentwicklung im Förderbereich	Seismische Ereignisse
<b>Mögliche Schlussfolgerungen, z.B. für die Risikoanalyse und das weitere Vorgehen (Kriterien für Entscheidungspunkt 1 gemäß Abb. 13.1)</b>	Keine Hinweise aus Modellierungen auf Erhöhung bzw. sogar Verringerung der Methangehalte in der Auflockerungszone Fortsetzung der Erkundung mit den Phasen A und ggf. B1	Stationäres Solesystem ohne hydraulische Kontakte zur Auflockerungszone und den Quellbereichen Fortsetzung der Erkundung mit den Phasen A und ggf. B1	Keine Hinweise auf erhöhtes Risiko (Induzierung und Auslösung von Beben) Fortsetzung der Erkundung mit den Phasen A und ggf. B1
	Hinweise aus Modellierungen von möglichen erhöhten Gasmigrationen Fortsetzung der Erkundung mit der Phase A	Nachweis von regional zirkulierenden tiefen Sole-Fließsystemen Potenzialaufstiege reichen bis in die Auflockerungszone Fortsetzung der Erkundung mit der Phase A	Hinweise auf erhöhtes Risiko für fühlbare Beben (Induzierung und Auslösung von Beben) Fortsetzung der Erkundung mit der Phase A
	Hohe Wahrscheinlichkeit von einer signifikanten Erhöhung der Gasmigration aus den Modellierungen  Abbruch der Erkundungen	Artesische Verhältnisse Nachweis von regional zirkulierenden tiefen Sole-Fließsystemen mit relevanten Aufstiegswegen im Kontakt zur Förderzone, zur Auflockerungszone und den Quellbereichen Risiko der Schaffung von großräumigen Wegsamkeiten durch Fracking für die Zirkulation von tiefen Systemen Abbruch der Erkundungen	Hinweise auf erhöhtes Risiko für Schadensbeben (Induzierung und Auslösung von Beben)  Abbruch der Erkundungen

#### **11.4 Anforderungen an ein Monitoring und für eine weitergehende Erkundung in der Phase B1**

Von den Ergebnissen der Systemerkundung und der Phase A hängt es ab, ob, wo und in welchem Umfang weitergehende Untersuchungen notwendig sind und ohne Risiko für die potenziell betroffenen Schutzgüter durchgeführt werden können. Dies ist am sog. „Entscheidungspunkt“ nach der Phase A zu entscheiden (näheres zum empfohlenen weiteren Vorgehen siehe Kap. 13).

Falls die Erkundungen fortgesetzt werden, ist auch die Fortsetzung des Monitorings erforderlich, das auf die spezifischen Arbeiten in der nachfolgenden Phase B1 angepasst werden muss. Struktur und Anforderungen an ein solches Monitoring in der Betriebsphase B1 zeigt – nach dem derzeitigen Kenntnisstand – beispielhaft die Tabelle 11.2 für das Geosystem „Zentrales Münsterland“.

Für die anderen Geosysteme müssen Struktur und Inhalte des Monitoring entsprechend angepasst werden. Bei der Monitoringstruktur in der Tabelle 11.2 werden die Arbeitsfelder Gas, Wasser, Gefährdungspotenzial Stoffe und Seismizität behandelt. Darüber hinaus kann auch die Einbeziehung anderer Arbeitsfelder erforderlich sein, wie z.B. Lärm, Licht, Anlagensicherheit, Boden, Oberflächengewässer, besondere Nutzungen etc. Dies ist beim Einstieg in den Monitoringprozess (siehe Abschn. 11.2) zu vereinbaren.

Tab. 11.2: Beispielhafte Monitoringstruktur ab der Phase B1 für das Geosystem Zentrales Münsterland

Arbeitsfeld Elemente	Gas	Wasser	Gefährdungspotenzial Stoffe	Seismizität
<b>Infobedarf</b>	Förderbedingte Erhöhung der Gas-aufstiege (biogen oder thermogen) im Vergleich zur Nullmessung	Kurzfristiger und langzeitiger Transport von Frack-Fluiden und Formationswasser über die relevanten Wirkungspfade am Standort Hydrogeologische, standortspezifische Veränderungen (Durchlässigkeiten und Potenzialdifferenzen: Potenzialsenke)	Dokumentation und Bilanzierung der eingesetzten Frack-Fluide (Einzeltstoffe, Einsatzmengen, Wassermengen) und deren Gefährdungspotenziale (Wassergefährdung, Öko- und Humantoxikologie) einschließlich der Reaktions- und Transformationsprodukte sowie der Beschaffenheit der Formationswässer der Lagerstätte	Werden Beben induziert oder ausgelöst? Frackausbreitung Art und Zustand von Schutzgütern (z.B. Gebäude)
<b>Monitoringstrategie Indikatoren</b>	Örtliche Untersuchungen Modellverfeinerung, Modellvalidierung (s. Abschnitt 11.4) Messungen und Modellierungen mit standortspezifischen Daten	Örtliche Untersuchungen Modellverfeinerung, Modellvalidierung (s. Abschnitt 11.4) Messungen und Modellierungen mit standortspezifischen Daten	Beprobung und Analyse der Frack-Fluide und der Formationswässer vor der Injektion; Messungen und Modellierungen mit standortspezifischen Daten; Identifikation von Indikatoren auf Grundlage hydrogeochemischer Modellrechnungen zur Einschätzung der Sensitivität und Entdeckungswahrscheinlichkeit	Standortüberwachung
	Modellierungsergebnisse (siehe Abschn. 11.4) Nachweis von steigenden Gasgehalten in der Auflockerungszone Nachweis von steigenden Gasgehalten unterhalb der Auflockerungszone	Modellierungsergebnisse (siehe Abschn. 11.4) Potenzialentwicklung in der Förderzone Nachweis von Frack-Fluiden und Formationswasser in der Auflockerungszone Nachweis von Frack-Fluiden und Formationswasser unterhalb der Auflockerungszone	Modellierungsergebnisse (siehe Abschn. 11.4) Bewertung anhand der Wassergefährdungsklasse und den für die Bewertung genutzten Beurteilungswerten und Risikoquotienten	Seismische Ereignisse Frackausbreitung
<b>Bewertungsvorschlag (Ampel)</b>	Kein Nachweis von steigenden Gasgehalten unterhalb der Auflockerungszone Modell ist valide und schließt relevante Aufstiege aus	Kein Nachweis von Frack-Fluiden und Formationswasser unterhalb der Auflockerungszone Modell ist valide und schließt relevante Aufstiege aus	Kein Wassergefährdungspotenzial; kein öko- und humantoxikologisches Gefährdungspotenzial; Risikoquotienten < 1; P(M)EC < LW oder GOW	Keine Fracking bedingte Beben an der Erdoberfläche

Arbeitsfeld Elemente	Gas	Wasser	Gefährdungspotenzial Stoffe	Seismizität
	Keine eindeutigen Aussagen aus Modell	Keine eindeutigen Aussagen aus Modell Potenzialaufstiege reichen bis in die Auflockerungszone	Geringes Wassergefährdungspotenzial	Fühlbare durch Fracking verursachte Beben
	Nachweis von steigenden Gasgehalten in der Auflockerungszone Modell ist valide und prognostiziert relevante Aufstiege	Artesische Verhältnisse Neue Erkenntnisse über regional zirkulierende tiefe Sole-Fließsysteme mit relevante Aufstiegswege im Kontakt zur Förderzone, zur Auflockerungszone und den Quellbereichen Nachweis von Frack-Fluiden und Formationswasser in der Auflockerungszone Modell ist valide und prognostiziert relevante Aufstiege	Hohes Wassergefährdungspotenzial; Risikoquotienten > 1; P(M)EC > LW oder GOW	Durch Fracking verursachte Beben oberhalb der Fühlbarkeits- und Schadensschwelle an der Erdoberfläche
<b>Handlungsoptionen</b>	Abbruch Anpassung der Erschließungstechniken Fortsetzung Erkundung	Abbruch Anpassung der Erschließungstechniken Fortsetzung Erkundung	Abbruch Anpassung der eingesetzten Stoffe Fortsetzung Erkundung	Abbruch Anpassung der Erschließungstechniken Fortsetzung Erkundung



## **11.5 Weitergehende Erkundung und überwachendes Monitoring in den weiteren Betriebsphasen**

Weitergehende Anforderungen an ein Monitoring für die Phasen der Gewinnung (B2, C) und der Nachsorge (Phase D) können zum derzeitigen Zeitpunkt aufgrund der bestehenden Wissens- und Informationsdefizite insbesondere zu den Gasvorkommen und Geosystemen in NRW nicht abgeleitet werden, so dass eine Monitoringstruktur für diese Phase nicht beschrieben werden kann. In der Phase D kommt neben den bereits benannten Arbeitsfeldern verstärkt Informationsbedarf hinzu, z.B. zu den Punkten:

- Langzeitintegrität aller Bohrungen im Wirkungsbereich einer Gewinnungsanlage,
- Summen- und Langzeitwirkungen.

## **11.6 Anforderungen an die numerische Modellierung der Stoff- und Gasausbreitung**

### **11.6.1 Einleitung**

Voraussetzung für die Beschreibung der Auswirkungen von Erkundungs- und Gewinnungsmaßnahmen im Umfeld der unkonventionellen Gasförderung ist das grundsätzliche Verständnis der Wirkungszusammenhänge im großräumigen Grundwasserfließsystem. Dies bezieht sich sowohl auf das investigative als auch das weiterführende Monitoring.

Auf regionaler Ebene sind hydrogeologische Fragen ungeklärt, die zunächst durch regionale Modelle beantwortet werden müssen, die dann die Grundlage für lokale Modelle im Umfeld der Gasförderung bilden. Dies gilt insbesondere für das Münsterländer Kreidebecken und die darin enthaltenen Geosysteme (siehe Kapitel 5). Im folgenden Abschnitt werden Anforderungen und Zielsetzungen für regionale Modelle am Beispiel für das Münsterländer Becken genannt. Diese Anforderungen gelten übertragen auch für andere Großräume in NRW (u.a. Niederrhein, Wesergebirgsrandmulde).

## 11.6.2 Regionales Modell – Beispiel Münsterländer Becken

### 11.6.2.1 Aufgabenstellung

Zentrale Zielsetzung eines regionalen Modells „Münsterländer Becken“ ist die Quantifizierung der Strömungsverhältnisse innerhalb der Cenoman/Turon Kalke. Im Einzelnen sollen durch ein regionales Modell die folgenden Fragen grundsätzlichen Systemverständnisses beantwortet werden:

- Wie wirken sich die Durchlässigkeiten des Cenoman/Turon Kalks auf das regionale Strömungsverhalten aus? Welche potenziellen Zuflüsse (Extremwerte) zu einem Gewinnungsgebiet sind aus der Umgebung denkbar?
- Welchen Einfluss haben die bestehenden Grubenentwässerungen des Steinkohlenbergbaus auf die regionalen Grundwasser-Verhältnisse? Wie weit reicht die Potentialsenke aus der Entwässerung (Einzugsgebiete)?
- Welches Gefährdungspotenzial geht von dem Zusammenspiel der Grubenwasserhebungen des Steinkohlenbergbaus und der Betriebsdauer eines Gasexplorationsstandortes zum Beispiel auf die Trinkwasserförderung aus den Vorflutern aus? Können Frack-Fluide über die Grubengebäude regional transportiert werden?
- Wie weit reicht der Einfluss der randlichen Zirkulationssysteme, der Haltern Sande, der Explorationsbohrungen und der Auflockerungen infolge der zahlreichen Hauswasserbrunnen?
- Welchen Einfluss haben wesentliche geologische Störungen auf das System und, im Umkehrschluss, was kann aus fehlenden Soleaufstiegen (nach derzeitigem Kenntnisstand) im Inneren des Kreidebeckens geschlussfolgert werden?

Mithilfe von in Regionalmodellen eingebetteten lokalen Modellen sind konkret folgende Fragen zu beantworten

- Welche Randbedingungen können für die lokalen Modelle der Gasexploration sinnvoll angesetzt werden?
- Welche standortsspezifischen Auswirkungen sind zu erwarten?
- Wie relevant sind Unsicherheiten in den geologisch-hydrogeologischen Grundlagen in Bezug auf die Auswirkungen?

Insbesondere muss das regionale Strömungs- und Transportmodell das Zirkulationssystem im Deckgebirge, das tiefe Zirkulationssystem und die bergbaulich beeinflussten Zirkulationssysteme der Sattel- und Muldenstrukturen des Steinkohlengebirges abbilden (Abb. 11.2). Aus den Zielen definieren sich die Anforderungen an die Datenausgangslage wie folgt:

- Hydrogeologisches Modell bis zum Karbon: Verbreitungen, Mächtigkeiten der hydrogeologisch relevanten Einheiten
- Relevantes Störungssystem
- Wasserstände, Salzgehalte
- Bohrinformationen als Grundlage für die Abschätzung der Durchlässigkeiten, auch der Anisotropien
- Senkungen und Wasserhaltungen, wo möglich Wassersättigungsgrade aus dem Steinkohlenbergbau
- Verbreitungsgebiet, Tiefe und Fördermengen der ca. 40.000 Hausbrunnen (Abschätzungen)
- Neubildung durch das Deckgebirge
- Lage, Wasserstand und Kolmationsgrad der Vorfluter
- Anfangssättigungen und Drücke in Wasser- und Gasphase

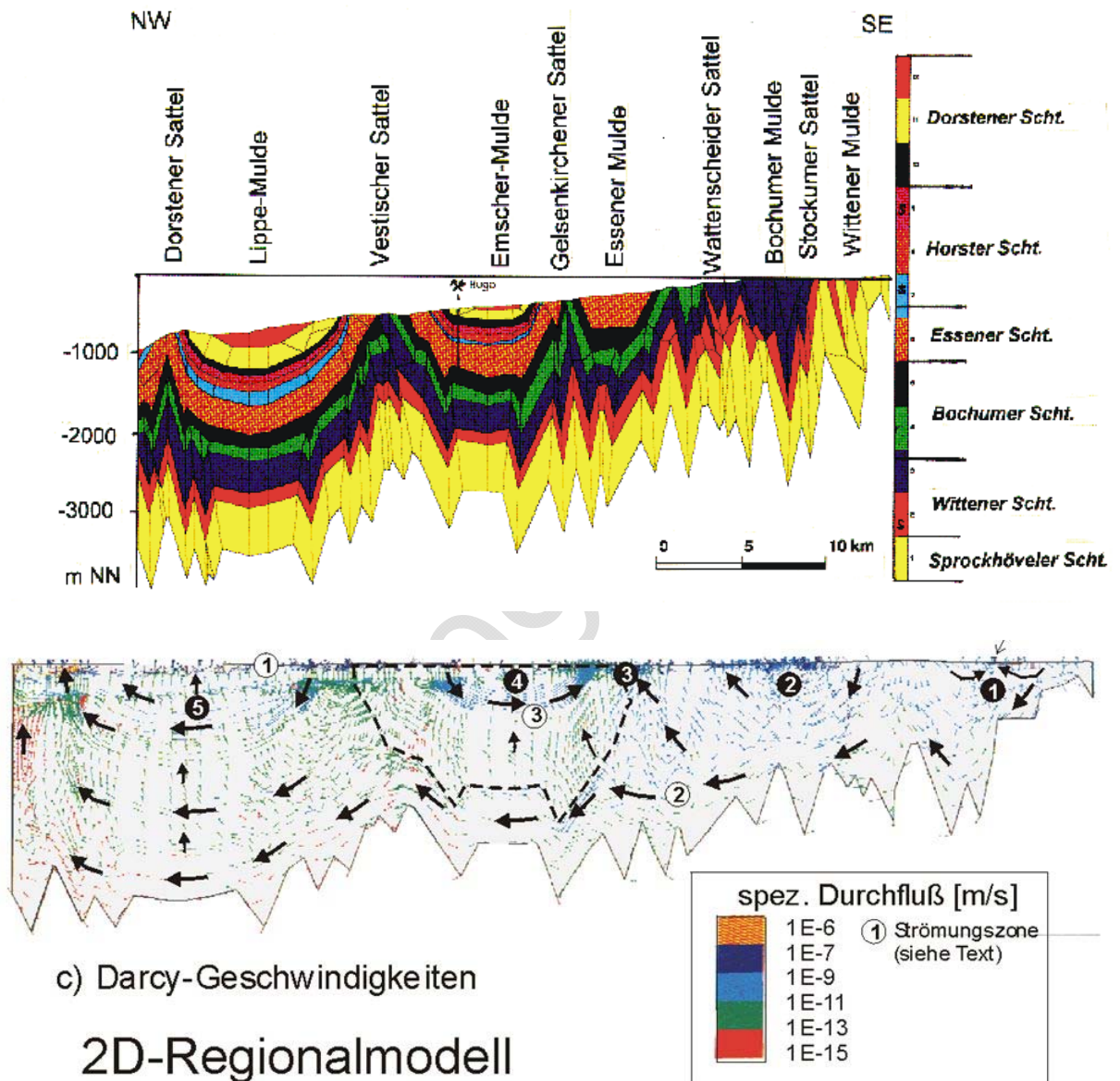


Abb. 11.2: Regionalmodell aus GRS (1998)

### 11.6.2.2 Anforderungen an das regionale Strömungs- und Stofftransportmodell

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 Fluidynamik in Folge der Exploration und Gewinnung unkonventioneller Erdgasvorkommen können die Auswirkungen von Stoffeinträgen, Stofffreisetzungen und Transportprozesse ermittelt und ihre großräumige Relevanz bestimmt werden. Hierzu müssen auch die hydrogeochemischen Wechselwirkungen modelliert werden.

Im Einzelnen müssen folgende Anforderungen gestellt werden:

- Das gesamte Wasserregime des Münsterländer Beckens soll beinhaltet sein, die Modellränder entsprechen den natürlichen hydrogeologischen Grenzen.
- Die beiden Hauptvorfluter Lippe und Ems sind innerhalb des Modellgebiets enthalten, der Rhein bildet die westliche Grenze. Lippe und Rhein sollten durch eine Potenzialrandbedingung definiert werden, die Ems durch eine Leakagerandbedingung.
- Die Randbedingungen sind im Hinblick auf die Zeitabhängigkeit zu prüfen und entsprechend bei den instationären Modelleingangsdaten zu berücksichtigen.
- Als Startpunkt für die instationäre Simulation ist dem numerischen Modell eine Anfangsbedingung im Sinne flächendeckender Grundwasserstände zuzuweisen. Diese Anfangsbedingung ist sinnvoller Weise eine mittlere Grundwassersituation, die durch eine stationäre Kalibrierung ermittelt wurde.
- Aufgrund ihrer hohen Flexibilität in Bezug auf die lagegenaue Abbildung unregelmäßiger Strukturen sowie auf lokale Netzverfeinerungen ist der Einsatz der Methode der Finiten Elemente zu bevorzugen. Für die zeitliche Diskretisierung der instationären Simulationen ist das Finite-Differenzen-Verfahren das gebräuchlichste.
- Die Grundwasserneubildung ist flächendifferenziert zu ermitteln.
- In Teilen des Modellgebietes findet –zeitlich befristet– weiterhin Steinkohlenbergbau statt. Die damit verbundenen Bergsenkungen müssen bei den Geländehöhen, den geologischen Schichtgrenzen, ggf. den Vorflutpotenzialen sowie Randbedingungen berücksichtigt werden.
- Das Modell muss transparent bezüglich seiner Datengrundlage und fortlaufend veränderbar sein, so dass neue Erkenntnisse aus Erkundungen und aus den nachlaufend erstellten Standortmodellen eingearbeitet werden können.

### 11.6.3 Lokale Standortmodelle

#### 11.6.3.1 Aufgabenstellung

Auf Grundlage des regionalen Modells können lokale Standortmodelle 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.

In der ausführenden Projektphase jedoch ist die Erstellung eines speziellen Standortmodells für jeden Explorationsstandort notwendig. Das lokale Standortmodell begleitet die gesamte Maßnahme und wird fortlaufend aktualisiert mit den Daten, die in Erkundungs- und Explorationsphase gewonnen werden.

Die Fragestellungen, die mit den lokalen Modellen, die die Fluidynamik in Folge der Exploration und Gewinnung unkonventioneller Erdgasvorkommen simulieren, beantwortet werden sollen, sind:

- Welchen Einfluss auf die Potenzialverteilung und die Fließmengen des Grundwassers hat die Betriebsdauer eines oder mehrerer benachbarter Bohrplätze während der Frackingphase, sowie während und nach der Gasgewinnung.
- Wie ist die zeitliche Entwicklung der Potenzialverteilung, wann ist der Ausgangszustand der Potenzialverteilung wieder erreicht?
- Wie groß sind die Einzugsgebiete in Abhängigkeit vom Life Cycle eines Standortes mit mehreren Bohrungen und Fracks?
- Welche Summenwirkungen der Erkundungs- und Gewinnungsmaßnahmen sind zu erwarten? Welchen gegenseitigen Einfluss haben benachbarte Bohrplätze?
- Welche Barrierenwirkungen können angesetzt werden? Inwieweit verhindert die Entstehung einer Potentialsenke während der Gewinnung die Ausbreitung von Stoffen im Wasser?
- Welche Pfade aus dem System in die Biosphäre sind denkbar und realistisch? Welche Verdünnungen können für diese Pfade in Ansatz gebracht werden?
- Wie wirken sich singuläre Durchlässigkeit etwa aus Explorationsbohrungen aus?
- Welche Materialparameter und systemischen Einflüsse sind sensitiv?
- Des Weiteren können aus der lokalen Modellierung Hinweise für die Systemerkundung und das Monitoring gewonnen werden.



Viele wichtige Voraussetzungen für das lokale Modell, wie zum Beispiel die Rand- und Anfangsbedingungen, sind durch ein regionales Modell bereits erfüllt. Zusätzlich werden folgende Informationen benötigt:

- Ausgangssättigungen der fluiden und gasförmigen Phase auch unter Einfluss bergbaulicher Sättigungsmaßnahmen
- Prozessdefinition: Ablaufschema, Mengen und Stoffeinträge in das System während der Frackingphase, der Gewinnung und nach der Gewinnung.
- Geometrie der Bohrungen und der Fracks
- Beschaffenheit möglicher Störungen
- Salzkonzentrationen in den Formationswässern

### 11.6.3.2 Anforderungen an das lokale Strömungsmodell

Das lokale Modell des oder der gewählten Standorte muss dreidimensional und instationär sein. Die Randbedingungen werden aus dem regionalen Modell übernommen. Die Wasserströmung ist dichteabhängig und wird von der Gasströmung entkoppelt berechnet, da die beiden Strömungen zeitlich in deutlich unterschiedlichen Skalenbereichen stattfinden. Für die Gefährdungsabschätzung eingebrachter Stoffe muss eine hydrogeochemische Modellierung durchgeführt werden, zum Beispiel durch Kopplung der Strömungsberechnung mit dem Modell PHREEQC-2. Die Beschreibung des Kopplungsalgorithmus erfolgt in Abschnitt 11.4.5.

Im Einzelnen müssen folgende Anforderungen erfüllt sein:

- Das lokale Modell hat eine Ausdehnung, die größer ist als die Grenzen des hydraulischen Einflusses der Stimulation der Lagerstätte mittels Fracking.
- Die Randbedingungen sind im Hinblick auf die Zeitabhängigkeit für die abzubildenden Szenarien zu prüfen (z.B. Wasserhebung der Steinkohlengrubenbaue) und ggf. zu berücksichtigen.
- Als Startpunkt für die instationäre Simulation ist dem numerischen Modell eine Anfangsbedingung im Sinne flächendeckender Grundwasserstände zuzuweisen. Diese kann dem regionalen Modell entnommen werden.
- Die Zeitschrittweite der instationären Simulation ist von der Skala der abzubildenden Prozesse abhängig. Die Strömung der fluiden Phase (Grundwasser mit Inhaltstoffen) folgt langsameren Prozessen als die Gasströmung. Die Zeitschrittweite muss unter Berücksichtigung des Courantkriteriums angepasst werden. Eine Sensitivitätsanalyse gibt zusätzlich Auskunft über angemessene Zeitschrittweiten.



- Wie auch die regionalen Modelle sollen die Standortmodelle transparent und veränderbar sein, so dass neue Erkenntnisse aus anderen Standortmodelle oder Erkundungsmaßnahmen eingearbeitet werden können.

#### **11.6.4 Kalibrierung und Validierung des regionalen sowie des lokalen Modells**

Die Materialeigenschaften und physikalischen Vorgänge im Untergrund sind immer nur punktuell bekannt. Die Wissenslücken führen zu Unsicherheiten bei den hydrogeologischen und hydrologischen Parametern und damit zu einer unvollständigen Vorstellung des hydrogeologischen Systems. Die gemessenen Grundwasserstände stellen eine belastbare Information zum Hydrosystem dar, die bei der Kalibrierung zur Verringerung der Unsicherheiten genutzt wird. Auch die Qualitätskriterien zur Beurteilung der Kalibrierung und die Plausibilitätskontrollen erhöhen die Sicherheit des hydrogeologischen und des numerischen Modells.

Im Zuge der Kalibrierung werden unsichere, hydrogeologische und hydrogeochemische Parameter mit hoher räumlicher Variabilität an gemessene Grundwasserverhältnisse (Kalibrierungszustand, -zustände oder -zeiträume) angepasst. Für die Kalibrierung des stationären Anfangszustands für die instationäre Berechnung ist dies ein möglichst mittlerer Grundwasserzustand stationären Charakters, für die instationäre Kalibrierung ist es ein Kalibrierungszeitraum. Aufgrund ihrer Heterogenität und Sensitivität sind vor allem die Durchlässigkeitsbeiwerte und Speicherkoeffizienten (instationär) bei der Kalibrierung anzupassen. Gegebenenfalls werden außerdem die Leakagekoeffizienten kalibriert. Die Erfahrungswerte für die geologischen Strukturen liefern Richtwerte für die Kalibrierung. Sind die Erfahrungswerte sehr eindeutig und die Fazies sehr homogen wird die Durchlässigkeit einer hydrogeologischen Struktur in der Kalibrierung nicht verändert (hier: Emscher Mergel, Karbon im Liegenden).

Folgende Kalibrierungsverfahren werden sinnvoller Weise in diesem Fall zum Einsatz kommen: Automatische Kalibrierung mit Gradientenverfahren, inverse Kalibrierung und manuelle Nachkalibrierung.

Die Validierung ist die Überprüfung eines Grundwassermodells anhand eines weiteren, vom Kalibrierzustand verschiedenen, gemessenen Zustands. Gibt das Grundwassermodell diesen Zustand ohne erneute Kalibrierung gut wieder, gilt es als validiert. Treten zu große Differenzen zur Messung auf, ist eine Nachkalibrierung notwendig, so dass beide Zustände mit dem Modell gut nachgerechnet werden können.

Die Kalibrierung und Validierung können nicht als abschließbare Projektphasen verstanden werden, denen sich die Verwendung der fortan nicht mehr zu ändernden Modelle anschließt, sondern als einen projektbegleitenden Vorgang. Es gibt keine fertigen Modelle, sondern immer nur Zwischenstände, die fortlaufend verbessert und an neue Erkenntnisse angepasst werden.

Die lokalen Standortmodelle für jede Gasexploration werden auf Grundlage des kalibrierten regionalen Modells erstellt. Die Kalibrierung der Standortmodelle sowie deren Validierung führt zu einem Informationszuwachs, der in das regionale Modell sowie die anderen schon bestehenden Standortmodelle eingepflegt werden muss. Auch die Planung von Erkundungsmaßnahmen und die Integration der Erkundungsergebnisse, deren Notwendigkeit erst im Zuge der Kalibrierung der Modelle erkannt wurde, gehört zu dem Vorgang der fortlaufenden Modellpflege.

### **11.6.5 Kopplung zwischen dem Strömungs- und geochemischen Modell**

#### **11.6.5.1 Aufgabenstellung**

Grundlage für das hydrogeochemische Modell ist ein Stofftransportmodell, das die instationäre Ausbreitung eines idealen Tracers unter Berücksichtigung des dreidimensionalen Strömungsfeldes, des Dispersionstensors und der Diffusion berechnet. Ergebnis der Tracersimulation ist eine stationäre Konzentrationsverteilung. Zusätzlich werden Particle-Tracking-Berechnungen (Bahnlinien) durchgeführt, um den rein advektiven Fließweg des Tracers zu beschreiben. Entlang der Fließwege werden durch Veränderungen der Durchlässigkeiten auf dieser Bahnlinie unterschiedliche Fließzeiten berechnet. Verdünnungseffekte durch lokale Vermischung des natürlich anströmenden Grundwassers und der belasteten Wässer resultieren aus der Wassermenge, die aus der belasteten Quelle austritt und sich mit dem natürlichen Grundwasserstrom vermischt.

Die durch das Transportmodell ermittelten Abstandsgeschwindigkeiten und die damit korrespondierenden Wegstrecken auf der Bahnlinie geben zusammen mit der berechneten Konzentrationsverteilung die notwendigen Input-Daten für das hydrogeochemische Modell. Das dreidimensionale Strömungs- und Durchmischungsmuster kann in einer Kette miteinander verknüpfter Zellen einer Stromröhre abgebildet werden. Fließweg, Abstandsgeschwindigkeit und Verdünnung bilden die hydrodynamische Grundlage der auf einzelne Zellen entlang der Bahnlinie aufgeteilten Stromröhre des hydrogeochemischen Modells (siehe Abb. 11.3).

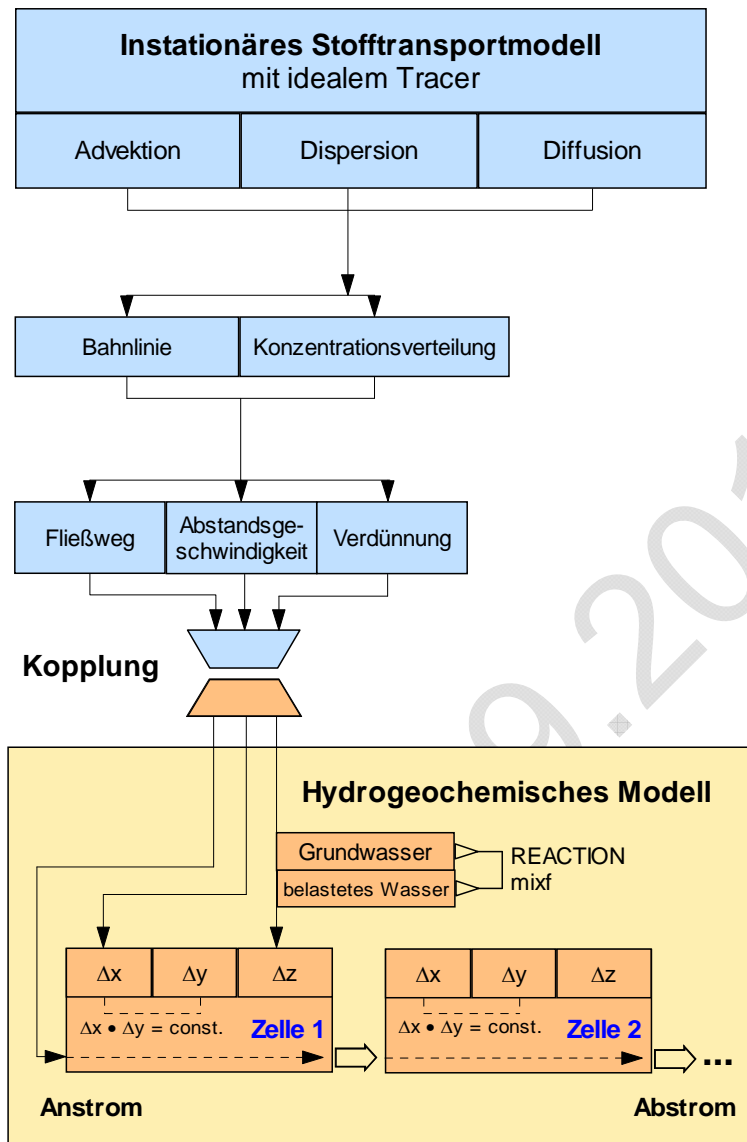


Abb. 11.3: Kopplung zwischen dem Strömungs- und hydrogeochemischen Modell

### 11.6.5.2 Anforderungen an das hydrogeochemische Modell

Die Anzahl von Stoffen, die insbesondere beim Fracking verwendet werden können und so in den Untergrund gelangen, ist sehr hoch. Die Informationslage bezüglich dieser Stoffe ist dürftig. Bezüglich der hydrogeochemischen Modellierung ist es daher sinnvoll, einige wenige Leitsubstanzen zu identifizieren, deren reaktiver Transport dann beispielhaft berechnet werden kann. Die absolute Grundvoraussetzung für die hydrogeochemische Modellierung ist jedoch die Kenntnis der verwendeten Stoffe sowie von deren Materialparametern.

Für die vorläufige Transportberechnung ist die Kenntnis der Diffusionskoeffizienten, der transversalen und longitudinalen Dispersivitäten und der Sorptionseigenschaften notwendig. Wo die Mess- und Erfahrungswerte unzulänglich sind, kann in engen Grenzen die Kalibrierung Lücken schließen. Eine Sensitivitätsanalyse ermittelt die wesentlichen Einflussgrößen und deren Varianz. Die Transportberechnung erfolgt instationär bis zum Erreichen eines stationären Zustands, der dann Grundlage für die hydrogeochemische Modellierung ist. Ist das Modellgebiet von dem zu simulierenden Eintragsstoff vor dem Eingriff unbelastet, ist die Vorgabe der Anfangskonzentrationen für die Transportberechnung unproblematisch. Anderenfalls muss die Anfangskonzentrationen zunächst ermittelt werden.

Für alle potenziellen Austragspfade kann aufbauend auf der geohydrologischen Modellierung der reaktive Transport der eingebrachten Fluide sowie der Formationswässer und damit die zeitliche Entwicklung der Austragskonzentrationen am Pfadende und in der Mischung mit oberflächennahen Grundwässern berechnet werden. Hierbei sind alle Prozesse zu berücksichtigen, die sich auf die Konzentration der Wasserinhaltsstoffe auf dem betrachteten Fließpfad auswirken (siehe Abb. 11.4). Neben physikalischen Transportprozessen (Advektion, Diffusion, Dispersion, Austausch mit stagnierenden Formationswässern in höheren Schichten) werden hierbei auch die chemischen Prozesse berücksichtigt. Hierzu gehören insbesondere Lösungs- und Fällungsprozesse sowie die Sorption und Desorption von Stoffen unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Sorptions- und Austauschkapazitäten in den durchströmten Schichten. Ebenso kann die Bildung von Gasphasen beim Aufströmen der Wässer in Folge des Druckverlustes im Reaktionskontakt mit den reaktiven Gasphasen im umgebenden Gebirge modelliert werden. Das Zusammenwirken der hydrologischen und chemischen Prozesse beschreibt den reaktiven Stofftransport der Wässer aus den durch Frack-Fluiden beaufschlagten Bereichen in Richtung auf oberflächennahe, wasserwirtschaftlich nutzbare Grundwasserleiter.

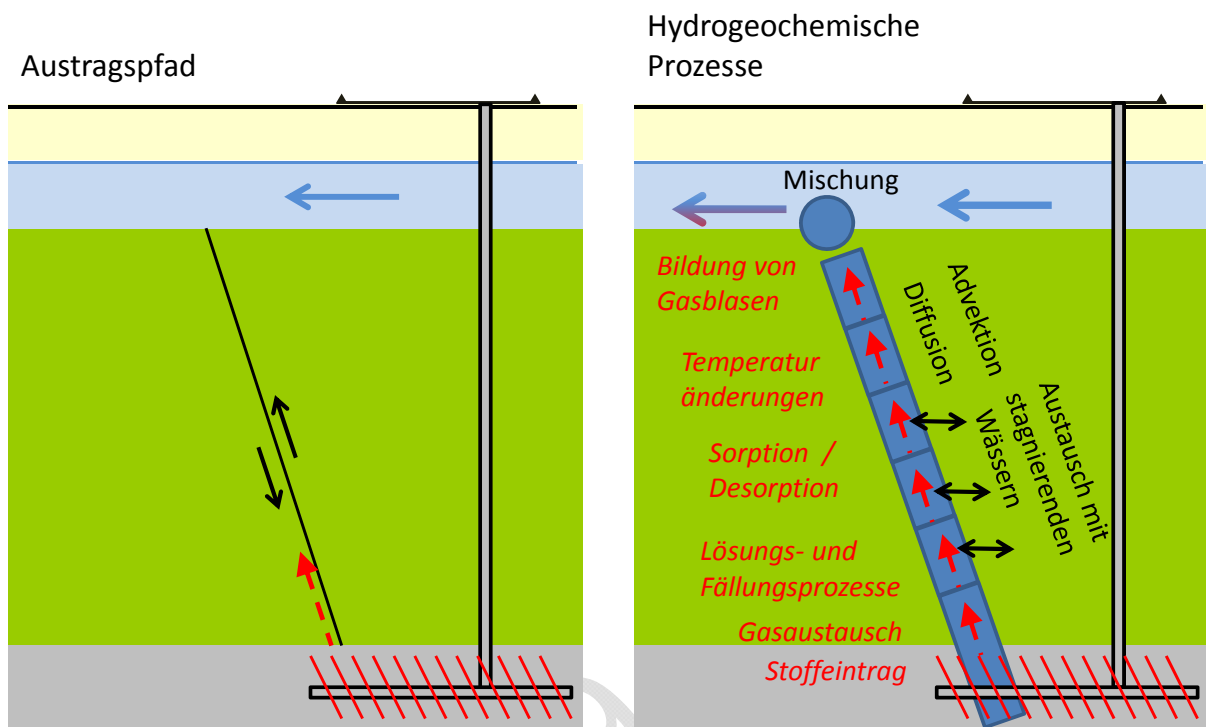


Abb. 11.4: Schemaskizze zur Entwicklung einer hydrogeochemischen Modellvorstellung im Vorfeld einer Modellierung des reaktiven Stofftransports entlang von potenziellen Austragspfaden

## 11.7 Literatur

GRS (1998) (Hrsg.): Entwicklung und Anwendung analytischer Methoden zur Eignungsuntersuchung der Verbringung bergbau-fremder Rückstände in dauerhaft offene Grubenräume im Festgestein. Abschlussbericht. Fachband 5: Methoden-anwendung. 1998).

## Kapitel 12

Stand 06.09.2012

Stand 06.09.2012



## 12 ÜBERTRAGBARKEIT DER VERHÄLTNISSE IM AUSLAND (INSBESONDERE USA) AUF DIE SITUATION IN NRW

### 12.1 Einleitung

In den vorangegangenen Kapiteln ist deutlich geworden, dass viele der derzeit vorliegenden Informationen auf Fallbeispielen, Untersuchungen oder Publikationen in den USA beruhen.

Aus diversen Publikationen ist zu entnehmen, dass die Fracking-Technologie in den USA zum ersten Mal in den 1940er Jahren im Bereich der Erdölbohrungen zum Einsatz kam und seitdem immer größere Verbreitung gefunden hat. Insofern liegen in den USA viele Erfahrungen und – seitdem in den 1990er Jahren in den USA die öffentliche Kontroverse um Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten begonnen hat – umfangreiche Literatur zu diesem Thema vor.

Auch in der in Deutschland und Europa geführten Diskussion um die Vor- und Nachteile des Einsatzes der Fracking-Technologie werden immer wieder Verweise auf Fallbeispiele oder Studien in den USA gemacht. Unter anderem wurde eine erste umfangreiche Studie durch die US-Umweltbehörde EPA als Entwurf im Jahr 2002 und in ihrer Endfassung im Jahr 2004 publiziert, die sich mit den Umweltauswirkungen von Gasgewinnung aus Kohleflözgas-Lagerstätten in den USA beschäftigte (US EPA 2004). Zu den Ergebnissen siehe Abschnitte 12.4 und 12.5.

Die US EPA wurde vom US-Kongress mit einem weiteren Forschungsauftrag zum Thema „Potenzielle Wirkung von Fracking auf Trinkwasserressourcen“ beauftragt. Die Forschungsfragen wurden in einem intensiven Prozess unter Beteiligung der Stakeholder erarbeitet. Zu diesen Forschungsarbeiten liegt ein ausführlicher und lesenswerter Plan bereits vor (US EPA 2011). Der Forschungsplan erläutert Ziele, Verfahren und Methoden der durchzuführenden Arbeiten und gibt einen Ausblick auf die zu erwartenden Produkte (Berichte). Die Forschungsarbeiten der EPA führen entlang des „Fracking-Wasser-Lifecycles“ und betrachten folgende Wassernutzungen im Zusammenhang mit Fracking:

- Wasserbedarf: Für den Frack-Vorgang müssen große Wassermengen herbeigeschafft werden.
- Stoffe und Stoffgemische: Wasser, Chemikalien und Sand werden auf dem Bohrplatz gemischt (Herstellung des Frack-Fluids).

- Frack-Vorgang: Die Frack-Fluide werden mit großem Druck in die Bohrung und in die Zielformation injiziert.
- Flowback und Formationswasser: Flowback und Formationswässer werden auf dem Bohrplatz gelagert.
- Abwasserbehandlung und Abfallbeseitigung: Die Abwässer werden zur Behandlung und/oder zum Disposal abgefahren.

Die grundlegenden Forschungsfragen der EPA-Studie in Bezug auf die genannten Wassernutzungen während des Fracking sind in Abbildung 12.1 dargestellt. Laut den Informationen der EPA ist mit der Veröffentlichung eines Zwischenberichts noch 2012 und mit dem Entwurf der Endfassung im Jahr 2014 zu rechnen.

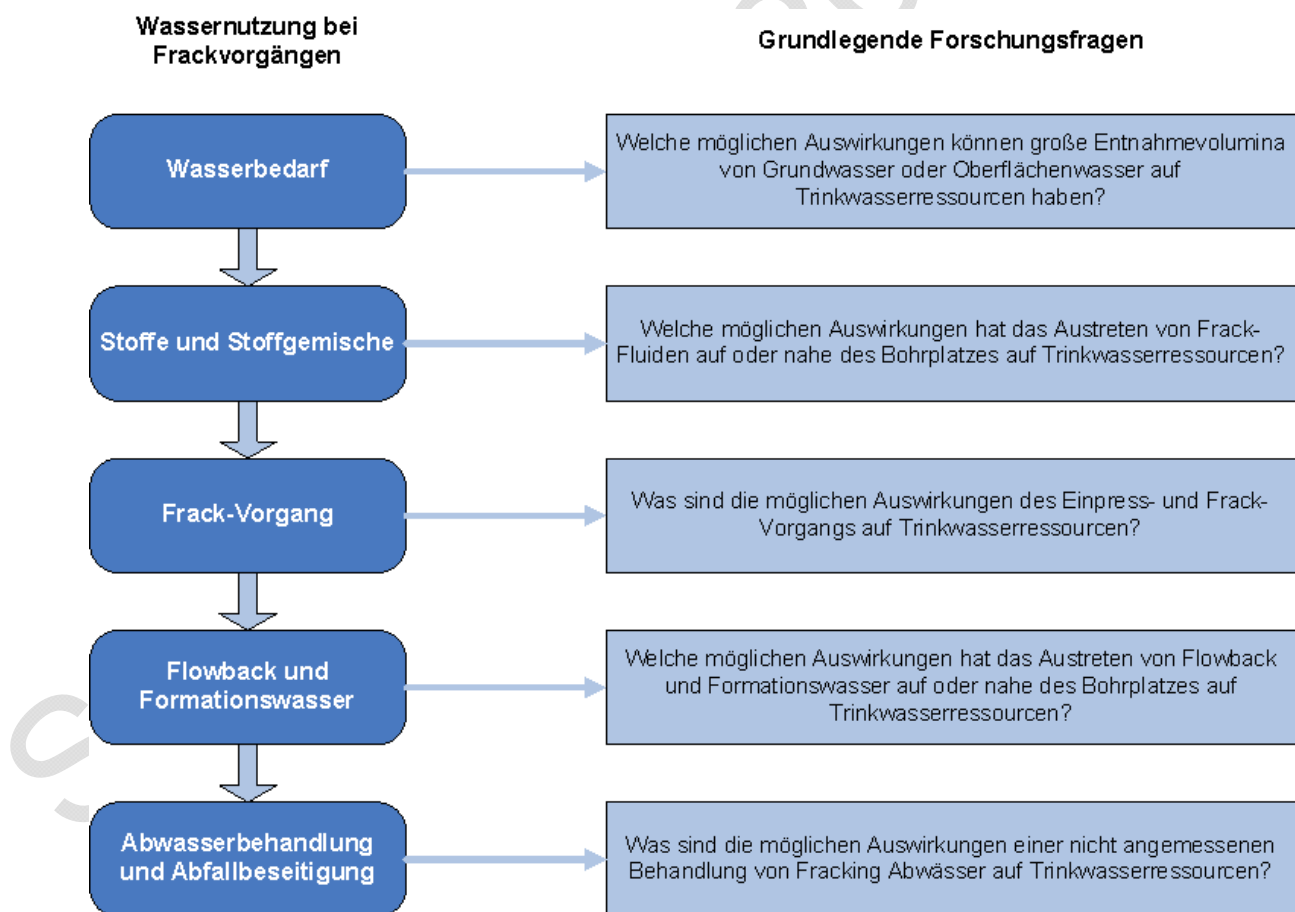


Abb. 12.1: Grundlegende Forschungsfragen der laufenden EPA-Studie (nach US EPA 2011)

Die Landesregierung hat das Gutachterkonsortium beauftragt, die Übertragbarkeit der Darstellungen und Studien aus dem Ausland, vor allem den USA, auf die heimische Region zu beurteilen. Dazu können folgende Ausführungen gemacht werden:

## 12.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Eine Analyse der bergrechtlichen Rahmenbedingungen in den USA zeigt, dass die Ausführungsbestimmungen auf bundesstaatlicher Ebene teilweise sehr unterschiedlich sein können. Insofern kann kein pauschaler Vergleich zu einem US-Standard durchgeführt werden, sondern es sind viele einzelne Standards zu betrachten.

In Deutschland sind die Detailregelungen für Bohrungen in den Tiefbohrverordnungen der Bundesländer geregelt sind, für NRW also beispielsweise die BVOT NRW. Zwar sind die BVOTs der Bundesländer in vielen Passagen ähnlich oder gar identisch, aber in einzelnen Punkten bestehen in einzelnen Bundesländern Regelungen, die in anderen nicht vorhanden sind. Auch darauf aufsetzende untergesetzliche Regelungen (Technische Anleitungen, Merkblätter) können je nach Bundesland unterschiedlich oder nicht vorhanden sein.

Nach Aussage der BR Arnsberg kann in Fällen, in denen die BVOT NRW keine Regelungen vorsieht, auf Regelungen in anderen Bundesländern Bezug genommen und im Rahmen von Genehmigungsverfahren auf dortige Regelungen/Technische Anleitungen/Merkblätter verwiesen werden.

## 12.3 Öffentlichkeit

Die Offenlegung der eingesetzten Frack-Fluide ist derzeit auf der Ebene der U.S. Bundesstaaten geregelt, mit teilweise erheblichen Unterschieden bzgl. 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 reichen von der Veröffentlichung auf der öffentlich zugänglichen Internetseite FracFocus ([www.fracfocus.org](http://www.fracfocus.org)), über die Angabe der Zusammensetzung an staatliche Stellen (mit und ohne nachfolgende Veröffentlichung) bis hin zu freiwilligen Angaben.

Die Offenlegungspraxis wird in den USA derzeit rege diskutiert; dazu wurden mehrere Gesetzesvorlagen auf Bundesebene vorgelegt. Im März 2011 wurde u.a. 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). Wegen Gemeinsamkeiten hinsichtlich der verwendeten Frack-Zubereitungen (s.u.) könnte die Umsetzung dieser Gesetzesvorlagen auch eine Verbesserung der Datenlage in Deutschland nach sich ziehen.

#### **12.4 Gemeinsamkeiten und Unterschiede zur hydrogeologischen Situation in den USA**

In den USA sind mittlerweile über 100.000 Bohrungen mit Fracks in vielen unterschiedlichen geologischen Settings niedergebracht worden. Im Detail konnte im Rahmen des vorliegenden Gutachtens nicht ausgewertet werden, ob in Einzelfällen Analogien zu deutschen Vorkommen möglich sind. Erschwerend ist hierbei auch, dass über die deutschen Vorkommen noch so gut wie keine geologischen und hydrogeologischen Detailinformationen vorliegen, so dass nicht klar ist, mit welchen amerikanischen Vorkommen die deutschen Vorkommen verglichen werden können.

Viele Bohrungen zu Beginn der Exploration der unkonventionellem Erdgas-Vorkommen in den USA waren flache Vorkommen, die einfach über vertikale Bohrungen zu erschließen waren, aber mittlerweile ausgebeutet sind.

Die Abbildung 12.2 zeigt die Lage der großen Kohlebecken in den USA und die Abbildung 12.3 zeigt die Hauptvorkommen von Schiefergas. Es fällt auf, dass es viele räumliche Überschneidungen zu den Kohleflözgas-Lagerstätten gibt. Allerdings ist den Gutachtern nicht bekannt, ob und welche Wirkungszusammenhänge es hier im Einzelnen gibt.



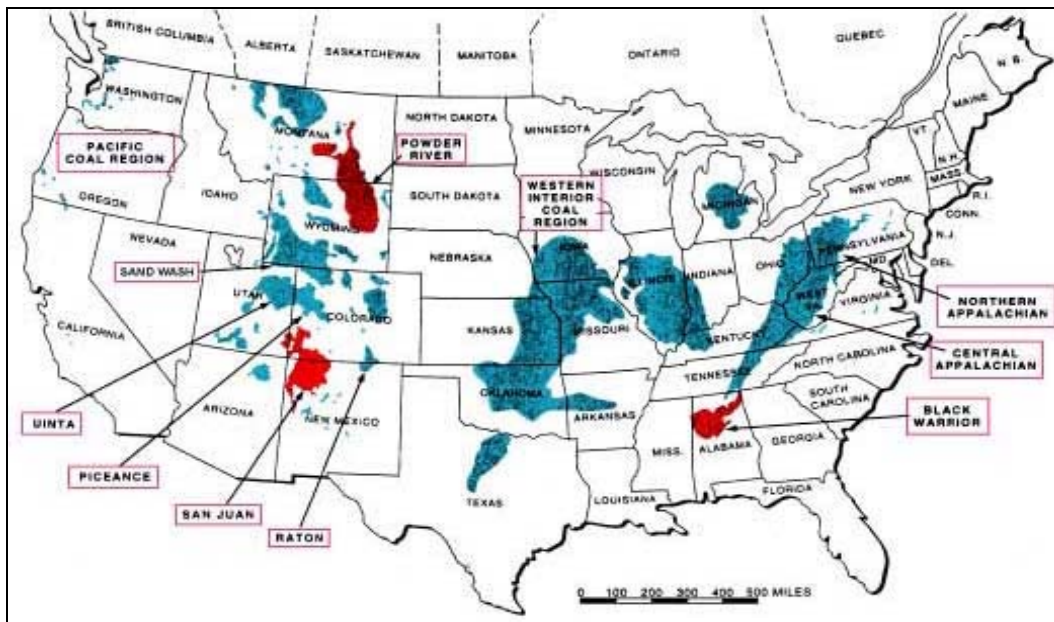


Abb. 12.2: Die 11 großen Kohlebecken in den USA (US EPA 2004)

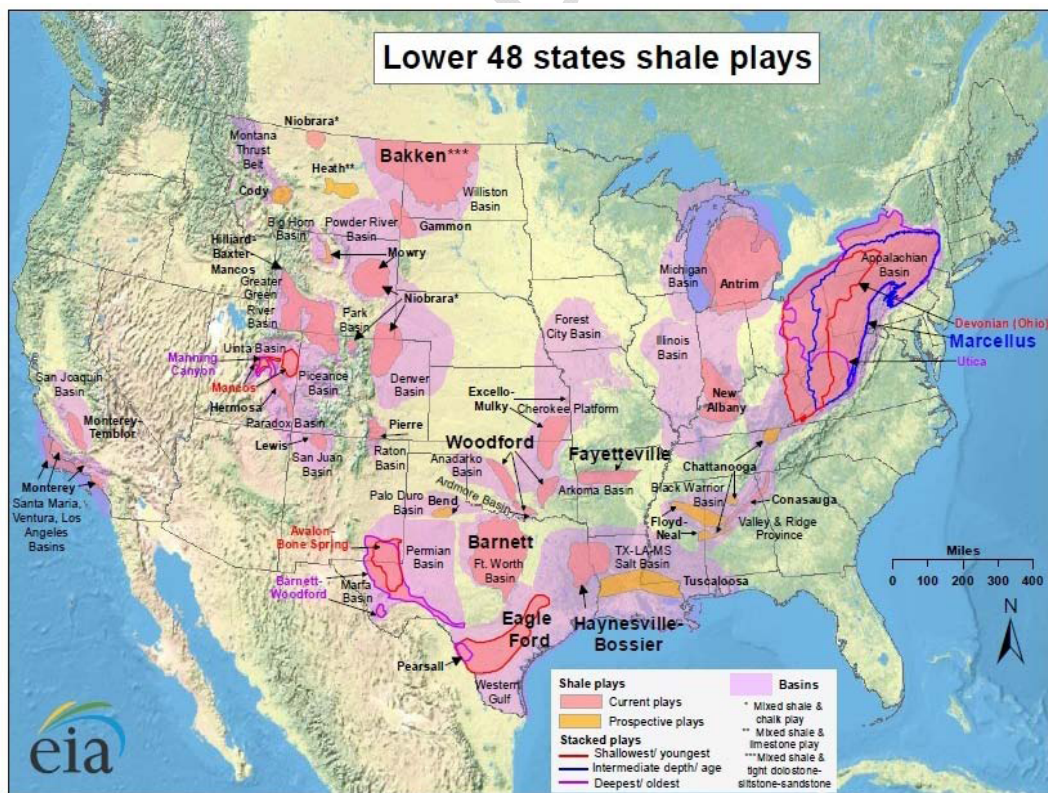


Abb. 12.3: Hauptvorkommen von Schiefergas (US EPA 2011)

Die Tabellen 12.1 und 12.3 zeigen für einige Lagerstätten die Tiefe und die benötigten Volumina an Frack-Fluiden sowie die Arten des auftretenden Gases – soweit den Gutachtern Daten zur Verfügung standen.

Tab. 12.1: Angaben über Schiefergas-Vorkommen in den USA (nach King 2011)

Lagerstätten USA	Antrim	Barnett	Eagle Ford	Woodford	Marcellus
Tiefe unter GOK (m)	keine Informationen	1.500 – 2.600	2.600 – 4.300	1.400 – 3.300	1.600 – 2.800
minimale vertikale Entfernung nächster GwLeiter (m)	keine Informationen	1.100	2.400	1.200	1.300
Wasser pro Bohrung (m <sup>3</sup> )	keine Informationen	17.500	19.000	keine Informationen	21.300
Gas	biogen + Thermogen	thermogen	thermogen	thermogen	thermogen

Tab. 12.2: Angaben über Schiefergas-Vorkommen in NRW (eigene Abschätzungen)

Vorkommen NRW	südlicher linker Niederrhein	Ibbenbüren (Umfeld)	Rheinisches Schiefergebirge	Wesergebirgsrandmulde
Tiefe unter GOK (m)	Zielhorizonte nicht bekannt	100 – 2.000	0 – 2.500	0 – 3.000
minimale vertikale Entfernung nächster GwLeiter (m)	lokal variierend	wenige 100 m, lokal variierend	lokal variierend	lokal variierend
Wasser pro Frack (m <sup>3</sup> )	keine Erfahrungswerte	keine Erfahrungswerte	keine Erfahrungswerte	keine Erfahrungswerte
Gas	keine Angaben	keine Angaben	keine Angaben	keine Angaben

Tab. 12.3: Angaben über Flözgas-Vorkommen in den USA (US EPA 2004) und NRW (eigene Abschätzungen)

Lagerstätten / Vorkommen	USA											NRW		
	San Juan Basin	Black Warrior Basin	Piceance Basin	Powder River Basin	Central Appalachian Basin	Northern Appalachian Basin	Western Interior Basin	Uinta Basin	Raton Basin	Sand Wash Basin	Washington / Pacific	Zentrales Münsterland	Linker Niederrhein	Ibbenbüren
Tiefe / Überdeckung (m)	150 – 1.200	120 – 750	2.000	120 -2.200	300 - 700	300 - 700	60 - 700	300 -2.300	?	0 – 1.500	Komplexe Lagerungsverhältnisse	1.500 bis 4.500	1.000 bis 5.000	> 1.500
Minimale vertikale Entfernung nächster GwLeiter (m)	0**	0**	1.900*	0* wenige Fracks	0* - ?	0* - ?	Tw. Keine GwLeiter vorhanden	Grundwasser > 10.000 mg/l TSD	0* / 0**	0* / 0**	0* Methan in Hausbrunnen	1.000 bis 1.500*	300*	0 – 1.500*
Mächtigkeit Vorkommen (m)	keine Angaben	keine Angaben	keine Angaben	keine Angaben	keine Angaben	keine Angaben	keine Angaben	keine Angaben	keine Angaben	keine Angaben	keine Angaben	3.000	1.500 – 2.000	1.800
Anzahl / Mächtigkeit Flöze	3 / bis zu 20	10 / ?	? / ?	? / 1,8 bis 65	> 10 / mehrere Meter	6 / 8-16	? / 0,9 -1,8	14	2 / 1 – 42	/ Bis 39	?	ca. 200 / bis 3	ca. 200 / bis 3	? / bis 2

\* nutzbare oberflächennahe Grundwasserleiter Chlorid TSD < 500 mg/l

\*\* Fracking im Grundwasserleiter (engl.: Underground Sources of Drinking Water USDW)

\*\*\* In der Bergbauzone (Westfeld) erfolgte eine Auflockerung des Gebirges, die nach der Einstellung des Bergbaus und der Sümpfung mit salinarem Grundwasser angefüllt ist. Im Ostfeld wird z.Zt. noch gesümpft.



## 12.5 Gemeinsamkeiten und Unterschiede in Bezug auf die Erschließungs- und Gewinnungstechnologien in den USA, Kanada und Australien

### 12.5.1 Erschließungs- und Gewinnungstechnologien und -strategien

Die eingesetzten Erschließungs- und Gewinnungstechnologien sind grundsätzlich weltweit vergleichbar und teilweise identisch. Es werden oftmals Standards des American Petroleum Institute (API) für die technische Ausführung von Komponenten, Anlagenteilen oder Prozessen zu Grunde gelegt. Eine Modifikation dieser API-Standards erfolgt in Bezug auf beispielsweise umweltrechtliche Vorgaben in den einzelnen Ländern.

Die technische Ausgestaltung der Betriebe orientiert sich maßgeblich an den jeweiligen gesetzlichen Vorgaben, der lagerstättenspezifischen Geologie und sonstigen natürlichen Randbedingungen sowie an den Erfahrungen der Betreiber mit gewissen Technologien und Prozessen.

#### USA

Auf Grundlage einer detaillierten Analyse der EPA Studie (2004), die auf einer umfangreichen Literaturlauswertung beruht, wurden folgende Sachverhalte bzw. Unterschiede zwischen den Kohleflözgas-Lagerstätten in NRW und den USA hinsichtlich der Vorkommen und der Gewinnungstechnologien festgestellt.

- In den USA sind 11 größere Kohlebecken bekannt (major united states coal basins).
- Die Kohleflöze liegen in der Regel in geringeren Tiefen als in Deutschland (siehe Tab. 12.3). In 9 der Kohlebecken in den USA haben die Kohlen direkten Kontakt mit nutzbaren Grundwasserleitern (USDW<sup>1</sup>) und bei 2 Kohlebecken ist es wahrscheinlich.
- Es gibt in einigen Kohlebecken Hinweise darauf, dass nach dem Frack mehr Flowback zurückgefördert wird, als im Zuge der Fracking-Maßnahme Fracking-Fluide injiziert worden sind.
- In den USA gab es wesentlich weniger Phasen (Cyclothemen) in denen Kohle abgelagert wurde als in Deutschland. Im Black Warrior Basin (Alabama) sind es ca. 10, im San Juan Basin (New Me-

---

<sup>1</sup> Underground Sources of Drinking Water, definiert mit einem TDS (total dissolved solids, Abdampfrückstand) < 10.000 mg/l. Auch wenn Grundwasser in den USA mit einem TDS > 500 mg/l in der Regel für nicht nutzbar gehalten wird, gilt aus Vorsorgeaspekten die Grenze von 10.000 mg/l.

xico und Colorado) nur 3 gegenüber ca. 200 in Deutschland. Die Flözmächtigkeiten erreichen deshalb im San Juan Basin bis zu 20 Meter und im Black Warrior Basin bis zu 1,2 m. Die Kohlevorkommen sind darüber hinaus in der Regel tektonisch geringer gestört als in Deutschland. Dadurch können bei großen Flözmächtigkeiten und weitgehend ungestörter horizontaler Lagerung auch gezielt einzelne Flöze über Horizontalbohrungen erschlossen und gezielt gefrackt werden. In den Gesprächen mit den Betreibern wurde ersichtlich, dass in NRW eher der Einsatz von abgelenkten Bohrungen sinnvoll ist, mit denen ein flözführender Bereich erschlossen werden kann.

- Von den 11 untersuchten Kohlebecken in den USA ist in 8 zur Gewinnung von unkonventionellem Erdgas eine hydraulische Stimulation (Fracking) erforderlich, in 3 Becken erfolgt dies nur gelegentlich.

### Ergebnisse und Empfehlungen der EPA (2004) für die USA

Nachfolgend werden die Ergebnisse und Empfehlungen aus EPA (2004) zusammenfassend dargestellt, wobei die Auswertungen zum einen mittlerweile 8 Jahre alt sind und eine Übertragung auf die Verhältnisse in NRW aufgrund der o.g. unterschiedlichen Rahmenbedingungen nicht uneingeschränkt möglich ist:

- Es wurden die beiden Fälle betrachtet, die ein Risiko für die nutzbaren Grundwasserleiter (USDW = underground sources of drinking water) bedeuten können:
  - Fluide werden in Kohleflöze injiziert, die **innerhalb** eines nutzbaren Grundwasserleiter (USDW) liegen oder in hydraulischem Kontakt mit dem USDW stehen
  - Fluide werden in Kohleflöze injiziert, in denen eine hydraulische Verbindung zu einem **benachbarten** USDW besteht.
- Die EPA hat bei keinem der damals untersuchten Fälle in den Kohlebecken eine Bestätigung dafür gefunden, dass die berichteten Belastungen des Grundwassers im Zusammenhang mit der Injektion von Frack- Fluiden stehen und hielt deshalb das Risiko für gering, auch weil durch die Formationswasserförderung (Flowback) ein Großteil der eingebrachten Fluide wieder zu Tage gefördert wird.
- Im Zusammenhang mit der Studie wurde mit den Firmen, die 95% der Fracks in den Kohlebecken durchführen, am 15. Dezember 2003 vereinbart, kein Diesel zum Fracking mehr zu verwenden.

Aufgrund anhaltender Bedenken und weil die Studie EPA (2004) sich nur auf die Kohlebecken beschränkte, beauftragte der Kongress die EPA mit einer weiteren Studie, die 2014 vorgelegt werden soll. In dieser Studie werden Schiefergas- und Kohleflözgasvorkommen betrachtet und es sollen ausgewählte Fallstudien, numerische Modellierungen, Laboruntersuchungen und toxikologische Abschätzungen durchgeführt werden. Das umfangreiche Arbeitsprogramm dieser Studie liegt vor (US EPA 2011) (s. Abschn. 12.1).

## **Kanada**

In Kanada sind Kohleflözlagerstätten hauptsächlich in der Provinz Alberta bekannt. Schätzungen des Geologischen Dienstes von Alberta zu Folge, wird mit Erdgas-Vorkommen in Höhe von mindestens 14 Trillionen m<sup>3</sup> gerechnet. (AGS 2012)

95 % der Kohleflözgas-Bohrungen haben Teufen zwischen 200 m und 800 m. Kohleflözformationen in diesen Zielteufen produzieren kaum oder kein Lagerstättenwasser. Die übrigen Bohrungen haben größtenteils Zielteufen zwischen 900 m und 1.500 m. Die Formationen in diesen Teufenlagen produzieren erhebliche Mengen an Sohle. (ALBEN 2012)

Sämtliches während der Erdgas-Förderung zu Tage geförderte Lagerstättenwasser muss gemäß der Richtlinie „ERCB Directive 065“ in Verpressbohrungen entsorgt werden. Eine Entsorgung dieser Wässer über Tage ist grundsätzlich nicht erlaubt. (AGS 2012)

## **Australien**

Große Teile Australiens sind aus sehr alten metamorphen und magmatischen Gesteinen aufgebaut (Australischer Schild), in die bereichsweise große Sedimentbecken eingefaltet sind. In diesen Sedimentbecken liegen die Lagerstätten für Kohleflözgas und Schiefergas.

### Kohleflözgas

Die Kohlevorkommen in Australien liegen abweichend von Deutschland in mehreren jüngeren Serien des Perm und der Trias sowie im tertiär (siehe Abb. 12.4). Insgesamt existieren in Australien 14 größere Kohlebecken mit sehr unterschiedlichen hydrogeologischen, tektonischen und Lagerungsverhältnissen.

(<http://www.petroleum.pir.sa.gov.au/home>).

In einigen Becken liegen die Kohlen nur 10 m unter der Geländeoberfläche (Leigh Creek, Lobe B) und haben deswegen auch hohe Wassergehalte (bis 33 %). Vor allem in den teilweise sehr tiefliegenden (bis ca. 3.000 m) früh permischen Kohlebecken treten mächtige Flöze bis zu 30 m Mächtigkeit auf. Diese gelten als Zielhorizonte für sog.

Deep Coal Seam Gas (DCSG). In den meisten derzeit produktiven Fördergebieten liegen die Kohlen bis ca. 1.000 Meter tief (z.B. Queensland mit seinen großen Vorkommen), da hier die natürlichen Permeabilitäten hoch sind.

Das Potenzial an Kohleflözgas ist bei weitem noch nicht in allen Becken erkundet. Manche Kohlebecken sind auch für die derzeitigen Technologien (noch) zu tief (Pedirka Basin). Ab ca. 2.500 m Tiefe werden in Australien die Permeabilitäten in der Kohle für zu gering erachtet.

Die tertiären Kohlebecken haben in der Regel nur das Braunkohlenstadium der Inkohlung erreicht.

In der Regel werden die mächtigen Kohleflöze durch Horizontalbohrungen erschlossen. In über 700 Bohrung

en (Kohleflöz- und Schiefergas) wurden bislang Fracks durchgeführt.

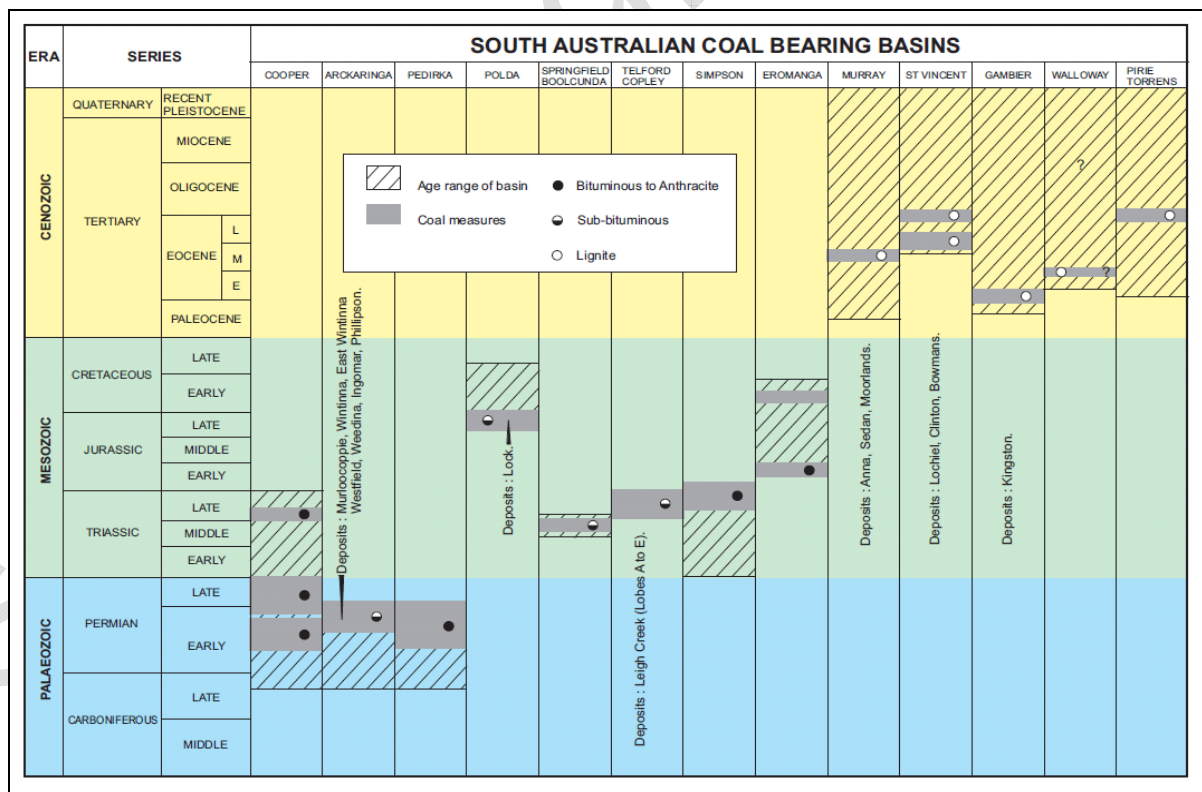


Abb. 12.4: Vorkommen australischer Kohlen  
[http://www.pir.sa.gov.au/\\_\\_data/assets/pdf\\_file/0004/168223/coalbearing\\_table.pdf](http://www.pir.sa.gov.au/__data/assets/pdf_file/0004/168223/coalbearing_table.pdf)

## Schiefergas

In mehreren Sedimentbecken (z.B. Cooper Basin, Otway Basin) liegen Schiefergasvorkommen, die auch bereits teilweise ausgebeutet werden. Im Cooper Basin werden die Förderhorizonte durch eine mächtige Siltsteinschicht (Nappamerri Group) überlagert, die eine hydraulische Barriere gegenüber dem regional sehr bedeutsamen Great Artesian Basin Aquifer darstellt.

## Rechtsvorschriften

Die Ausbeutung der Gasvorkommen unterliegt dem *Petroleum and Geothermal Energy Act 2000* (P&GE Act). Ehe Genehmigungen erteilt werden, muss ein Statement of Environmental Objectives (SEO) erstellt werden, das auf einem Environmental Impact Report (EIR) beruht. In dem EIR müssen alle potentiellen Risiken, Risikominderungsmaßnahmen und Monitoringstrategien beschrieben werden. Die SEO identifiziert die betroffenen Umweltbereiche und benennt die Bewertungskriterien. Es ist nachzuweisen, dass durch die Maßnahmen die Risiken von hydraulischen Kurzschlüssen und Kontaminationen niedrig bzw. so niedrig wie sinnvollerweise noch praktikabel sind (ALARP: as low as reasonably practicable).

Dies kann erreicht werden durch angepasstes Bohrplatz- und Bohrlochausbaudesign (Casing und Zementierung) und einem begleitendem Monitoring, das alle Umweltbereiche integriert.

### **12.5.2 Bohrungen**

#### USA

Die Ausgestaltung der Bohrungen ist in den USA von Bundesstaat zu Bundesstaat teilweise nach wie vor sehr unterschiedlich – auch in Bezug auf existierende gesetzliche oder untergesetzliche Vorgaben.

Wie in Abbildung 12.5 dargestellt, werden gemäß einer Studie der US-Energiebehörde USDOE aus dem Mai 2009 (USDOE 2009) in nur 78% der untersuchten 27 US-Bundesstaaten entweder ein Test der Zementationsintegrität oder eine Mindestabbindezeit für den Zement gefordert.

Hingegen werden in 93% der untersuchten US-Bundesstaaten Ankerrohre bis unterhalb des tiefsten Grundwasserleiters gefordert und in 96% dieser Bundesstaaten eine durchgehende Zementierung des Ankerrohrs.

In 89% der Bundesstaaten werden konkrete Vorgaben zum Einbringen der Produktionsrohrtour gemacht sowie Vorgaben zur Art und Tiefe der mindestens einzuhaltenden Zementkopfteufen in Bezug auf Produktionsformationen (in 67 % der untersuchten 27 Bundesstaaten).

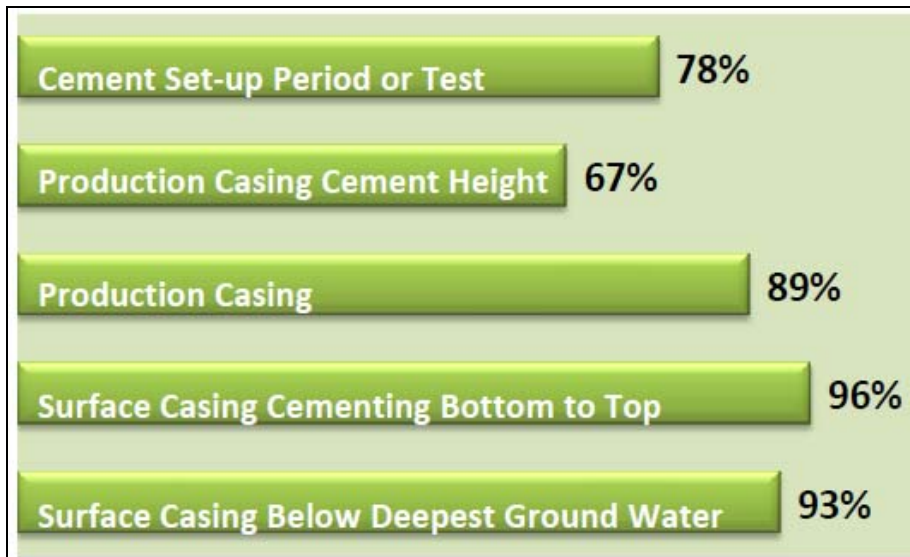


Abb. 12.5: Anteil an US-Bundesstaaten mit entsprechenden Vorgaben für Verrohrung und Zementierung (USDOE 2009)

### Kanada

Gemäß der geltenden kanadischen Richtlinien müssen die Absatzteufen des Standrohrs und/oder der Produktionsrohrtour unterhalb des untersten Grundwasserhorizontes liegen. Beide Rohrtouren müssen vollständig bis nach über Tage zementiert werden (AGS 2012).

### Deutschland

In der für NRW gültigen Tiefbohrverordnung sind in § 19 die entsprechenden Vorgaben für die mindestens zu erfüllenden technischen Kriterien aufgeführt:

„§ 19 Verrohrung und Zementation

(1) Bohrungen, mit denen Erdöl- oder Erdgaslagerstätten erschlossen werden sollen oder mit denen Lagerstätten dieser Art angebohrt werden können, sind mit Standrohren zu versehen und durch Verrohrung zu sichern.



*(2) Die Ankerrohrfahrt ist einzubauen, bevor die Bohrung mögliche erdöl- oder erdgasführende Gebirgsschichten erreicht. Sie ist so abzusetzen, dass eine zuverlässige Verankerung der Absperreinrichtungen und der nachfolgenden Rohrfahrten gewährleistet ist. Ist mit dem Anbohren oberflächennahen Erdgases zu rechnen, gilt § 20 Abs. 4.*

*(3) Die Absetzteufen der einzelnen Rohrfahrten sind unter Berücksichtigung der Gebirgsfestigkeit und des zu erwartenden Lagerstätten-druckes so festzusetzen, dass ein Aufbrechen des Gebirges in dem jeweils unverrohrten Teil des Bohrloches beim Auftreten von Erdöl oder Erdgas vermieden wird.*

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

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

Aus einem Vergleich folgt, dass in Bezug auf die gesetzlichen Vorgaben die technische Ausgestaltung von Bohrungen in einigen US-Bundesstaaten teilweise detaillierter ausformuliert ist als in NRW, in einigen US-Bundesstaaten aber für gewisse Punkte keine gesetzliche Regelung existiert. Fallbeispiele aus der Vergangenheit zeigen auch, dass in den USA insbesondere in Bezug auf die Qualität der Zementation Versagensfälle auftreten, was auf mangelnde Überwachung durch die Behörden oder fehlende gesetzliche oder untergesetzliche Qualitätsstandards für die Zementierung zurückzuführen ist.

In NRW sind durch die Tiefbohrverordnung grundlegend Vorgaben in Bezug auf die Zementation vorhanden. Es existieren jedoch auch für NRW keine konkreten Ausführungsbestimmungen oder Technischen Anleitungen, die die Qualität der Zementation entlang der gesamten zementierten Strecke rechtlich verbindlich beurteilen lassen.

In § 19 Abs. 7 der BVOT NRW wird gefordert, dass „ die Lage der Zementationsstrecken [...] durch Messung zu ermitteln [ist]“ und weiterhin, dass „ein Misslingen der Zementation [...] der zuständigen Behörde unverzüglich anzuzeigen [ist]“. Abgesehen von der vorgeschriebenen Drucküberwachung und der Vermessung der Zementationsstrecken finden sich jedoch weder in der BVOT NRW noch in den entsprechenden Verordnungen anderer Bundesländer weitere konkrete Prüfkriterien zur Beurteilung der Qualität der Zementation.



## Verschluss von Bohrungen und Barriereintegrität

Viele der frühen Diskussionsbeiträge zum Thema Fracking führten die mangelhafte Ausgestaltung der Bohrplätze in den USA an (nicht abgedichteter Schotterplatz, Entsorgung von Lagerstättenwasser direkt in Vorfluter etc.). Durch die anhaltende öffentliche Kontroverse zu diesem Thema ist auch in den USA zu diesem Punkt ein Wandel zu verzeichnen. Die Gestaltung neuer Bohrplätze und die einzuhaltenden Umweltstandards sind nicht mit denen in der Vergangenheit zu vergleichen.

In Deutschland werden teilweise gesetzlich oder durch bspw. DIN oder ISO-Normen nicht regulierte Bereiche durch Leitfäden und Merkblätter des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. geregelt. Die Leitfäden und Merkblätter beruhen teilweise auf API-Standards, die auf die Vorgaben des europäischen oder/und deutschen Rechts- bzw. Normensystems angepasst wurden und von den Erdöl- und Erdgasproduzenten in Deutschland angewendet werden.

Grundsätzlich sind jedoch viele Tätigkeiten und Prozesse bei der Erdgaserkundung und -gewinnung durch Vorgaben aus dem deutschen und nordrhein-westfälischen Bergrecht (Bundesberggesetz und Tiefbohrverordnung NRW) oder dem deutschen und europäischen Umwelt- und Wasserschutz- und Immissionsschutzrecht erfasst, so bspw. der Transport, Umgang und die Lagerung von wassergefährdenden Stoffen.

Eine pauschale Übertragbarkeit von Versagensfällen in den USA oder anderen Staaten auf die Situation in Deutschland oder zukünftig in NRW ist nicht möglich. Das gleiche gilt für die Übertragbarkeit der Erkenntnisse aus den USA, Großbritannien, Norwegen und aus weltweiten Statistiken zu den übrigen technischen Versagensfällen wie Blowout, Versagen von Rohrtouren und Langzeitintegrität der Barrieren. Die derzeit frei verfügbaren Statistiken zu solchen Versagensfällen beinhalten Daten und Randbedingungen, deren Übertragbarkeit durch weitere Auswertungen überprüft werden muss.

### 12.6 Umgang mit dem Flowback

Im folgenden Text werden mögliche Entsorgungswege des Flowback mit Beispielen angegeben:

## Injektion der Abwässer in den Untergrund

### *Deutschland*

Eine Injektion der Abwässer in den Untergrund wird in Nordrhein-Westfalen von den potenziellen Betreibern als schwierig angesehen, weil nahe gelegene Zielhorizonte für eine Verpressung fehlen. Laut ExxonMobil existieren in NRW keine geeigneten alten Bohrungen für eine Verpressung von Abwässern. Für das in NRW anfallende Abwasser müssten Disposalbohrungen abgeteuft werden. Weiterhin stellen ein Transport mit LKW oder eine ortsfeste Leitung an bereits bestehende Verpressstellen (in Niedersachsen) eine Möglichkeit dar (Rosenwinkel et al. 2012).

### *USA*

In den USA ist die Injektion (Verpressung) der Abwässer nach einer Zwischenbehandlung in Versenk- bzw. Disposalbohrungen die primäre Entsorgungsvariante (US EPA 2011). Wichtig für die Injektion der zu entsorgenden Abwässer ist die genügend hohe Porosität bzw. Permeabilität des Speichergesteins (hauptsächlich handelt es sich dabei um ehemalige Erdöllagerstätten in mehreren 1.000 m Tiefe). Weiterhin sollten im Hangenden dieses Gesteins mehrere hundert Meter mächtige undurchlässige Horizonte lagern. Falls die Möglichkeit einer Injektion vor Ort nicht besteht, müssen die zu entsorgenden Abwässer jedoch abtransportiert werden (evtl. zu einer weit entfernten Injektionsstelle). Beim Schiefergas-Feld Barnett (USA) wurden beispielsweise Pipelines verlegt, um die Abwässer zu entfernt gelegenen Injektionsbrunnen zu pumpen (USDOE 2009). ExxonMobil hat beispielsweise den aus dem Gewinnungsgebiet Söhlingen (Niedersachsen) angefallenen Flowback in die Disposalbohrung Gilkenheide Z1 eingepresst. In zuvor gefrackte Horizonte wurde der Flowback nicht entsorgt (ExxonMobil 2012).

Eine zusätzliche Variante ist die Injektion der Abwässer in Horizonte mit einer geringeren Tiefe. Dies ist gängige Praxis bei der Gewinnung von Schiefergas aus der Marcellus-Lagerstätte (USA). Aufgrund der Sorge um eine mögliche Kontamination von trinkwasserführenden Grundwasserleitern ist man heute jedoch von dieser Praxis abgekommen (Soeder & Kappel 2009).

## **Aufbereitung und Entsorgung des Flowback mittels kommunaler bzw. kommerzieller Kläranlagen (Recycling)**

### *Deutschland*

Hinsichtlich der Abwasseraufbereitungswege kann zwischen Direkteinleitern und Indirekteinleitern unterschieden werden. Erstere leiten ihr Abwasser in eine öffentliche Kanalisation und das Abwasser

wird in einer kommunalen Kläranlage aufbereitet, um anschließend in ein Gewässer abgegeben zu werden. Direkteinleiter haben eine werkseigene (nicht öffentliche) industrielle Kläranlage bzw. Kanalisation und die Abwässer werden nach ihrer Behandlung in einen Vorfluter abgegeben.

Hinweise und Empfehlungen für die Einleitung von Abwasser in eine kommunale Kläranlage mit entsprechenden Richtwerten sind im Merkblatt DWA-M 115-2 (Indirekteinleitung nicht häuslichen Abwassers) des DWA-Regelwerkes gegeben. Hierbei ist veranschlagt, dass die Einleitung nicht häuslichen Abwassers insgesamt ca. 10 % des Gesamtkläranlagenzulaufes nicht überschreiten darf (DWM 2005).

Die Anforderungen für das Einleiten von Abwasser in ein Gewässer von einer (industriellen) Kläranlage sind in der Abwasserverordnung angegeben. Die Erlaubnis für das Einleiten von Abwasser in Gewässer darf nur erteilt werden, wenn die Schadstofffracht nach Prüfung der Verhältnisse im Einzelfall den Anforderungen entspricht (soweit in den Anhängen der Abwasserverordnung nicht anders angegeben). Verfahren, die nicht dem Stand der Technik entsprechen, dürfen nicht eingesetzt werden (AbwV 1997).

In Deutschland wurden bisher keine Erfahrungen zur Wiederverwendung nach der Aufbereitung von Flowback gesammelt.

#### USA

Einige US-Staaten bereiten den Flowback in kommunalen Kläranlagen auf, allerdings kann die Zusammensetzung dieser Abwässer (z. B. aufgrund der hohen Mineralisierung und bestimmter Chemikalien) eine Herausforderung an die Technik der Kläranlagen stellen. Der Flowback aus der Erdgasgewinnung der Marcellus-Schiefergas-Lagerstätte (USA) wurde beispielsweise u. a. mittels kommunaler Kläranlagen aufbereitet. Die hohe Salzkonzentration im Flowback wurde jedoch nicht genügend verringert, so dass die hohe Salinität in den Flüssen der Appalachen in Zusammenhang mit hochsalinarem Flowback gebracht wurde. Auch im Flowback eventuell enthaltene Radionuklide und Brom können oft nicht entfernt werden (Kargbo et al. 2010). Falls eine Chlorierung des Abwassers angewendet wird, kann dies zusätzlich nachteilige Auswirkungen auf die Wasserqualität haben, da sich dadurch möglicherweise gesundheitsschädliche chlorierte Substanzen bilden (US EPA 2011). Das aufbereitete Wasser kann wieder als Frack-Fluid oder für die Beregnung benutzt werden. Auf diese Weise kann auch der Wasserverbrauch für das Frack-Verfahren gemindert werden (USDOE 2009).

## Evaporation der Abwässer

### USA

Ein weiterer Entsorgungspfad für den Flowback, welcher beispielsweise in Texas (USA) beschränkt wird, ist die Verbringung der Abwässer in offene Tanks mit dem Ziel, die Wässer zu evaporieren. Die nach der Verdampfung verbleibenden Feststoffe werden dann entsprechend entsorgt. Obwohl dies eine effektive Technik in den Wüstenklimaten im Südwesten der USA ist, ist die Effektivität dieser Methode in humiden Klimaten natürlich eingeschränkt (Soeder & Kappel 2009).

## Einleitung des Flowback in Oberflächengewässer

### Deutschland

Für die Entsorgung des Flowback über Oberflächengewässer ist in Deutschland eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich. Allerdings sind Einleitungen von Formationswasser in Oberflächengewässer bisher nicht vorgesehen. Die Erlaubnis dürfte nur erteilt werden, wenn die Menge und Schädlichkeit des Abwassers so gering gehalten wird, wie nach dem Stand der Technik möglich ist und die Einleitung mit den Anforderungen an die Gewässereigenschaften und sonstigen rechtlichen Anforderungen vereinbar ist. Eine entsprechende Reinigung der Abwässer müsste in Industriekläranlagen erfolgen (UBA 2011).

Die Tabelle 12.4 fasst kurz die von unterschiedlichen Betreibern in Deutschland geplante Flowback-Entsorgungspraxis zusammen.

Tab. 12.4: Betreiber und deren geplante Flowback-Entsorgungspraxis

Betreiber	geplante Entsorgungspraxis	Anmerkungen
BNK Deutschland GmbH	Entsorgung des Flowback in geeigneten Disposalbohrungen bzw. Disposalhorizonten	Aufgrund ihres Dichtmechanismus und ihrer Formationswasser-Zusammensetzung werden ehemalige Öllagerstätten als ideal erachtet.
ExxonMobil GmbH	Die Entsorgung des Flowback ist Gegenstand eines behördlich zugelassenen Betriebsplanes und wird durch Entsorgungsfirmen durchgeführt. Der Flowback wird auf dem Bohrplatz in sicheren Tanks gelagert.	Es ist nicht beabsichtigt, gebrauchtes Frack-Fluid zu recyceln.
Wintershall Holding GmbH	Die Aufbereitung und die Entsorgung des Flowback in Disposalbohrungen ist im geschlossenen Kreislauf beabsichtigt.	Es soll nicht in bereits ausgebeutete Lagerstätten verpresst werden. Entsorgung soll nicht am selben Bohrplatz wie das Fracking stattfinden.

## USA

Tabelle 12.5 zeigt exemplarisch die verschiedenen Entsorgungspfade bzw. Aufbereitungsmöglichkeiten des Flowback, welche bei der Schiefergas-Gewinnung in den USA eine Rolle spielen.

Tab. 12.5: Verschiedene Entsorgungsmöglichkeiten für den Flowback aus Schiefergas-Lagerstätten aus der US-amerikanischen Praxis (USDOE 2009)

Schiefergas-Lagerstätte	Wasseraufbereitung/-Entsorgung	Anmerkung
Barnett	Injektionsbrunnen Recycling	Entsorgung in die Barnett Formation bzw. in die Liegende Ellenberger Formation Wiederverwendung für weitere Riss erzeugungs-Maßnahmen
Fayetteville	Injektionsbrunnen Recycling	Wasser wird zu Injektionsbrunnen transportiert Wiederverwendung für weitere Riss erzeugungs-Maßnahmen
Haynesville	Injektionsbrunnen	
Marcellus	Injektionsbrunnen Kläranlage Recycling	Örtliche Kläranlagen bereiten Flowback auf Wiederverwendung für weitere Riss erzeugungs-Maßnahmen

## 12.7 Gemeinsamkeiten und Unterschiede in Bezug auf die eingesetzten Stoffe in den USA

Frack-Fluide werden im Allgemeinen individuell in Abhängigkeit der zu erwartenden Lagerstättenbedingungen zusammengestellt. Eine direkte Übertragbarkeit der in den USA eingesetzten Fluide auf NRW ist aufgrund der unterschiedlichen Lagerstättenbedingungen deswegen nicht zu erwarten.

Ein Vergleich der in den USA und in Deutschland in der Vergangenheit eingesetzten Additive macht jedoch deutlich, dass 59 der 76 in Deutschland eingesetzten Additive, zu denen eine eindeutige CAS-Nummer vorliegt, nach den Angaben von Waxman et al. (2011) auch in den USA eingesetzt wurden. Obwohl in den USA eine deutlich größere Anzahl verschiedener Additive eingesetzt wurden, bestehen also durchaus Gemeinsamkeiten. Die Übereinstimmungen begründen sich aus Sicht der Gutachter aus den „Baukastensystemen“ der Frack-Zubereitungen, die von einer relativ kleinen Zahl weltweit tätiger Frack-Servicefirmen vertrieben werden. Es ist darauf hinzuweisen, dass der Markt für Frack-Serviceleistungen in Deutschland (gegenwärtig) um ein Vielfaches kleiner ist als der Markt in den USA. Es ist deswegen anzunehmen, dass keine Frack-Zubereitungen speziell für den deutschen Markt entwickelt werden, sondern vorhandene Entwicklungen aus den USA bei entsprechender Anwendbarkeit auch in NRW zum Einsatz kommen würden.

Gemeinsamkeiten zwischen der Situation in Deutschland und den USA bestehen auch hinsichtlich der lückenhaften Offenlegung verwendeter Additive und ihrer Einsatzkonzentrationen. In den USA wie in Deutschland sind Sicherheitsdatenblätter oftmals die einzige Informationsgrundlage. Wegen der Übereinstimmungen bei den verwendeten Zubereitungen ist anzunehmen, dass eine Umsetzung der aktuell in den USA diskutierten Gesetzesvorlagen zur Vereinheitlichung der Offenlegungspraxis auch eine Verbesserung der Informationslage in Deutschland nach sich ziehen würde.

Die Beschaffenheit der Formationswässer ist generell lagerstätten- und damit standortspezifisch. Die Zusammensetzung des Flowback, begründet durch variable Mischungsanteile aus Frack-Fluid und mitgeführten Formationswässern, ist ebenfalls standortspezifisch. Eine direkte Übertragbarkeit der Befunde in den USA auf die Verhältnisse in NRW ist somit nicht direkt gegeben.

## **12.8 Zwischenfazit Erfahrungen in anderen Staaten**

### **Sachverhalt / Bewertung**

Die Übertragbarkeit der Erfahrungen aus anderen Staaten, insbesondere in den USA, wurde für verschiedene Aspekte geprüft.

Es zeigt sich, dass die Übertragbarkeit auf die Situation in Deutschland bzw. NRW nicht in allen Fällen bewertet werden kann, da in der Regel regionale und standortspezifische Verhältnisse eine große Rolle spielen. Hinsichtlich der grundsätzlich zum Einsatz kommenden Techniken und der eingesetzten Frack-Fluide ist eine beschränkte Übertragbarkeit gegeben. In jedem Fall ist eine differenzierte Betrachtungsweise notwendig.

### **Informations- und Wissensdefizite**

Grundsätzlich bestehen in allen betrachteten Staaten noch Unklarheiten im Hinblick auf die Qualitätssicherung der erstellten Zementationsbarrieren in der Bohrung sowie zur Langzeitintegrität der Barrieren.

Die Statistiken zu technischen Versagensfällen aus anderen Staaten können auf die Situation in NRW ohne weitere Überprüfung nicht übertragen werden. Die wesentlichen Einflussgrößen wie geologische Randbedingungen, technische Standards, gesetzliche Vorgaben und standortspezifische Randbedingungen sind teilweise zu unterschiedlich, um eine Vergleichbarkeit belastbar zu ermöglichen.



## Handlungsbedarf

Die weiteren naturwissenschaftlichen, technischen und auch politischen Entwicklungen in den USA (inkl. der weiteren großen, von der EPA bereits angekündigten Studie), aber auch in anderen Staaten sollten intensiv weiter beobachtet und im Hinblick auf ihre Übertragbarkeit und Auswirkungen für NRW geprüft werden. Die Erfahrungen, die derzeit in Europa vor allem dort gemacht werden, wo konkrete Arbeiten mit der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Erdgas-Vorkommen laufen (z.B. Polen), sind im Hinblick auf ihre Relevanz für NRW auszuwerten.

## 12.9 Literatur

- AbwV (1997): Abwasserverordnung. Bundesministerium der Justiz in Zusammenarbeit mit der juris GmbH. (21.03.1997).
- AGS (2012): Coalbed Methane, Alberta Geological Survey: <http://www.ags.gov.ab.ca/energy/cbm/index.html>, Stand: Juli 2012.
- ALBEN (2012): Coalbed Methane Development, Ministry of Energy of Alberta: <http://www.energy.alberta.ca/NaturalGas/561.asp>, Stand: Juli 2012.
- DWM (2005): Merkblatt DWA-M 115-2 Indirekteinleitung nicht häuslichen Abwassers. Teil 2: Anforderungen. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (Juli 2005).
- ExxonMobil (2012): Frack-Flüssigkeiten, ExxonMobil Central Europe Holding GmbH, [http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic\\_fracturing/Frack-fluessigkeiten/index.html](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.
- KARGBO, D., WILHELM, R. & CAMPBELL, D. (2010): Natural Gas Plays in the Marcellus Shale: Challenges and Potential Opportunities. In: Environmental Science and Technology 44, S. 5679-5684.
- KING, G. E. (2011): Explaining and Estimating Fracture Risk: Improving Fracture Performance in Unconventional Gas and Oil Wells / Apache Corporation. 2011. – Forschungsbericht.
- 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).



- ROSENWINKEL, K.-H., WEICHHREBE, 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).
- SOEDER, D.J. & KAPPEL, W.M. (2009): Water resources and natural gas production from the Marcellus Shale: U.S. Geological Survey Fact Sheet 2009–3032, 6 p.
- USDOE (2009): State Oil And Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources, U.S. Department of Energy, Office of Fossil ENERGY – National Energy Technology Laboratory, Washington, Mai 2009.
- US EPA (2004): Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs Study, US-EPA, Washington, Juni 2004.
- US EPA (2011): Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. U. S. Environmental Protection Agency, Washington, November 2011.
- UBA (2011): Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland. Umweltbundesamt, Dezember 2011.
- WAXMAN, H. A., MARKEY, E. J., &DEGETTE, D. (2011): Chemicals used in hydraulic fracturing, U.S. House of Representatives Committee on Energy and Commerce Minority Staff, <http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic%20Fracturing%20Report%204.18.11.pdf> (04.01.2012).

## Kapitel 13

Stand 06.09.2012

Stand 06.09.2012

## 13 GESAMTFAZIT UND EMPFEHLUNGEN ZUR WEITEREN VORGEHENSWEISE

### 13.1 Vorbemerkung

Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens wurden durch die Gutachter die **Umweltauswirkungen und Risiken von möglichen Vorhaben zur Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in NRW** nach wissenschaftlichen Methoden erarbeitet und anschließend nachvollziehbar bewertet. Schwerpunkte waren dabei insbesondere die möglichen Auswirkungen der Fracking-Technologie auf den Wasser- und Naturhaushalt sowie die öffentliche Trinkwasserversorgung.

Die Gutachter haben im Rahmen des vorliegenden Gutachtens die Bearbeitung **organisatorischer und rechtlicher Fragen** bewusst ausgeklammert und verweisen auf entsprechende ausführliche Ausführungen hierzu im Gutachten des Umweltbundesamtes. Dies betrifft auch Fragen zur Notwendigkeit und Ausgestaltung von Umweltverträglichkeitsprüfungen.

Obwohl bei Vorhaben der **Tiefengeothermie** teilweise auch eine hydraulische Stimulation (Fracking) des Untergrundes erfolgt, sind die Ergebnisse aus dem vorliegenden Gutachten nicht ohne Weiteres darauf übertragbar, da u.a. die eingesetzten Fluide, die benötigten Volumina, die Pumpraten und -drücke und die Tiefe der Zielformationen teilweise sehr unterschiedlich von denen bei der Erdgasexploration und -gewinnung sind.

### 13.2 Ergebnisse

#### Unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten in NRW

(1) **Unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten** werden in NRW in den Bereichen Münsterländer Becken, nördlicher und südlicher Niederrhein, Ibbenbüren, Weserbergland, Osnabrücker Bergland und Rheinisches Schiefergebirge vermutet.

Es handelt sich hierbei um Kohleflözgas- und Schiefergas-Vorkommen, die mit Tiefenlagen von teilweise < 1.000 m im Vergleich zu den Tight Gas- und konventionellen Erdgas-Vorkommen (z.B. in Niedersachsen ca. 3.500 bis 5.000 m) in geringerer Teufe liegen. Der Abstand der Zielformationen zu Grundwasservorkommen, die für die Wassernutzung oder für Ökosysteme relevant sein können, ist deshalb entsprechend geringer.

Unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten sind Teil mehrerer großräumiger **Geosysteme** in NRW, die sich in Bezug auf ihre geologisch-hydrogeologischen Verhältnisse z.T. grundlegend unterscheiden.

Die unterschiedlichen Standortverhältnisse bedingen jeweils spezifische Strategien und Techniken für die Erkundung und Gewinnung im Bereich der vermuteten bzw. nachgewiesenen Vorkommen. Dies gilt auch für die Frage, ob Fracking angewendet werden muss und welche Chemikalien dafür ggf. eingesetzt werden.

(2) Unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten unterscheiden sich von konventionellen Erdgas-Lagerstätten unter anderem dadurch, dass die wirtschaftliche Gewinnung von Erdgas oftmals erst durch den Einsatz der sogenannten **Fracking-Technologie** möglich ist.

Im Umfeld von Tiefbohrungen wird dabei das erdgasführende Gestein mit hohem Druck und unter Einsatz von Chemikalien (z.B. Biozide, Säuren, Gelbildner, etc.) aufgesprengt. Über die dadurch geschaffenen Wegsamkeiten strömt das Erdgas der Bohrung zu, aus der es teilweise über ca. 20 bis 30 Jahre gefördert werden kann, ggf. muss dafür der Frackvorgang auch wiederholt werden.

(3) Die **Erkundung der potenziellen Erdgas-Vorkommen** steht in NRW noch am Anfang. Die vergebenen Aufsuchungserlaubnisse betreffen ca. 60 % der Landesfläche von NRW (Stand 02.08.2012). Die vorgesehenen Arbeiten der Unternehmen im Rahmen der Erkundung sind je nach Vorkommen und Antragsteller unterschiedlich.

(4) Für keines der vermuteten Kohleflözgas- und ebenfalls für keines der vermuteten Schiefergas-Vorkommen in NRW wurde bisher die Möglichkeit einer **wirtschaftlichen Gewinnung** nachgewiesen.

Entsprechend liegen bisher auch keine standortspezifischen Anträge auf Erteilung einer bergrechtlichen Bewilligung zur Gewinnung von Erdgas und keine konkreten Förderstrategien und bergrechtliche Bewilligungsanträge zur Erdgasgewinnung vor.

**Vor einer Genehmigung des Frackings zur Verbesserung der Beurteilungsgrundlage zu bearbeitende Aufgaben:**

- **Nachweis und Verortung wirtschaftlich gewinnbarer unkonventioneller Erdgas-Vorkommen in NRW.**
- **Ableitung der Gewinnungsstrategien (Einzelbohrungen/Clusterbohrplätze, mit oder ohne Fracking etc.), die notwendig wären, um sie auszubeuten.**

- **Der bestehende WEG-Leitfaden zur Bohrplatzgestaltung sollte auf die Anforderungen eines Cluster-Bohrplatzes angepasst werden.**

### **Raumbedeutsamkeit und Raumwiderstände**

(5) Die auf die Phase der Erkundung vermuteter unkonventioneller Erdgas-Vorkommen ggf. folgenden Vorhaben der Erdgasgewinnung werden aufgrund ihrer möglichen räumlich-zeitlich wechselnden Ballung und der gemeinsamen Infrastruktur in den Gewinnungsfeldern nach Auffassung der Gutachter als raumbedeutsam im Sinne des § 3 Nr. 6 Raumordnungsgesetz eingestuft. Sie stehen teilweise mit anderen **Raumnutzungsansprüchen** in Konflikt.

Die Überlagerung verschiedener Raumwiderstände zeigt Gebiete mit unterschiedlicher Konfliktdichte auf. Gebiete mit hohem bis sehr hohem Raumwiderstand weisen unter der Leitvorstellung einer nachhaltigen Raumentwicklung und im Sinne einer Umweltvorsorge in der Regel keine Eignung für Tagesanlagen von Vorhaben der Erdgasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten auf, weil dort andere raumbedeutsame Maßnahmen oder Nutzungen als vorrangig zu betrachten sein werden.

### **Erforderliche Aufgaben:**

- **Festlegung von Kriterien und ggf. Schwellenwerten, anhand derer die Raumbedeutsamkeit von Vorhaben der Erdgasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten ermittelt werden kann, sowie inhaltliche und rechtliche Klärung der Darstellungsmöglichkeiten (textlich, zeichnerisch) dieser Vorhaben in den Raumordnungsplänen.**
- **Klärung der Frage, ob und wie eine grundlegende Änderung der Raumordnungspläne zur räumlichen Steuerung (im Sinne von Ausschlussgebieten) von raumbedeutsamen Vorhaben der Erdgasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten inklusive strategischer Umweltprüfung für die Planänderung notwendig ist.**
- **Standortbezogene Durchführung eines Raumordnungsverfahrens mit integrierter Raumverträglichkeitsprüfung für raumbedeutsame Vorhaben der Erdgasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten. Hierüber erfolgt die Abwägung mit anderen vorrangigen Raumnutzungsansprüchen.**

## Umweltauswirkungen

(6) Wie jedes technische Vorhaben ist auch die Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Erdgas-Vorkommen mit **Umweltauswirkungen** verbunden. Wir unterscheiden in unserem Gutachten zwischen den:

- direkten Umweltauswirkungen, die sich direkt aus der Dimension des Vorhabens ergeben (Flächenverbrauch, Lärm etc.) und den
- indirekten Umweltauswirkungen, deren Eintreten und Ausmaß von bestimmten Randbedingungen abhängig (Eingriffsintensität und Gefährdungspotenziale) ist. In diesen Fällen können nur **Umweltrisiken** benannt und bewertet werden.

(7) Die **direkten Umweltauswirkungen** werden unmittelbar durch die Dimension des Vorhabens bestimmt und lassen sich verschiedenen Wirkfaktoren zuordnen. Die Bewertung erfolgt anhand gültiger Rechtsnormen in einem vorlaufenden Verfahren (z.B. UVP) und wird über die Genehmigungen und Auflagen reguliert.

(8) Grundlage unserer Analyse der Umweltauswirkungen sind im Rahmen eines wissenschaftlich fiktiven Szenarios die sog. **10 %-Flächenszenarien** mit fachlich abgeleiteten, aber fiktiven Annahmen zur Dimension der Vorhaben. Im Zusammenhang mit Fracking sind insbesondere die Wirkfaktorgruppen Flächeninanspruchnahme, nicht-stoffliche Einwirkungen und stoffliche Einwirkungen zu betrachten:

- Die **Flächeninanspruchnahme** umfasst die Einrichtung des Bohrplatzes sowie den Bau der dazugehörigen Infrastruktur (Straßen, Rohrleitungen). Da die Eingriffe – bis auf die irreversible Veränderung der Bodenstruktur – temporär begrenzt (Rückbau nach Abschluss der Gewinnung) und zeitlich variabel sind, muss die zeitliche Flächeninanspruchnahme beschrieben und bewertet werden. Die tatsächlichen Auswirkungen können nur im Einzelfall und standortbezogen bewertet werden.
- Zu den **nichtstofflichen Einwirkungen** zählen Lärm- und Lichtemissionen, Erschütterungen und Radioaktivität. Im Hinblick auf Licht- und Lärmemissionen sowie Belastungen durch radioaktive Stoffe existieren gesetzliche Vorgaben, die einzuhalten sind.

Hinsichtlich **Erschütterungen** besteht in der Fachwelt keine einheitliche Meinung dazu, ob spürbare seismische Ereignisse durch Frack-Vorgänge für die Erdgasgewinnung ausgelöst werden können.



- Zu den **stofflichen Einwirkungen** sind übertägige Emissionen von Gasen und Staub, die Entsorgung flüssiger und fester Abfälle, Stoffeinträge in den Untergrund sowie Änderungen des Wasserhaushalts zu zählen.

**Stoffeinträge in den Untergrund** erfolgen planmäßig im Rahmen der Bohrung, des Ausbaus der Bohrung sowie während des Frackings. Zudem werden im Rahmen des Rückbaus und der Versiegelung der Bohrungen Zement und Schutzflüssigkeiten planmäßig in die Bohrung eingebracht. Inwieweit das Einbringen dieser Stoffe in den Untergrund mit signifikanten Umweltauswirkungen verbunden sein kann, wird im Rahmen der Analyse der Umweltrisiken betrachtet (s. Pkt. 9).

- Von den Betreibern wird die Möglichkeit der Verpressung von flüssigen Abfällen (Bohrflüssigkeiten, Flowback und die langfristig anfallenden Formationswässer) über **Disposalbohrungen** derzeit als wichtige Randbedingung für die (wirtschaftliche) Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten angesehen.

Nach unserem derzeitigen Kenntnisstand liegen für NRW keine Angaben der Betreiber vor, wo, in welchen Formationen, in welcher Menge und mit welcher Beschaffenheit Flowback verpresst werden soll. Aus unserer Sicht können mit der Entsorgung des Flowback durch **Verpressung in den Untergrund** Risiken verbunden sein, so dass es auch hierfür einer standortspezifischen Risikoanalyse und ggf. eines Monitorings bedarf.

- Die **Änderungen im Wasserhaushalt** ergeben sich maßgeblich durch die für die Bohr- und Frack-Maßnahmen nötigen Wasservolumina sowie durch die Förderung des Flowback und Formationswassers. Das tatsächliche Verhältnis zwischen in die Formation injizierten und daraus während der Förderung entnommenen Volumina ist standortbezogen zu betrachten.

Aus den vorliegenden Literaturwerten kann geschlossen werden, dass insbesondere in Schiefergas-Lagerstätten ein Teil der eingebrachten Volumina unter Tage verbleibt.

Bei Kohleflözgas-Lagerstätten hingegen ist nach den vorliegenden Literaturdaten aufgrund des wesentlich höheren Wasseranteils in der Zielformation damit zu rechnen, dass die Gesamtmenge des Flowback größer ist als die Menge der eingebrachten Fluide.

Die entsprechenden kurzfristigen und langfristigen Auswirkungen für den Transport der Frack-Fluide und Formationswässer im Untergrund müssen jeweils standortspezifisch geprüft werden.

Der Anteil des Frack-Fluids, der nach der Stimulation wieder zutage gefördert wird, kann durch Bilanzierungsmethoden bestimmt werden, die bislang aber nicht routinemäßig eingesetzt werden. Die vorliegenden Daten lassen erwarten, dass auch bei längerer Förderdauer ein substantieller Anteil der eingebrachten Frack-Additive im Untergrund verbleibt.

### **Vor einer Genehmigung des Frackings zur Verbesserung der Beurteilungsgrundlage zu bearbeitende Aufgaben:**

- **Prüfung, ob die bestehenden rechtlichen Regelungen ausreichen, um die potenziellen direkten Umweltauswirkungen von Fracking-Vorhaben (Einzelvorhaben und Gesamtschließung) bewerten zu können (Stichwort: verpflichtende Umweltverträglichkeitsprüfung).**

### **Umweltrisiken**

(9) Die Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten können zusätzlich zu den direkten Umweltauswirkungen mit einer Reihe von **indirekten Umweltauswirkungen bzw. Umweltrisiken** (Risiken für den Wasser- und Naturhaushalt sowie die öffentliche Trinkwasserversorgung) verbunden sein.

Sie resultieren hauptsächlich aus dem Gefährdungspotenzial der eingesetzten Frack-Fluide, der Formationswässer und des Flowback in Kombination mit möglichen technischen und geologischen Wegsamkeiten (Wirkungspfade), über die eine Verbindung zu Schichten mit genutztem bzw. nutzbarem Grundwasser geschaffen werden könnte.

- Im Hinblick auf die **Versagenswahrscheinlichkeit der technischen Anlagen** wurden frei verfügbare statistische Zahlen, z.B. für den unkontrollierten Ausbruch von Fluiden und Gasen (Blowout), für Unfallrisiken beim Transport via Lkw, dem Versagen der Rohrtouren und der Zementation ausgewertet.

Es hat sich gezeigt, dass ein großer Teil der Zahlen nicht uneingeschränkt auf die Verhältnisse in NRW übertragbar ist.

Insbesondere im Hinblick auf die Zementation und in Bezug auf die Langzeitintegrität von Bohrungen müssen Bewertungs- und Genehmigungskriterien erarbeitet werden, die den dichten Abschluss der Bohrungen während der Betriebszeit und in der Nachsorgephase sicherstellen.

- Als **geologische Wirkungspfade für potenzielle Fluid- und Gasauftiege** wurden verschiedene mögliche Pfadgruppen identifiziert: Störungen, flächenhafte Aufstiege sowie Langzeit- und

Summenwirkungen. Hinzu kommt die mögliche Aktivierung technischer Pfade durch die geologischen Verhältnisse (z.B. Aufstieg entlang der Bohrung bei artesischen Grundwasserverhältnissen).

Die geologischen Wirkungspfade sind in den verschiedenen Geosystemen unterschiedlich relevant. Für ihre tatsächliche Wirksamkeit sind entsprechende Durchlässigkeiten und Potenzialdifferenzen maßgebend. Für eine Bewertung der Relevanz der Wirkungspfade müssten diese zunächst standortspezifisch ermittelt werden.

- Für einen Teil der in der Vergangenheit eingesetzten **Frack-Fluide** ist ein mittleres bis hohes Gefährdungspotenzial bei einer Freisetzung in die aquatische Umwelt zu besorgen. Dies gilt auch für eine Reihe von Additiven, die in neueren Frack-Fluiden seit dem Jahr 2000 eingesetzt wurden.

Wir haben festgestellt, dass auch für diese weiterentwickelten Fluide immer noch von einem hohen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden muss.

Die im Rahmen des Gutachtens vorgeschlagene und exemplarisch angewendete Bewertungsmethode ermöglicht es den Genehmigungsbehörden, zukünftige Frack-Fluide einheitlich hinsichtlich ihrer Gefährdungspotenziale zu bewerten.

- (10) Im Rahmen der Auswertungen wurden in allen Bereichen erhebliche **Wissens- und Informationsdefizite** identifiziert.

Dies betrifft zum einen Daten und Informationen, die nicht frei zugänglich sind (z.B. Fracking-Kataster des Landes Niedersachsen, Steinkohlenexplorationsbohrungen) oder nicht vorlagen (z.B. Stoffdatenblätter, belastbare statistische Daten zu Eintritts- und Versagenswahrscheinlichkeiten im Hinblick auf die technischen Wirkungspfade).

Zum anderen fehlen bislang standortspezifische Informationen zur Vorhabensdimension (Tiefe, Anzahl Bohrungen, etc.) und zu den geologischen, hydrogeologischen und hydrochemischen Verhältnissen.

- (11) Eine abschließende **Bewertung der Risiken** ist auf der Betrachtungsebene des Gutachtens derzeit – insbesondere aufgrund der festgestellten Defizite (Pkt. 10) – nicht möglich.

### **Bewertungs- und Genehmigungskriterien**

- (12) Die Analyse der direkten Umweltauswirkungen sowie die entwickelte Methode der Risikoanalyse (Relevanz der Wirkungspfade, Gefährdungspotenzial der Fluide), mit den zugehörigen standortspezifischen

schen Betrachtungen, bilden die Grundlage für die Ableitung von **Bewertungs- und Genehmigungskriterien**, durch die mögliche Auswirkungen der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten vermieden oder vermindert werden können.

Von den Gutachtern wurde eine entsprechende Struktur für diese Kriterien erarbeitet und soweit möglich mit Vorschlägen hinsichtlich der Ausgestaltung einzelner Kriterien ergänzt (Arbeitsprogramm).

Die Vorlage eines vollständigen und konkreten Katalogs von Bewertungs- und Genehmigungskriterien ist nach Auffassung der Gutachter vor dem Hintergrund der Wissens- und Informationsdefizite derzeit nicht möglich.

#### **Vor einer Genehmigung des Frackings zur Verbesserung der Beurteilungsgrundlage zu bearbeitende Aufgaben:**

- **Auswertung von Daten und Informationen, die bislang nicht zugänglich waren (z.B. Fracking-Kataster des Landes Niedersachsen, Steinkohlenexplorationsbohrungen).**
- **Ausweisung von Ausschlussgebieten aufgrund ungünstiger geologisch-hydrogeologischer Verhältnisse.**
- **Entwicklung von Frack-Fluiden mit geringeren Gefährdungspotenzialen bis hin zu umwelttoxikologisch unbedenklichen Eigenschaften.**
- **Standortspezifische Untersuchungen (geologische, hydrogeologische und hydrochemische Systemerkundung in den potenziellen Erkundungsbereichen).**

#### **Übertragbarkeit der Erfahrungen aus anderen Staaten**

(13) Die Übertragbarkeit der Erfahrungen aus anderen Staaten, insbesondere USA wurde für verschiedene Aspekte geprüft. Es zeigt sich, dass hinsichtlich der zum Einsatz kommenden Techniken und der eingesetzten Frack-Fluide eine beschränkte Übertragbarkeit gegeben ist.

Für rechtliche und organisatorische Fragestellungen sowie im Hinblick auf die Analyse der Umweltauswirkungen und Umweltrisiken spielen die regionalen und standortspezifischen Aspekte eine entscheidende Rolle, so dass hier die Übertragbarkeit zunächst sehr genau geprüft werden muss.

### **Vor einer Genehmigung des Frackings zur Verbesserung der Beurteilungsgrundlage zu bearbeitende Aufgaben:**

- **Die weiteren naturwissenschaftlichen, technischen und auch politischen Entwicklungen in den USA (inkl. der weiteren großen, von der EPA bereits angekündigten Studie), aber auch in anderen Staaten sollten intensiv weiter beobachtet und im Hinblick auf ihre Übertragbarkeit und Auswirkungen für NRW geprüft werden.**
- **Die Erfahrungen, die derzeit in Europa vor allem dort gemacht werden, wo konkrete Arbeiten mit der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Erdgas-Vorkommen laufen (z.B. Polen), sind im Hinblick auf ihre Relevanz für NRW auszuwerten.**

### **13.3 Grundsätzliche Empfehlungen**

(14) Wir empfehlen, der **Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten mit Fracking** in NRW solange nicht zuzustimmen, bis bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind. Hierzu gehört insbesondere die Erfüllung folgender Entscheidungskriterien:

- die eindeutige und nachvollziehbare Verminderung des Gefährdungspotenzials der Frack-Additive;
- die Klärung der großräumigen und standortspezifischen geologischen, hydrogeologischen und hydrochemischen Verhältnisse als Beurteilungsgrundlage für die Relevanz der geologischen Wirkungspfade (inkl. numerische Grundwassermodelle);
- belastbare Daten zur Beurteilung der Relevanz der potenziellen technischen Wirkungspfade;
- die abfallwirtschaftlich, abfallrechtlich, wasserwirtschaftlich und wasserrechtlich einwandfreie Lösung der Entsorgungsproblematik des Flowback;
- Konkretisierung und verbindliche Festlegung von Bewertungs- und Genehmigungskriterien für Fracking-Vorhaben inkl. der zugehörigen Überwachung (Monitoring).

(15) Aufgrund der derzeit unsicheren Datenlage und der nicht auszuschließenden Umweltrisiken empfehlen die Gutachter aus wasserwirtschaftlicher Sicht, übertägige und untertägige Aktivitäten zur unkonventionellen Gasgewinnung für Erkundungsbetriebe der Phase B1 (Erkundung mit Fracken) und für Gewinnungsbetriebe in **Wasserschutzgebieten (I bis III), Wassergewinnungsgebieten der öffentlichen Trinkwasserversorgung (ohne ausgewiesenes Wasserschutzgebiet), in Heilquellenschutzgebieten sowie im Bereich von Mineralwasservorkommen** nicht zuzulassen und die genannten Gebiete für diese Zwecke auszuschließen.

Bei besserer Datenlage ist eine Neubewertung dieser Ausschlussempfehlung durchzuführen.

Der Ausschluss gilt auch für Bereiche, für die im Rahmen der Erkundung ungünstige hydrogeologische Verhältnisse nachgewiesen wurden (z.B. artesische Grundwasserverhältnisse in Verbindung mit entsprechenden Wegsamkeiten).

(16) Für Tiefbohrungen, die im Rahmen der **Erkundung unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten ohne Fracking** (Phase A) abgeteuft werden, müssen aus unserer Sicht keine anderen Anforderungen gelten als für andere nicht auf unkonventionelle Erdgas-Vorkommen zielende Tiefbohrungen, soweit sie nicht für Fracking in der ggf. nachfolgenden Phase B genutzt werden sollen. Primäres Ziel solcher Bohrungen sollte hier aus wasserwirtschaftlicher Sicht die Erkundung der geologischen, hydrogeologischen und hydrochemischen Verhältnisse sein.

Insbesondere für die in NRW bedeutsamen Kohleflözgas-Vorkommen sollte Klarheit geschaffen werden, ob die Fracking-Technologie notwendigerweise zum Einsatz kommen muss.

(17) Es ist die Frage zu klären, ob und wie auf standortunabhängiger Ebene die Raumbedeutsamkeit von Vorhaben der Erdgasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten sowie deren Übereinstimmung mit der **Leitvorstellung nachhaltiger Raumentwicklung** vertiefend zu prüfen ist. Diese Prüfung sollte sowohl oberirdische als auch unterirdische Vorhabensbestandteile berücksichtigen. Insbesondere ist zu klären, welcher Schwellenwert eine Raumbedeutsamkeit entsprechender Vorhaben auslöst.

(18) Es ist die Frage zu klären, ob und wie zur räumlichen **Steuerung und Umsetzung raumbedeutsamer Vorhaben** der Erdgasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten ein obligatorisches Raumordnungsverfahren mit integrierter Raumverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist..



### 13.4 Weitere Vorgehensweise

(19) Wir empfehlen grundsätzlich, den weiteren Arbeitsprozess offen und transparent zu gestalten und alle wichtigen Akteursgruppen bei dessen weiterer Gestaltung und bei den Entscheidungsfindungen mit einzubinden.

(20) Im Hinblick auf die weitere Vorgehensweise sollten die weiteren erforderlichen Erkundungen ohne Fracking-Vorgänge in einen übergreifenden landesweit abgestimmten Prozess überführt werden.

In diesem Prozess sollte unter den Genehmigungs- und Fachbehörden abgestimmt werden, welche konkreten Erkenntnisse die Erkundungen letztlich liefern müssen, um die Informations- und Wissensdefizite zu beseitigen und eine ausreichende Grundlage für die Entscheidung über ggf. nachfolgende Schritte zu schaffen.

Die Erkundung darf sich u. E. dabei nicht nur auf die bergmännische Erkundung (Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit) der Lagerstätten im Bereich des Aufsuchungsfeldes selbst beziehen, sondern soll explizit die Erkundung der geologischen, hydrogeologischen und hydrochemischen Verhältnisse am Standort sowie im weiteren Geosystem mit einbeziehen. Hierzu sollten die Genehmigungs- und Fachbehörden gemeinsam Vorstellungen entwickeln und entsprechende Forderungen an die erkundenden Unternehmen richten.

Ziel sollte sein, bestehende Wissensdefizite insbesondere im Hinblick auf wirtschaftlich gewinnbare Vorkommen und die geologischen, hydrogeologischen und hydrochemischen Verhältnisse in den jeweiligen Geosystemen zu beseitigen. Die geologischen und hydrogeologischen Erkenntnisse sollten vom Land transparent veröffentlicht und zur Verfügung gestellt werden.

Um für diese notwendigen Erkundungen die Akzeptanz der Bevölkerung und bei Gebietskörperschaften zu verbessern, sollte eine klare Trennung zwischen den Entscheidungen über Vorhaben zur Erkundung ohne Fracking und den Entscheidungen über eventuelle spätere Erkundungs- oder Gewinnungsmaßnahmen mit Fracking sichergestellt und vermittelt werden (s. Vorgehensplan Abb. 13.1).

(21) Die Gutachter haben einen **Vorgehensplan** erarbeitet (Abb. 13.1), in dem die erforderlichen Arbeiten nach den Betriebsphasen gegliedert dargestellt sind.

Das Vorgehen erfolgt schrittweise. Nach jedem Schritt sollte an sogenannten **Entscheidungspunkten** geprüft und entschieden werden, ob und ggf. wie weiter vorangeschritten werden sollte.



Die Entscheidungspunkte werden im Vorfeld mit Kriterien belegt, deren Erfüllung Voraussetzung für den nächsten Schritt ist (s. Pkt. 12). In der Abbildung 13.1 ist der erste Schritt farbig markiert, um zu verdeutlichen, dass der Fokus in der nächsten Zeit auf diesem Schritt liegen sollte und der weitere Fortgang oder Nichtfortgang von den Ergebnissen dieses Schrittes abhängt.

(22) Im Hinblick auf die potenziellen weiteren Bearbeitungsschritte sollte frühzeitig mit der Konzeption eines **Monitorings** begonnen werden.

Ziel ist eine Klärung und Feststellung der Ausgangssituation, damit zukünftige Veränderungen festgestellt und den jeweiligen Verursachern eindeutig zugeordnet werden können.

Die Gutachter schlagen aufbauend auf dem allgemeinen Monitoringkreis eine Monitoringstruktur vor, mit deren Hilfe durch geeignete Indikatoren sichergestellt werden soll, dass die jeweiligen Genehmigungskriterien eingehalten werden und ggf. frühzeitig gegengesteuert werden kann.

Die Konzeption sollte unter breiter Beteiligung der jeweiligen Akteursgruppen erfolgen und transparent kommuniziert werden.

(23) Nach Abgabe dieses Gutachtens empfehlen wir, unsere Ergebnisse mit denen in den Gutachten des Umweltbundesamtes und des ExxonMobil Informations- und Dialogprozesses abzugleichen und dann über das weitere Vorgehen, d.h. den nächsten Schritt und seine Inhalte zu entscheiden. Im Rahmen dieser Auswertungen sollten auch die bis dahin vorliegenden (Zwischen-)Ergebnisse der Studie US EPA<sup>1</sup> berücksichtigt werden.

---

<sup>1</sup> Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources“ (November 2011)

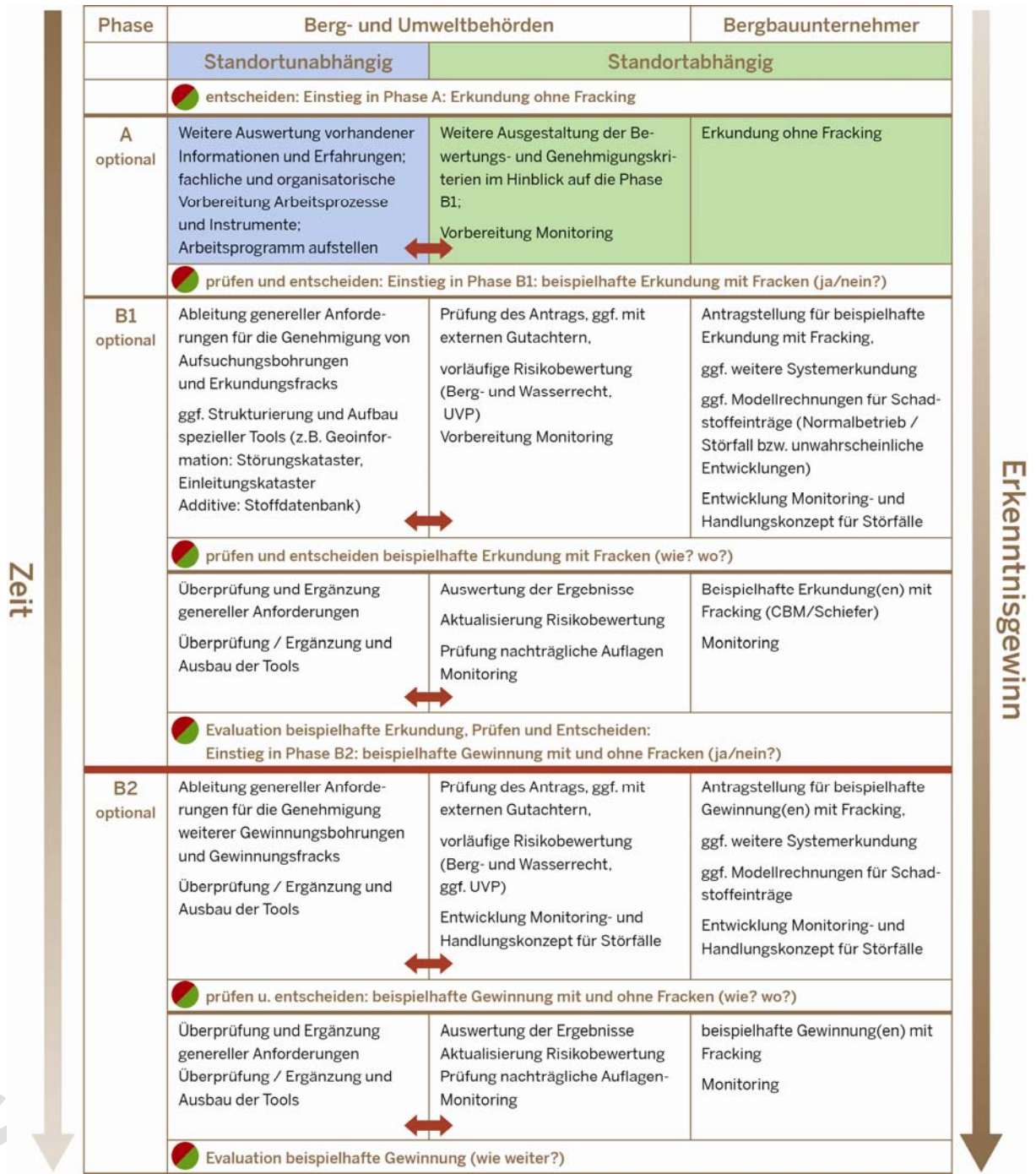


Abb. 13-1: Empfehlung zum weiteren Vorgehen