

Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW

Kurzfassung zum Gutachten

„Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen (NRW) und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung“

7. September 2012



Auftraggeber:
Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz
des Landes Nordrhein-Westfalen

in Abstimmung mit:
Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes
Nordrhein-Westfalen

Gutachter/Auftragnehmer

Ansprechpartner für das Gutachterkonsortium:
Dr. H. Georg Meiners (ahu AG)

ahu AG Wasser • Boden • Geomatik
Kirberichshofer Weg 6
52066 Aachen
<http://www.ahu.de>

Brenk Systemplanung GmbH
Heider-Hof-Weg 23
52080 Aachen
<http://www.brenk.com>

IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasser
Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH
Moritzstr. 26
45476 Mülheim an der Ruhr
<http://www.iww-online.de>

In Kooperation mit

BKR Aachen
Castro & Hinzen
Stadtplanung, Umweltplanung
Kirberichshofer Weg 6
52066 Aachen
<http://www.bkr-ac.de>

delta h Ingenieurgesellschaft mbH
Parkweg 67
58453 Witten
<http://www.delta-h.de>

FORALITH Drilling Support AG
Bionstraße 4
CH-9015 St. Gallen
<http://www.foralith.ch>

FUMINCO GmbH
Heinrichsallee 41
52062 Aachen
<http://www.fuminco.com>

Titelbild:

Schematische und nicht maßstäbliche Darstellung eines geologischen Schnittes durch den Untergrund mit einer erdgasführenden Gesteinsschicht (dunkelbraun) mit einer abgelenkten Bohrung und die durch Fracking erzeugten Risse, geologischen Barrierschichten (hellbraun) sowie einer darüberliegenden grundwasserführenden Schicht (blau).

Vorwort

Die Möglichkeiten und Risiken der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten werden derzeit weltweit intensiv diskutiert. Auch in Nordrhein-Westfalen werden größere unkonventionelle Erdgas-Vorkommen vermutet. Zahlreiche Firmen haben bereits Aufsuchungserlaubnisse zur Erkundung der Erdgas-Vorkommen. Vor diesem Hintergrund hat die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen ein Gutachten in Auftrag gegeben, das die Vorkommen und ihre naturräumliche Situation in NRW beschreiben und die mit der Erkundung und Gewinnung verbundenen Risiken bewerten soll.

Das Gutachten, dessen Kurzfassung hier vorliegt, bewertet die Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten insbesondere in seinen Auswirkungen auf den Natur- und Wasserhaushalt. Die Hauptfragen, die durch das Gutachten zu beantworten sind, lauten:

- Welche Auswirkungen und Risiken haben Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten für den Naturhaushalt, insbesondere das Grund- und Oberflächenwasser, und für die öffentliche Trinkwasserversorgung in NRW?
- Ist die Daten- und Informationsbasis ausreichend, um die Auswirkungen und Risiken umfassend zu bewerten bzw. welche Informations- und Wissensdefizite bestehen und wie lassen sich diese beseitigen?
- Welche Kriterien gibt es, um ggf. zukünftige Genehmigungen so zu gestalten, dass mögliche unerwünschte Auswirkungen vermieden oder vermindert werden?
- Welche Beobachtungsmaßnahmen (Monitoring) sind notwendig, um mögliche unerwünschte Auswirkungen (frühzeitig) zu entdecken? Welche Kriterien gibt es, diese zu bewerten? Und welche Maßnahmen sind vorstellbar, um solche Auswirkungen zu bewältigen?
- Wie ist die Übertragbarkeit der Darstellungen und Studien aus dem Ausland, vor allem den USA, auf die heimische Region zu beurteilen?

Fragestellungen, mit denen sich das Gutachten nicht beschäftigt, sind u.a. die Wirtschaftlichkeit und Klimabilanz der Erdgasförderung sowie deren Auswirkungen auf die regionale Wirtschaft.

Das Gutachten war Mitte 2011 vom Umweltministerium NRW (MKULNV) in enger Abstimmung mit dem Wirtschaftsministerium NRW (MWEBWV) öffentlich ausgeschrieben worden. Ausgewählt wurde ein Konsortium aus erfahrenen, von der Erdgasindustrie unabhängigen Firmen, die ihr Ergebnis nach einer achtmonatigen Bearbeitungszeit hiermit vorlegen.

Die Arbeit des Konsortiums wurde von Beginn an durch einen Arbeitskreis aus Behördenvertretern, Kommunen, Wasserversorgungsunternehmen, Naturschutzverbänden und Bürgerinitiativen begleitet (siehe Kasten). Die Vorgehensweise und Zwischenergebnisse des Gutachtens und das fertige Gutachten wurden bzw. werden in diesem Gremium vorgestellt und diskutiert. Die Beteiligten hatten und haben dort die Gelegenheit, die aus ihrer Sicht kritischen Punkte darzulegen. Allen Beteiligten am Arbeitskreis sei für ihre Arbeit und ihre Beiträge schon jetzt ausdrücklich gedankt.

Grundlage der gutachtlichen Bearbeitung waren neben dem Austausch im projektbegleitenden Arbeitskreis u.a. Gespräche mit vielen Beteiligten, z.B. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Wirtschaftsministerium und Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) Niedersachsen, Bezirksregierung Arnsberg (Bergbehörde), Geologischer Dienst (GD NRW) und Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz (LANUV) in Nordrhein-Westfalen sowie Naturschutzverbänden und Bürgerinitiativen. In unsere Arbeit sind auch Informationen der Erdöl- und Erdgasindustrie und des parallel laufenden, von der Firma ExxonMobil initiierten Informations- und Dialogprozesses (kurz: „Exxon-Dialog-Prozess“) eingeflossen. Hilfreich waren auch die Erkenntnisse aus dem ebenfalls parallel laufenden, vom Umweltbundesamt (UBA) in Auftrag gegebenen Gutachten „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus

unkonventionellen Lagerstätten – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen“ zur ähnlichen Thematik auf Bundesebene, vor allem aus dessen umfangreichem rechtlichen Teil. Allen Gesprächsteilnehmern sei an dieser Stelle für die Unterstützung der Arbeit herzlich gedankt.

An dieser Stelle soll betont werden, dass die Gutachter unabhängig gearbeitet haben, d.h. der Gutachteninhalt allein durch die Gutachter zu verantworten ist und weder die Meinung der beteiligten Ministerien noch die der Arbeitskreisbeteiligten widerspiegeln muss.

Für die Landesregierung und ihre Genehmigungsbehörden wird das Gutachten eine wichtige Entscheidungsgrundlage sein. Es soll darüber hinaus dazu beitragen, die öffentliche Diskussion zu versachlichen. Kurzfassung und Langfassung des Gutachtens sind im Internet unter der Adresse <http://www.umwelt.nrw.de/> zugänglich.

Die Vorlage des Gutachtens ist aus Sicht der Landesregierung Auftakt für eine breite, auch parlamentarische Debatte über die weitere Zukunft und Vorgehensweise zur Erkundung und ggf. Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in NRW.

Teilnehmer am Arbeitskreis

Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen ▪
Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen (Vorsitz)

Bezirksregierung Arnsberg - Abteilung Bergbau und Energie in NRW ▪ Bezirksregierung Detmold ▪ Bezirksregierung Münster
▪ Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz (LANUV-NRW) ▪ Geologischer Dienst NRW

Landesbüro der Naturschutzverbände

Aktionskreis Wohnen und Leben Bergkamen e.V. ▪ BIGG-Werne ▪ Bürgerinitiative für sauberes Wasser Witten ▪ Bürgerinitiative Gegen Gasbohren BIGG Hamm ▪ Bürgerinitiative für Sauberes Trinkwasser BIST ▪ Bürgerinitiative für Lebensqualität und Umweltschutz e.V. ▪ Bürgerinitiative Düsbecke e.V. ▪ Bürgerverein Traar e.V. ▪ IG Borken ▪ IG Drensteinfurt ▪ IG Märkischer Kreis ▪ IG Nordwalde ▪ Landesverband der Bergbaubetroffenen – NRW

Kommunale Spitzenverbände ▪ Stadt Dortmund ▪ Stadt Hagen ▪ Kreis Minden-Lübbecke ▪ Kreis Steinfurt ▪ Kreis Warendorf
Emschergenossenschaft/Lippeverband ▪ Ruhrverband

Gelsenwasser AG ▪ Stadtwerke Münster GmbH

Westfälisch-Lippischer Landwirtschaftsverband e.V.

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Unkonventionelle Gasvorkommen in NRW	5
3	Raum- und umweltplanerische Belange	9
4	Geosysteme	13
5	Erkundungs- und Gewinnungstechniken	18
6	Frack-Fluide, Formationswässer und Flowback	23
7	Umweltauswirkungen	27
8	Umweltrisiken	35
9	Bewertungs- bzw. Genehmigungskriterien und Monitoring	46
10	Erfahrungen aus anderen Staaten	55
11	Gesamtfazit und Empfehlungen zum weiteren Vorgehen	58

Abbildungen

Abb. 1-1:	Überblick über den gestuften Ablauf der bergrechtlichen Genehmigungsverfahren	1
Abb. 1-2:	Vorgehensweise des NRW-Gutachtens	2
Abb. 1-3:	Räumliche und zeitliche Betrachtungsperspektive des Gutachtens	3
Abb. 1-4:	Phasen bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten (Lebenszyklusansatz)	3
Abb. 2-1:	Tabellarischer Überblick über die Geosysteme mit vermuteten Vorkommen an unkonventionellem Erdgas in NRW	5
Abb. 2-2:	Überblick über die Geosysteme und vermuteten unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW	6
Abb. 2-3:	Karte der beantragten und der erteilten Felder zur Aufsuchung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in NRW	7
Abb. 3-1:	Vorgehensweise zur Bewertung des Raumwiderstands bzw. der Raumempfindlichkeit	9
Abb. 3-2:	Zusammenfassende Darstellung von Gebieten mit sehr hohem und hohem Raumwiderstand in den beantragten und erteilten Erlaubnisfeldern	10
Abb. 3-3:	Flächenmäßig bedeutsame Bereiche mit sehr hohem Raumwiderstand für die Geosysteme in NRW nach Schutzgütern	11
Abb. 4-1:	Schematisches geologisches Profil Geosystem Nördlicher Niederrhein	13
Abb. 4-2:	Schematisches geologisches Profil Geosystem Südlicher Niederrhein	13
Abb. 4-3:	Schematisches geologisches Profil Geosystem Zentrales Münsterland	14
Abb. 4-4:	Schematisches geologisches Profil Geosystem Randliches Münsterland	14
Abb. 4-5:	Schematisches geologisches Profil Geosystem Ibbenbüren	15
Abb. 4-6:	Schematisches geologisches Profil Geosystem Südlicher Niederrhein	15
Abb. 4-7:	Schematisches geologisches Profil Geosystem Rheinisches Schiefergebirge	15
Abb. 4-8:	Schematisches geologisches Profil Geosystem Weserrandgebirgsmulde	16
Abb. 5-1:	Bohrplatz und Bohrturm der Bohrung Goldenstedt Z21 der ExxonMobil Production Deutschland GmbH	19
Abb. 5-2:	Schematische Beispielgeometrien für multilaterale Bohrungen und für Bohrplätze	20
Abb. 6-1:	Einsatzmöglichkeit einiger ausgewählter Additive und Angabe ihrer bisherigen Einsatzhäufigkeit in Frack-Fluiden in Deutschland (u.a. Tight Gas-Lagerstätten in Niedersachsen)	24
Abb. 6-2:	Zusammensetzung des Flowback als Mischung aus Frack-Fluid und Formationswasser in Verbindung mit beschaffenheitsverändernden hydrogeochemischen Prozessen	25
Abb. 7-1:	Bewertung der Umweltauswirkungen über Wirkfaktoren	27
Abb. 7-2:	Zusammenstellung einiger wesentlicher Eigenschaften und Kennzahlen der fiktiven Erschließungsszenarien	28
Abb. 7-3:	Mögliche Auswirkungen auf Schutzgüter durch Flächeninanspruchnahme	29
Abb. 7-4:	Zusammenfassung der Gesamtflächeninanspruchnahmen für alle Phasen (572 Betriebe) in den Szenarien A und B	29
Abb. 7-5:	Mögliche Umweltauswirkungen der nichtstofflichen Wirkfaktoren	31
Abb. 7-6:	Mögliche Umweltauswirkungen durch stoffliche Einwirkungen	32
Abb. 8-1:	Struktur der Risikoanalyse zur Beurteilung der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten	35
Abb. 8-2:	Bewertung der Eingriffsintensität	36
Abb. 8-3:	Schematische Darstellung potenzieller Wirkungspfade	36
Abb. 8-4:	Bewertung des Gefährdungspotenzials	39
Abb. 8-5:	Bewertung der in dem Frack-Fluid Damme 3 und einer geplanten Weiterentwicklung eingesetzten Additivkonzentrationen anhand human- und ökotoxikologischer Risikoquotienten	41
Abb. 8-6:	Bewertung des Risikos	43
Abb. 8-7:	Schematisches geologisches Profil Geosystem Bergbauzone	44
Abb. 9-1:	Vorschlag für Bewertungskriterien und notwendige Untersuchungsschritte	47
Abb. 9-2:	Monitoringkreis	54
Abb. 11-1:	Empfehlungen zum weiteren Vorgehen für die Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen in NRW	65

1 Einleitung

Rahmenbedingungen und Grundlagen

Im Mittelpunkt der Bearbeitung unseres Gutachtens standen der Einsatz und die möglichen Umweltauswirkungen der Fracking-Technologie in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW. Das Gutachten betrachtet dazu im Wesentlichen die Phase der Erkundung und die anschließende Phase der Gewinnung, Tiefbohrungen oder die Erdgasgewinnung im Allgemeinen waren nicht Gegenstand des Gutachtens. In NRW gibt es zwar langjährige praktische Erfahrungen mit Tiefbohrungen (z.B. im Rahmen der Steinkohlenexploration), aber bis auf wenige Ausnahmen keine spezifischen Erfahrungen mit der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten (inkl. Fracking).

Die Gutachter waren deshalb bei ihren Auswertungen hauptsächlich auf Erfahrungen außerhalb von NRW angewiesen (u.a. bisher ca. 300 Fracks, vor allem in Tight Gas-Lagerstätten in Niedersachsen, langjährige Erfahrungen in den USA, etc.). Vor allem die diesbezüglichen Arbeiten in den USA sind Gegenstand einer umfangreichen und rasant anwachsenden Fachliteratur, deren Aussagen allerdings nur mit Einschränkung auf die deutschen Verhältnisse übertragbar sind (s. Kurzfassung Kap. 10).

Bei unserer Begutachtung haben wir auf einen transparenten Umgang mit den von uns verwendeten Daten und Informationen geachtet. In allen Fällen, in denen aus unserer Sicht die vorhandenen Daten für eine Bewertung und die Ableitung gutachtlicher Aussagen nicht ausreichen oder keine entsprechenden Daten und Informationen vorlagen, wurde dies vermerkt.

Viele Daten, darunter z.B. relevante Daten zu Bohrungen aus der Steinkohlenexploration in NRW, waren aus Gründen des Datenschutzes für uns nicht zugänglich.

Aufgrund des Umfangs der Thematik, der Datenlage und der Kürze der Bearbeitungsdauer war allen Beteiligten klar, dass eine abschließende Bearbeitung der Fragestellungen für alle zu betrachtenden Aspekte nicht zu erwarten war. Es war deshalb von vornherein Konsens, im Zweifelsfall Fragen zu offenen Punkten zu formulieren sowie Daten- und Erkenntnisdefizite zu benennen, die zu einem späteren Zeitpunkt bzw. von den Erdgasfirmen selbst zu beantworten bzw. zu beseitigen wären.

Maßgebende rechtliche Vorschriften für bergbauliche Vorhaben im Bereich unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten sind im Wesentlichen das Bundesberggesetz (BBergG) und das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) sowie die auf deren Grundlage erlassenen Rechtsvorschriften.

Ein wichtiger Aspekt im Bundesberggesetz ist die Berücksichtigung der gestuften Vorgehensweise bei der Planung und Realisierung bergbaulicher Vorhaben, die im Wesentlichen zwischen der Phase der Aufsuchung (Erlaubnis) und der nachfolgenden Phase der Gewinnung (Bewilligung) unterscheidet (Abb. 1-1). Im vorliegenden Gutachten wurde dies ebenso berücksichtigt; die rechtlichen Aspekte wurden ansonsten im Unterschied zum aktuellen Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes (s.o.) nicht vertieft betrachtet.

Suchen des Erdgases

bergrechtliche Erlaubnis zur Aufsuchung des Erdgases (§ 7 BBergG)

(berechtigt noch nicht, Aufsuchungstätigkeiten tatsächlich durchzuführen)

für die Durchführung von Aufsuchungstätigkeiten sind erforderlich:

bergrechtlicher Betriebsplan (§ 51 BBergG)
plus ggf. wasserrechtliche Erlaubnis im Einvernehmen mit der Unteren Wasserbehörde zur Durchführung von Aufsuchungsmaßnahmen (z.B. Erkundungsbohrungen etc.)

Abschlussbetriebsplan (§ 53 BBergG)

Gewinnen des Erdgases

Bewilligung zur Gewinnung des Erdgases (§ 8 BBergG)

für die Durchführung von Gewinnungstätigkeiten sind erforderlich:

bergrechtlicher Betriebsplan (§ 51 BBergG)
plus ggf. UVP → dann Planfeststellungsverfahren (§ 52 Abs. 2a BBergG)
plus ggf. wasserrechtliche Erlaubnis im Einvernehmen mit der Unteren Wasserbehörde zur Durchführung von Gewinnungsmaßnahmen (z.B. Gewinnungsbohrungen etc.)

Abschlussbetriebsplan (§ 53 BBergG)

Abb. 1-1: Überblick über den gestuften Ablauf der bergrechtlichen Genehmigungsverfahren (n. Grigo et al. 2011)

Vorgehensweise und Grundsätze

Die Vorgehensweise zur Beantwortung der Fragestellung und der Aufbau des Gesamtgutachtens (s. Vorwort) sind in Abbildung 1-2 dargestellt.

Die Erkundung der potenziellen unkonventionellen Erdgas-Vorkommen in NRW steht derzeit noch ganz am Anfang (Kap. 2). Sie erfolgt schrittweise. Langfristige und konkrete Pläne für die flächenhafte Erkundung bzw. spätere Gewinnung in NRW, die wir unserer gutachterlichen Arbeit hätten zugrunde legen können, lagen den Gutachtern nicht vor. Veröffentlichte Betriebspläne für Einzelstandorte wurden jedoch berücksichtigt.

Der Aufbau des Gutachtens orientiert sich an der in Abbildung 1-2 dargestellten Vorgehensweise. Wir

stellen die unkonventionellen Gasvorkommen in NRW (Kap. 2) in den Kontext raum- und umweltplanerischer Belange (Kap. 3) sowie der unterschiedlichen geologisch-hydrogeologischen Systeme in NRW (Kap. 4). Wir beschreiben den Stand und die Entwicklung der Technik im Bereich Erkundung und Gewinnung (Kap. 5) sowie Frack-Fluide, Formationswässer und Flowback (Kap. 6). Die Abschätzung und Beurteilung erwarteter oder möglicher Umweltauswirkungen und Risiken erfolgt allgemein (generisch) und anhand von Szenarien (Kap. 7 und 8). Räumlich steht zunächst die großräumige Ebene im Vordergrund (Abb. 1-3). Erkenntnisse aus dieser Ebene können in die Beurteilung ggf. nachfolgender Arbeiten auf der Standortebene einfließen und umgekehrt.

Zeitlich haben wir die Erfahrungen vor allem der jüngeren Vergangenheit betrachtet und dann in die nähere und weitere Zukunft geschaut. Dabei haben wir

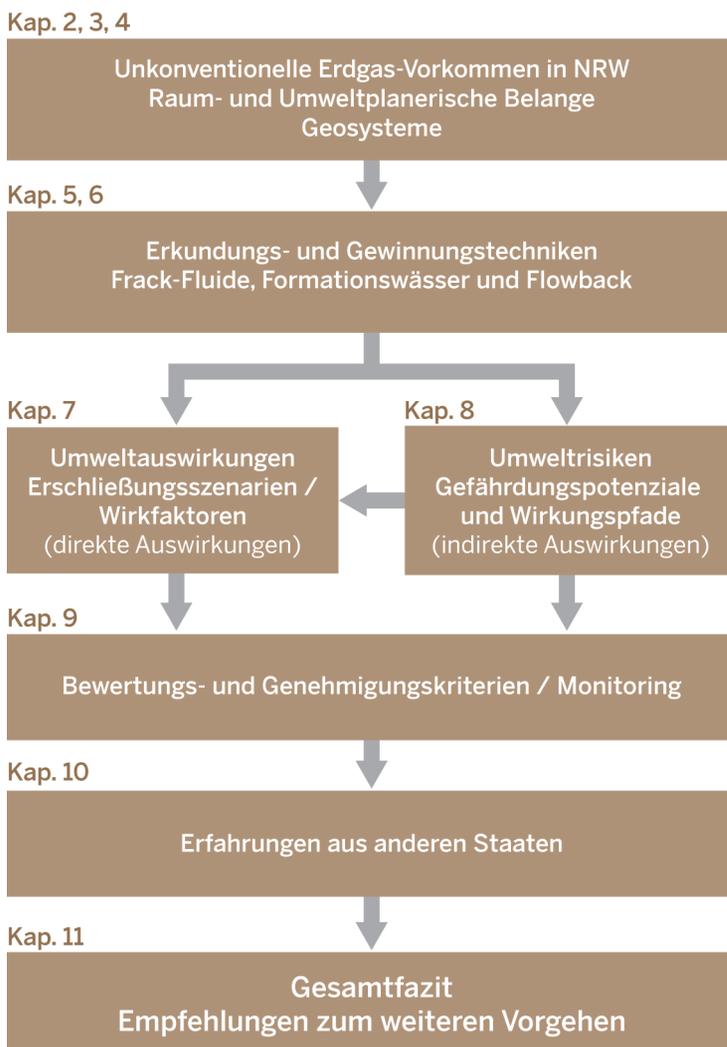
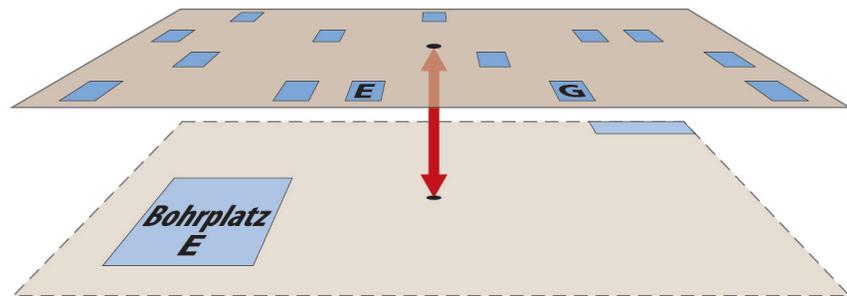


Abb. 1-2: Vorgehensweise des Gutachtens

räumliche Dimension

Ebene 1
Großräumige Ebene
Erkundung (E), Gewinnung (G)

Ebene 2
Standortebene



zeitliche Dimension

Jahre -10 -5 2012 +5 +10 +20 +30 +50



Abb. 1-3: Räumliche und zeitliche Betrachtungsperspektive des NRW-Gutachtens

einen „Lebenszyklusansatz“ verfolgt, d.h. wir haben uns mit allen Phasen eines bergbaulichen Projekts im Bereich unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten beschäftigt, beginnend mit der Exploration mittels Bohrungen und Untersuchungen des Untergrundes ohne Einsatz der Fracking-Technologie (Phase A) und mit Einsatz der Fracking-Technologie (Phase B1), über das Abteufen von Gewinnungsbohrungen bzw. den Ausbau vorhandener Bohrungen zu Förderbetrieben einschließlich der dazu nötigen Produktionsfracks (Phase B2), über die Gewinnungsphase (Phase C) bis hin zur Rückbau- und Nachsorgephase (Endphase D) (Abb. 1-4).

Mithilfe fiktiver Szenarien haben wir das Vorhaben „Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Erdgas-Vorkommen in NRW“ vorstellbar gemacht (Kap. 7), um daraus konkrete Schlüsse für mögliche Umweltauswirkungen und Risiken abzuleiten.

Die Analyse der Umweltauswirkungen und Risiken war für uns die Grundlage zur Ableitung von Maßnahmen und Kriterien, durch die die möglichen Auswirkungen und Risiken verhindert oder vermindert werden können und wie dies durch ein Monitoring überwacht und gesteuert werden könnte (Kap. 9).

Mit der Frage der Übertragbarkeit von Erfahrungen aus anderen Ländern haben wir uns in Kapitel 10

beschäftigt. Das Gesamtfazit aus unseren Beschreibungen und Auswertungen ziehen wir in Kapitel 11. Dort sind auch unsere Empfehlungen zur weiteren Vorgehensweise enthalten.

Bei unseren Empfehlungen zu erforderlichen Untersuchungen der Geosysteme und zur weiteren Vorgehensweise (Vorgehensplan) haben wir uns vor allem auf die Arbeiten / Maßnahmen konzentriert, die wir für die nahe Zukunft, d.h. die nächsten Jahre für wichtig erachten.

Drei Aspekte haben wir bei unserer Begutachtung besonders vertieft:

- Die raum- und umweltplanerischen Belange haben wir vor dem Hintergrund bearbeitet, dass das Vorhaben auf Räume trifft, die zum Teil dicht besiedelt sind und auch für andere Nutzungen, wie z.B. Wasserwirtschaft, Landwirtschaft und Erholung von großer Bedeutung sind (Kap. 3).
- Bei Betrachtung der Techniken für die Erkundung und die nachfolgende Gewinnung haben wir den Frack-Vorgang selbst und alle von ihm beeinflussten Aspekte in den Vordergrund gestellt (Kap. 5).

Phase	Beschreibung	betrachtete Dimension	Raum	Zeit
Aufsuchung				
A	Bohrung zur Erkundung (ohne Frack)	Einzelfall	Standort / kleinräumig	Monate / Jahre
B1	Fracken zur Erkundung	Einzelfall	Standort / kleinräumig	Wochen
Gewinnung				
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

Abb. 1-4: Phasen bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten (Lebenszyklusansatz)

4

- Den Einsatz von Chemikalien haben wir vertiefend betrachtet, da insbesondere hier ein Gefährdungspotenzial für den Naturhaushalt und die Wasserversorgung gesehen wird (Kap. 6 und 7).

Bei allen Aspekten geht es hauptsächlich um die Auswirkungen auf den Wasser- und Naturhaushalt und insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung.

Fragen zum Klimaschutz, zur Wirtschaftlichkeit und zur Übertragbarkeit der Ergebnisse auf Geothermiebohrungen wurden im Rahmen des Gutachtens nicht behandelt.

Für rechtliche und organisatorische Fragestellungen verweisen wir auf das Gutachten des Umweltbundesamtes.

2 Unkonventionelle Erdgas-Vorkommen in NRW

Einleitung

Unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten können in Kohleflözgas-, Schiefer- und Tight Gas-Lagerstätten untergliedert werden. Tight Gas liegt im Hinblick auf die Permeabilität des Speichergesteins im Übergangsbereich zwischen konventionellen und unkonventionellen Vorkommen. Da nach Angaben des Geologischen Dienstes NRW aktuell nicht davon auszugehen ist, dass in Nordrhein-Westfalen förderbare Tight Gas-Lagerstätten existieren, wurden diese im Rahmen dieses Gutachtens nicht weiter behandelt. Im Hinblick auf die Auswertung bereits durchgeführter Fracks wurde jedoch auf die Erfahrungen aus Niedersachsen zurückgegriffen, wo bereits ca. 300 Fracks, vornehmlich in Tight Gas-Lagerstätten, durchgeführt wurden (s. Kap. 5).

Unkonventionelle Erdgas-Vorkommen werden in NRW in Bereichen unterschiedlicher Geosysteme vermutet. Geosysteme beschreiben im vorliegenden Gutachten Bereiche mit vergleichbaren geologisch-hydrogeologischen Verhältnissen. Die Geosysteme weisen untereinander deutliche Unterschiede hinsichtlich der Ausbildung und Lage der potenziell gasführenden Schichten im hydrogeologischen System auf. Dies macht lokal spezifische Erkun-

dungs- und Gewinnungsstrategien notwendig, die hinsichtlich ihrer Umweltauswirkungen und Risiken standortspezifisch zu bewerten sind.

Potenzielle unkonventionelle Erdgas-Vorkommen in NRW

Eine Übersicht über die potenziellen Erdgas-Vorkommen in NRW sowie die Abgrenzung der im Gutachten betrachteten Geosysteme auf Basis der genehmigten und beantragten Aufsuchungsfelder zeigt die Abbildung 2.2.

Die vermuteten unkonventionellen Erdgas-Vorkommen in NRW teilen sich auf in Kohleflözgas- und Schiefergas-Vorkommen (Abb. 2-1). In einigen Geosystemen liegen mehrere potenziell gasführende Schichten übereinander.

Kohleflözgas-Vorkommen sind in NRW an die flözführenden Schichten des Oberkarbons gebunden. Die Schätzungen zum „Gas in Place (GIP)“, d.h. der im Gestein vorhandenen Gasmenge, die aber aus technischen Gründen nicht voll gewinnbar sein dürfte, gehen von Werten > 2.000 km³ aus (BGR 2012, GD NRW 2011).

	Geosystem	Vermutete Zielhorizonte	geschätzte Mächtigkeit in m (ca.)	Geschätzte Tiefenlage in m (ca.)
Kohleflözgas	1 Südlicher Niederrhein	Flözführendes Oberkarbon	1.500	1.000 – 5.000
	2 Nördlicher Niederrhein	Flözführendes Oberkarbon	2.000	1.000 – 2.000
	3 Zentrales Münsterland	Flözführendes Oberkarbon	3.000	1.500 – 4.500
	4a/4b Randliches Münsterland	Flözführendes Oberkarbon	500 – 3.000	300 – 500
	5 Ibbenbüren	Flözführendes Oberkarbon	1.800	> 1500
Schiefergas	6 Südlicher Niederrhein	Tonsteine des Unterkarbons	genaue Zielhorizonte nicht bekannt	genaue Zielhorizonte nicht bekannt
	7 Rheinisches Schiefergebirge	Hangenden Alaunschiefer	20 – 110	0 – 2.500
	8 Ibbenbüren	Posidonienschiefer "Wealden" (Bückeberg-Formation)	20 – 30 300	0 – 2.000
	9 Wesergebirgsrandmulde	Posidonienschiefer "Wealden" (Bückeberg-Formation)	20 – 70 300	0 – 3.000
	10 Ostwestfälisches Bergland	Posidonienschiefer ?	?	0 – ?

Abb. 2-1: Tabellarischer Überblick über die Geosysteme mit vermuteten Vorkommen an unkonventionellem Erdgas in NRW

Schiefergas wird in NRW in den folgenden kohlenstoffreichen Tonsteinen paläozoischer und mesozoischer Formationen vermutet:

- Die paläozoischen Hangenden Alaunschiefer (Unterkarbon) sind zwar nicht sehr mächtig (20 bis 30 Meter), sie sind aber großflächig in NRW verbreitet. Da sie in alten Gebirgsstrukturen „eingefaltet“ sind, treten sie sowohl oberflächennah als auch in großen Tiefen von mehreren 1.000 Metern auf.
- Die mesozoischen, potenziell gasführenden Tonsteine im Jura (Posidonienschiefer) sind in NRW an besondere tektonische Strukturen gebunden und nur kleinräumig (z.B. Ostwestfälisches Bergland) verbreitet.

- Die Tonsteine der Unterkreide ("Wealden" (Bückeberg-Formation) sind vor allem an der Grenze zu Niedersachsen flächig verbreitet und auch teilweise bereits erkundet (z.B. Wesergebirgsrandmulde).

Aufsuchungsfelder in NRW

Die Abbildung 2-3 zeigt die Lage und Ausdehnung der den erteilten und beantragten Aufsuchungserlaubnissen zugrundeliegenden Erlaubnisfelder in NRW (Stand: 02.08.2012). Insgesamt wurden bislang für rund 20.300 km² Aufsuchungserlaubnisse erteilt. Dies entspricht rund 60 % der Landesfläche von NRW. Für weitere rd. 150 km² wurden Aufsuchungserlaubnisse beantragt.

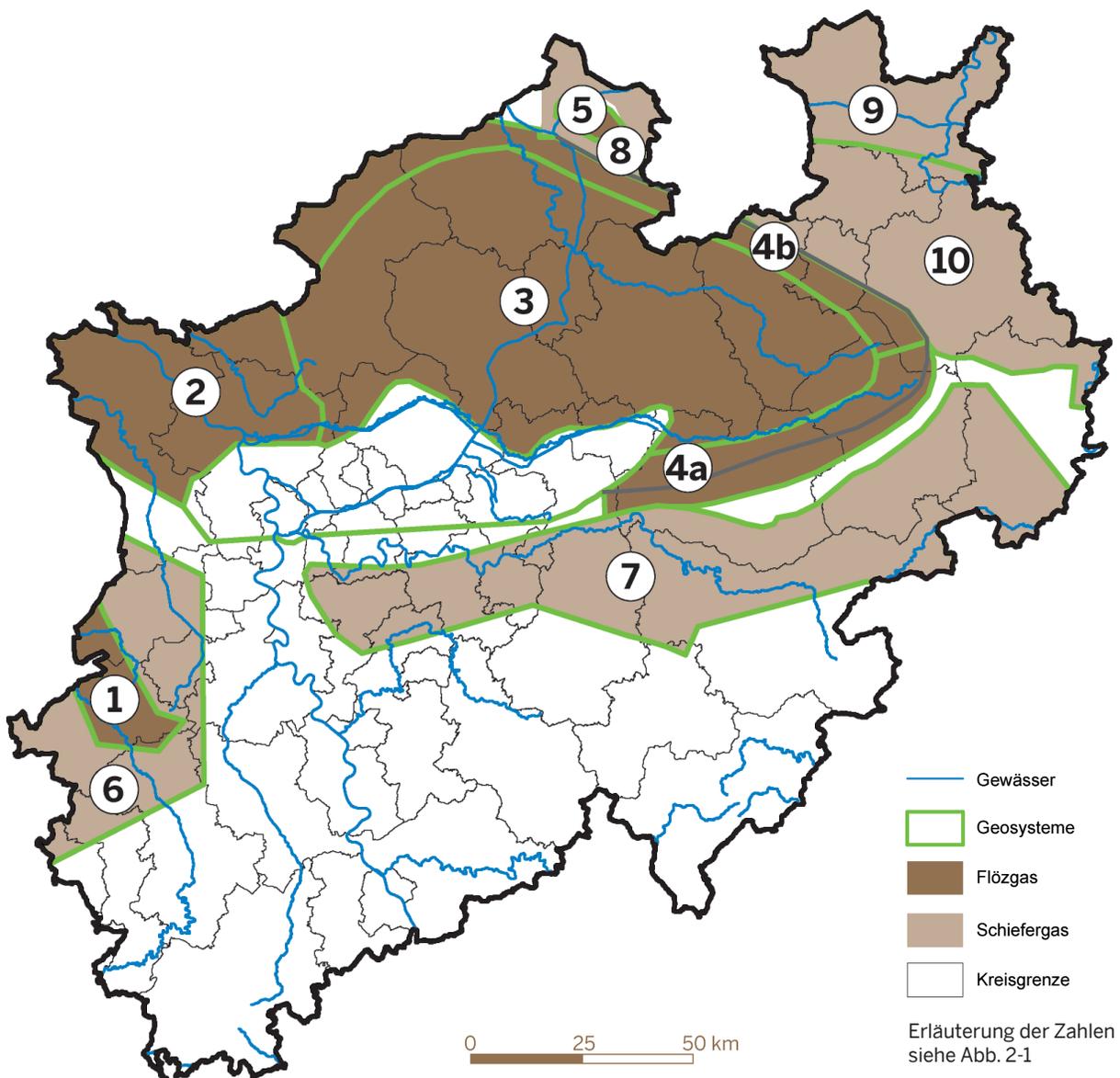


Abb. 2-2: Überblick über die Geosysteme und vermuteten unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW

Eine Aufsuchungserlaubnis wird für eine Dauer von höchstens 5 Jahren erteilt und gewährt lediglich das ausschließliche Recht (Schutz vor Konkurrenten), innerhalb des Erlaubnisfeldes Bodenschätze aufzusuchen, gestattet aber noch nicht automatisch die tatsächliche Durchführung betriebsplanpflichtiger Tätigkeiten – wie etwa das Abteufen von Bohrungen oder die Durchführung einer hydraulischen Behandlung des Untergrundes (z.B. Test-Frack); hierfür sind jeweils gesonderte Betriebsplan- bzw. Sonderbetriebsplanverfahren und ggf. Genehmigungsverfahren nach anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften durchzuführen (z.B. Wasserrecht) (s. Abb. 1-1).

Die Arbeiten im Rahmen der Aufsuchungserlaubnis umfassen je nach Arbeitsprogramm u.a. Daten- und Literaturlauswertungen und konkrete Maßnahmen

zur Erkundung des Untergrundes (z.B. Seismik, Bohrungen, Untersuchungen im Bohrloch, Gesteinsentnahmen und Laborauswertungen der gewonnenen Proben).

Die vorgesehenen Arbeiten der Unternehmen sind je nach Vorkommen und Antragsteller unterschiedlich. Sie sind im Einzelnen in den mit dem Antrag vorzulegenden Arbeitsprogrammen beschrieben.

Der aktuelle Stand der erteilten und beantragten Aufsuchungsfelder ist auf der Homepage der Bezirksregierung Arnsberg (www.bezreg-arnsberg.nrw.de) einzusehen.

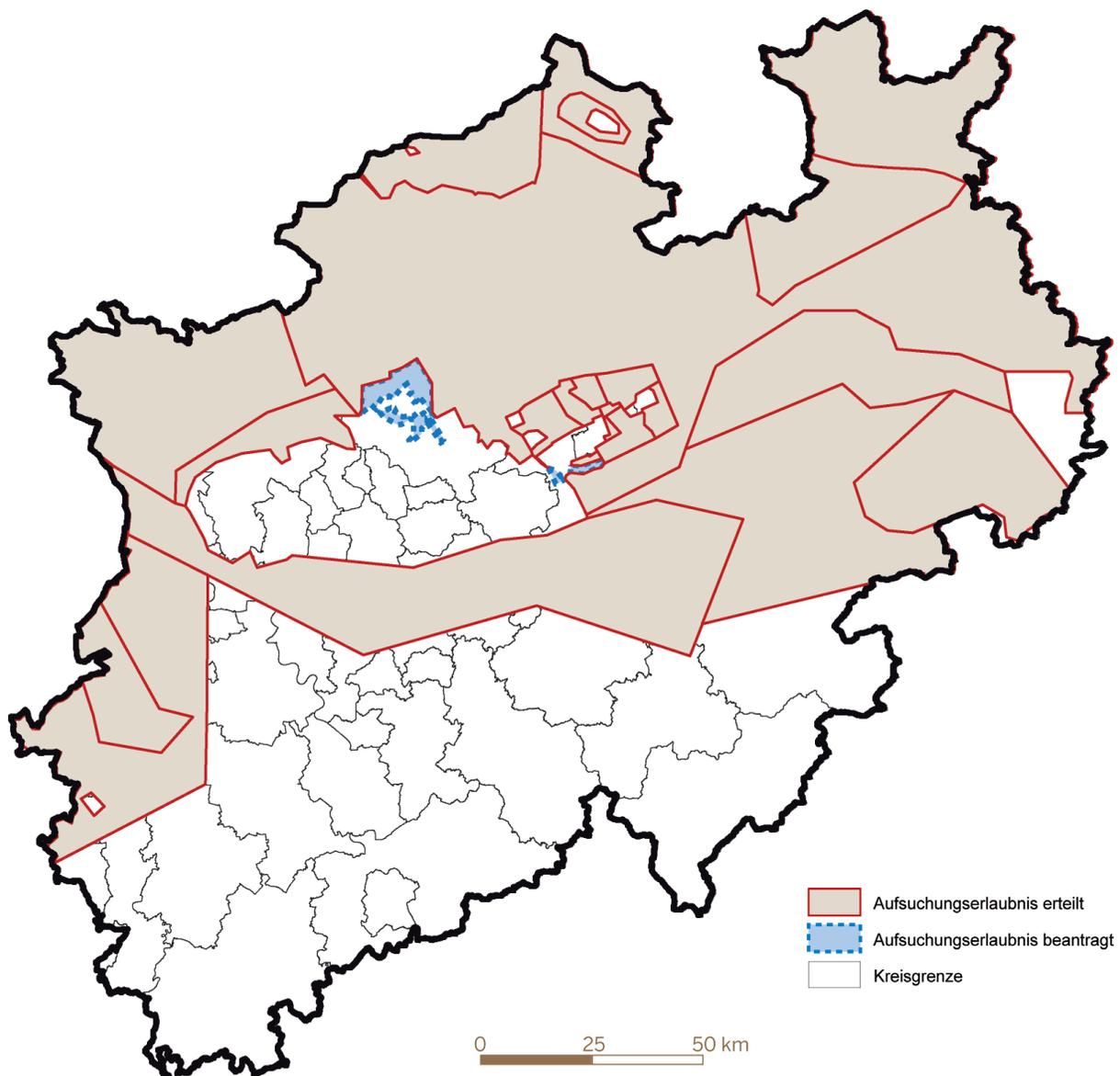


Abb. 2-3: Karte der beantragten und der erteilten Felder zur Aufsuchung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in NRW (Quelle: BR Arnsberg, Stand 02.08.2012)

Zwischenfazit unkonventionelle Erdgas-Vorkommen in NRW

Unkonventionelle Erdgas-Vorkommen werden in NRW in flözführenden Schichten (Kohleflözgas) sowie in kohlenstoffreichen und inkohlten Tonsteinen (Schiefergas) vermutet. Aufgrund der großräumigen geologisch-hydrogeologischen Verhältnisse wurden für die Regionen, in denen unkonventionelle Erdgas-Vorkommen in NRW vermutet werden, Bereiche mit jeweils vergleichbaren geologisch-hydrogeologischen Verhältnissen (Geosysteme) abgegrenzt.

Das flözführende Oberkarbon als Zielhorizont einer Exploration auf Kohleflözgas-Vorkommen wurde im Rahmen der jahrzehntelangen untertägigen Steinkohlegewinnung bereichsweise intensiv erkundet.

Die in NRW vermuteten Formationen mit Schiefergas-Vorkommen sind beschränkt auf geringmächtigere Tonsteinlagen, die aber im Gegensatz zu den einzelnen, geringmächtigen, gasführenden Kohleflözen möglicherweise über ihre gesamte Mächtigkeit gasführend sind. Die Tiefenlage und die Vorkommen sind bisher kaum erkundet.

Die unterschiedlichen Standortverhältnisse potenzieller unkonventioneller Erdgas-Vorkommen in den Geosystemen in NRW bedingen jeweils spezielle Strategien und Techniken für die Erkundung und Gewinnung im Bereich der vermuteten Vorkommen (s. Kap. 5). Dies gilt auch für die Frage, ob Fracking angewendet werden muss und welche Stoffe dafür ggf. eingesetzt werden (s. Kap. 6). Dieser Sachverhalt bedingt wiederum eine differenzierte Betrachtung der Umweltauswirkungen (Kap. 7) sowie der Wirkungspfade und Risiken (Kap. 8).

Informations- und Wissensdefizit: Auch wenn durch die Steinkohlenexploration das flözführende Oberkarbon bereichsweise gut hinsichtlich der Kohlevorkommen erkundet ist, ist für keines der vermuteten Kohleflözgas- und ebenfalls für keines der vermuteten Schiefergas-Vorkommen in NRW bisher die Möglichkeit einer wirtschaftlichen Gewinnung nachgewiesen. Entsprechend liegen bisher auch keine standortspezifischen Anträge auf Erteilung einer bergrechtlichen Bewilligung und keine konkreten Förderstrategien und Bewilligungsanträge zur Erdgasgewinnung vor.

Bei den vermuteten Kohleflözgas-Vorkommen bestehen insbesondere Fragen hinsichtlich Kohleflözgasentstehung, Gasmigration und

heutiger Gasverteilung im Oberkarbon. Im Bereich der vermuteten Kohleflözgas-Vorkommen ist derzeit die Genehmigung einer Erkundungsbohrung (ohne Fracken) bis in das vom Bergbau noch nicht erschlossene flözführende Oberkarbon im zentralen Münsterland (Bohrung „Nordwalde Z1“) beantragt.

Für die vermuteten Schiefergas-Vorkommen fehlen bis auf wenige punktuelle Informationen (z.B. Bohrung Oppenwehe) belastbare Daten zu Gasgehalten und Gesteinseigenschaften, Mächtigkeit und Tiefenlage der Zielhorizonte. Da in einigen Gebieten die Gesteinsschichten vermuteter Schiefergas-Vorkommen oberflächennah anstehen und der Verwitterung ausgesetzt und daher in der Regel entgast sind, steht in der ersten Erkundungsphase die Entnahme von unverwitterten Proben aus herkömmlichen Kernbohrungen mit geringer Tiefe (ca. 30 bis 300 m) ohne Fracking und mit umfangreichen Laboruntersuchungen im Vordergrund.

Handlungsbedarf: Wie zuvor erläutert fehlen aktuell für die vermuteten Flöz- und Schiefergas-Vorkommen in NRW noch grundlegende hydrogeologische und lagerstättenkundliche Informationen, um die Möglichkeit einer wirtschaftlichen Gewinnung prüfen und entsprechende Gewinnungsstrategien konzipieren zu können. Die Erkundung der potenziellen Erdgas-Vorkommen ist Aufgabe der bergbautreibenden Firmen. In den derzeit beantragten und erteilten Aufsuchungsfeldern in NRW wollen die Antragsteller die vermuteten Gasvorkommen schrittweise näher erkunden. Erst danach wären die Unternehmen in der Lage, die Möglichkeit einer umweltverträglichen und wirtschaftlichen Gewinnung zu beurteilen und ggf. eine dazu geeignete Strategie zu entwickeln.

Die Daten aus dieser Exploration stehen nach dem Lagerstättengesetz (§ 3, LagerstG) auch den zuständigen Anstalten (hier GD NRW und den Bergbehörden) zur Verfügung. Sie können damit auch ein wesentlicher Teil der Entscheidungsgrundlagen für die Behörden bei der möglichen Bewilligung einer Gewinnung sein.

Aufgabe der Bergbehörde ist es, die entsprechenden Erlaubnis- und Genehmigungsanträge der bergbautreibenden Firmen gemäß den rechtlichen Vorgaben zu prüfen und ggf. zu bescheiden (s. Abb. 1-1). Durch eine frühzeitige Information der Öffentlichkeit über die vorliegenden Anträge und eine z.T. über die gesetzlichen Vorgaben hinausgehende Beteiligung von Trägern öffentlicher Belange und insbesondere der Kommunen sorgt sie für Transparenz in den behördlichen Verfahren.

» siehe Langfassung Kap. 3

3 Raum- und umweltplanerische Belange

Zu den Aufgaben der Raumordnung gehört u.a die Entwicklung, Ordnung und Sicherung von Teilräumen durch Raumordnungspläne sowie die planerische Abstimmung raumbedeutsamer Planungen und Maßnahmen. Dies bedeutet, eine planerische Vorsorge für die einzelnen raumbedeutsamen Funktionen und Nutzungen zu treffen, unterschiedliche Nutzungsanforderungen aufeinander abzustimmen und dabei auftretende Konflikte zwischen gegenläufigen Nutzungsansprüchen aufzulösen (vgl. § 1 Abs. 1 ROG).

Die auf die Phase der Erkundung vermuteter unkonventioneller Erdgas-Vorkommen ggf. folgenden Vorhaben der Erdgasgewinnung werden vom Gutachterkonsortium vor allem aufgrund ihrer möglichen räumlich-zeitlich wechselnden Ballung und der gemeinsamen Infrastruktur in den Gewinnungsfeldern als raumbedeutsam im Sinne des Raumordnungsgesetzes (§ 3 Nr. 6 ROG) eingestuft.

Diese Raumbedeutsamkeit zieht die Frage nach dem generellen Erfordernis eines planerischen Abgleichs mit anderen Raumnutzungsansprüchen nach sich. Im Besonderen muss die Frage beantwortet werden, ob und wie sich die Raumordnung dabei mit anderweitigen Festlegungen zur Raumstruktur im Sinne von sogenannten Vorrang-, Vorbehalts- und Eignungsgebieten auseinandersetzen muss. Wenn absehbar ist, dass in bestimmten Gebieten die Rohstoffgewinnung mit anderen raumbedeutsamen Nutzungen wie z.B. dem Naturschutz oder dem Grundwasser- und Gewässerschutz konkurriert, müssen diese Nutzungen untereinander abgewogen und in Einklang gebracht werden.

Dies ist Gegenstand sogenannter Raumordnungsverfahren mit zugehörigen Raumverträglichkeitsstu-

dien. Die Ergebnisse dieser Raumordnungsverfahren werden in entsprechenden Raumordnungsplänen (insbesondere Regionalpläne auf Ebene der Regierungsbezirke NRW) dargestellt. Bei der Aufstellung oder Änderung von Raumordnungsplänen ist zudem eine strategische Umweltprüfung durchzuführen (§ 9 Abs. 1 ROG).

Um grundsätzlich zu verdeutlichen, ob und wie Vorhaben der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in NRW mit anderen Raumnutzungsansprüchen in Konflikt stehen können, wurde im Rahmen der Begutachtung eine sogenannte Raumwiderstandsbewertung durchgeführt (s. Abb. 3-1).

„Als Raumwiderstand bzw. Raumempfindlichkeit wird der Grad der Vereinbarkeit des Projekts mit den Naturraumpotentialen bezeichnet.“ (Fürst & Scholles 2001, zit. nach Gschiel 2009, S. 110)

Grundlage der Bewertung des Raumwiderstands bildet ein prototypischer Bohrplatz bzw. Förderbetrieb (s. Kap. 5).

In Anlehnung an die Schutzgüter des UVPG werden bei der Bewertung des Raumwiderstands im Sinne dieses Gutachtens folgende Aspekte betrachtet:

- Schutz des Menschen und seiner Gesundheit,
- Landschafts- und Freiraumschutz, Erholungsfunktion,
- Naturschutz inkl. Bodenschutz sowie
- Grundwasser- und Gewässerschutz.

Im Ergebnis zeigt die Überlagerung verschiedener Raumwiderstände Gebiete mit unterschiedlicher

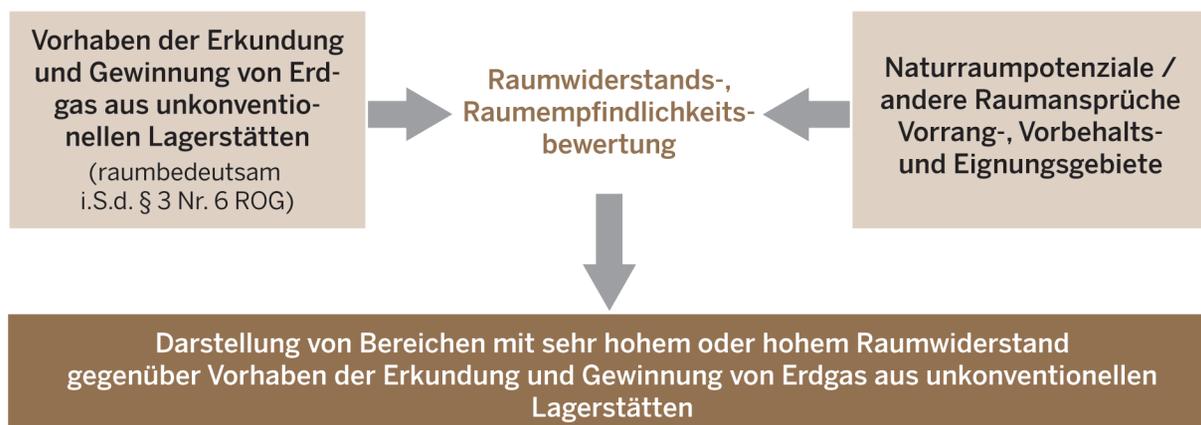


Abb. 3-1: Vorgehensweise zur Bewertung des Raumwiderstandes bzw. Raumempfindlichkeit

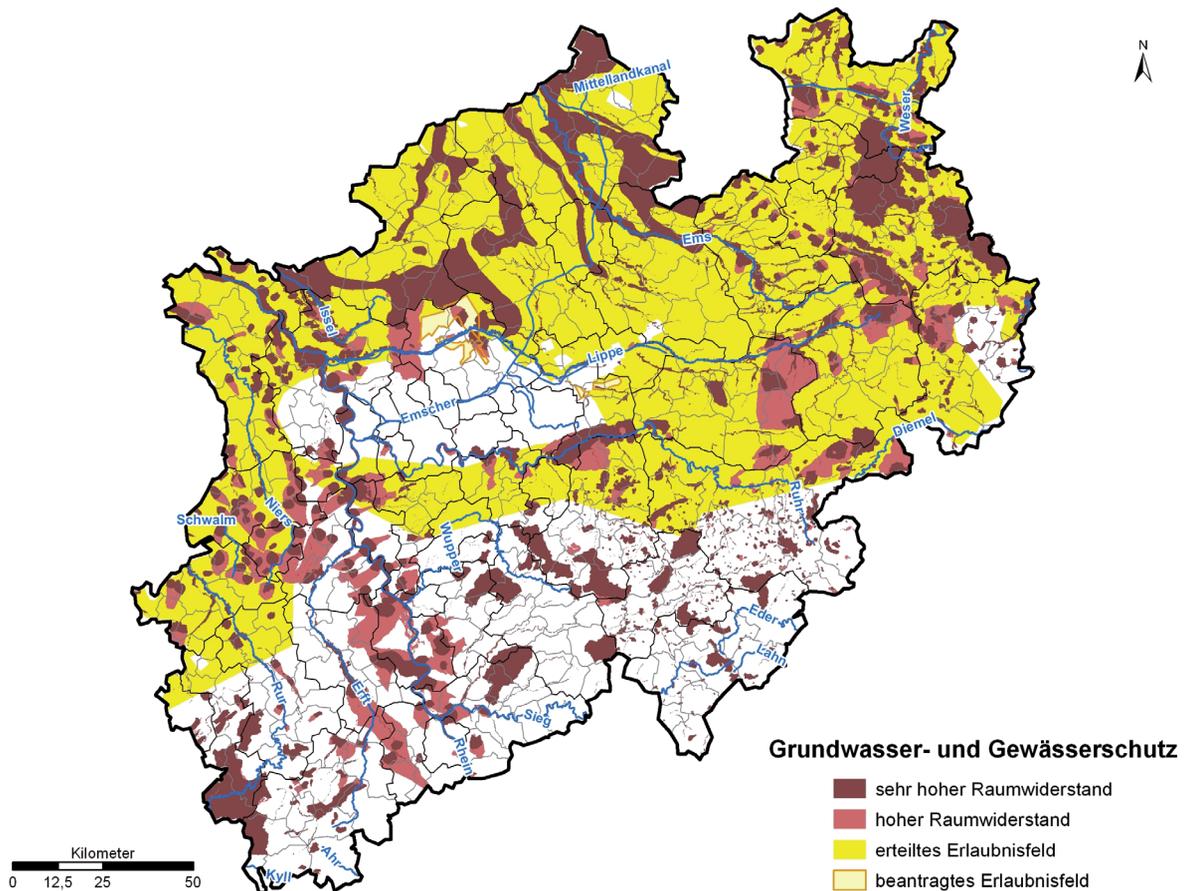


Abb. 3-2: Teilergebnis der Raumwiderstandsbewertung für Aspekte des Grundwasser- und Gewässerschutzes in den beantragten und erteilten Erlaubnisfeldern (Quelle Erlaubnisfelder: BR Arnsberg, Stand 02.08.2012)

Konflikt-dichte auf. Die Bewertung erfolgt in drei Stufen:

- Gebiete mit sehr hohem Raumwiderstand für Mensch und Umwelt;
- Gebiete mit hohem Raumwiderstand für Mensch und Umwelt sowie
- Gebiete mit vermindertem Raumwiderstand (nicht in der Abb. 3-2 dargestellt).

Zur Ableitung des Raumwiderstands werden raumplanerische, umweltrechtliche und -fachliche Kriterien insbesondere aus den Darstellungen der Raumordnungspläne herangezogen. Ergänzend werden Schutzgebiete nach Fachrecht und Fachempfehlungen landesweiter Dienststellen berücksichtigt.

Das Teilergebnis der Raumwiderstandsbewertung für die Aspekte des Grundwasser- und Gewässerschutzes ist in Abbildung 3-2 dargestellt. Bei Überlagerung aller Aspekte weisen von dem ca. 20.300 km² großen Bereich der erteilten oder beantragten Erlaubnisfelder in NRW rund 49 % (ca. 10.000 km²) einen sehr hohen Raumwiderstand hinsichtlich des Schutzes von Mensch und Umwelt auf. Weitere rund

17 % bzw. ca. 3.500 km² weisen einen hohen Raumwiderstand auf. Die verbleibenden Flächen (34 %) weisen einen verminderten Raumwiderstand auf.

Unter der Leitvorstellung einer nachhaltigen Raumentwicklung (§ 1 Abs. 2 ROG) und im Sinne einer Umweltvorsorge weisen die Gebiete mit hohem bis sehr hohem Raumwiderstand in der Regel keine Eignung für Tagesanlagen (und möglicherweise untertägige Maßnahmen, s. Risikoanalyse) von Vorhaben unkonventioneller Gasförderung auf, weil dort in der Regel andere raumbedeutsame Maßnahmen oder Nutzungen als vorrangig zu betrachten sein werden.

In einem möglichen weiteren Genehmigungsverfahren ist in diesen Bereichen von erheblichen Umweltauswirkungen und hohen rechtlichen sowie umweltfachlichen Restriktionen (berg-, naturschutz- und wasserrechtliche Aspekte) auszugehen. Für Maßnahmen zur Vermeidung, Verminderung und Kompensation der mit diesem Vorhaben verbundenen Eingriffe sind erhebliche Aufwendungen vorzusehen. Gleichwohl ist einzelfallbezogen eine Genehmigung von Vorhabensbestandteilen innerhalb dieser Gebiete nicht von vornherein ausgeschlossen.

Geosystem	Schutzgüter			
	Schutz des Menschen und seiner Gesundheit	Landschafts- u. Freiraumschutz, Erholung	Naturschutz incl. Boden	Grundwasser- u. Gewässerschutz
Münsterländer Becken				
Kohleflözgas zentrales Münsterland	allgemeine Siedlungsbereiche, vor allem im Bereich Münster, Hamm und Gütersloh	regionale Grünzüge im Bereich Rheda-Wiedenbrück – Gütersloh	Bereiche zum Schutz der Natur gem. Regionalplan	Schutz der Gewässer gem. Regionalplan im Münsterländer Kies-Sand-Zug, Halter-Sande, Ur-Ems-Rinne
Kohleflözgas randliches Münsterland	allgemeine Siedlungsbereiche, vor allem im Bereich Paderborn und Bielefeld	regionale Grünzüge im Bereich Bielefeld	Vogelschutzgebiet Hellwegbörde, geplanter Nationalpark Teutoburger Wald und Senne	Schutz der Gewässer gem. Regionalplan
linker Niederrhein				
Kohleflözgas nördlicher Niederrhein	allgemeine Siedlungsbereiche, vor allem in den Bereichen Wesel, Bocholt und Kleve		Vogelschutzgebiet unterer Niederrhein	Schutz der Gewässer gem. Regionalplan Bocholter Aa
Kohleflözgas südlicher Niederrhein	allgemeine Siedlungsbereiche		Bereiche zum Schutz der Natur gem. Regionalplan entlang der Rur	
Schiefergas südlicher Niederrhein	allgemeine Siedlungsbereiche, vor allem im Bereich Mönchengladbach – Viersen sowie Städte-Region Aachen	regionale Grünzüge im Bereich Mönchengladbach und Städte-Region Aachen		Wasserschutzgebiete Zonen I und II
Ibbenbüren				
Kohleflözgas Ibbenbüren	allgemeine Siedlungsbereiche, vor allem Ibbenbüren			Schutz der Gewässer gem. Regionalplan
Schiefergas Ibbenbüren	allgemeine Siedlungsbereiche, vor allem Ibbenbüren		Bereiche zum Schutz der Natur gem. Regionalplan	Schutz der Gewässer gem. Regionalplan
Rheinisches Schiefergebirge				
Schiefergas Rheinisches Schiefergebirge	allgemeine Siedlungsbereiche, vor allem im Verdichtungsbereich Wuppertal – Hagen – Iserlohn		Vogelschutzgebiet Egge, FFH-Gebiet Arnsberger Wald, FFH-Gebiet Bredelar, Stadtwald Marsberg und Fürstenberger Wald	Schutz der Gewässer gem. Regionalplan im Bereich zwischen Iserlohn und Dortmund sowie im Umfeld von Brilon
Weserrandgebirgsmulde				
Schiefergas Weserrandgebirgsmulde	allgemeine Siedlungsbereiche, vor allem im Verdichtungsbereich um Bielefeld, Detmold und Lemgo	regionale Grünzüge im Bereich Bielefeld sowie Lage/Lemgo	Bereich zum Schutz der Natur sowie FFH-Gebiet Schwalenberger Wald	Schutz der Gewässer gem. Regionalplan im Bereich östlich vom Bielefeld inkl. WSG Zone I und II sowie Heilquellenschutz
Osnabrücker Bergland				
Schiefergas Osnabrücker Bergland	allgemeine Siedlungsbereiche, vor allem um Minden	regionale Grünzüge im Bereich Eselskamp	Bereich zum Schutz der Natur Wiehengebirge/Wesergebirge	Schutz der Gewässer gem. Regionalplan im Bereich nördlich Minden sowie bei Preußisch Oldendorf

Abb. 3-3: Flächenmäßig bedeutsame Bereiche mit sehr hohem Raumwiderstand für die Geosysteme in NRW nach Schutzgütern

Soweit Auswirkungen auf Gebiete mit sehr hohem oder hohem Raumwiderstand durch untertägige Maßnahmen von außerhalb dieser Bereiche wahrscheinlich sind (vgl. hierzu Kap. 8 Risikoanalyse), wird eine räumliche Steuerung und ein Abgleich mit anderen Raumnutzungen auch für diese Vorhabensbestandteile erforderlich. In diesem Zusammenhang wird auf die Notwendigkeit einer unterirdischen Raumordnung verwiesen (s. diesbezüglich laufendes UBA-Vorhaben zur unterirdischen Raumplanung (FKZ3711 16 103 1)).

Auf der anderen Seite kann ein Vorhaben in Gebieten mit vermindertem Raumwiderstand dennoch mit hohen Umweltauswirkungen verbunden sein und damit zu Konflikten führen. Derartige Konflikte können in einer großräumigen Betrachtung nicht vollständig abgebildet werden: Sie sind in der Regel in Zusammenhang mit den berg-, naturschutz- und ggf. wasserrechtlichen Genehmigungen zu lösen.

Zwischenfazit raum- und umweltplanerische Belange

Sachverhalt / Bewertung: Die auf die Phase der Erkundung ggf. folgenden Vorhaben der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten werden aufgrund ihrer möglichen räumlich-zeitlich wechselnden Ballung und der gemeinsamen Infrastruktur in den Gewinnungsfeldern als raumbedeutsam im Sinne des Raumordnungsgesetzes (§ 3 Nr. 6 ROG) eingestuft.

Diese Raumbedeutsamkeit zieht die Frage nach sich, ob und wie das generelle Erfordernis eines planerischen Abgleichs mit anderen Raumnutzungsansprüchen in Form von Raumverträglichkeitsstudien sowie der Änderung von Raumordnungsplänen umzusetzen ist.

Im Gutachten werden durch eine Überlagerung verschiedener Raumwiderstände Gebiete mit unterschiedlicher Konfliktdichte aufgezeigt. Gebiete mit hohem bis sehr hohem Raumwiderstand weisen unter der Leitvorstellung einer nachhaltigen Raumentwicklung (§ 1 Abs. 2 ROG) und im Sinne einer Umweltvorsorge in der Regel keine Eignung für Tagesanlagen von Vorhaben der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten auf, weil dort andere raumbedeutsame Maßnahmen oder Nutzungen als vorrangig zu betrachten sein werden. Dennoch ist auch in diesen Gebieten eine Genehmigung von Vorhabensteilen nicht per se ausgeschlossen und wäre im Einzelfall zu prüfen.

Aktualität und Vollständigkeit der Datengrundlagen: Der Landesentwicklungsprogramm NRW ist zum 31.12.2011 ausgelaufen. Der Landesentwicklungsplan ist aus dem Jahr 1995, einige Regionalpläne befinden sich in Neuaufstellung bzw. Fortschreibung. Insofern berücksichtigen die rechtsgültigen Raumordnungspläne nicht in allen Punkten veränderte Rahmenbedingungen (z.B. demographischer Wandel, Klimawandel) oder neuere Rechtsgrundlagen.

Für einige Belange war aufgrund der Maßstabsebene unserer Betrachtungen eine Kartendarstellung nicht möglich (z.B. Oberflächengewässer). Einige Naturschutzfachinformationen zu geschützten oder schützenswerten Bereichen bzw. zum Vorkommen planungsrelevanter Arten lagen nicht flächendeckend vor.

Handlungsbedarf: Hinsichtlich der Raum- und umweltplanerischen Belange sehen wir Handlungsbedarf in folgenden Bereichen:

- NRW-weite Festlegung von dezidierten Kriterien und ggf. Schwellenwerten, anhand derer die Raumbedeutsamkeit von Vorhaben der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten ermittelt werden kann;
- Prüfung, in welcher Art und Weise einerseits raumbedeutsame Vorhaben der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Raumordnungsplänen darstellbar sind bzw. wie andererseits entsprechende Nutzungen in schutzbedürftigen Bereichen ausgeschlossen werden können;
- Festlegung von Umfang und Detaillierung vorzulegender Prüfunterlagen im Raumordnungsverfahren sowie des Untersuchungsrahmens der strategischen Umweltprüfung im Rahmen der Änderung / Neuaufstellung von Raumordnungsplänen.

» siehe Langfassung Kap. 4

4 Geosysteme in NRW

Geosysteme bezeichnen im vorliegenden Gutachten großräumige Bereiche, die – in Bezug auf eine potenzielle Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen – relativ einheitliche geologische und hydrogeologische Verhältnisse aufweisen. Die vorgenommene Abgrenzung der Geosysteme in NRW zeigt die Abbildung 2-1.

Im Folgenden werden die Geosysteme – getrennt nach möglichen Kohleflözgas- und Schiefergas-Vorkommen – in ihren Grundzügen charakterisiert. Hierzu gehört die Darstellung der generellen geologischen Verhältnisse in Form eines exemplarischen Profilschnittes sowie eine textliche Erläuterung der jeweiligen geologisch-hydrogeologischen Besonderheiten.

Um die mit einer durch Fracking stimulierte Gewinnung von Erdgas verbundenen Risiken erfassen und bewerten zu können, müssen die hydrogeologischen Systeme unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten möglichst genau beschrieben und analysiert werden (Kap. 8, geologische Wirkungspfade). Zu einer hydrogeologischen Systemanalyse gehören die Beschreibung der Verbreitung und der hydraulischen Eigenschaften der das System aufbauenden geologischen Schichten, der bestehenden Fließwege, der Potenzialdifferenzen zwischen den einzelnen Schichten und der sich daraus ergebenden Grundwasserfließbewegungen.

Derzeit bestehen für alle betroffenen Geosysteme noch große Informations- und Wissensdefizite zu den Durchlässigkeiten und Potenzialverhältnissen im tieferen Untergrund, teilweise auch zum Aufbau und zu den Eigenschaften potenzieller geologischer Barrieren sowie zur Lage und hydraulischen Funktion von geologischen Störungen. Kenntnisse hierzu sind jedoch entscheidend für die Charakterisierung und Bewertung der Grundwasserströmungsverhältnisse und potenzieller Gasaufstiege und der damit verbundenen Einschätzung des Transport- und Ausbreitungsverhaltens von Frack-Fluiden.

Geosysteme mit Kohleflözgasvorkommen

Nördlicher Niederrhein

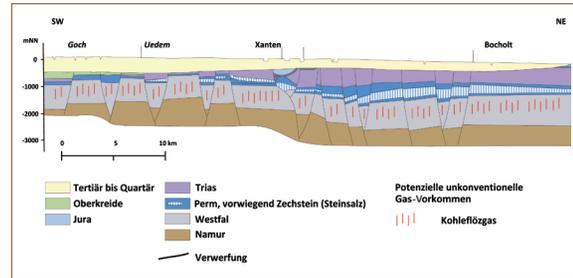


Abb. 4-1: Schematisches geologisches Profil Geosystem Nördlicher Niederrhein

Die Kohleflözgas-Vorkommen am nördlichen Niederrhein – nördlich einer Linie Krefeld - Venlo – liegen meist unter mehr als 1.000 m permischen, triassischen, lokal auch jüngeren mesozoischen sowie tertiären und quartären Sedimenten (s. Abb. 4-1). Innerhalb dieser Überdeckung können insbesondere die Zechsteinsalze und Salztone (Perm), bei entsprechender Ausbildung und Mächtigkeit, als hydraulische Barrieren angesehen werden. In den oberhalb folgenden triassischen bis quartären Serien wechseln Grundwasserleiter und Geringleiter ab. Für den Tiefenbereich kann von einem weitgehend statischen Solesystem ausgegangen werden.

Südlicher Niederrhein

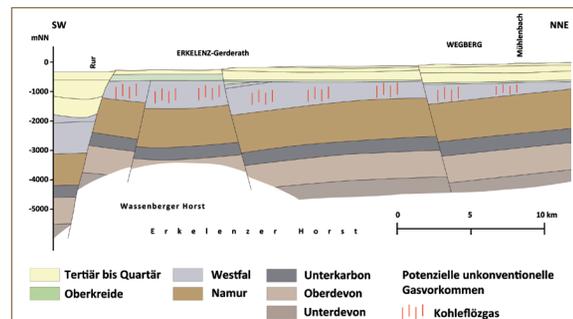


Abb. 4-2: Schematisches geologisches Profil Geosystem Südlicher Niederrhein

Die potenziell gasführenden Schichten des flözführenden Oberkarbons liegen auf dem Erkelenz Horst in einer Hochlage (Aufsuchungsfeld Saxon 2, s. Abb. 4-2). Es wird überdeckt von eher geringdurchlässigen Schichten der Oberkreide und des Tertiärs, in dem mehrere grundwasserführende Schichten auftreten. Die Mächtigkeit der Überdeckung ist vergleichsweise gering und beträgt ca. 300 m im Süd-

westen (Wassenberg Horst) und bis ca. 800 m im Nordosten des Erkelenz Horstes. Bei der Risikoanalyse sind die möglichen hydraulischen Verbindungen zu den oberflächennahen Grundwasserleiterern bei der geringen Überdeckung zu berücksichtigen.

Zentrales Münsterland

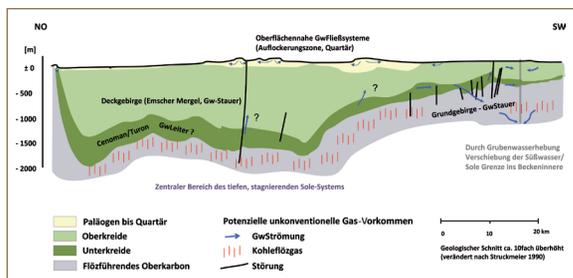


Abb. 4-3: Schematisches geologisches Profil Geosystem Zentrales Münsterland

Im zentralen Teil des Münsterländer Beckens werden die potenziell Kohleflözgasführenden Schichten des Oberkarbons von mächtigen kreidezeitlichen Ablagerungen überdeckt (s. Abb. 4-3). Hierbei handelt es sich um Kalksteine des Cenoman und Turon, die von Tonmergelsteinen des Coniac bis Santon (Emscher Mergel) überlagert werden. Randliche Sandschüttungen in den Emscher Mergel weisen z.T. wesentlich höhere Durchlässigkeiten auf und haben bereichsweise zur Bildung bedeutender Trinkwasservorkommen geführt (z.B. Haltern Sande).

Oberhalb des Emscher Mergel können quartäre Ablagerungen ebenfalls für die Trinkwasserversorgung von Bedeutung sein (z.B. Terrassensedimente von Lippe und Ems sowie der Münsterländer Kiessandzug).

Im Münsterland sind an vielen Stellen in der Auflockerungszone des Emscher Mergel Methangehalte im Grundwasser (Grundwassermessstellen) und bei ca. 5 % der (Haus-)Brunnen bekannt. Für die Analyse der Umweltrisiken sind im Geosystem „Zentrales Münsterland“ insbesondere die Durchlässigkeit (ggf. Verkarstung) der tiefen Cenoman/Turon Kalke, die Wegsamkeiten über Störungen sowie über die Explorationsbohrungen auf Steinkohlen (aufgrund der Anzahl und Tiefe) von Bedeutung.

Randliches Münsterland

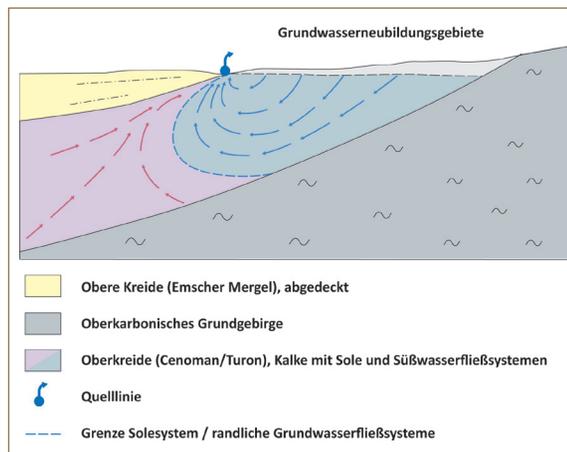


Abb. 4-4: Schematisches geologisches Profil Geosystem Randliches Münsterland

Im Randbereich des Münsterlands streichen die kreidezeitlichen Cenoman/Turon Kalke an der Geländeoberfläche aus (s. Abb. 4-4) und sind teilweise deutlich verkarstet. Dieses Geosystem wird aufgrund des unterschiedlichen geologisch/tektonischen Baus noch in einen südlichen Teil mit flacher Lagerung und einen nördlichen Teil, in dem die Schichten deutlich steiler gestellt sind, unterteilt. Das flözführende Oberkarbon weist insbesondere im südlichen Randbereich auch eine geringere Tiefenlage auf als im zentralen Münsterland. Die hydrogeologische Bedeutung der Randzone ist in beiden Teilbereichen vergleichbar.

Da das auf den umgebenden Höhen neugebildete Grundwasser leichter als die Sole (Salzwasser) im zentralen Münsterland ist, treten die Grundwässer an den Rändern des Münsterländer Beckens nach einer Fließstrecke von weniger als 20 bis ca. 40 km zum größten Teil wieder aus (z.B. entlang der sogenannten Quellenlinie in Karstquellen wie den rd. 200 Paderquellen). Im Rahmen großräumiger Betrachtungen ist zu untersuchen, inwieweit Aktivitäten im zentralen Münsterland diese randlichen und für die Trinkwasserversorgung bedeutsamen Grundwasserfließsysteme beeinträchtigen.

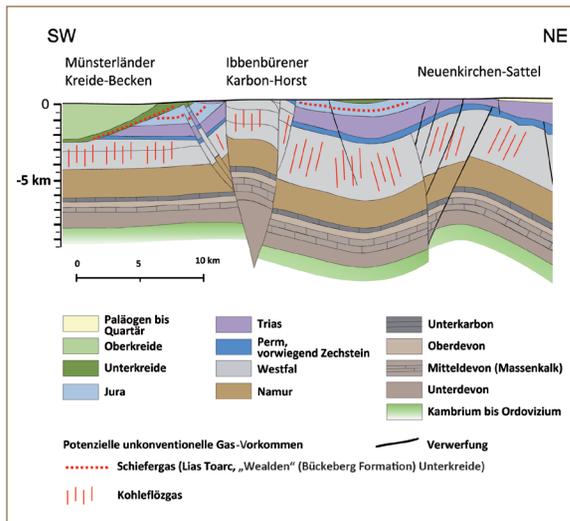


Abb. 4-5: Schematisches geologisches Profil Geosystem Ibbenbüren

Ibbenbüren

Bei Ibbenbüren tritt das im Münsterland von jüngeren Schichten überlagerte flözführende Oberkarbon in einer Horststruktur zutage (s. Abb. 4-5). Relevante überlagernde Deckschichten fehlen in diesem Bereich. Durch den hohen Inkohlungsgrad sind sehr gasreiche Anthrazitkohlen entstanden, die im Westfeld bis ca. 700 m Tiefe abgebaut werden und im Ostfeld derzeit noch in über 1.500 m Tiefe abgebaut werden. Unterhalb dieser Bergbauzone liegen noch ca. 1.000 m mächtige kohleführende Schichten.

Geosysteme mit Schiefergas-Vorkommen

Wie in Kapitel 2 erläutert, handelt es sich bei den potenziellen Zielformationen für Schiefergas in NRW um paläozoische und mesozoische Tonsteine, die i.d.R. nur Mächtigkeiten von wenigen 10er Metern aufweisen (Ausnahme „Wealden“ (Bückeberg-Formation)). Die paläozoischen Tonsteine sind in alte Gebirgsstrukturen „eingefaltet“. Eine hydrogeologische Systemanalyse kann sich aus diesem Grund nur auf die konkreten Standortsituationen beziehen und muss die Tiefe der Zielhorizonte und deren Lage zu oberirdischen Gewässern, lokalen Grundwasserleitern und Wasserfassungen berücksichtigen.

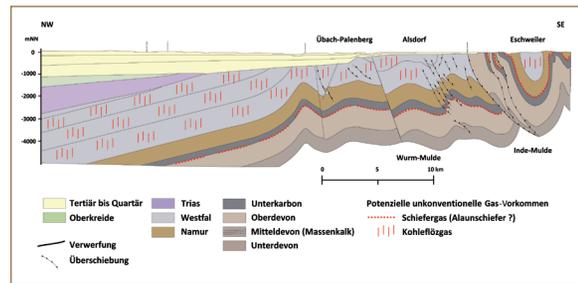


Abb. 4-6: Schematisches geologisches Profil Geosystem Südlicher Niederrhein

Südlicher Niederrhein

Unterkarbonische Tonsteine liegen am südlichen Niederrhein noch unter den kohleführenden Schichten, die ebenfalls potenziell gasführend sind (s. Abb. 4-6). Weitere Informationen über die Gasführung dieser Tonsteine liegen nicht vor. Je nach tektonischer Position und Überlagerung variiert ihre Tiefenlage erheblich. Es herrscht ein Schollenbau mit Kippschollen (Rur-Scholle, Venloer Scholle mit Erkelenzer Horst), innerhalb derer das Deckgebirge nach Nord bis Nordosten mächtiger wird (untergeordnet mesozoische mit mächtigeren tertiären und quartären Schichten). In den tertiären und quartären Schichten sind mehrere Grundwasserstockwerke von regionaler Bedeutung ausgebildet.

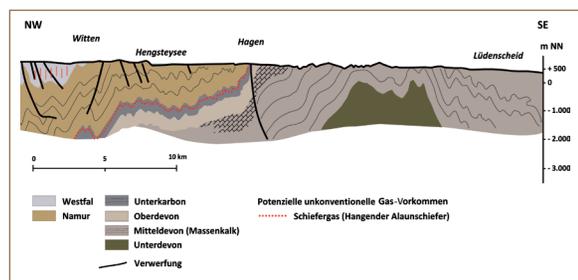


Abb. 4-7: Schematisches geologisches Profil Geosystem Rheinisches Schiefergebirge

Rheinisches Schiefergebirge

Im Rheinischen Schiefergebirge sind die teils bitumenreichen Hangenden Alaunschiefer ein potenzielles Schiefergas-Vorkommen (s. Abb. 4-7). Weitere Informationen über die Gasführung dieser Tonsteine liegen nicht vor. Es handelt sich hierbei um Gesteinsserien, die in der Regel über keine nennenswerten Grundwasservorkommen verfügen. Gleiches gilt für die überlagernden Schichten. Der Niederschlag fließt an der Oberfläche und oberflächennah als Interflow auf der Verwitterungsschicht oberhalb der Auflockerungszone ab. Die Grundwasserfließsysteme sind deshalb vor allem oberflächennah ausgerichtet (z.B. Flussniederungen).

Ibbenbüren und Ostwestfälisches Bergland

Profil s. Abb. 4-4

Schiefergas-Vorkommen im Umfeld des Ibbenbürener Horstes und des Ostwestfälischen Berglandes sind an den Posidonienschiefer (Jura) sowie an die Schichten der Unterkreide („Wealden“ (Bückeberg-Formation)) gebunden, die tektonisch stark überprägt wurden. Posidonienschiefer und Wealden-Tonsteine sind Grundwassergeringleiter. Im „Wealden“ (Bückeberg-Formation) treten auch geringmächtige Kalkbänke auf, die eine Wasserführung ermöglichen.

Aufgrund der intensiven tektonischen Überprägung des Gebietes sind vor allem für den Bereich der Randstörungen des Karbonhorstes und der südlich anschließenden Osning-Überschiebung vertikale Wegsamkeiten möglich, über die ggf. Fluide in die oberflächennahen Grundwasserleiter gelangen können.

Weserrandgebirgsmulde

16

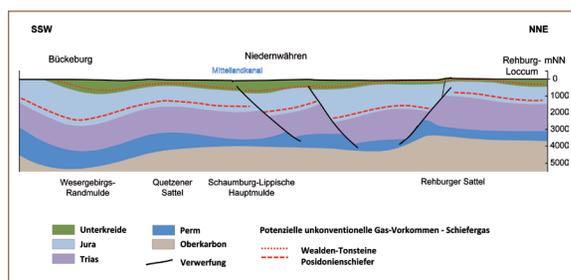


Abb. 4-8: Schematisches geologisches Profil Geosystem Weserrandgebirgsmulde

Die Zielhorizonte für die Erkundung und Gewinnung von Schiefergas sind das „Wealden“ (Bückeberg-Formation) und der Posidonienschiefer (s. Abb. 4-8). Diese Gesteine wurden hier über die Bohrung Op-Openwehe teilweise erkundet. Die gesamte vorquartäre Schichtenfolge im Bereich der Weserrandgebirgsmulde kann als Grundwassergeringleiter eingestuft werden. Hydraulische Wegsamkeiten aus den Zielhorizonten sind ggf. über große Störungen denkbar.

Zwischenfazit Geosysteme

Sachverhalt/Bewertung: Die Charakterisierung der unterschiedlichen Geosysteme zeigt die jeweiligen regionalgeologischen Unterschiede, insbesondere in Bezug auf den Aufbau und die Eigenschaften des Deckgebirges und die jeweiligen tektonischen und hydrogeologischen Verhältnisse.

Die durchgeführten großräumigen Betrachtungen zeigen den regionalgeologischen Rahmen auf. Sie ersetzen in keiner Weise eine intensive standortspezifische Systemanalyse im Vorfeld einer hydraulischen Stimulation und möglichen Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen.

Informations- und Wissensdefizit: In allen Geosystemen bestehen noch grundlegende Informations- und Wissensdefizite zu den Durchlässigkeiten und Potenzialverhältnissen im tieferen Untergrund, zum Aufbau und zu den Eigenschaften potenzieller geologischer Barrieren sowie zur Lage und hydraulischen Funktion von geologischen Störungen.

Im Bereich der Kohleflözgas-Vorkommen liegen Daten und Untersuchungsergebnisse aus den Erkundungsbohrungen der Steinkohlen vor. Außer der Lage, Tiefe und der erreichten Formation dieser Bohrungen waren den Gutachtern keine weiteren Informationen zugänglich, da die Bohrungen einem Eigentumsvorbehalt unterliegen. Im Bereich der Schiefergas-Vorkommen liegen fast keine Informationen vor.

Die vorliegenden Daten lassen noch keine Schlussfolgerungen zu, inwieweit eine Gewinnung von Erdgas aus Kohleflözgas-Vorkommen in NRW auch ohne Fracken möglich ist und wie die Vorkommen in den Schiefergas-Vorkommen einzuschätzen sind. Ohne Bohrungen in die Zielformationen sind unseres Erachtens diese Erkenntnisdefizite nicht zu beseitigen.

Handlungsbedarf: In allen Geosystemen ist eine weiter gehende und detaillierte hydrogeologische Systemanalyse mit unterschiedlichen Schwerpunkten erforderlich. Hierzu zählen sowohl die Auswertung vorhandener Unterlagen (z.B. Auswertung der bislang nicht verfügbaren Daten der Steinkohlenbohrungen) als auch Felduntersuchungen (z.B. 3D-Seismik) zur Erkundung tiefgreifender Störungen.

Numerische Grundwassermodelle sind ein geeignetes Instrument, um Systemanalysen durchzuführen und diese im Hinblick auf ihre Plausibilität zu prüfen. Außerdem lassen sich mit ihnen Eingriffe „simulieren“. Sie können je nach Fragestellung und verbesserter Datenlage sukzessive verfeinert werden.

Im Zentralen Münsterland halten die Gutachter eine aktuelle flächendeckende Bestandsaufnahme der Methangasgehalte, die Klärung der Entstehung und Herkunft der Gase im oberflächennahen Grundwasserleiter (Null-Messung) sowie den Aufbau eines geeigneten „Gas-Monitorings“ für notwendig (s. Kap. 9).

» siehe Langfassung Kap. 5

5 Erkundungs- und Gewinnungstechniken

Einleitung

Die Darstellung der im Bereich unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten eingesetzten Erkundungs- und Gewinnungstechniken erfolgte im Rahmen dieses Gutachtens zwangsläufig generisch, d.h. allgemein, nicht standortspezifisch. Die grundlegende technische und verfahrenstechnische Ausgestaltung der einzelnen Prozessschritte wurde beschrieben. Einzelne Techniken und Technologien wurden tiefer durchleuchtet, vor allem der Hauptbetrachtungsgegenstand, die induzierte hydraulische Rissbildungstechnik (engl.: induced hydraulic fracturing oder auch frac) unter Tage im Bohrloch. Da das Fracking nur im Kontext des übrigen Technik-Systems betrachtet werden kann, wurde auch das nicht Fracking-spezifische Technik-System behandelt.

Darstellung der generellen Gewinnungsstrategien für unkonventionelle Erdgas-Vorkommen

Wie bereits bei der Beschreibung der Vorkommen (Kap. 2) dargestellt, weisen unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten eine deutlich geringere Permeabilität auf als konventionelle Lagerstätten. Aus fördertechischer Sicht bedeutet die geringe Ausgangspermeabilität der Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten, dass die Durchlässigkeit des Gebirges unter bestimmten Umständen mit entsprechenden Stimulationsmaßnahmen (Fracking) vor der Gewinnung (und ggf. mit späterer Wiederholung) künstlich erhöht werden muss. Dies ist einer der wesentlichsten Unterschiede zu konventionellen Erdgas-Lagerstätten, wobei auch Letztere in einigen Fällen bereits vor einer Gewinnung oder nach einer gewissen Förderzeit mit Stimulationsmaßnahmen behandelt werden.

Kohleflözgas-Lagerstätten

In den analysierten Arbeitsprogrammen der Betreiber zu den Aufsuchungsfeldern in NRW steht derzeit die geologische Untersuchung der Lagerstätten im Vordergrund. Hierzu veranschlagen die Antragsteller teilweise Laufzeiten von bis zu fünf Jahren. Bislang ist nur eine Genehmigung zum Abteufen einer Erkundungsbohrung (ohne Fracken) bis in das unverritzte flözführende Oberkarbon im zentralen Münsterland (Bohrung „Nordwalde Z1“) beantragt.

In allen übrigen Fällen sollen in einem ersten Arbeitsschritt die bereits existierenden Daten und Bohrungen, die beispielsweise im Rahmen von Explorationskampagnen des Steinkohlenbergbaus abgeteuft worden sind, analysiert und ausgewertet werden. Die Erhebung eigener geologischer Daten soll erst in einem nachfolgenden Schritt, z.B. durch eine seismische Aufnahme der Zielregion, erfolgen.

Nach der Erstellung eines geologischen 3D-Modells des Erdgas-Vorkommens ist geplant, erste Aufsuchungsbohrungen abzuteufen, um wichtige Lagerstättenparameter wie den Kohlenwasserstoffanteil und die Permeabilität des Zielhorizontes zu bestimmen. Ziel dieser Untersuchungsphase ist eine Bestimmung des Potenzials des Erdgas-Vorkommens im gesamten Erlaubnisfeld. Gegebenenfalls sollen danach weitere Explorationsbohrungen abgeteuft und Fördertests durchgeführt werden.

Schiefergas-Lagerstätten

In Schieferformationen innerhalb der Erlaubnisfelder sollen gemäß den zur Verfügung gestellten Arbeitsprogrammen ebenfalls Erkundungsmaßnahmen durchgeführt werden. Die angesprochenen Erlaubnisse haben eine Laufzeit von drei Jahren. Dabei ist beispielsweise geplant, zunächst die in bestimmten Regionen zutage tretenden Schieferhorizonte zu untersuchen. Unter anderem sehen die Arbeitsprogramme umfassende übertägige Beprobungen des Gesteins sowie relativ flache Bohrungen mit anschließender Laboranalyse vor, um die Lagerstätten genau zu charakterisieren sowie eine Basis für weitere Erkundungsprogramme zu erarbeiten. Die Antragsteller planen, aus den gewonnenen Daten anschließend ein geologisches 3D-Modell des unkonventionellen Erdgas-Vorkommens zu erstellen, das mit Hilfe von 2D-Seismik und einer Erkundungsbohrung verifiziert und verdichtet werden soll. Dies geschieht unter der Bedingung, dass die Testergebnisse aus den vorhergegangenen Laborversuchen ein wirtschaftlich gewinnbares Erdgasreservoir vermuten lassen.

Bohrplatzgestaltung

Zentrales Element an der Oberfläche ist der Bohrplatz (s. Abb. 5-1), auf dem während der Bohrphase der Bohrturm mit seinem Bohrkeller und den dazugehörigen Fundamenten platziert ist. Zusätzlich werden noch weitere Anlagen sowie eine umfang-



Abb. 5-1: Bohrplatz und Bohrturm der Bohrung Goldenstedt Z21 der ExxonMobil Production Deutschland GmbH

reiche Infrastruktur benötigt. Hierzu gehören sowohl Speicherbecken und Lagerbehälter als auch Verkehrswege und Stellplätze für Lkw/Pkw sowie Wohn- und Sanitäranlagen.

Die benötigte Größe des Bohrplatzes variiert in Abhängigkeit von der eingesetzten Bohranlage, der geplanten Anzahl der Bohrungen sowie von möglichen Auflagen der Aufsichtsbehörden. Clusterbohrplätze mit bis zu 20 Bohrungen haben einen Platzbedarf von 7.000 bis 10.000 m² für den Bohrplatz und 1.000 bis 2.000 m² für Nebenanlagen. Bohrplätze für einzelne Explorationsbohrungen mit kleinen oder mobilen Bohranlagen haben einen Platzbedarf von ca. 3.000 m², im Falle von stationären Anlagen von ca. 6.000 m².

Die Einrichtung von Bohrplätzen wird durch zahlreiche gesetzliche Bestimmungen und Vorschriften geregelt. Die konkreten Vorgaben für die Auslegung und den Bau des Bohrplatzes werden im Rahmen des Betriebsplanverfahrens durch die zuständigen Aufsichtsbehörden festgelegt.

Durch den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) wurden Richtlinien und Leitfäden erarbeitet, die die Mindestanforderungen an Bohrplätze beschreiben und die als Konkretisierungshilfe der bestehenden gesetzlichen Bestimmungen dienen. Besonderer Wert wird dabei auf den Gewässerschutz gelegt.

Im Rahmen der Bohr- und Frack-Arbeiten werden auf dem Bohrplatz und in der Bohrung bislang Flüssigkeiten eingesetzt, die als wassergefährdend eingestuft sind (s. Kap. 6). Der Bohrplatz muss daher

versiegelt werden, um zu gewährleisten, dass keine wassergefährdenden Flüssigkeiten mit dem Boden in Kontakt kommen können. Dazu wird der Bohrplatz hinsichtlich der Wassergefährdung in zwei unterschiedliche Bereiche unterteilt: Den Wassergefährdungsklassenbereich (WGK-Bereich) und die sonstigen Bereiche.

Wichtiger Teil der Infrastruktur von Bohrplätzen sind zudem Speicherbecken und Lagerbehälter. Lagerbehälter dienen neben der Lagerung der Bohrspülungen auch der Lagerung der diversen Additive für die Stimulationsmaßnahmen. Auch das für den Frack-Prozess benötigte Wasser muss vor der Weiterbehandlung zwischengelagert werden. Die Sicherheitsvorkehrungen für Lagerbehälter variieren je nach Wassergefährdungsklasse zwischen eins (schwach wassergefährdend) bis drei (stark wassergefährdend). Ist die WGK-Einstufung der jeweiligen Stoffe nicht bekannt, müssen die Anlagen auf die Wassergefährdungsklasse 3 hin ausgelegt werden.

In NRW ist die Beförderung von wassergefährdenden Stoffen in Rohrleitungen durch die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe (VAWS) Nordrhein-Westfalen geregelt. Nach einer Stellungnahme der BR Arnsberg kommen zurzeit in NRW nur Stahlverrohrungen für den Transport von Lagerstättenwasser zum Einsatz. Zurzeit gibt es hierzu noch keine einheitliche bundesweite Regelung.

Stand der Bohrtechnik und des Bohrlochausbaus

Die eingesetzte Bohrtechnik wird im Wesentlichen den lokalen geologischen und gesetzlichen Randbedingungen angepasst. Insbesondere betrifft dies die (Material-)Art der eingesetzten Bohrstränge, -meißel, die Bohrspülungszusätze, die Bohrverfahren und die Blowout-Preventer (BOP).

In Abhängigkeit der Ausprägung der Zielformation erfolgt auch die Auswahl des Bohrlochausbaus. Die Bohrlochgeometrien reichen von vertikalen Bohrungen über abgelenkte Bohrungen bis hin zu Horizontalbohrungen. Je nach gewähltem Ausbaufahrplan können aus einem Bohrloch auch mehrere Laterale vorgetrieben werden, die einfach abgelenkt oder horizontal erstellt werden. Für NRW ist den derzeitigen Konzepten der Betreiber zu entnehmen, dass zur Erschließung von Kohleflözgas-Lagerstätten einfach abgelenkte Bohrungen verwendet werden sollen. Die Erschließung von Schiefergas-Lagerstätten ist mit Horizontalbohrungen geplant, entweder in Form

Bohrungen (Schnitt durch den Untergrund)

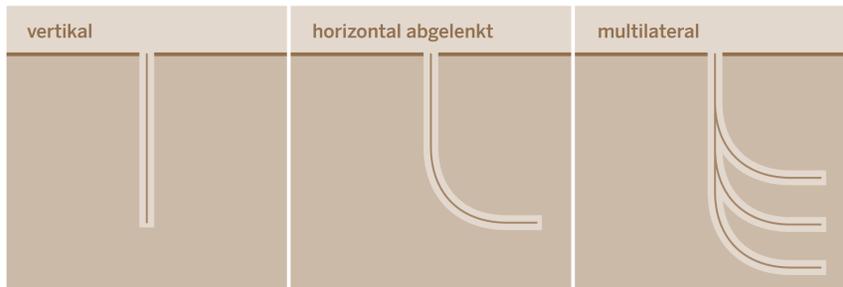
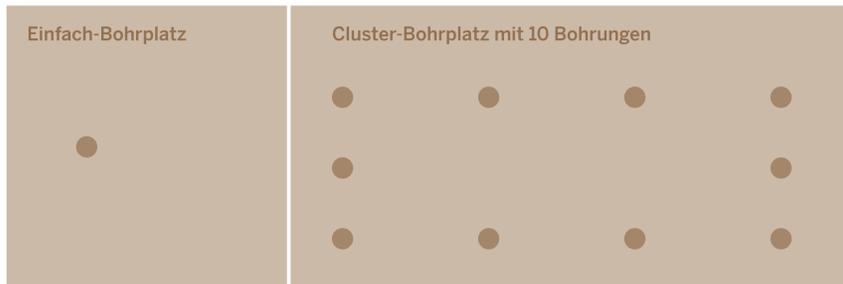


Abb. 5-2: Schematische Beispielgeometrien für multilaterale Bohrungen (oben) und für Bohrplätze (unten)

Bohrplätze (Draufsicht)



von einfachen horizontalen Bohrungen oder mittels Multilateral-Horizontalbohrungen (s. Abb. 5-2).

Zum Bohrlochausbau ist ebenfalls die Zementation der Bohrungen zu zählen. Gemäß der geltenden Tiefbohrverordnung für NRW (BVOT NRW) dient die Zementation der Abdichtung der Bohrung insbesondere in Grundwasserleitern sowie der Abdichtung nicht genutzter Erdöl- oder Erdgasträger und laugenführender Gebirgsschichten sowie dem Schutz vor Eindringen von Wasser in nutzbare Salzlagertstätten.

Laut BVOT wird die Prüfung der Qualität der Zementation grundsätzlich eingefordert. Ein Misslingen der Zementation ist vom Betreiber unverzüglich der Behörde zu melden. 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.

Stand der Stimulationstechniken

Zu den Stimationsverfahren gehört auch das Fracking. Es erfolgt nach Abschluss der Bohrarbeiten als letzter Schritt der Bohrlochkomplettierung, wenn die Durchlässigkeit der Lagerstätte für eine wirtschaftliche Gewinnung des Erdgases zu gering ist.

Der Frack-Vorgang selbst kann in drei grundsätzliche Schritte untergliedert werden. Im ersten Schritt werden über teilweise mehrere Stunden und unter hohem Druck Fluide in die Lagerstätte gepumpt. Ziel dieser ersten Phase ist es, Risse in der Lagerstätte neu zu bilden beziehungsweise bestehende Klüfte aufzuweiten. In der zweiten Phase wird dem Frack-Fluid ein Stützmittel (englisch Proppant) beigemischt, dessen Aufgabe es ist, die Risse und Klüfte auch nach Absenken des Frack-Drucks offen zu halten und damit eine längerfristige Erdgasförderung zu gewährleisten. In einer dritten Phase wird noch einmal Frack-Fluid ohne beigemischte Stützmittel in die Lagerstätte gepumpt, um die Rohrtouren vom Stützmittel zu reinigen.

Für Stimulationen in horizontalen Bohrungen ist das Multi-Frack-Verfahren entwickelt worden. Während des Multi-Frack-Prozesses werden mehrere hydraulische Frack-Behandlungen nacheinander durchgeführt. Hierbei wird zunächst der Abschnitt am Ende des Bohrlochs (Bohrlochtiefste) stimuliert und anschließend werden abschnittsweise weitere Fracks durchgeführt.

Dieses Verfahren wurde beispielsweise in der Bohrung Söhlingen Z15 (Niedersachsen) eingesetzt, in der fünf Fracks innerhalb von elf Stunden durchgeführt wurden.

Stand der Technik bei Erdgasgewinnung, Entwässerung und Wasserhaltung

Die Entwässerung stellt einen wesentlichen Schritt der Gewinnung von Kohleflözgas dar. Durch die Entwässerung der Lagerstätte kommt es zu einem Absinken des Lagerstättendrucks. Das an die Kohle gebundene Kohleflözgas kann desorbieren und anschließend gefördert werden. Auch in Schiefergas-Bohrungen wird Entwässerungstechnik eingesetzt, um das Frack-Fluid aus der Lagerstätte zurück zu fördern. Der Flowback ist häufig mit Schadstoffen belastet und bedarf einer Aufbereitung, bevor er entsorgt werden kann (s. Kap. 6). In der Langfassung des Gutachtens werden verschiedene technische Ansätze zur Lagerstättenentwässerung sowie zur Wasseraufbereitung dargestellt.

- Erstellung von abgelenkten, horizontalen Einfach- oder Multilateralbohrungen in Abhängigkeit der geologischen Situation,
- Durchführung von Einfach- und Multi-Frack-Stimulationen,
- teilweise bereits mit Überlegungen, Flowback und Lagerstättenwasser zu recyceln,
- Entsorgung der flüssigen Abfälle in Disposalbohrungen, wobei für NRW bislang kein Betreiber ansatzweise Konzepte hierfür öffentlich gemacht hat.

Gesamtkonzept zur Erschließung von unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten

Die bislang öffentlich kommunizierten Konzepte zur Erschließung von unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW orientieren sich an internationalen und deutschen (niedersächsischen) Erfahrungen und Entwicklungen in diesem Sektor. Die Unternehmen haben in Bezug auf die unkonventionellen Gas-Vorkommen in NRW noch keine konkreten Erschließungsstrategien entwickelt. Dies gilt sowohl für die Einzelstandort- und Bohrungskonzepte als auch für die bislang nur ansatzweise vorhandenen flächenhaften Erschließungskonzepte.

Dies ist darauf zurückzuführen, dass mit konkreten genehmigungspflichtigen Erkundungsmaßnahmen, wie sie die Explorationsprogramme der aktuell erteilten Aufsuchungserlaubnisse für unkonventionelle Erdgas-Lagerstätten vorsehen, bis auf eine Bohrung (Oppenwehe 1) nicht begonnen werden konnte und somit die tatsächlich infrage kommenden Gebiete – und damit einhergehend die geologischen und lagerstättenspezifischen Eigenschaften – in NRW noch nicht eingrenzbar sind (s.a. Kap. 2).

Grundsätzlich ähneln die bislang bekannt gewordenen konzeptionellen Ansätze für eine auf die Erkundungsphase folgende Gewinnung der Vorgehensweise in anderen Staaten, d.h.

- Errichtung von Clusterbohrplätzen mit bis zu 20 Bohrungen pro Bohrplatz,

Zwischenfazit Erkundungs- und Gewinnungstechniken

Sachverhalt / Bewertung: Derzeit befinden sich sämtliche Betreiber in NRW noch am Anfang der Erkundungsphase und haben bisher – bis auf eine Bohrung – noch keine konkreten Erkundungstätigkeiten beginnen können. Die bisher mit den Anträgen auf Erteilung der Aufsuchungserlaubnisse vorgelegten Arbeitsprogramme befassen sich ausschließlich mit der Aufsuchung und Erkundung potenzieller Lagerstätten. Die Arbeitsprogramme beinhalten bei einigen Betreibern auch die Stimulation einzelner Explorationsbohrungen zu Testzwecken. Diese Maßnahmen wie auch das Abteufen einer Explorationsbohrung ohne Test-Frack bedürfen trotz der erteilten Aufsuchungserlaubnis der Prüfung in gesonderten Genehmigungsverfahren (bergrechtliches Betriebsplanverfahren und ggf. weitere Genehmigungsverfahren nach anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften, wie etwa ein wasserrechtliches Erlaubnisverfahren).

Informations- und Wissensdefizit: Die technische und planerische Konkretisierung von Erschließungs- und Gewinnungskonzepten kann erst bei Kenntnis der geologischen Randbedingungen erfolgen. Die derzeit hierzu bekannt gemachten Konzepte basieren im Wesentlichen auf Erfahrungen und Kenntnissen in diesem Sektor aus den USA. Die Übertragbarkeit der Erfahrungen im Tight Gas aus Niedersachsen wird betreiberseitig als nur sehr eingeschränkt möglich eingeschätzt.

Aufgrund der fehlenden geologischen Informationen sind die meisten Details zu konkreten Bohr- und gewinnungstechnischen Aspekten noch sehr unbestimmt. Für NRW liegen keine Konzepte für die Entsorgung der Lagerstättenwässer und des Flowback beispielsweise in Verpressbohrungen vor. Es ist nicht bekannt, welche Konzepte in Bezug auf die bekannten Schwächen der Zementation hinsichtlich der langzeitlichen Barriere-Integrität existieren. Zudem ist die Übertragbarkeit von Aussagen, die aus Kohleflözgas-Lagerstätten der USA und Australiens abgeleitet wurden, auf die Kohleflözgas-Lagerstätten in NRW aus Sicht der Gutachter nicht belastbar. Für eine belastbare Aussage über die Fluidynamik innerhalb von Kohleflözgas-Lagerstätten in NRW fehlen grundlegende Forschungsergebnisse.

Handlungsbedarf: Um eine Eingrenzung und Konkretisierung der Erschließungs- und Gewinnungstechniken zu ermöglichen, müssen zunächst die geologischen Randbedingungen bekannt sein.

Die derzeit kommunizierten Erschließungskonzepte müssen explizit um den Aspekt des Umgangs mit anfallenden Lagerstättenwässern und Flowback ergänzt werden.

Weitere Untersuchungen zu Zementalterung und langzeitlicher Barriere-Integrität von Bohrungen müssen durchgeführt werden. Der derzeitige Stand der Technik diesbezüglich muss auf Verbesserungspotenziale untersucht werden.

» siehe Langfassung Kap. 6

6 Frack-Fluide, Formationswässer und Flowback

Einleitung

Beim Hydraulic Fracturing wird das Gestein durch Einpressen einer Flüssigkeit unter hohem Druck aufgebrochen. Das dabei eingesetzte hydraulische Medium wird als Frack-Fluid bezeichnet. In die im Gebirge erzeugten Risse werden mit dem Frack-Fluid sog. Stützmittel eingebracht (z.B. Quarzsand oder keramische Partikel), die die Risse gegen den Gebirgsdruck offen halten und damit dauerhaft bessere Fließbedingungen für das Erdgas zur Förderbohrung hin schaffen sollen. Weitere dem Frack-Fluid zugeetzte 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 (Abb. 6-1). Nach Ende der Druckbeaufschlagung auf die erdgasführende Formation wird meist nur ein Teil des eingepressten Frack-Fluids – zusammen mit Formationswässern und dem der Bohrung zuströmenden Erdgas – im sog. Flowback zutage gefördert.

Im folgenden werden die vorliegenden Angaben zu den bislang in Deutschland eingesetzten Frack-Fluiden ausgewertet und – soweit derzeit möglich – die Zusammensetzung zukünftig in NRW einsetzbarer Frack-Fluide dargestellt. Anschließend wird die zu erwartende Zusammensetzung der Formationswässer und des Flowback beschrieben.

Frack-Fluide

Nach Angaben der Betreiber ist im Rahmen einer potenziellen Kohleflözgas- und Schiefergas-Gewinnung in NRW der Einsatz sog. wasserbasierter Frack-Fluide geplant, zu denen Gel-, Schaum- und Slickwater¹-Fluide zählen. Die genaue Zusammensetzung dieser Fluide (Art und Konzentration der verwendeten Additive) wird in Abhängigkeit der erwarteten Lagerstättenbedingungen im Allgemeinen für jede Bohrung individuell angepasst. Die Auswahl der Frack-Additive basiert insbesondere auf der benötigten Viskosität zum Stützmitteltransport, den in der Lagerstätte herrschenden Druck- und Temperaturbedingungen, der mineralogisch-geochemischen

Zusammensetzung und petrophysikalischen Eigenschaften des Zielhorizonts, der hydrochemischen Zusammensetzung des Formationswassers sowie dem Schutz vor Anlagenkorrosion. Außerdem sind die Anforderungen des Chemikalienrechts zu beachten.

In Deutschland wurden bislang jeweils ein Frack-Fluid in einer Schiefergas- und in einer Kohleflözgas-Lagerstätte eingesetzt, deren Fluid-Zusammensetzungen im Rahmen des Gutachtens ausgewertet wurden: Das Fluid Damme 3 wurde 2008 bei 3 Fracks im "Wealden"-Tonstein in Niedersachsen im Tiefenbereich 1.045 bis 1.530 m unter Gelände eingesetzt; das Fluid Natarp wurde 1995 bei 2 Fracks im flözführenden Karbon in NRW im Tiefenbereich 1.800 bis 1.947 m verwendet.

Darüber hinaus liegen den Gutachtern Angaben zu 28 weiteren, vor allem in Tight Gas-Lagerstätten in Niedersachsen zwischen 1982 und 2011 eingesetzten Frack-Fluiden vor; die Fluid-Zusammensetzung ist damit nur für ca. 25 % der ca. 300 in Deutschland bislang in Erdgas-Lagerstätten durchgeführten Fracks bekannt. In Ermangelung anderer Daten beruhen alle Angaben zu Additiven ausschließlich auf den Informationen, die in Sicherheitsdatenblättern der zur Herstellung dieser Fluide verwendeten Frack-Zubereitungen² von den Herstellern bzw. Importeuren angegeben werden.

Die Auswertung der verfügbaren Daten zeigt, dass pro Frack zwischen < 100 m³ und über 4.000 m³ Fluide zum Einsatz kamen, wobei die Mengen in Abhängigkeit des verwendeten Fluidsystems und der Lagerstätteneigenschaften erheblich variieren. Zur Herstellung der Frack-Fluide wurden insgesamt 88 Zubereitungen im Wesentlichen zweier Hersteller verwendet; bei neueren, nach dem Jahr 2000 eingesetzten Gel-Fluiden pro Frack im Durchschnitt ca. 100 t Stützmittel und ca. 7,3 t Additive (davon meist < 30 kg Biozidprodukte). Insbesondere bei Multi-Frack-Stimulationen und/oder Einsatz von Slickwater-Fluiden ergeben sich jedoch teilweise große Einsatzmengen: In der Bohrung Damme 3 wurden z.B. bei drei Fracks rund 12.000 m³ Wasser, 588 t Stützmittel und 20 t Additive (davon 460 kg Biozide) verpresst.

1 Slickwater-Fluide sind durch Zusatz von Reibungsmineralen für hohe Pumpraten bei niedriger Fluid-Viskosität und damit relativ niedrige Stützmittel-Konzentration optimiert.

2 Frack-Zubereitungen sind spezialisierte Produkte verschiedener Hersteller, die unter Handelsnamen vermarktet werden und meist aus einem Gemisch verschiedener Chemikalien bestehen. Frack-Fluide werden meist aus mehreren Frack-Zubereitungen durch Mischung mit Wasser hergestellt.

Einsatzzweck		Additiv (Beispiel mit CAS-Nummer)	Einsatzhäufigkeit (Kenntnisstand der Gutachter)
Stützmittel	Offenhaltung der beim Fracking erzeugten Risse	Quarzsand und Cristobalit (14808-60-7 und 14464-46-1)	11
		Keramische Stoffe, Bauxite (66402-68-4)	6
Biozid	Vermeidung von Biofilmen und Verhinderung von Schwefelwasserstoffbildung durch Sulfat-reduzierende Bakterien	Gemisch aus 5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol-3-on und 2-Methyl-2H-isothiazol-3-on, Handelsname Kathon® (55965-84-9)	14
Gelbildner	Verbesserung des Stützmitteltransports	Guargummiderivate (k.A.)	7
Hochtemperaturstabilisator	Verhinderung der vorzeitigen Zersetzung des Gels	Natriumthiosulfat (7772-98-7 und 10102-17-7)	23
Kettenbrecher	Ablagerung des Stützmittels	Natriumbromat (7789-38-0)	12
		Diammoniumperoxodisulfat (7727-54-0)	8
Korrosionsschutzmittel	Schutz vor Anlagenkorrosion	Methanol (67-56-1)	18
Lösungsmittel	Verbesserung der Löslichkeit der Additive	2-Butoxyethanol (111-76-2)	21
Quervernetzer	Verbesserung des Stützmitteltransports	Natriumtetraborat (1330-43-4), Boratsalze und anorganische Borate (k.A.)	20
		2,2',2''-Nitrioltriethanol (102-71-6)	12
Reibungsminderer	Verringerung der Reibung innerhalb der Frack-Fluide	Erdöldestillat hydrogeniert, leicht (64742-47-8)	6
Schwefelwasserstofffänger	Entfernung von toxischem Schwefelwasserstoff zum Schutz vor Anlagenkorrosion	Aromatische Aldehyde (k.A.)	1
Tensid/Netzmittel	Verminderung der Oberflächenspannung	Ethoxylierte Alkohole (k.A.)	13
		Nonylphenoethoxylate (9016-45-9)	7
Tonstabilisator	Vermeidung der Quellung und Verlagerung von Tonmineralen	Kaliumchlorid (7447-40-7)	22
		Tetramethylammoniumchlorid (75-57-0)	7

Abb. 6-1: Einsatzmöglichkeit einiger ausgewählter Additive und Angabe ihrer bisherigen Einsatzhäufigkeit in Frack-Fluiden in Deutschland (u.a. Tight Gas-Lagerstätten in Niedersachsen)

Bislang wurden mindestens 112 Stoffe/Stoffgemische bei Frack-Maßnahmen in Deutschland eingesetzt. Für 76 dieser 112 Stoffe konnte die Stoffidentität anhand der angegebenen CAS-Nummern³ bzw. der Stoffbezeichnung eindeutig recherchiert werden. Für die übrigen 36 Stoffe/Stoffgemische ist keine eindeutige Identifizierung möglich, weil u.a. nur chemische Sammelbezeichnungen in den Sicherheitsdatenblättern angegeben werden. Stoffe, deren Anteil in der Rezeptur eines Gemischs unterhalb festgelegter Konzentrationsschwellen für die Einstufungsrelevanz liegen, brauchen nicht im Sicherheitsdatenblatt angegeben zu werden und entziehen sich daher der Kenntnis der Gutachter.

Die Gefährlichkeitsmerkmale der eingesetzten Stoffe sind in der Langfassung des Gutachtens dargestellt. Es ist festzustellen, dass auch in neueren, seit dem Jahr 2000 verpressten Fluiden Zubereitungen

mit Additiven zum Einsatz kamen, die besorgniserregende (u.a. sehr giftige, kanzerogene, mutagene und/oder reproduktionstoxische) Eigenschaften aufwiesen.

Die Sicherheitsdatenblätter führen vielfach unvollständige Angaben zu relevanten physiko-chemischen und toxikologischen Parametern auf; teilweise sind Parameter auch in Fachdatenbanken nicht verfügbar. Es ist somit festzustellen, dass Additive eingesetzt wurden, obwohl eine verlässliche Bewertung ihres Verhaltens und ihrer Wirkungen in der Umwelt nicht oder nur eingeschränkt möglich war. Für die eingesetzten Biozid-Wirkstoffe steht die Entscheidung über die Aufnahme oder Nicht-Aufnahme in Anhang I der Biozid-Richtlinie 98/8/EG für die relevanten Produktarten noch aus, so dass keine Daten aus dem Prüfverfahren dieser Wirkstoffe öffentlich verfügbar sind.

³ Die CAS-Nummer (engl. Chemical Abstracts Service) ist ein eindeutiger Bezeichnungsstandard für chemische Stoffe.

Hersteller wie Bergbauunternehmen haben angekündigt, die Anzahl der eingesetzten Additive zu verringern und insbesondere sehr giftige, kanzerogene,

mutagene und reproduktionstoxische Stoffe zu ersetzen. Die gegenwärtigen Entwicklungsarbeiten zur Reduktion bzw. zum Ersatz der Biozid-Wirkstoffe, zur Verbesserung der Abbaubarkeit und zur Verwendung von Lebensmitteladditiven lassen mögliche Fortschritte bei der Entwicklung umweltverträglicher Frack-Fluide erwarten, deren Marktreife jedoch nicht bewertet werden kann. Die Produktpaletten der Hersteller weisen derzeit sowohl althergebrachte Zubereitungen wie auch einzelne Neuentwicklungen auf.

Die genaue Zusammensetzung der in Kohleflözgas- und Schiefergas-Lagerstätten in NRW einsetzbaren Frack-Fluide lässt sich gegenwärtig noch nicht endgültig benennen. Es wird erwartet, dass die Rezepturen in dem Maße modifiziert werden, wie zusätzliche Erkenntnisse u.a. zu den vorherrschenden Lagerstätteneigenschaften gewonnen werden. Als Ausgangspunkt für die potenziell in NRW einsetzbaren Frack-Fluide werden die bereits eingesetzten Frack-Fluide Damme 3 und Natarp herangezogen, wenngleich beide Fluide nur nach substanzieller Überarbeitung der Rezepturen wieder zum Einsatz kommen würden. Die gegenwärtigen Überlegungen zur Entwicklung neuer Fluide werden anhand der Rezepturen zweier Frack-Fluide (ein Slickwater- und ein Gel-Fluid) berücksichtigt, die den Gutachtern von der Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH genannt wurden. Die Gefährdungspotenziale aller vier ausgewählten Frack-Fluide werden in Kapitel 8 bewertet.

Formationswässer

Zur Zusammensetzung der Formationswässer in Kohleflözgas- und Schiefergas-Lagerstätten in NRW

liegen den Gutachtern nur lückenhafte Angaben zu Haupt-, Neben- und Spurenkomponenten, gelösten Gasen, organischen Wasserinhaltsstoffen und NORM (natürlich auftretendes radioaktives Material) vor; standort- und teufendifferenzierte Angaben fehlen weitgehend.

Formationswässer in Kohleflözgas-Lagerstätten wurden anhand von umfangreichen Grubenwasseranalysen aus Steinkohlenbergwerken abgeschätzt. Diese Formationswässer weisen neben hohen Salzgehalten erhöhte Konzentrationen verschiedener Neben- und Spurenkomponenten auf. NORM-Gehalte sind in diversen Grubenwässern im Ruhrrevier bekannt. Konzentrationsangaben zu gelösten Kohlenwasserstoffen in den Grubenwässern liegen den Gutachtern nicht vor.

Zu Formationswässern in Schiefergas-Lagerstätten in NRW liegen keine Angaben vor, so dass nur lückenhafte Daten zur Bohrung Damme 3 ("Wealden"-Tonstein in Niedersachsen) bewertet werden können. Die Gehalte an Kohlenwasserstoffen, Schwermetallen und NORM können aufgrund fehlender Analysen nicht abgeschätzt werden. Analysen aus Tight Gas-Lagerstätten in Niedersachsen zeigen jedoch, dass teilweise mit sehr hohen Konzentrationen von aromatischen Kohlenwasserstoffen, u.a. Benzol und polycyclischen aromatischen Kohlenwasserstoffen in Formationswässern zu rechnen ist (Rosenwinkel et al. 2012).

Flowback

Der nach Ende der Druckbeaufschlagung meist über die gesamte Produktionsphase zutage geförderte Flowback setzt sich aus verpresstem Frack-Fluid

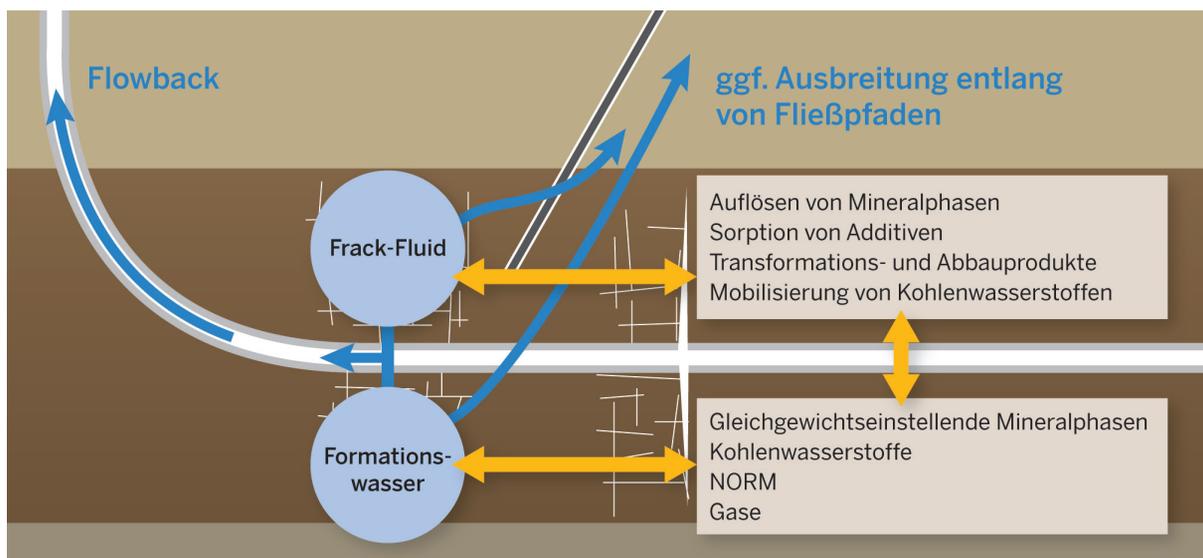


Abb. 6-2: Zusammensetzung des Flowback als Mischung aus Frack-Fluid und Formationswasser in Verbindung mit beschaffenheitsverändernden hydrogeochemischen Prozessen

und mitgefördertem Formationswasser in variablen Mischungsanteilen zusammen, wobei zunächst der Anteil des Frack-Fluids und später der des Formationswassers überwiegt. Die Zusammensetzung des Flowback ist damit nicht nur standortspezifisch, sondern ändert sich über die Förderdauer. Die Bildung solcher Mischfluide ist auch bei einer möglichen Ausbreitung entlang von Fließpfaden im Untergrund zu erwarten.

Aufgrund verschiedener hydrogeochemischer Prozesse (Abb. 6-2) können der Flowback bzw. die Mischfluide neben Frack-Additiven und Bestandteilen des Formationswassers auch eine Reihe weiterer Stoffe enthalten, wie z. B. Lösungsprodukte (Salze), mobilisierte Kohlenwasserstoffe, Transformations-

und Abbauprodukte der eingesetzten Additive, mobilisierte Feststoffpartikel, Bakterien sowie Gase (u.a. Schwefelwasserstoff).

Eine systematische Erfassung der zurückgeführten Frack-Fluide und der möglichen Transformations- und Abbauprodukte im Flowback wird derzeit nicht routinemäßig durchgeführt. Eine Auswertung der Fracks in der Bohrung Damme 3 kam zu dem Schluss, dass nur 8 % des injizierten Frack-Fluids mit dem Flowback wieder zutage gefördert wurde (Rosenwinkel et al. 2012). Auch wenn bei längerer Förderdauer ein höherer Rückförderanteil zu erwarten ist, muss davon ausgegangen werden, dass ein substantieller Anteil der Frack-Additive im Untergrund verbleibt.

Zwischenfazit Frack-Fluide, Formationswässer und Flowback

Sachverhalt / Bewertung: Bei Frack-Maßnahmen – vor allem in Tight Gas-Lagerstätten in Niedersachsen – kam bislang ein breites Spektrum von mindestens 112 unterschiedlichen Additiven zum Einsatz. Auch nach Auswertung der in den USA eingesetzten Fluide und möglicher Weiterentwicklungen lässt sich die genaue Zusammensetzung der in Kohleflözgas- und Schiefergas-Lagerstätten in NRW einsetzbaren Frack-Fluide noch nicht endgültig benennen. Beispielhaft werden die Zusammensetzungen der zwei einzigen bislang in Deutschland in diesen Lagerstättentypen eingesetzten Frack-Fluide sowie zwei neue/geplante Frack-Fluide in Kapitel 8 bewertet.

Informations- und Wissensdefizit: Die Sicherheitsdatenblätter der Zubereitungen stellen oftmals die einzige Informationsquelle zur Identität und Menge der eingesetzten Additive in Frack-Fluiden dar. Für die Genehmigungsbehörden können sich hieraus erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der eingesetzten Additive und Frachten ergeben.

Eine Aussage zum Umweltverhalten und zur Abbaubarkeit der Additive ist aufgrund der lückenhaften Datenlage zu physikalisch-chemischen Parametern nicht oder nur eingeschränkt möglich.

Die standortspezifische Zusammensetzung der Formationswässer in relevanten Kohleflözgas- und vor allem in Schiefergas-Lagerstätten in NRW lassen sich gegenwärtig nur unzureichend abschätzen.

Für den Flowback als Gemisch aus Frack-Fluid, Formationswasser und möglichen Reaktions-

produkten fehlen gegenwärtig aussagekräftige Analysen und belastbare Massenbilanzierungen, um den Anteil des zurückgeführten Frack-Fluids und das Verhalten und den Verbleib von Additiven im Untergrund zu quantifizieren.

Handlungsbedarf:

- Vollständige Offenlegung aller eingesetzten Stoffe bezüglich Stoffidentität und Stoffmengen;
- Bereitstellung der zur Bewertung ihres Umweltverhaltens relevanten physikalisch-chemischen Parameter;
- standortspezifische Erfassung und Bewertung der Zusammensetzung der Formationswässer und des Flowback bzgl. trinkwasserrelevanter Wasserinhaltsstoffe (Salze, Schwermetalle, Kohlenwasserstoffe, NORM) und bzgl. der eingesetzten Additive (Primärsubstanzen) sowie von deren Transformationsprodukten (Sekundärsubstanzen);
- Erfassung und Bewertung des Anteils des zurückgeführten Frack-Fluids;
- Nachweis über Verhalten und Verbleib der Stoffe im standortspezifischen Untergrund durch Life-Cycle-Assessment der eingesetzten Additive;
- Berücksichtigung von Umweltkriterien bei der Auswahl geeigneter Additive und Entwicklung umweltfreundlicher Frack-Fluide.

» siehe Langfassung Kap. 7

7 Umweltauswirkungen

Einleitung

Bei der Analyse der Umweltauswirkungen von Vorhaben zur Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten wird im Rahmen des Gutachtens unterschieden zwischen direkten Umweltauswirkungen (Kap. 7) und indirekten Umweltauswirkungen bzw. Umweltrisiken (Kap. 8) (Abb. 7-1):

- Direkte Umweltauswirkungen resultieren unmittelbar aus der Dimension des Vorhabens (Kap. 7). 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). 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 Umweltrisiken benannt werden (Näheres hierzu s. Kap. 8).
- 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.

Grundlage für die Analyse der möglichen Umweltauswirkungen bildet eine – 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. Ein Wirkfaktor kann entweder unmittelbar quantifiziert und bewertet werden (z.B. Flächenverbrauch) oder es bedarf bestimmter Wegsamkeiten und Systemvoraussetzungen, damit ein Wirkfaktor wirksam werden kann (z.B. Aufstieg von Fluiden über bevorzugte Fließwege).

Folgende Wirkfaktorgruppen wurden im Rahmen des Gutachtens identifiziert und werden nachfolgend erläutert:

- Flächeninanspruchnahme
- Nichtstoffliche Einwirkungen
- Stoffliche Einwirkungen

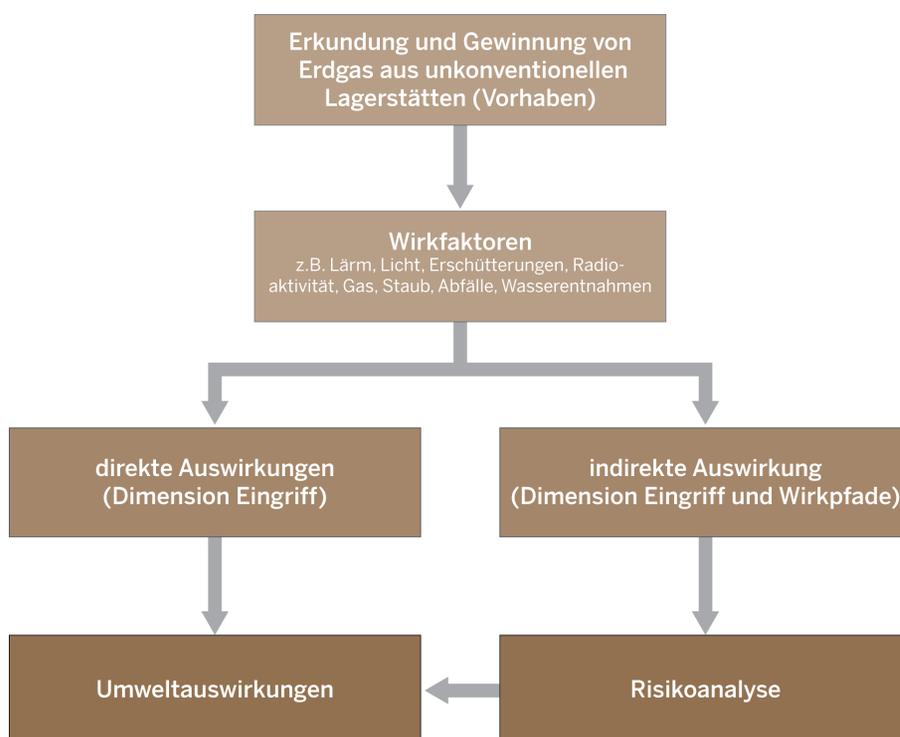


Abb. 7-1: Bewertung der Umweltauswirkungen über Wirkfaktoren

Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in NRW: Das 10 %-Flächenszenarium

Im Rahmen des Gutachtens können die möglichen Umweltauswirkungen (Kap. 7) und Umweltrisiken (Kap. 8) nur auf Basis der von den Gutachtern abgeleiteten exemplarischen Erkundungs- und Gewinnungsstrategien benannt, abgeschätzt und qualitativ bewertet werden. Die tatsächlichen Auswirkungen und deren Ausmaß können nur standortbezogen beurteilt werden.

Die im Gutachten durchgeführten Bewertungen von kumulierten Effekten mehrerer Bohrplätze in einem bestimmten Gebiet basieren auf fiktiven 10 %-Flächenszenarien, die für NRW von einer Gewinnung aus unkonventionellen Erdgas-Vorkommen auf einer Fläche von 1.800 km² ausgehen¹.

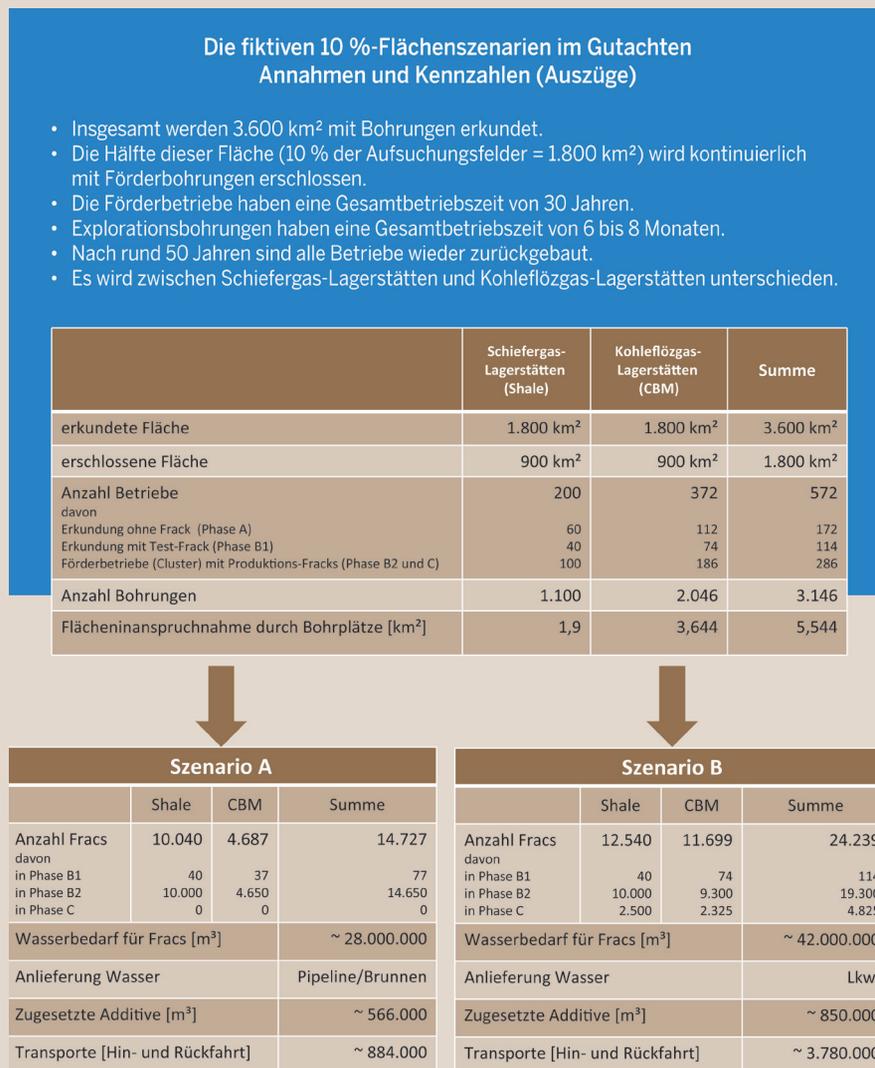


Abb. 7-2: Zusammenstellung einiger wesentlicher Eigenschaften und Kennzahlen der fiktiven Erschließungsszenarien

Aus dem 10 %-Basisszenario werden die fiktiven Szenarien A und B entwickelt, die als Gedankenexperiment zu verstehen sind, mit deren Hilfe auch Summenwirkungen der möglichen Vorhaben analysiert werden können:

Szenario A

- alle Schiefergas-Bohrungen und nur 50 % der Kohleflözgas-Bohrungen werden stimuliert (gefrackt);
- Stimulation nur zu Beginn bei Erstellung der Förderbohrungen (Phase B2);
- Wasserversorgung ausschließlich über Rohrleitungen oder Brunnen.

Szenario B

- alle Schiefergas-Bohrungen und alle Kohleflözgas-Bohrungen werden stimuliert (gefrackt);
- 25 % der Bohrungen werden zusätzlich ein weiteres Mal während der Förderphase C stimuliert;
- Wasserversorgung ausschließlich durch Lkw.

¹ Bei Entwicklung des Basisszenarios Anfang 2012 entsprachen die 1.800 km² 10 % der Fläche der Felder, für die Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung erteilt worden waren (rd. 18.000 km²). Aktuell (August 2012) liegt diese Fläche bei rd. 20.300 km² (s. Kap. 2).

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 Futter-/Nist-, sonstigen von Tieren genutzten Flächen		
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

Abb. 7-3: Mögliche Auswirkungen auf Schutzgüter durch Flächeninanspruchnahme

Wirkfaktorgruppe Flächeninanspruchnahme

Der Wirkfaktor Flächeninanspruchnahme beschreibt die Nutzung von Flächen über Tage, die mit der Aufsuchung, Förderung und dem Transport von Kohlenwasserstoffen sowie von Lagerstättenwasser aus unkonventionellen Lagerstätten einhergeht. 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 Dauer der Einwirkung ist hierbei maßgeblich von der Art des Betriebs abhängig:

- Betriebe, die nur der Erkundung dienen (Phasen A und B1 gem. Abb. 1-4), haben Standzeiten von wenigen Monaten bis zu max. 2 Jahren. Die Ver- und Entsorgungsinfrastruktur beschränkt sich im Wesentlichen auf die Zufahrtstraße zum Bohrplatz.
- Betriebe, die in die Gewinnung eintreten (Phasen B2 und C gem. Abb. 1-4) haben sowohl zeitlich als auch räumlich wesentlich größere Dimensionen. Die zeitliche Flächeninanspruchnahme von Förderbetrieben kann bis zu 30 Jahre ausmachen und es werden Rohrleitungen zum Transport des

	Schiefergas	Kohleflözgas
Bohrplätze [km ²]	1,9	3,64
Straßen [km ²]	0,55	1,02
Gas- und Fluidrohrleitungen [km ²]	28,2 bis 42	37,3 bis 54
gesamt [km²]	31,1 bis 44,5	42 bis 58,7

Abb. 7-4: Zusammenfassung der Gesamtflächeninanspruchnahmen für alle Phasen (572 Betriebe) in den Szenarien A und B (rein rechnerische Werte)

Erdgases sowie zur Entsorgung des Flowback und Formationswassers gebaut.

Die meisten Auswirkungen der Flächeninanspruchnahme sind bei Einstellung und Rückbau der Bohrplätze (Phase D gem. Abb. 1-4) reversibel. Ausgenommen hiervon ist die Bodenstruktur, die durch die Bodenumlagerung und Verdichtung bei Errichtung und Betrieb des Bohrplatzes langfristig verändert wird.

Die Abbildung 7-3 zeigt eine Aufstellung möglicher Auswirkungen auf Schutzgüter durch Flächeninanspruchnahme. Die tatsächlichen Auswirkungen und deren Ausmaß können nur im Einzelfall und standortbezogen bewertet werden.

In den fiktiven 10 %-Flächenszenarien ergäben sich beispielsweise die in Abbildung 7-4 dargestellten Werte für die Flächeninanspruchnahme. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass beispielsweise Erkundungsbohrungen nur wenige Monate in Betrieb sind und entsprechende Flächen beanspruchen bzw. dass nicht alle Betriebe gleichzeitig erstellt werden (Näheres hierzu siehe Langfassung).

Wirkfaktorgruppe Nichtstoffliche Einwirkungen

In der Wirkfaktorgruppe Nichtstoffliche Einwirkungen wurden im Gutachten die nachfolgenden Wirkfaktoren untersucht (Abb. 7-5):

Lärmemissionen

Lärmemissionen sind entlang der Lebenszyklusphasen eines Bohrlochbergbaubetriebs in allen Phasen mit Ausnahme der bis zu 30-jährigen Gewinnungsphase (Phase C) von Bedeutung. Insbesondere während der Bau-, Bohr- und Komplettierungsphase eines Bohrplatzes im Zeitraum von ca. 6 bis 16 Monaten entstehen Lärmemissionen. In der Betriebsphase C ist mit Lärmemissionen im Falle von Instandhaltungs-, Instandsetzungs- oder Nachstimulationsmaßnahmen für kurze Zeiträume (Wochen) zu rechnen. Während des Rückbaus (Phase D) entsteht für ca. 4 Wochen baustellentypischer Lärm, wenn der Bohrplatz zurückgebaut wird und der ursprüngliche Zustand hergestellt wird.

Lärmemissionen können teilweise mehrere hundert Meter weit reichen. Die Ausdehnung des Wirkungsbereichs wird maßgeblich durch Geländeform, Windgeschwindigkeiten und -richtungen sowie bau-

liche Lärmschutzmaßnahmen beeinflusst. Für alle in den einzelnen Phasen anfallenden Arbeiten gibt es jedoch rechtliche Regelungen, die die zulässigen Lärmemissionen einschränken und aus denen sich Vorgaben für Lärmschutzmaßnahmen oder Abstandsvorgaben zu anderen Strukturen (bspw. Siedlung) ergeben. Maßstab für die Beurteilung der Geräusche – getrennt nach Quellengruppen – bilden die folgenden Verordnungen bzw. Vorschriften:

- Straßenverkehr: DIN 18005 und 16. BImSchV2;
- Gewerbe: DIN 18005 und TA Lärm.

Lichtemissionen

Lichtemissionen sind ein standortbezogener Wirkfaktor. Sie entstehen bei den Arbeitsprozessen, die auch nachts durchgeführt werden. Mit solchen Emissionen wird während der Bohrphase in den Phasen A und B1 für einen Zeitraum von 4 bis 6 Wochen sowie in Phase B2 für einen Zeitraum von rund 11 Monaten zu rechnen sein. Bohrungen, insbesondere Produktionsbohrungen werden aus Kosten- und technischen Gründen 24 Stunden am Tag, 7 Tage die Woche betrieben. Die Lichtemissionen können durch eine entsprechende Bebauung (Damm, Mauer) oder Bepflanzung (Büsche, Bäume) reduziert werden.

Auch diese Emissionen sind durch gesetzliche Vorgaben im BImSchG sowie durch den Erlass „Lichtimmissionen, Messung, Beurteilung und Verminderung“ des Ministeriums für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (Stand 13.09.2000) geregelt.

Erschütterungen

Mit Erschütterungen ist insbesondere während der Bauphase zur Herrichtung des Bohrplatzes und während des Bohrbetriebs zu rechnen, wobei die Erschütterungen im Wesentlichen auf den Bohrplatz begrenzt sein werden.

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

2 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.

Wirkfaktor	Schutzgut	Auswirkungen
Lärmemissionen (Phasen A bis B2,D) (in Szenario B kurzzeitig auch Phase C)	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 (Phasen A, B1, B2)	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
Optische Störungen		
Erschütterungen (Phasen B1, B2) (in Szenario B auch Phase C)	Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt	Scheuchwirkung auf Tiere
	Mensch	Erschütterungen durch den Fahrbetrieb in durchfahrenen Wohn- und Mischgebieten
Radioaktivität (Phasen B1 bis D)	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	

Abb. 7-5: Mögliche Umweltauswirkungen der nichtstofflichen Wirkfaktoren

men wirkenden Kräfte und Drücke lösen unter Tage lokal begrenzte seismische Aktivitäten aus, wobei die Energien i.d.R. nicht ausreichen, um an der Tagesoberfläche spürbare Erdbewegungen zu verursachen. In der Fachliteratur werden vereinzelt Hinweise auf mögliche Zusammenhänge zwischen einzelnen induzierten seismischen Ereignissen und Frack-Vorgängen bzw. beim Verpressen von Flüssigkeiten in den Untergrund 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 und Beben auslösen (sog. getriggerte Erdbeben). In allen bislang diskutierten Fällen liegen die Erschütterungen bei maximal einem Wert von 2 bis 3 auf der Richterskala.

Radioaktivität

Auswirkungen durch radioaktive Stoffe könnten entlang der Lebenszyklusphasen eines Bohrlochbergbaubetriebs insbesondere in den Phasen B1 bis D relevant sein, in denen eine Förderung von Formationswasser (ggf. anteilig im Flowback) erfolgt. Eine Kontamination des Oberflächenwassers und Grundwassers könnte infolge von unkontrollierten Übertritten von Flowback/ Formationswässern in das genutzte bzw. nutzba-

re oberflächennahe Grundwasser sowie ggf. infolge nicht sachgerechter Abwasserbehandlung/-beseitigung auftreten. In der hier nicht näher betrachteten Nachsorgephase D könnten ggf. Aufstiege von NORM-haltigen Tiefenwässern entlang entsprechender Wirkungspfade in das oberflächennahe Grundwasser relevant sein.

Eine Strahlenbelastung der Bevölkerung könnte dann auftreten, wenn kontaminiertes Oberflächenwasser oder Grundwasser direkt als Trinkwasser oder über die Nahrungsmittelproduktion genutzt würde. 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. Der Dosisrichtwert für zusätzliche Strahlenexposition infolge der Beseitigung/Verwertung von NORM-Rückständen beträgt dabei 1 mSv je Kalenderjahr.

Wirkfaktorgruppe Stoffliche Einwirkungen

Zur Wirkfaktorgruppe Stoffliche Einwirkungen wurden im Rahmen des Gutachtens folgende Wirkfaktoren untersucht (Abb. 7-6):

Wirkfaktor	Schutzgut	Auswirkungen	
gasförmige übertägige Emissionen (Phasen A bis B2)	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 (Phasen A bis B2)	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	
flüssige Abfälle zur Entsorgung (Phasen B2 bis C)	Boden	Potenzielle Schädigung des Bodens bei Deponierung	
	Wasser	Potenzielle Schädigung des Oberflächen-/Grundwassers bei Einleitung/Injektion	
feste Abfälle zur Entsorgung (Phasen A bis B2, D)	Boden	Potenzielle Schädigung des Bodens bei Entsorgung	
	Wasser	Potenzielle Schädigung des Oberflächen-/Grundwassers bei Einleitung/Injektion	
Entsorgung von NORM (Phasen B1-C)	Boden	Potenzielle Kontamination bei nicht-sachgerechtem Umgang mit NORM (§§ 97 bis 102 i. V. m. Anlage XII StrlSchV)	
	Wasser		
Stoffeinträge in den Untergrund (Phasen A bis B2, Szenario B auch Phase C)	Boden	Potenzielle Schädigung des Bodens bei Unfällen	
	Wasser	Potenzielle Schädigung des Oberflächen-/Grundwassers bei Unfällen	
Änderungen Wasserhaushalt (Phasen B2-D)	Wasser	Änderung der Grundwasser-/Oberflächenwasserstände	
		Änderung der Dynamik der Wasserstände im Jahresverlauf	
		Unterbindung des Austauschs zwischen Wasservorkommen	
Stoffemissionen aus dem Untergrund (Phasen B1 bis D)	Boden	Änderung des Wassergehalts im Boden	
		Beeinträchtigung grundwasserbeeinflusster Ökosysteme	
	Wasser	Kontamination von oberflächennahem Grundwasser mit Lagerstättenwasser oder Gasen	
		Potenziell: Eintrag von Frack-Fluiden in oberflächennahes Grundwasser bei Vorliegen von Wegsamkeiten	
Mensch	Klima	Reduktion des Wohnwertes sowie des Erholungswertes	
		Freisetzung von klimaschädlichen Gasen	
		Pflanzen/Tiere/biol. Vielfalt	Beeinträchtigungen von Lebensräumen und Individuen

Abb. 7-6: Mögliche Umweltauswirkungen durch stoffliche Einwirkungen

Gasförmige obertägige Emissionen

Die zu erwartenden obertägigen gasförmigen Emissionen können nur standortbezogen und projektspezifisch bei Kenntnis der realen bzw. geplanten Prozessabläufe und der hierfür eingesetzten Betriebsmittel und -stoffe ermittelt werden. Untersuchungen der Umweltbehörde des U.S.-Bundesstaates New York (DEC) deuten darauf hin, dass durch die Verbrennungsprozesse der dieselgetriebenen Anlagen und Betriebsmittel insbesondere während des Bohrplatzbaus und während der Bohrungen insbesondere mit erhöhten Emissionen von NO₂ und Feinstaub zu rechnen ist.

In Deutschland sind Emissionsgrenzwerte durch das BImSchG und zugehörige Verordnungen geregelt.

Staubemissionen

Staubemissionen treten insbesondere während der Bautätigkeiten zur Erstellung der Bohrplätze, während des Ausbaus der nachgelagerten Infrastruktur sowie während des Rückbaus der Anlagen auf. Sie beschränken sich zeitlich und räumlich auf baustellentypische Emissionen am Bohrplatz und entlang der auszubauenden Infrastrukturtrassen.

Auch für diese Emissionen sind Regelungen durch das BImSchG und zugehörige Verordnungen getroffen.

Flüssige Abfälle zur Entsorgung

Zu den maßgeblichen flüssigen Abfällen zur Entsorgung gehören Bohrflüssigkeiten, Flowback und die langfristig anfallenden Formationswässer. Diese müssen fachgerecht entsorgt werden. Bei bestimmungsgemäßem Betrieb sind keine Auswirkungen durch den Transport über Rohrleitungen oder Lkw zu besorgen. PET-Rohrleitungen sind für den Transport von BTEX-haltigen (Lagerstätten-)Fluiden nicht geeignet. In NRW kommen nur Stahlverrohrungen für den Transport von Lagerstättenwasser zum Einsatz.

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 (s.a. Kap. 8).

Feste Abfälle zur Entsorgung

Die im Rahmen der Bohr- und Ausbaurvorgänge zu entsorgenden festen Abfälle sind sehr vielfältig. Die im Rahmen dieses Gutachtens zu berücksichtigenden spezifischen festen Abfälle zur Entsorgung umfassen im Wesentlichen Bohrgestänge, Rohrtouren sowie das Bohrklein (Cuttings). 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.).

Basierend auf den 10 %-Flächenszenarien (s.o.) können die zu entsorgenden Bohrklein-Volumina (Cuttings) mit rd. 350.000 bis 400.000 m³ abgeschätzt werden. Auswirkungen durch die Entsorgung (Deponierung) der Cuttings müssen in Zusammenhang mit der gewählten/möglichen Entsorgungsart evaluiert werden.

Entsorgung von NORM

Die Entsorgung von NORM-Rückständen aus der Erdöl-/Erdgasindustrie ist generell in der Strahlenschutzverordnung (StrlSchV) geregelt.

Stoffeinträge in den Untergrund

Stoffeinträge in den Untergrund erfolgen planmäßig im Rahmen der Bohrung, des Ausbaus der Bohrung sowie während der Stimulation der Lagerstätte (Fracking). Zudem werden im Rahmen des Rückbaus und der Versiegelung der Bohrungen Zement und

Schutzflüssigkeiten planmäßig in die Bohrung eingebracht. Nähere Angaben zu den beim Fracking eingesetzten Stoffen sind in Kapitel 6 enthalten.

Änderung des Wasserhaushalts

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 gemäß Abbildung 1-4.

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

Stoffemissionen aus dem Untergrund

Die Wahrscheinlichkeit und das Ausmaß von Stoffemissionen aus dem Untergrund ist von unterschiedlichen technischen und standortbezogenen Faktoren abhängig und wird im Kapitel Umwelt Risiken (Kap. 8) näher betrachtet.

Zwischenfazit Umweltauswirkungen

Sachverhalt / Bewertung: Die Analyse der maßgeblichen direkten Umweltauswirkungen zeigt, dass für fast alle Einwirkungen und Emissionen technische Regeln, Verordnungen oder Gesetze existieren, die Vorgaben für Art und Höhe der zulässigen Emissionen machen. Es zeigt sich auch, dass nur mit einer standortbezogenen Analyse die tatsächliche Höhe der Einwirkung bewertet werden kann, da diese Bewertung in Abhängigkeit der betroffenen Schutzgüter erfolgen muss.

Darüber hinaus gilt es festzuhalten, dass die rein standortbezogene Betrachtung nicht für alle Fragestellungen ausreichend erscheint. Insbesondere in Bezug auf den Wasserhaushalt müssen Szenarien erarbeitet werden, die die Auswirkungen einer großflächigen Erschließung von Schiefergas- oder Kohleflözgas-Lagerstätten abbilden.

Informations- und Wissensdefizite: Der auf Mengen- und Volumenbilanzierung ausgerichtete Szenarioansatz, der in diesem Gutachten für die 10 %-Flächenszenarien gewählt worden ist, ist ein reines Gedankenexperiment und muss bei Konkretisierung der Gewinnungsstrategien entsprechend überarbeitet und angepasst werden.

In Bezug auf die Situation in NRW ist die Art der Entsorgung der Lagerstättenwässer und des Flowbacks noch völlig ungeklärt. Hier fehlen noch konkrete Konzepte der Betreiber, wie mit diesen Stoffen verfahren werden soll.

Handlungsbedarf: Es gilt zu prüfen, inwieweit die bestehenden technischen Regelungen in Bezug auf die direkten Umweltauswirkungen ausreichend und vollständig sind. Vorschläge und Erläuterungen hierzu und zu möglichen Bewertungs- und Genehmigungskriterien folgen in Kapitel 11.

In Bezug auf die Bohrplatzgestaltung sollte eine Durchsicht und Überarbeitung des derzeitigen WEG-Leitfadens stattfinden. Dabei sollte geprüft werden, ob die dort vorgeschlagenen Maßnahmen auch für künftige Cluster-Bohrplätze den Schutz des Trink- und Grundwassers sicherstellen.

Aus Sicht der Gutachter müssen für die Entsorgung des Lagerstättenwassers und des Flowback schlüssige Konzepte vorgelegt und im Vorfeld diskutiert werden.

» siehe Langfassung Kap. 8

8 Umweltrisiken

Einleitung/ Untersuchungsansatz

Wirkungspfade

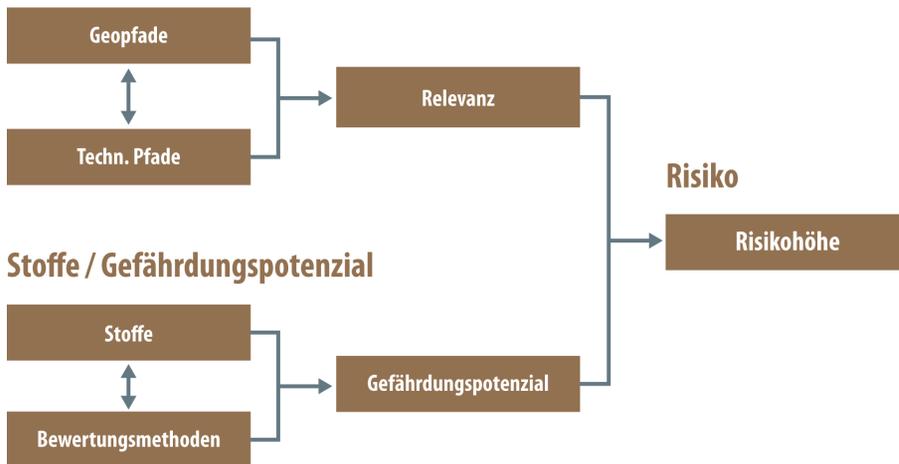


Abb. 8-1: Struktur der Risikoanalyse zur Beurteilung der Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten

Die direkten Umweltauswirkungen können, wie in Kapitel 7 beschrieben, aus der Dimension eines Vorhabens abgeleitet werden. 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 Umweltrisiken benannt werden, die im Rahmen einer Risikoanalyse zu ermitteln und dann zu bewerten sind. In der nachfolgenden Risikoanalyse liegt das Hauptaugenmerk auf den Faktoren Medium (Geosystem), Maschinen (Technik) und Material (Fluide und Flowback).

Die Ermittlung der Umweltrisiken 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. Erfahrungen liegen in Deutschland aus der Tight Gas-Gewinnung vor; die Erfahrungen mit Fracking-Maßnahmen in Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten beschränken sich aber bislang auf zwei dokumentierte Erkundungsbohrungen. Für die durchzuführenden (standortspezifischen) Risikoanalysen für Vorhaben der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen wird eine Kombination der verschiedenen Methoden zur Risikoanalyse vorgeschlagen (Abb. 8-1), die im folgenden erläutert wird.

Die Risiken, die mit der Erkundung und Gewinnung von unkonventionellen Erdgas-Vorkommen für den

Naturhaushalt und die öffentliche Trinkwasserversorgung verbunden sein können, ergeben sich aus der Relevanz von Wirkungspfaden (Eingriffsintensität) und dem Gefährdungspotenzial der Stoffe (Frack-Fluide, Formationswässer und Flowback). Die Relevanz der Wirkungspfade hängt ab von einer ausreichenden Durchlässigkeit und einer Potenzialdifferenz, die eine Strömung von Frack-Fluiden, Formationswässern und/oder Gasen in die oberflächennahen Wasserkreisläufe ermöglicht. Die Gefährdungspotenziale der Stoffe werden anhand geeigneter Bewertungsmethoden insbesondere im Hinblick auf den Menschen bei Aufnahme über das Trinkwasser und auf die in der aquatischen Umwelt lebenden Organismen bewertet.

Das Risiko kann durch Verknüpfung der o.g. Faktoren (s. Abb. 8-1) für einzelne Geosysteme und Standorte in einem ersten Ansatz qualitativ abgeschätzt werden.

Wirkungspfade / Eingriffsintensität

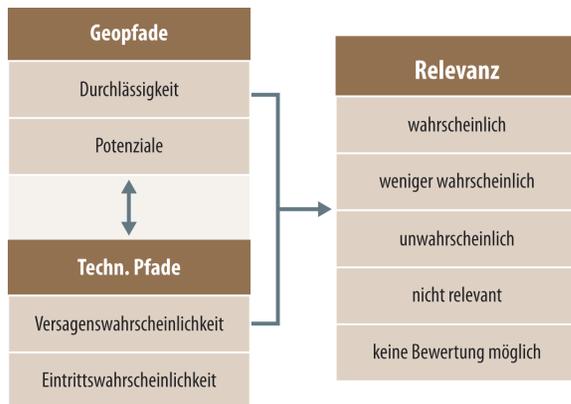


Abb. 8-2: Bewertung der Eingriffsintensität

Im vorliegenden Gutachten wird zwischen technischen Wirkungspfaden (z.B. Versagen der Rohrtouren) und geologischen Wirkungspfaden (z.B. Störungen) unterschieden. Im Rahmen der Risikobetrachtung werden die technischen Pfade und die geologischen Pfade in den einzelnen Pfadgruppen miteinander verknüpft. Ziel ist es, die Relevanz der Wirkungspfade abzuleiten.

Geologische Pfade können teilweise erst dann „aktiviert“ werden, wenn ein technischer Pfad (z.B. durch Versagen der Zementation oder hydraulischen Anschluss von Altbohrungen und Störungen) relevant ist. Eine Übersicht der betrachteten Wirkungspfade – auf die im Nachfolgenden Bezug genommen wird – zeigt die Abbildung 8-3. Für alle dargestellten Wirkungspfade sind darüber hinaus Summen- und Langzeitwirkungen zu betrachten.

Technische Wirkungspfade

Im Rahmen der Bearbeitung dieses Abschnitts haben wir uns mit den frei verfügbaren Daten, die es z.B. zum Thema Bohrlochintegrität, Blowout etc. gibt, beschäftigt. Unsere Fragestellung war, ob diese Daten in irgendeiner Weise Aussagekraft für NRW haben können. Wir haben festgestellt, dass die derzeit frei verfügbaren Daten nicht unmittelbar auf die hier zu bearbeitende Thematik der „unkonventionellen Erdgas-Vorkommen in NRW“ übertragbar sind. Dies bedeutet, dass die statistischen Werte weder eine Unter- noch eine Obergrenze für die Verhältnisse in NRW darstellen. Wir haben ebenso festgestellt, dass solche Daten, wenn sie denn auf die Verhältnisse passen, durchaus für die Bewertung von Umwelt Risiken von Interesse sein können.

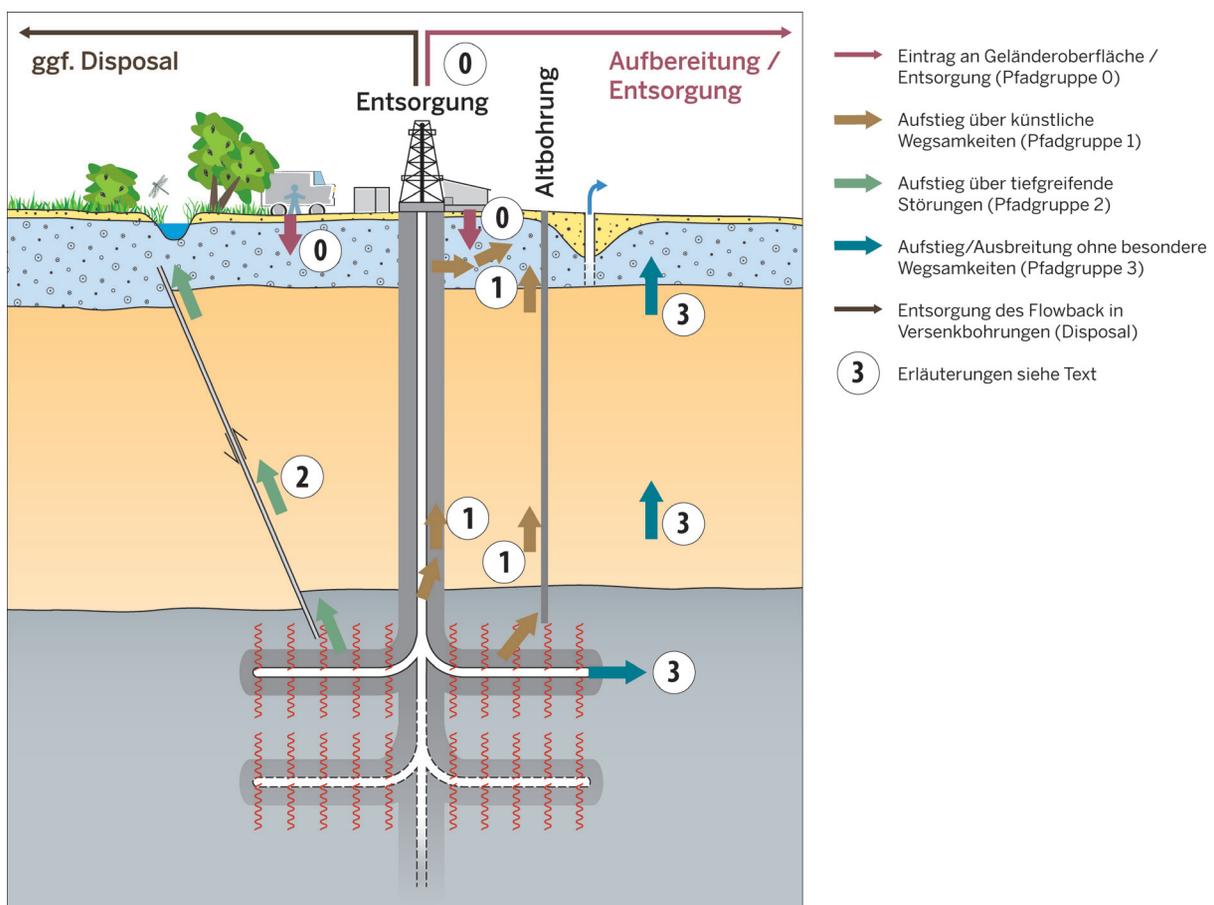


Abb. 8-3: Schematische Darstellung potenzieller Wirkungspfade

Technische Wirkungspfade betreffen in erster Linie mögliche (Schad-)Stoffeinträge an der Erdoberfläche (Pfadgruppe 0) sowie die technischen Komponenten der Bohrung (Pfadgruppe 1). Im Hinblick auf die Pfadgruppen 1 bis 3 ist weiterhin die Ausdehnung der Fracks, deren Überwachung und Steuerung als technische Komponente von Bedeutung.

Pfadgruppe 0

Die Pfadgruppe 0 beschreibt (Schad-)Stoffeinträge unmittelbar an der Erdoberfläche, insbesondere beim Umgang mit den Frack-Fluiden (Frack-Vorgang, Transport, Lagerung, etc.) und bei der Entsorgung des Flowback (ohne Disposal, s.u.). An der Oberfläche auf einem Bohrplatz befinden sich im Laufe des Lebenszyklus (Phase A bis D) teilweise unterschiedliche Betriebsanlagen und Betriebsmittel, die sich grundsätzlich in zwei Gruppen unterteilen lassen:

- Anlagen und Prozesse, die direkt mit der Bohrung in Verbindung stehen (Bohrungsanlagen) und
- Anlagen und Prozesse, die nicht oder nur indirekt (über andere Anlagen) mit der Bohrung in Verbindung stehen (sonstige Anlagen und Prozesse).

Der für die Pfadgruppe 0 betrachtete Versagensfall von Bohrungsanlagen ist der unkontrollierte Ausbruch von Fluiden und/oder Gasen (Blowout). Die frei verfügbaren Daten zu Blowouts (aus Offshore-Bohrungen etc.), die von uns ausgewertet wurden, zeigen, dass entlang des Lebenszyklus (Phasen A bis D) für einen einzelnen Bohrplatz zunächst die Größenordnung für die Wahrscheinlichkeit von Blowout-Ereignissen statistisch gesehen bei Werten zwischen 10^{-3} bis 10^{-4} angesiedelt werden kann. Aus den bisherigen geologischen Erkenntnissen lässt sich nicht schließen, dass die Zielformationen in NRW Drücke oder Temperaturen aufweisen werden, die vergleichbar mit denen in konventionellen Offshore-Erdöl-/Erdgas-Lagerstätten sind. Dies kann jedoch nur durch gezielte Erkundungsmaßnahmen verifiziert werden.

Für die sonstigen Anlagen und Prozesse wurden im Rahmen des Gutachtens für die Pfadgruppe 0 der Transport wassergefährdender Stoffe per Lkw sowie der Transport wassergefährdender Stoffe per Rohrleitung betrachtet. In diesem Zusammenhang wurden auf Basis frei verfügbarer Daten Unfallhäufigkeiten und Versagenswahrscheinlichkeiten statistisch ausgewertet. Ergebnis dieser statistischen Betrachtungen ist – bezogen auf die 10 %-Flächenszenarien –, dass mit rund 99 %iger Wahrscheinlichkeit höchstens 14 Lkw-Unfälle in Szenario A und 17 Lkw-Unfälle in Szenario B in den 48 angenommenen Produktionsjahren auftreten und bei insgesamt fast 6.000 km Rohrleitung mit maximal 16 Versagensfällen bei Erdgas-Rohrleitungen und ca. 70 Versa-

gensfällen bei Lagerstättenwasser-Rohrleitungen gerechnet werden kann.

Pfadgruppe 1: Bohrungen

Aus technischer Sicht sind in der Pfadgruppe 1 der Austritt von Frack-Fluiden durch Versagen der Rohrtouren und der Zementation während des Frack-Vorgangs (Phase B sowie in Szenario B zusätzlich in Phase C) sowie das Versagen der Zementation (z.B. durch einen unsachgemäßen Ausbau, Korrosionsprozesse etc.) und ein dadurch ermöglichter Aufstieg von Fluiden und Gasen zu betrachten.

Nach Auswertung der vorliegenden Daten ist statistisch gesehen für das angenommene Gewinnungsszenario für NRW (10 %-Flächenszenarien) nicht mit einem Versagen der genannten technischen Komponenten der Pfadgruppe 1 während der Stimulationsprozesse zu rechnen. Bei der Langzeitbetrachtung muss jedoch mit einem Versagen der Barrieren nach einigen Hundert Jahren gerechnet werden. Die gemachten Angaben sind jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet und müssen durch gezielte Untersuchungen verifiziert werden, da sie teilweise nur auf Analogieschlüssen durch Vergleich mit Injektionsbohrungen oder durch Auswertung von Untersuchungen an Offshore-Bohrungen basieren.

Ausdehnung des Fracks

Risiken beim Frack-Vorgang sind insbesondere in Bezug auf die Kontrolle und Steuerung der tatsächlichen Risseigenschaften (Höhe, Halblänge, Richtung) zu sehen. Aus wenigen vorliegenden Fallbeispielen zu ungeplanten Rissausbreitungen kann derzeit nur abgeleitet werden, 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.

Geologische Wirkungspfade

Bei den geologischen Pfaden, d.h. Pfaden, bei denen die Faktoren Durchlässigkeit und/oder Potenzialdifferenzen des Geosystems eine entscheidende Rolle spielen, werden Bohrungen und Altbohrungen (Pfadgruppe 1), Störungen (Pfadgruppe 2) und die Verlagerung von Fluiden und Gasen innerhalb geologischer Formationen ohne besondere Wegsamkeiten (Pfadgruppe 3) differenziert. Weiterhin werden die Entsorgungsmöglichkeiten des Flowback und die Summen- und Langzeitwirkungen betrachtet.

Für die einzelnen Geosysteme muss eine weitere, systembezogene Aufgliederung der Wirkungspfa-

de erfolgen. Da in diesem Bearbeitungsschritt des Gutachtens keine numerischen Modelle eingesetzt wurden, lässt sich die Relevanz der Geopfade nur abschätzen bzw. es können Hinweise gegeben werden, welche Fragestellungen bei den einzelnen Pfadgruppen zu betrachten sind.

Durch das Versagen der technischen Systeme kann es zu Strömungsvorgängen über die Pfadgruppen 1 bis 3 kommen, wenn die entsprechenden Durchlässigkeiten und/oder Potenzialdifferenzen im Geosystem vorhanden sind. Eine Analyse und Bewertung der Potenzialverteilungen während der Gewinnungs- und Nachsorgephase (Phasen C und D) sowie ihrer räumlichen und zeitlichen Entwicklung ist nur mit numerischen Grundwassermodellen möglich. Hierzu zählt auch die Fragestellung, inwieweit es in der Gewinnungsphase zur Ausbildung einer Potenzialsenke kommen kann, bei der alle Strömungen auf den Förderbetrieb hin gerichtet sind.

Pfadgruppe 1: Bohrungen

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

- Aufstieg in/an der Erkundungs- oder Produktionsbohrung aufgrund von teilweisem/vollständigem Versagen der Zementierungen oder ungenügender Abdichtung gegenüber dem durchteuften Gesteinskörper in den Phasen A, B1, B2 und C.
- Aufstieg in/an Altbohrungen aufgrund ungenügender oder mittlerweile nicht mehr intakter Bohrlochabdichtung in der Phase D.
- Ungewollter Direkteintrag in den Untergrund durch Versagen des Casings beim Frack-Vorgang (oberflächennah und in größerer Tiefe).

Pfadgruppe 2: Störungen

Die Pfadgruppe 2 beinhaltet alle Wirkungspfade entlang von geologischen Störungen. 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 und
- Störungen/Störungszonen, die nur Teilstrecken zwischen der Lagerstätte und den (oberflächennahen) nutzbaren Grundwasservorkommen durchschlagen und eine entsprechende Durchlässigkeit aufweisen.

Das Wissen über die Existenz und die Durchlässigkeit dieser Störungen ist in den einzelnen Geosystemen unterschiedlich, aber in keinem Geosystem

vollständig. Über eine 3D-Seismik sind Störungen erkennbar.

Pfadgruppe 3: Geologische Formationen ohne besondere Wegsamkeiten

Die Pfadgruppe 3 beinhaltet flächenhafte Aufstiege von Gasen und Fluiden bzw. deren laterale Ausbreitung durch die geologischen Schichten, ohne bevorzugte Wegsamkeiten. Die Wirkungspfade der Pfadgruppe 3 hängen somit im Wesentlichen von den Durchlässigkeiten und der Potenzialverteilung der Gesteinsschichten ab. In Pfadgruppe 3 werden folgende Wirkungspfade unterschieden:

- Direkteintrag von Frack-Fluiden in den Untergrund,
- (diffuser) Aufstieg von Gasen und Frack-Fluiden durch die überlagernden Schichten und
- (diffuse) laterale Ausbreitung von Gasen und Frack-Fluiden.

Noch weit mehr als in den anderen Pfadgruppen ist in der Pfadgruppe 3 eine Kombination der Wirkungspfade möglich.

Summen- und Langzeitwirkungen

Die 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. Da viele Fließvorgänge im tiefen Untergrund sehr langsam ablaufen, sind – auch im Zusammenhang mit den Summenwirkungen – die Langzeitwirkungen abzuschätzen. Hierbei sind die geologischen und hydrogeologischen Eigenschaften des jeweiligen Geosystems zu berücksichtigen.

Auswirkungen auf das hydrogeologische Gesamtsystem sind in erster Linie langfristige Veränderungen, die voraussichtlich erst nach Jahren/Jahrzehnten zu signifikanten Auswirkungen führen (z.B. Auswirkungen von intensivem großflächigem Fracking). Für eine solche Bewertung ist derzeit in keinem Geosystem eine ausreichende Datenbasis vorhanden.

Entsorgung des Flowback über Disposalbohrungen

Von den Betreibern wird die Möglichkeit der Verpressung des Flowback 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 Flowback verpresst werden soll. Aus Sicht des Gutachterkonsortiums sind mit der Entsorgung des Flowback durch Verpressung in den Untergrund Risiken verbunden, so dass es in jedem Fall für die Verpressung in den Untergrund aus unserer Sicht einer standortspezifischen Risikoanalyse und eines Monitorings bedarf.

Zwischenfazit geologische und technische Wirkungspfade

Sachverhalt / Bewertung: Für die Bewertung der Relevanz der einzelnen Wirkungspfade und ihrer Aussagesicherheit fehlt es derzeit an einer belastbaren und aussagekräftigen Datengrundlage.

Allgemein ist festzuhalten, dass die technischen Wirkungspfade in den Betriebsphasen B1 und B2 relevanter sind als in den Betriebsphasen C und D. Demgegenüber sind die geologischen Wirkungspfade – bei entsprechenden hydraulischen Voraussetzungen – eher in den Betriebsphasen C und D von Bedeutung.

Für die technischen Wirkungspfade liegen z.T. statistische Daten aus der allgemeinen Kohlenwasserstoffexploration vor, die jedoch nicht zur Ableitung von Eintrittswahrscheinlichkeiten im vorliegenden Fall geeignet sind.

Die geologischen Wirkungspfade müssen in den Betriebsphasen B1 und B2 durch das Versagen der technischen Komponenten „aktiviert“ werden, z.B. wenn es zu einem Casing- oder Zementationsversagen kommt. Eine andere Möglichkeit ist, wenn ein Frack unmittelbar bis in eine durchlässige Störung oder Altbohrung reicht. 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. tieferer Untergrund) vorliegen. Entscheidend sind hier belastbare standortspezifische Erkenntnisse zu Durchlässigkeiten und Potenzialunterschieden.

Informations- und Wissensdefizit: Bei den technischen Pfaden bestehen v.a. Defizite hinsichtlich der Langzeitintegrität der Bohrungen und es ist unklar, inwieweit die bisherigen Erfahrungen aus der langjährigen Kohlenwasserstoffexploration auf die Ausbeutung der Erdgas-Vorkommen aus unkonventionellen Lagerstätten übertragen werden können.

Bei den Geopfaden bestehen v.a. Defizite hinsichtlich der Störungen (Pfadgruppe 2) und des Aufbaus der Geosysteme in Bezug auf Durchlässigkeiten und Potenzialdifferenzen (Pfadgruppe 3). Die Defizite sind für die einzelnen Geosysteme sowie standortbezogen unterschiedlich.

Handlungsbedarf: Bei den technischen Pfaden bedarf es gezielter Erhebungen und Auswertungen im Hinblick auf Eintritts- und Versagenswahrscheinlichkeiten in Bezug auf die technischen Komponenten von Vorhaben zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Vorkommen.

Bei den Geopfaden sind systemspezifische Datenauswertungen, Geländeuntersuchungen und der Aufbau von geeigneten numerischen Regionalmodellen erforderlich. Die Regionalmodelle müssen in einer Gewinnungsphase mit Standortmodellen gekoppelt und fortlaufend miteinander abgeglichen werden.

In jedem Fall bedarf es für die Verpressung des Flowback in den Untergrund aus unserer Sicht einer standortspezifischen Risikoanalyse und eines Monitorings. Auch eine systematische Aufarbeitung der Erfahrungen in Niedersachsen könnte hier helfen, die Risiken einzuschätzen.

» siehe Langfassung Kap. 9

Stoffe / Gefährdungspotenzial

Bewertungsmethoden

Die Gefährdungspotenziale, die von einer möglichen Freisetzung der Frack-Fluide, der Formationswässer und/oder des Flowback auf den Wasserhaushalt – insbesondere auf das Grundwasser – ausgehen können, werden für den Menschen bei Aufnahme über den Trinkwasserpfad und für die in der aquatischen Umwelt lebenden Organismen bewertet. Auf die Einstufungen der eingesetzten Stoffe hinsichtlich der Anforderungen an übertägige Anlagen (Wassergefährdungsklassen) und an den Arbeitsschutz (Gefahrstoffrecht) wird in der Langfassung des Gutachtens eingegangen (s. Abb. 8-4).



Abb. 8-4: Bewertung des Gefährdungspotenzials

Eine nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit ist zu besorgen, wenn im wasserwirtschaftlich nutzbaren Grundwasser gesetzliche und untergesetzliche Grenz-, Richt- und Höchstwerte, insbesondere die Geringfügigkeitsschwellenwerte der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA 2004) überschritten werden. Diese Geringfügigkeitsschwellenwerte (GFS)¹ 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 Naturhaushalts 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 Leitwerte² bzw. Orientierungswerte³ und ökotoxikologisch begründete PNEC-Werte⁴ recherchiert bzw. in Anlehnung an publizierte Methoden abgeleitet.

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 ≥ 1 ein humantoxikologisches bzw. ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial⁵ des Fluids bei Eintritt in den nutzbaren Grundwasserleiter nicht auszuschließen. Im Rahmen dieses Gutachtens wird exemplarisch und nicht wissenschaftlich begründet bei einem Risikoquotienten > 1.000 von einem hohen Gefährdungspotenzial ausgegangen; der Schwellenwert ist jedoch im Einzelfall standortspezifisch festzulegen.

Bei Pfadgruppe 0 ist die Stoffkonzentration an der Grundwasseroberfläche (Sickerwasser), bei Pfadgruppe 1 bis 3 dagegen an der Basis des wasserwirtschaftlich nutzbaren Grundwasserleiters zu bewerten (Abb. 8-3). Eine Abschätzung dieser Stoffkonzentrationen kann nur standortspezifisch für mögliche Austrags- und Expositionsszenarien unter Verwendung geeigneter Modell- und Bewertungsansätze erfolgen, die alle relevanten hydraulischen und geochemischen Transport-, Mischungs-, Abbau- und Reaktionsprozesse entlang der Fließpfade im Untergrund abbilden. Gegenwärtig stehen derartige Modelle in der geforderten Detailschärfe nicht zur Verfügung.

Solange derartige Modelle fehlen, wird die Bewertung der Gefährdungspotenziale anhand der Stoffkonzentrationen im (unverdünnten) Frack-Fluid bzw. Formationswasser vorgenommen. Mit dieser Vorgehensweise werden mögliche Verdünnungseffekte der Stoffe bei einer Freisetzung in die Umwelt aus folgenden Gründen nicht berücksichtigt:

1. Auf Fließpfad 0 sind nur geringe Verdünnungseffekte zu erwarten.
2. Auf den Fließpfaden 1 bis 3 durch das Deckgebirge erfolgt – bei einer Aktivierung durch die Eingriffe – 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 möglicher in den nutzbaren Grundwasserleiter eintretender Fluide wird deswegen anhand einer Bewertung der beiden Endglieder der Mischungsreihe (Frack-Fluid und lagerstättenspezifische Formationswässer) abgeschätzt. Mögliche Transformations- und Abbaureaktionen sowie Sorptions- und Lösungsprozesse entlang der

- 1 Die Geringfügigkeitsschwelle ist die Stoffkonzentration, bei der trotz der Erhöhung im Grundwasser gegenüber regionalen Hintergrundwerten keine relevanten ökotoxikologischen Wirkungen auftreten können und die Anforderungen der Trinkwasserverordnung oder entsprechend abgeleiteter Werte eingehalten werden (LAWA 2004).
- 2 Der gesundheitliche Leitwert (LW) ist die lebenslang gesundheitlich duldbare Höchstkonzentration eines Stoffes im Trinkwasser.
- 3 Der gesundheitliche Orientierungswert (GOW) ist ein Vorsorgewert für humantoxikologisch nicht oder nur teilweise bewertbare Stoffe (UBA 2003).
- 4 Der PNEC-Wert (Predicted No Effect Concentration) ist die höchste Stoffkonzentration, bei der keine Wirkung auf Organismen eines aquatischen Ökosystems zu erwarten ist (EC TGD 2003).
- 5 Unter humantoxikologischem Gefährdungspotenzial werden auch Überschreitungen der Geringfügigkeitsschwellenwerte für Biozidprodukte verstanden, die in der TrinkwV nicht humantoxikologisch begründet sind.

Einsatz-zweck	Frack-Fluid Damme 3				geplante Weiterentwicklung			
	Additiv	gelöste Konzentration	Risikoquotient		Additiv	gelöste Konzentration	Risikoquotient	
			humantox. Bewertung	ökotox. Bewertung			humantox. Bewertung	ökotox. Bewertung
Tonstabilisator	Tetramethylammoniumchlorid	520 mg/l	1.733.000	Datenlage mangelhaft (> 2.600.000)	Cholinchlorid	750 mg/l	< 43	210
Reibungsminderer	Erdöldestillat, hydrogeniert, leicht	220 mg/l	2.200	55.000	Butyldiglycol	350 mg/l	40	6.600
Netzmittel	Octylphenylether, ethoxyliert	36 mg/l	120.000	20.000	1-Hexanol, ethoxyliert	130 mg/l	743	760
Biozid	Isothiazolinon-Derivate (Kathon®)	4 mg/l	7.520	72.000	Ethylen-glycol(bis)-hydroxy-methylether	1.000 mg/l	10.000.000	Datenlage mangelhaft (139.000)

Abb. 8-5: Bewertung der in dem Frack-Fluid Damme 3 und einer geplanten Weiterentwicklung eingesetzten Additivkonzentrationen anhand human- und ökotoxikologischer Risikoquotienten

Fließpfade können wegen akuter Wissensdefizite bei der Bewertung gegenwärtig nicht berücksichtigt werden. In der Langfassung des Gutachtens wird aber – soweit bekannt – auf die physikalisch-chemischen Eigenschaften der Stoffe, ihre Abbaubarkeit und ihre Abbauprodukte hingewiesen.

Im Folgenden werden die Gefährdungspotenziale der zwei einzigen bislang in Schiefergas- und Kohleflözgas-Lagerstätten eingesetzten Fluide (Damme 3 bzw. Natarp) sowie zwei von einem Betreiber als potenziell einsetzbare neue/geplante Weiterentwicklungen bewertet.

Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids Damme 3 (Schiefergas-Lagerstätte)

Bei dem 2008 eingesetzten Fluid kamen Additivkonzentrationen zum Einsatz, die relevante Beurteilungswerte um teilweise 4 bis 6 Größenordnungen überschreiten (Risikoquotienten 2.200 bis > 10⁶, siehe Abb. 8-5). Besonders die Datenlage zur Bewertung des Tonstabilisators und zum Abbauverhalten des Biozids unter Lagerstättenbedingungen ist als mangelhaft zu bewerten. Beim Abbau des Netzmittels ist mit der Bildung des hormonell wirkenden Stoffes Octylphenol zu rechnen. Aufgrund der Risikoquotienten und fehlender Daten zum Abbauverhalten muss von einem hohen Gefährdungspotenzial dieses Fluids ausgegangen werden.

Gefährdungspotenzial des Frack-Fluids Natarp (Kohleflözgas-Lagerstätte)

Bei dem 1995 eingesetzten Fluid wurden Additive in Konzentrationen eingesetzt, die die Beurteilungswerte teilweise um 2 bis 4 Größenordnungen überschreiten (Risikoquotienten < 1 bis 21.200), so dass das Frack-Fluid mit einem mittleren bis hohen Gefährdungspotenzial zu bewerten ist.

Gefährdungspotenzial der geplanten Weiterentwicklungen

Die Bewertung der geplanten Weiterentwicklungen im Vergleich zum Frack-Fluid Damme 3 (Abb. 8-5) zeigt, dass es gelungen ist, mehrere Additive durch Stoffe mit niedrigerem Gefährdungspotenzial zu ersetzen. Das verbleibende Gefährdungspotenzial wird im Wesentlichen durch den Einsatz eines Formaldehyd-ableitenden Biozids bestimmt. Aufgrund der geplanten hohen Einsatzkonzentration und der mangelhaften (öffentlich zugänglichen) Datenlage zu diesem Wirkstoff während des noch laufenden Prüfverfahrens nach Biozid-Richtlinie 98/8/EG muss auch für die beiden Weiterentwicklungen von einem hohen human- und ökotoxikologischen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden.

Die geplante Substitution von drei noch 2008 im Fluid Damme3 eingesetzten Additiven durch Stoffe mit niedrigerem Gefährdungspotenzial lässt erkennen, dass auch in der jüngeren Vergangenheit Stoffe verwendet wurden, die innerhalb weniger Jahre als verbesserungsfähig bzw. überholt angesehen werden müssen.

Gefährdungspotenzial des Flowback

Die Bewertung der vorliegenden Beschaffenheitsdaten zu Formationswässern und zum Flowback zeigt, dass relevante Beurteilungswerte für einige Haupt-, Neben- und Spurenkomponenten zum Teil um Größenordnungen überschritten werden und dass relevante Angaben zu Kohlenwasserstoffen, Schwermetallen und NORM für eine abschließende Bewertung fehlen. Es ist jedoch abzusehen, dass die Formationswässer und der Flowback standortspezifisch erhebliche Gefährdungspotenziale aufweisen können. Eine umweltgerechte Entsorgung des Flowback stellt damit eine vordringliche Aufgabe dar.

Zwischenfazit Gefährdungspotenzial Stoffe

Sachverhalt / Bewertung: Die Bewertung der beiden einzigen bislang in Schiefergas- bzw. Kohleflözgas-Lagerstätten in Deutschland bislang eingesetzten Frack-Fluide zeigt, dass diese Fluide ein hohes bzw. ein mittleres bis hohes human- und ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial aufweisen.

Die Zusammensetzung zweier weiterentwickelter Frack-Fluide zeigt die Anstrengungen der beteiligten Unternehmen, einzelne der in der Vergangenheit verwendeten Additive durch Stoffe mit niedrigerem Gefährdungspotenzial zu ersetzen. Trotz Verbesserungen muss angesichts der geplanten hohen Einsatzkonzentration eines Formaldehyd-abspaltenden Biozids und dessen lückenhafter Bewertungsgrundlage auch für die beiden genannten weiterentwickelten Fluide derzeit von einem hohen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden.

Informations- und Wissensdefizit: Die Gutachter sehen derzeit erhebliche Defizite in der Bewertung der physikalisch-chemischen und toxikologischen Eigenschaften der eingesetzten Frack-Fluide sowie ihres Kurz- und Langzeitverhaltens in der Umwelt. Über die Einzelstoffe hinaus bestehen kritische Wissenslücken bei der Bewertung der Frack-Fluide und Mischfluide als Ganzes und ihrer Reaktivität unter Lagerstättenbedingungen.

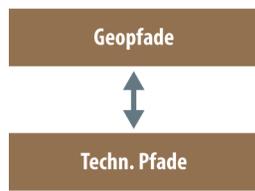
Handlungsbedarf:

- Bewertung der human- und ökotoxikologischen Gefährdungspotenziale der eingesetzten Stoffe und ihres Abbauverhaltens. Bereitstellung aller hierfür notwendigen physiko-chemischen und toxikologischen Stoffdaten. Die Wirkung von Stoffgemischen ist zu berücksichtigen.
- Substitution besorgniserregender Stoffe, Reduktion bzw. Ersatz der Biozidwirkstoffe, Reduktion der Anzahl eingesetzter Additive und ihrer Einsatzkonzentrationen.
- Technische Aufbereitung und umweltgerechte Entsorgung des Flowback.
- Standortspezifische Eintrags- und Expositionsszenarien mit Hilfe hydraulischer und hydrogeochemischer Modellrechnungen (Transport-, Sorptions-, Transformations-, Abbauprozesse).
- Entwicklung von Monitoringstrategien;
- rechtsverbindliche Beurteilungsvorgaben, z.B. zur Einmischung von Stoffen in das Grundwasser

» siehe Langfassung Kap. 7 und 9

Risiko

Wirkungspfade



Stoffe / Gefährdungspotenzial



Abb. 8-6: Bewertung des Risikos

Zur Ermittlung bzw. Abschätzung des Risikos werden die Relevanz der Wirkungspfade und das Gefährdungspotenzial der Stoffe miteinander verknüpft (Abb. 8-6). Die Relevanz der Wirkungspfade ist auf der großräumigen Betrachtungsebene des Gutachtens bzw. aufgrund unzureichender, statistisch auswertbarer Daten nicht zu bewerten. Hierzu bedarf es regionaler und standortspezifischer Untersuchungen (geologische Wirkungspfade) bzw. vorhabenspezifischer Datenauswertungen (technische Wirkungspfade). Auf spezifische Besonderheiten in den Geosystemen, die bei diesen Untersuchungen zu berücksichtigen sind, wird nachfolgend anhand von exemplarischen Fallbeispielen hingewiesen. Da sowohl noch grundlegende Informationen als auch Werkzeuge (z.B. Grundwassermodelle) fehlen, müssen die nachfolgenden Ausführungen als erstmalige, vorläufige Einschätzung verstanden werden.

So lange die Relevanz eines Wirkungspfades nicht mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden kann, wird die Höhe des Risikos allein vom Gefährdungspotenzial der Stoffe bestimmt. Die Gutachter gehen dabei 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 wird bereits als Schadensfall angesehen.

In den folgenden Fallbeispielen erfolgt eine erste Einschätzung der Relevanz der Wirkungspfade. Durch weitere numerische Modellierungen können diese Einschätzungen zukünftig konkretisiert werden (vgl. auch die überschlägigen numerischen Modellierungen im Exxon Dialogprozess).

Fallbeispiel 1 Zentrales Münsterland

Im Geosystem zentrales Münsterland treten u.a. folgende Besonderheiten auf, die im Rahmen der Risikoanalyse zu berücksichtigen sind:

Pfadgruppe 1: Altbohrungen

Im Münsterland wurden im Rahmen der Erkundung der Steinkohlenvorräte in den 1970er bis 1990er Jahren ca. 1.000 Bohrungen niedergebracht, die das Oberkarbon erreicht haben. Diese konzentrieren sich auf die damaligen Erweiterungsgebiete des Bergbaus (Nordwanderung). Einige Bohrungen liegen auch an der Landesgrenze von NRW zu den Niederlanden und Niedersachsen. Über den damaligen Verschluss und heutigen Zustand der Bohrlöcher ist den Gutachtern nichts bekannt. Die ermittelten Daten aus den Bohrungen liegen allerdings den zuständigen Behörden (Abt. 6 der BR Arnsberg und GD NRW) vor.

Sollte sich die derzeitige Einschätzung fehlender aufsteigender Potenzialdifferenzen im zentralen Münsterland durch die weiteren auch standortbezogenen Untersuchungen bestätigen, so könnte der Pfad „Altbohrungen“ als weniger wahrscheinlich angesehen werden und das Risiko ergäbe sich vor allem aus dem Gefährdungspotenzial der Fluide.

Pfadgruppe 2: Störungen

Die Existenz tiefer Störungen, die aus dem oberkarbonischen Grundgebirge bis in die oberflächennahe Auflockerungszone und damit das oberflächennahe Grundwasser gehen, kann nicht ausgeschlossen werden. Bei entsprechenden Durchlässigkeiten und Potenzialdifferenzen sind dies potenzielle Aufstiegs-

wege. Zurzeit gibt es keine Hinweise in Form von Sole- und/oder Gasaufstiegen auf solchen tiefgreifenden Störungen im zentralen Münsterland. Den Störungen innerhalb des Deckgebirges und den Störungen, die im Deckgebirge enden, wird derzeit eine geringe Bedeutung beigemessen. Die Störungen können über eine 3D-Seismik gut lokalisiert werden. Auch könnten zunächst die vielfach vorhandenen seismischen Untersuchungen älteren Datums gezielt und flächendeckend auf Störungen hin ausgewertet werden.

Pfadgruppe 3: Geologischer Untergrund ohne besondere Aufstiegswege

Im zentralen Münsterland gibt es eine Reihe von hydrogeologischen Hinweisen darauf, dass der Emscher Mergel eine geringe Durchlässigkeit hat. Für den darunterliegenden Cenoman-Turon-Kalk kann eine großräumige, laterale Durchlässigkeit nicht ausgeschlossen werden, auch wenn es darauf zzt. keine hydrogeologischen Hinweise gibt.

Der lokal verbreitete, ehemalige Strontianitbergbau zeigt keine Korrelation mit erhöhten Gas- und Mineralwasseraufstiegen.

An vielen Stellen im Münsterland werden erhöhte Methangehalte in der Bodenluft und im Grundwasser festgestellt. Die bisherigen Untersuchungen deuten darauf hin, dass es sich um in der Regel biogenes, d.h. im Emscher Mergel entstandenes Gas handelt. In der Bergbauzone (z.B. bei Hamm) sind auch thermogene Gasaufstiege aus dem Oberkarbon bekannt. Ein flächendeckendes Methanmonitoring, das Auskunft über die Konzentration, die Verbreitung und die Herkunft sowie die Veränderungen gibt, fehlt bislang.

Vor allem aufgrund der geringen Durchlässigkeiten (und der wahrscheinlich fehlenden Potenzialdifferenzen) wird der Pfad 3 außerhalb von Altbohrungen und Störungen als unwahrscheinlich erachtet.

Fallbeispiel 2 Rheinisches Schiefergebirge

Im Geosystem Rheinisches Schiefergebirge treten u.a. folgende Besonderheiten auf, die im Rahmen der Risikoanalyse zu berücksichtigen sind:

Pfadgruppe 1: Bohrungen

Tiefe Bohrungen wie im Münsterland sind im Rheinischen Schiefergebirge nicht bekannt. Die Existenz einzelner Bohrungen kann jedoch nicht ausgeschlossen werden und wäre standortbezogen zu prüfen.

Oberflächennah kann es ehemaligen Erzbergbau geben. Die Bedeutung wäre standortbezogen zu prüfen.

Pfadgruppe 2: Störungen

Tiefgreifende Störungen treten im gefalteten Schiefergebirge auf und sind auch teilweise lokalisiert. Über die Durchlässigkeit gibt es keine Informationen. Die Existenz von Störungen und ihre Bedeutung wäre standortbezogen zu prüfen. Dies ist vor allem dort erforderlich, wo es quartäre Ablagerungen mit Bedeutung für die lokale Trinkwassergewinnung gibt.

Pfadgruppe 3: Geologischer Untergrund ohne besondere Aufstiegswege

Über den hydrogeologischen Aufbau des tieferen Untergrundes gibt es nur vereinzelte Informationen. Hier steht die Frage im Vordergrund, ob es Grundwasserleiter gibt und welche Bedeutung Grundwasserfließsysteme im Verbreitungsgebiet Hangende Alaunschiefer haben.

Fallbeispiel 3 Bergbauzone Entwässerung Ruhr

Bergbauzone

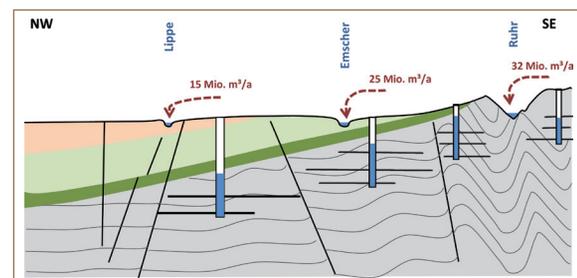


Abb. 8-7: Schematisches geologisches Profil Geosystem Bergbauzone

Unter Bergbauzone wird im Gutachten der Bereich verstanden, in dem es durch die untertägige Gewinnung von Steinkohlen großräumig zu einer Auflockerung des Grundgebirges kam. Näherungsweise kann die Lippe als Grenze der Bergbauzone nach Norden zum Münsterland hin gelten. Das den stillgelegten und aktiven Bergwerken zutretende Grubenwasser wird gehoben und in die Hauptfließgewässer eingeleitet. Im Rahmen der Risikoanalyse müssen hier vor allem die Auswirkungen der Grubenwasserhaltung auf die Dynamik der tiefen Grundwassersysteme berücksichtigt werden.

Für die Risikobewertungen ist es erforderlich, die heutigen und zukünftigen hydraulischen Randbedingungen (z.B. nach Reduzierung oder Einstellen der Grubenwasserhaltung) zu unterscheiden.

Die sich südlich und südwestlich an das Münsterland anschließende Bergbauzone ist durch den noch aktiven oder bereits eingestellten Steinkohlenbergbau und die damit verbundenen Umweltauswirkungen geprägt. Im Rahmen der Risikoanalyse müssen hier zusätzlich die Auswirkungen der Grubenwasserhaltung berücksichtigt werden. Derzeit werden die den stillgelegten und aktiven Bergwerken zutretenden Grubenwässer gehoben und in die Ruhr, die Emscher und die Lippe eingeleitet.

Auch wenn nicht von Fracking-Maßnahmen im bergbaulich direkt beeinflussten Umfeld auszugehen ist, so kann ein potenzieller Austrag von Frack-Fluiden aus entfernteren Bereichen über die Grubenwasserhaltung nicht ausgeschlossen werden. Sowohl Altbohrungen als auch tiefreichende Störungen, die aus dem flözführenden Karbon bis in den oberhalb folgenden Cenoman-Turon Kalke reichen, können potenzielle vertikale Aufstiegswege für Frack-Fluide darstellen.

Solange der Grubenwasserspiegel unterhalb der Karbonoberfläche gehalten wird, liegt eine auf den Grubenwassertiefstpunkt ausgerichtete Potenzialdifferenz vor, entlang derer ein Transport von Frack-Fluiden in Richtung auf die Grubenwasserhaltungen erfolgen kann. Eine Zumischung von Frack-Fluiden zu den gehobenen und in die Fließgewässer eingeleiteten Grubenwässern ist somit prinzipiell möglich.

Eine belastbare Bewertung dieser Pfadkombination ist aber ohne Kenntnis relevanter hydrogeologischer Kenngrößen (u.a. Verteilung, Lage und Durchlässigkeit von Störungen und Altbohrungen, Durchlässigkeit des Cenoman-Turon Kalke) nicht möglich.

Unsicherheiten hinsichtlich der Durchlässigkeit der möglichen tiefen Grundwasserleiter und der sich daraus ergebenden Auswirkungen auf die derzeitige und die durch das Fracking überprägte tiefe Grundwasserdynamik könnten erst mit großräumigen Grundwasserströmungsmodellen und Stofftransportmodellen sowie 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 von Fracking-Maßnahmen zur Bergbauzone möglich.

Zwischenfazit Risiko

Sachverhalt / Bewertung: Anhand der vorliegenden Daten erfolgte eine erste, grundsätzliche Charakterisierung der Geosysteme. Auf dieser Grundlage wurden die möglichen Risiken und die Datendefizite beispielhaft für einige Geosysteme abgeschätzt und Fragestellungen für weitere Untersuchungen formuliert.

Falls relevante Störungen und Altbohrungen im Auswirkungsbereich von Erkundungsbohrungen liegen, würde dies ein Risiko für das Geosystem bedeuten. In Bezug auf die Genehmigungskriterien sind deshalb ausreichende Abstände zu geplanten Erkundungsbohrungen zu definieren (s. Kap. 9).

Treten artesische Grundwasserverhältnisse oder aufsteigende Potenzialdifferenzen bis in die Auflockerungszone bzw. das oberflächennahe Grundwasser auf, so stellt dies ein Risiko dar, weil damit eine wichtige Voraussetzung für die Aktivierung eines Wirkungspfad gegeben ist und es z.B. bei Versagen der Bohrlochintegrität zu einem Aufstieg von Formationswässern kommen kann.

Informations- und Wissensdefizit: Zur Abschätzung der Risiken fehlen die Erkundung der Altbohrungen und der tiefgreifenden Störungen, insbesondere im Hinblick auf die Potenzialdifferenzen und Durchlässigkeiten. Ergebnisse aus entsprechenden Untersuchungen im Verbund mit weiteren numerischen Modellierungen (vgl. auch die bereits vorliegenden überschlägigen numerischen Modellierungen im Exxon Dialogprozess) könnten dazu beitragen, diesbezüglich zukünftig belastbare Aussagen machen zu können.

Handlungsbedarf:

- Auswertung bislang nicht zugänglicher Unterlagen,
- Felduntersuchungen (3D-Seismik, Bohrungen ohne Frack),
- Aufstellung von Regionalmodellen,
- ggf. Abgleich mit den Ergebnissen des ExxonDialogprozesses).

» siehe Langfassung Kap. 9

9 Bewertungs- und Genehmigungskriterien und Monitoring

Einleitung

Im vorliegenden Kapitel wird auf die Fragen eingegangen,

1. welche Kriterien nach belastbaren naturwissenschaftlichen Gesichtspunkten entwickelt bzw. ausgewählt werden müssen, 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 und
2. welche aktiven Begleit- und Beobachtungsmaßnahmen (Monitoring) notwendig sind, um mögliche unerwünschte Auswirkungen (frühzeitig) zu entdecken?

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 (Kap. 8).

Die zur Bewertung der direkten Umweltauswirkungen (Kap. 7) 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.

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 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, Hinweise 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 (s. Kap. 11).
- 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.

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),
- Abschluss/Nachsorge (Phase D) (Abb. 1-4).

Grundlage der Maßnahmen in den Phasen A und B1 ist eine bergrechtlich erteilte Aufsuchungserlaubnis. Grundlage der Phasen B2 bis D ist eine bergrechtlich ausgesprochene Bewilligung der Gewinnung.

Unabhängig davon muss für jede Maßnahme eine Betriebszulassung und eng damit verbunden eine wasserrechtliche Erlaubnis erteilt werden.

Die hier empfohlenen und weiter zu erarbeitenden Bewertungs- und Genehmigungskriterien beziehen sich auf die Betriebszulassung bzw. die wasserrechtliche Erlaubnis, die nur dann erteilt werden sollten, wenn die dafür jeweils geregelten Umweltauflagen erfüllt sind.

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

Abb. 9-1: Vorschlag für Bewertungskriterien und notwendige Untersuchungsschritte

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.

Wir erwarten grundlegend neue Erkenntnisse, so dass wir für die weiteren Phasen B2, C und D derzeit lediglich einen Ausblick geben können.

Bewertungs- und Genehmigungskriterien

Betriebsphase A

Die Betriebsphase A (Erkundungsbohrung ohne Frack) unterscheidet sich nicht grundlegend von gängigen Tiefbohrvorhaben, 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 Risikoanalyse (Schritt 1) sind für die Bereiche, in denen Umweltauswirkungen 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 und ggf. örtliche Untersuchung.

Zur Verbesserung der Datenlage über die Beschaffenheit der Formationswässer von Schiefer- und Flözgas-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.

Betriebsphase B1

Der Einstieg in die Betriebsphase B1 sollte unter dem Vorbehalt der Erfüllung von Entscheidungskriterien stehen (s. Kap. 11).

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 konkreten 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 (insbesondere hinsichtlich Phase D)
 - a. Die im Gutachten analysierten Studien (z.B.

Veröffentlichung in Society of Petroleum Engineers oder Berichte der US EPA [EPA 2004] und [EPA 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.

Desweiteren 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 [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. Desweiteren 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 1 % der 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 Einspressbohrungen (§ 36 BVOT NRW) sind aus unserer Sicht auf Stimulationsmaßnahmen anzuwenden und zu konkretisieren. Da die tatsächlichen Abmaße 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 1,1-fache der Bohrerüsthöhe, in § 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 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 technischen Anhang zu Kapitel 8 (Risiko) 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.

Genehmigungskriterien 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 Wirkschwellen 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.

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 (s. Monitoring).

Technik

Die Phasen B2, C und D werden genehmigungsrechtlich im Rahmen der 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 ein Rahmenbetriebsplan vom Antragsteller gefordert werden, in dem 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 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.

Raumplanerische Anforderungen

Die Analysen zur Raumbedeutsamkeit und -wirksamkeit (s. Kap. 3) bilden eine erste Grundlage für die Bewertung von Vorhaben zur Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen aus raumplanerischer Sicht.

Nachfolgend sind auf dieser Basis in zeitlich und inhaltlich aufeinander aufbauenden Untersuchungs-, Planungs- und Genehmigungsphasen im Hinblick auf die weiteren Bearbeitungsschritte (s. Abb. 11-1) verschiedene Aspekte zu klären:

Standortunabhängig ist die Raumbedeutsamkeit von Vorhaben zur Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten sowie deren Übereinstimmung mit der Leitvorstellung nachhaltiger Raumentwicklung vertieft rechtlich zu prüfen. Diese Prüfung sollte sowohl oberirdische als auch unterirdische Aspekte der Raumplanung beinhalten. Insbesondere ist unter Bezug auf die Betriebsphasen A bis C zu klären, welcher Schwel-

lenwert eine Raumbedeutsamkeit entsprechender Vorhaben auslöst.

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 Schwellenwerte für die Raumbedeutsamkeit 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.

Darüber hinausgehend erscheint eine inhaltliche und rechtliche Prüfung sinnvoll, in welcher Art und Weise einerseits raumbedeutsame Vorhaben der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Raumordnungsplänen darstellbar sind (auch in der 3. Dimension unter Berücksichtigung der unterirdischen Raumplanung) bzw. wie andererseits entsprechende Nutzungen in schutzbedürftigen Bereichen ausgeschlossen werden können.

Aufbauend auf den zuvor genannten Darstellungsvorschlägen wird in Abhängigkeit von der Festlegung der Kriterien und Schwellenwerte möglicherweise bereits vor Eintritt in die Phase B1 (Fracken zur Erkundung) 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 durchzuführen. Bei der Aufstellung und Änderung der Raumordnungspläne ist eine strategische Umweltprüfung durchzuführen (§ 9 ROG).

Es wird weiterhin empfohlen, nach Festlegung der Schwellenwerte für die Raumbedeutsamkeit zur räumlichen Steuerung und Umsetzung raumbedeutsamer Vorhaben der Gasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten ein obligatorisches 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. Ergebnis der Prüfung ist eine Entscheidungsgrundlage für die Träger der Regionalplanung zur Änderung von Regionalplänen.

Die planerischen kommunalen Entscheidungen von Gemeinden müssen mit den Zielen der Raumordnung in Übereinstimmung gebracht werden. Inso-

weit folgt aus möglichen Festlegungen der Raumordnungspläne für die Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten unmittelbar eine Anpassungspflicht für die Gemeinden.

Monitoring

Für die Phasen der Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten (Phasen A, B1, B2 und C) dient das Monitoring vor allem der Kontrolle (Einhaltung der Genehmigungskriterien), der Früherkennung und Bewertung von Abweichungen von den vereinbarten Zielen sowie der Steuerung des Vorhabens gemäß den jeweiligen Handlungsoptionen.

Um die o.g. Ansprüche zu erfüllen, benötigt ein Monitoring vier Kernelemente:

- 1. Ziele, Zielerreichung und Informationsbedarf**
→ Aus den Zielen ergibt sich Informationsbedarf, der das Monitoring steuert. Erst auf dieser Basis wird das Monitoring konzipiert (Strategie, Messnetze, Parameter, Indikatoren, Auswertemethoden, etc.).
- 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.

Ein Monitoring verläuft in einem Kreislaufprozess und ist fortlaufend den hinzukommenden Erkenntnissen und Anforderungen anzupassen.

Bereits in der Betriebsphase A – und fortgesetzt in den eventuell anschließenden Betriebsphasen – sind für die fachlich abgeleiteten Genehmigungskriterien geeignete Monitoringindikatoren abzuleiten, mit deren Hilfe das Vorhaben – bzw. die jeweils genehmigten Teile – überwacht und gesteuert werden können.



Abb. 9-2: Monitoringkreis

Nach den Erfahrungen aus anderen großräumigen Eingriffen (z.B. Braunkohlentagebau Garzweiler) sollte das Monitoring auf Basis einer breiten Beteiligung der jeweiligen Akteursgruppen (Behörden, Bergbautreibender, Kommunen, Wasserversorger, Naturschutzverbände, etc.) abgestimmt und transparent kommuniziert werden.

Hierbei ist es wichtig, mit dem Konzept des Monitorings frühzeitig (weit im Vorfeld der geplanten Vorhaben) zu beginnen, um beispielsweise im Hinblick auf die aktuelle Grundwasserbeschaffenheit und Gasgehalte im oberflächennahen Grundwasser geeignete Nullmessungen zu haben. Das Monitoring ist dann im Laufe der Zeit fortlaufend zu konkretisieren.

Aufbau und Organisation eines funktionierenden Monitorings sind komplexe Aufgaben. Mit den entsprechenden Arbeiten sollte frühzeitig begonnen werden. Vor dem Hintergrund der fast 15-jährigen Erfahrungen 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 zu Arbeitsfeldern). Zum derzeitigen Zeitpunkt sehen wir hier i.W. die Arbeitsfelder:
 - Grundwassersystem / Grund- und Oberflächengewässer,
 - unterirdische Gasausbreitung,
 - Gefährdungspotenziale Stoffe (Frack-Fluide, Formationswasser und Flowback) / Fracking-Technologie,

- Seismizität,
- Anlagensicherheit / Bohrlochintegrität,
- 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).
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 zusammenfassenden Monitoringberichten (z.B. Jahresberichte).

10 Erfahrungen aus anderen Staaten vor allen den USA

Einleitung

Der Großteil der ausgewerteten Fachliteratur stammt aus den USA, da dort bereits jahrzehntelange Erfahrungen mit dem Einsatz der Fracking-Technologie vorliegen und insbesondere in den letzten Jahren die Forschungsanstrengungen in Bezug auf die Umweltauswirkungen intensiviert wurden. Darüber hinaus wurden im Wesentlichen noch Studien und Berichte aus Australien und einzelnen europäischen Staaten (Großbritannien, Niederlande, etc.) berücksichtigt.

In der aktuellen Diskussion zum Einsatz der Fracking-Technologie werden immer wieder Verweise auf Fallbeispiele oder Studien in den USA gemacht. Dabei gibt es in der Regel je nach Argumentationsstandpunkt zwei grundsätzlich verschiedene Reaktionsmuster: Der Verweis auf die USA wird entweder abgelehnt, „weil dort die Verhältnisse ganz anders sind als bei uns“ oder es wird ausdrücklich auf die dortigen (positiven oder negativen) Erfahrungen verwiesen: „seit 40 Jahren ist dort nichts passiert“ oder „dort brennen die Wasserhähne“.

Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen des Gutachtens zu ausgewählten Themen eine Einschätzung zur Übertragbarkeit der Darstellungen und Studien aus dem Ausland, vor allem den USA, auf die heimische Region vorgenommen.

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, 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.

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), 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 Datlage in Deutschland nach sich ziehen.

Geologie

In den USA sind mittlerweile über 100.000 Bohrungen mit Fracks in vielen unterschiedlichen geologischen Settings niedergebracht worden. Es ist deshalb davon auszugehen, dass einige davon auch Analogien zu deutschen Vorkommen erlauben. Allerdings verfügen die Gutachter über keine ausrei-

chenden Detailkenntnisse über die geologischen Verhältnisse in den USA, so dass nicht klar ist, ob und mit welchen amerikanischen Lagerstätten die deutschen Vorkommen verglichen werden können.

Technische Aspekte und Versagensfälle

Die technische Ausgestaltung der Betriebe orientiert sich maßgeblich an den jeweiligen gesetzlichen Vorgaben, der lagerstättenspezifischen Geologie und sonstiger natürlicher Randbedingungen sowie an den Erfahrungen der Betreiber mit gewissen Technologien und Prozessen. Die Ausgestaltung der Bohrungen ist in den USA – entsprechend den gesetzlichen oder untergesetzlichen Vorgaben – von Bundesstaat zu Bundesstaat unterschiedlich.

Grundsätzlich sind die eingesetzten Erschließungs- und Gewinnungstechnologien weltweit vergleichbar und teilweise identisch. Es werden oftmals Standards des American Petroleum Institute (API) für die technische Ausführung von Komponenten, Anlagenteilen oder Prozessen zugrunde gelegt.

Durch die teilweise unterschiedlichen geologischen Randbedingungen zwischen den USA und NRW insbesondere in Bezug auf die Kohleflözgas-Lagerstätten ergeben sich Unterschiede bei absehbaren Gewinnungstechnologien. In den Gesprächen mit den Betreibern wurde ersichtlich, dass insbesondere bei Kohleflözgas-Lagerstätten in NRW im Gegensatz zu den USA aus heutiger Sicht nicht mit einer Erschließung mittels Horizontalbohrungen zu rechnen ist.

Aus den USA sind in den letzten Jahrzehnten Versagensfälle der Barrieren, insbesondere der Zementation bekannt geworden, die teilweise zu Schadstoffeinträgen ins Grundwasser oder in Oberflächengewässer geführt haben. Die Versagensfälle in den USA sind fast ausschließlich auf nicht ordnungsgemäße Ausführung der Zementationsmaßnahmen durch die jeweiligen Betreiber zurückzuführen. Eine pauschale Übertragbarkeit dieser Versagensfälle 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.

Beschaffenheit der Frack-Fluide

Frack-Fluide werden in Abhängigkeit der zu erwartenden Lagerstättenbedingungen individuell angepasst. Eine direkte Übertragbarkeit der in den USA eingesetzten Fluide auf NRW ist deswegen nicht möglich.

Ein Vergleich der in den USA und in Deutschland in der Vergangenheit eingesetzten Additive macht jedoch deutlich, dass 59 der 76 in Deutschland bislang eingesetzten Additive, zu denen eine eindeutige CAS-Nummer vorliegt, nach den Angaben von Waxman et al. (2011) auch in den USA eingesetzt wurden. Bei der Auswahl verwendeter Frack-Additive bestehen hier also durchaus Gemeinsamkeiten, zu denen auch die relativ kleine Zahl weltweit tätiger Frack-Servicefirmen beiträgt. Da der Markt für Frack-Serviceleistungen in Deutschland um ein Vielfaches kleiner ist als in den USA, ist anzunehmen, dass keine Frack-Zubereitungen speziell nur für den deutschen Markt entwickelt werden.

Umgang mit Flowback

In Deutschland wie in den USA ist die Injektion (Verpressung) der Abwässer nach einer Zwischenbehandlung in Versenk- bzw. Disposalbohrungen die bevorzugte Entsorgungsvariante.

Einige US-Staaten bereiten den Flowback in kommunalen oder industriellen Kläranlagen auf. Allerdings kann die Zusammensetzung dieser Abwässer (z.B. aufgrund hoher Salzgehalte und Biozidrückstände) große Herausforderungen an die Technik der Kläranlagen stellen. Das Eindampfen des Flowback durch Evaporation in offenen Tanks in einigen ariden U.S. Bundesstaaten ist aufgrund der unterschiedlichen klimatischen Situation in Deutschland keine Option.

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 internationale Fachliteratur muss weiterhin eng im Blick gehalten werden. Dies gilt insbesondere hinsichtlich einer umfangreichen Studie der U.S. EPA, die im Jahr 2014 vorliegen soll. Darüber hinaus sollten Erfahrungen, die derzeit in Europa gesammelt werden (u.a. Polen), kontinuierlich ausgewertet werden.

Derzeit gibt es insbesondere in den Vereinigten Staaten so viele wesentliche naturwissenschaftliche, technische und politische Entwicklungen von großer Bedeutung auch für NRW, dass eine intensive Beobachtung und zeitnahe Auswertung der Literatur und Internetpräsenz durch Fach- und Genehmigungsbehörden in NRW dringend empfohlen wird.

» siehe Langfassung Kap. 12

11 Gesamtfazit und Empfehlungen zur weiteren Vorgehensweise

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 Frackingtechnologie 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.

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 vermutete Kohleflözgas- und Schiefergas-Vorkommen, die mit Tiefenlagen von teilweise < 1.000 m im Vergleich zu den 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 Gas-Vorkommen 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 Gas-Vorkommen weisen gegenüber konventionellen Gas-Vorkommen die Besonderheit auf, dass die wirtschaftliche Gewinnung von Erdgas oftmals erst durch den Einsatz der sogenannten Fracking-Technologie möglich ist.

In der näheren Umgebung der Tiefbohrungen werden im Gestein des gasführenden Lagerstättenhorizonts mit hydraulischem Druck und unter Einsatz von Chemikalien (z.B. Biozide, Säuren, Gelbildner etc.) Risse erzeugt. 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. Da die Erkundung vermuteter Kohleflözgas- und Schiefergas-Vorkommen noch ganz am Anfang steht und im Rahmen der aktuell erteilten Erlaubnisse erst eine Erkundungsbohrung abgeteufte wurde, ist die Frage nach der wirtschaftlichen Gewinnbarkeit bisher nicht geklärt.

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 Beurteilung zur Genehmigung des Frackings 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 Konkurrenz.

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 und den besonderen Konzepten zur Erschließung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen sind insbesondere die Wirkfaktorgruppen Flächeninanspruchnahme, nichtstoffliche 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 über-tägige 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 während der Gewinnungsphase anfallenden Formationswässer) über Disposalbohrungen derzeit als wichtige Randbedingung für die (wirtschaftliche) Gewinnung unkonventioneller Gas-Vorkommen 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 möglichen 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 Beurteilung zur Genehmigung des Frackings zu bearbeitende Aufgaben:

→ Prüfung, ob die bestehenden rechtlichen Regelungen ausreichen, um die potenziellen direkten Umweltauswirkungen von Fracking-Vorhaben (Einzelvorhaben und Gesamterschließung) 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 Routen 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 Gasanstiege wurden verschiedene mögliche Pfadgruppen identifiziert: Störungen, flächenhafte Anstiege 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 entwickelte 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 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 derzeit 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 Beurteilung zur Genehmigung des Frackings 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 umwelttoxicologisch 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 Beurteilung zur Genehmigung des Frackings zu bearbeitende Aufgaben:

→ Die weiteren naturwissenschaftlichen und technischen 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 allen 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.

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 Entsorgung 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.

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 in 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. 11-1).

21. Die Gutachter haben einen Vorgehensplan erarbeitet (Abb. 11-1), in dem die erforderlichen Arbeiten nach den Betriebsphasen gegliedert dargestellt sind.

Das Vorgehen erfolgt schrittweise. Nach jedem Schritt gibt es sogenannte Entscheidungspunkte. Dort wird geprüft und entschieden, ob und ggf. wie weiter vorangeschritten werden sollte. Der Einstieg in Phase A bedeutet somit keine Vorentscheidung für den Einstieg in die Phase B1 (s. Abb. 11-1).

Die Entscheidungspunkte werden im Vorfeld mit Kriterien belegt, deren Erfüllung Voraussetzung für den nächsten Schritt ist (s. Pkt. 14). In der Abbildung 11-1 ist der erste Schritt farblich 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 berücksichtigt werden.

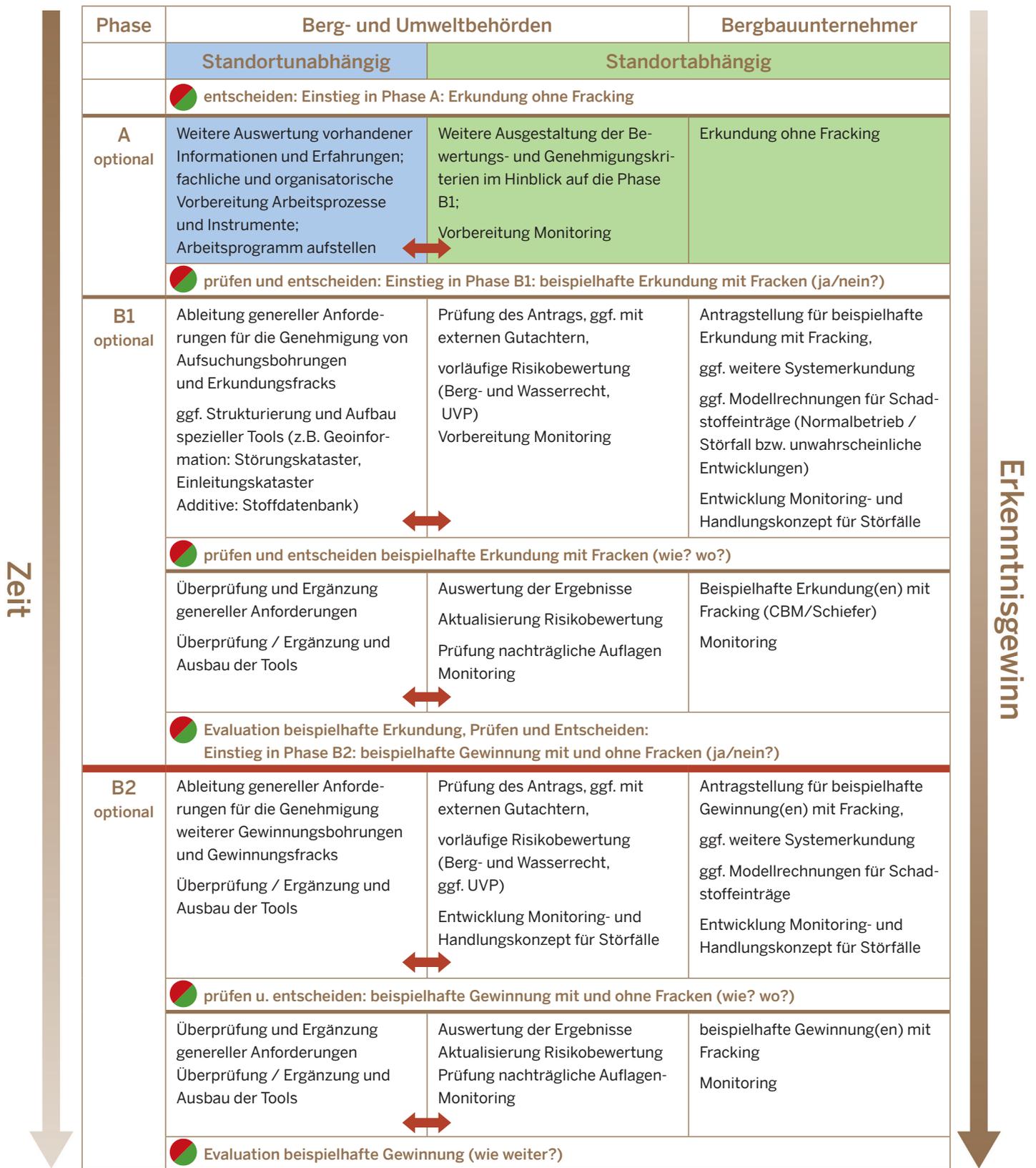


Abb. 11-1: Empfehlungen zum weiteren Vorgehen für die Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgas-Vorkommen in NRW

Literaturverzeichnis

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

EC TGD, European Commission Technical Guidance Document (2003): Technical Guidance Document concerning the placing of biocidal products on the market, Part II. European Commission Joint Research Centre, European Chemicals Bureau, Institute for Health and Consumer Protection, Italy http://ihcp.jrc.ec.europa.eu/our_activities/public-health/risk_assessment_of_Biocides/doc/tgd (02.05.2012).

EPA (2004): Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. US Environmental Protection Agency, Juni 2004. Washington, D.C.

EPA (2011): Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. Office of Research and Development US Environmental Protection Agency, November 2011. Washington, D.C.

FÜRST, Dietrich; SCHOLLES, Frank [Hrsg.]. (2001): Handbuch Theorien und Methoden der Raum- und Umweltplanung. 3., vollständig überarbeitete Auflage. Verlag Dorothea Rohn, Detmold.

GD-NRW (2011): Unkonventionelle Erdgasvorkommen in Nordrhein-Westfalen. - Online im Internet: http://www.gd.nrw.de/zip/l_rcbm01.pdf

GRIGO, W., FRISCHE, A., KRÜGER, A., KUGEL, J. & MEHLBERG, F. (2011): Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus unkonventionellen Lagerstätten in NRW. Vortrag auf dem 13. Aachener Altlasten- und Bergschadenskundliches Kolloquium. In: Frenz, W. & Preuße, A. (Hrsg.) (2011): Chancen und Risiken von unkonventionellem Erdgas. Heft 126 der Schriftenreihe der GDMB Gesellschaft für Bergbau, Metallurgie, Rohstoff- und Umwelttechnik.

GSCHIEL, Martina (2009): Bewertung regionaler Auswirkungen von Großprojekten. Erarbeitung eines Kriterienkatalogs am Beispiel der geplanten Marchfeld Schnellstraße. Dissertation zur Erlangung des Doktorgrades an der Universität für Bodenkultur Wien. Unveröffentlicht

LAWA, Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (2004): Ableitung von Geringfügigkeitsschwellen für das Grundwasser, http://www.lawa.de/documents/GFS-Bericht-DE_a8c.pdf (13.04.2012).

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-erdgasund-frac.de/sites/dialog-erdgasund-frac.de/files/Gutachten%20zur%20Abwasserentsorgung%20und%20Stoffstrombilanz%20ISAH%20Mai%202012.pdf](http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasund-frac.de/files/Gutachten%20zur%20Abwasserentsorgung%20und%20Stoffstrombilanz%20ISAH%20Mai%202012.pdf) (17.05.2012).

UBA, Umweltbundesamt (2003): Bewertung der Anwesenheit teil- oder nicht bewertbarer Stoffe im Trinkwasser aus gesundheitlicher Sicht. <http://www.umweltbundesamt.de/wasser/themen/downloads/trinkwasser/Empfehlung-Nicht-bewertbare-Stoffe.pdf> (13.04.2012).

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).

Impressum

Herausgeber/Auftraggeber

Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz
des Landes Nordrhein-Westfalen

in Abstimmung mit

Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen

Gutachter/Auftragnehmer

ahu AG Wasser • Boden • Geomatik

Dr. H. Georg Meiners, Dr. Michael Denneborg, Frank Müller

Brenk Systemplanung GmbH

Dr. José B. Pateiro Fernández, Dr. Guido Deißmann, Dr. André Filby, Dr. Rainer Barthel, Thomas Cramer

IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasser

Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH

Dr. Axel Bergmann, Dr. Carsten Hansen, Dr. Frank-Andreas Weber, Prof. Dr. Elke Dopp,

Prof. Dr. Christoph Schüth

in Kooperation mit

BKR Aachen

Britta Schippers, André Simon

delta h Ingenieurgesellschaft mbH

Dr. Christoph König, Dr. Britta Rosen

FORALITH Drilling Support AG

Dirk Alfermann

FUMINCO GmbH

Stefan Fuchs, Lena Tuxhorn

Bildnachweis

Abb. 5-1: Meiners

Satz, Grafik und Gestaltung

ahu AG, Aachen



Herausgeber / Auftraggeber:
Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz
des Landes Nordrhein-Westfalen

in Abstimmung mit:
Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes
Nordrhein-Westfalen