



Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen

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

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

6. September 2012

Gutachter/Auftragnehmer



ahu AG Wasser • Boden • Geomatik
Kirberichshofer Weg 6, 52066 Aachen
<http://www.ahu.de>
Dr. H. Georg Meiners, Dr. Michael Denneborg, Frank Müller



Brenk Systemplanung GmbH
Heider-Hof-Weg 23, 52080 Aachen
<http://www.brenk.com>
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
Moritzstr. 26, 45476 Mülheim an der Ruhr
<http://www.iww-online.de>
Dr. Axel Bergmann, Dr. Carsten Hansen, Dr. Frank-Andreas Weber,
Prof. Dr. Elke Dopp, Prof. Dr. Christoph Schüth

In Kooperation mit



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



delta h Ingenieurgesellschaft mbH
Parkweg 67, 58453 Witten
<http://www.delta-h.de>
Dr. Christoph König, Dr. Britta Rosen



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



FUMINCO GmbH
Heinrichsallee 41, 52062 Aachen
<http://www.fuminco.com>
Stefan Fuchs, Lena Tuxhorn

Ansprechpartner für das Gutachterkonsortium:

Dr. H. Georg Meiners (ahu AG)

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).

INHALTSVERZEICHNIS

Hinweis: Die Seiten sind kapitelweise durchnummeriert.

1	ANLASS UND AUSGANGSSITUATION	
2	ZIELSETZUNG UND VORGEHENSWEISE	
2.1	Einleitung	1
2.2	Zielsetzung	2
2.3	Vorgehensweise	3
2.4	Daten- und Informationsgrundlagen	8
2.5	Verwendung von Fachbegriffen	9
3	UNKONVENTIONELLE ERDGAS-VORKOMMEN IN NRW	
3.1	Einleitung und Datengrundlage	1
3.2	Einführung	2
3.3	Kohleflözgas / Coal bed methane (CBM)	6
3.4	Schiefergas / Shale Gas	9
3.5	Tight Gas-Vorkommen	12
3.6	Aufsuchungsfelder in NRW	12
3.7	Unsicherheiten / Wissensdefizite	14
3.8	Literatur	15
4	RAUM- UND UMWELTPLANERISCHE BELANGE	
4.1	Vorgehensweise	1
4.1.1	Vorbemerkung	1
4.1.2	Methodik	2
4.1.3	Bewertungsgrundlagen	6
4.1.4	Informations- und Datengrundlage	13
4.2	Zusammenfassende Darstellung des Raumwiderstands	13
4.3	Resümee	21
4.4	Hinweise zur Datengrundlage	22
4.5	Quellen	23
4.5.1	Literatur	23
4.5.2	Gesetze, Verordnungen und Richtlinien	26
4.5.3	Datengrundlage	32
<u>Anhang zu Kap. 4: Erläuterung der Kriterien zur Bewertung des Raumwiderstands</u>		
A4.1	Schutz des Menschen und seiner Gesundheit	1
A4.1.1	Allgemeine Siedlungsbereiche (ASB) gem. Regionalplan	2
A4.1.2	Flächennutzungspläne: Wohn- und Mischbauflächen	4
A4.1.3	Zusammenfassende Bewertung	6
A4.2	Landschafts- und Freiraumschutz, Erholungsfunktion	7
A4.2.1	Allgemeine Freiraum- und Agrarbereiche	9

A4.2.2	Regionale Grünzüge	11
A4.2.3	Bereiche zum Schutz der Landschaft	12
A4.2.4	Waldbereiche gemäß Regionalplan	13
A4.2.5	Naturparke (NTP)	15
A4.2.6	Landschaftsschutzgebiete (LSG)	16
A4.2.7	Zusammenfassende Bewertung	18
A4.3	Naturschutz	19
A4.3.1	Gebiete für den Schutz der Natur (GSN) und Feuchtgebiete von internationaler Bedeutung	21
A4.3.2	Bereiche zum Schutz der Natur (BSN)	22
A4.3.3	Natura 2000-Gebiete (Vogelschutzgebiete, Fauna-Flora-Habitat-Gebiete)	23
A4.3.4	Naturschutzgebiete (NSG)	24
A4.3.5	Nationalparke, geplante Nationalparke	25
A4.3.6	Geschützte Landschaftsbestandteile und Naturdenkmale	26
A4.3.7	Gesetzlich geschützte Biotop gem. § 30 BNatSchG	27
A4.3.8	Naturnahe Wälder (Altwaldflächen, Naturwaldzellen, Wildnisgebiete)	28
A4.3.9	Lebensräume planungsrelevanter Pflanzen- und Tierarten	29
A4.3.10	Landesweite Biotopverbundplanung des LANUV	30
A4.3.11	Landesweites Biotopkataster des LANUV	32
A4.3.12	Schutzwürdige Böden	32
A4.3.13	Zusammenfassende Bewertung	34
A4.4	Grundwasser- und Gewässerschutz	35
A4.4.1	Freiraumfunktionen des LEP mit Bezug zu Wasser/ Grundwasser	37
A4.4.2	„Grundwasser- und Gewässerschutz“ resp. „Schutz der Gewässer“ gem. Regionalplan	39
A4.4.3	Wasserschutzgebiete	41
A4.4.4	Heilquellenschutzgebiete	42
A4.4.5	Überschwemmungsbereiche gem. Regionalplan	44
A4.4.6	Festgesetzte Überschwemmungsgebiete	45
A4.4.7	Überschwemmungsgefährdete Gebiete, rückgewinnbare Rückhalteflächen und überflutete Flächen	47
A4.4.8	Oberflächengewässer	48
A4.4.9	Zusammenfassende Bewertung	50

5 HYDROGEOLOGISCHE SYSTEMANALYSE DER GEOSYSTEME

5.1	Einführung in die hydrogeologische Systemanalyse	1
5.2	Geosystem Kohleflözgas Münsterland	4
5.2.1	Überblick	4
5.2.2	Geologie, Hydrogeologie und Hydrochemie	6
5.2.3	Systemanalyse Münsterländer Becken	23
5.2.4	Daten- und Kenntnisdefizite zu den hydraulischen Randbedingungen der Grubenwasserhaltungen	40
5.2.5	Behebung der Daten- und Kenntnisdefizite	41
5.3	Geosystem linker Niederrhein (Kohleflöz- u. Schiefergas)	42
5.3.1	Überblick	42
5.3.2	Geologie, Hydrogeologie und Hydrochemie	44

5.3.3	Systemanalyse Linker Niederrhein	55
5.3.4	Daten und Kenntnisdefizite Systemanalyse Nördlicher Niederrhein	57
5.3.5	Behebung der Daten- und Kenntnisdefizite	57
5.3.6	Daten- und Kenntnisdefizite Geosystem südlicher Niederrhein	58
5.3.7	Behebung der Daten- und Kenntnisdefizite	58
5.3.8	Daten und Kenntnisdefizite linker Niederrhein	60
5.3.9	Behebung der Daten- und Kenntnisdefizite	60
5.4	Geosystem Ibbenbüren (Kohleflözgas/Schiefergas)	60
5.4.1	Überblick	60
5.4.2	Geologie/Hydrogeologie/Hydrochemie	63
5.4.3	Systemanalyse Ibbenbüren und Umfeld	71
5.4.4	Daten und Kenntnisdefizite	72
5.4.5	Behebung der Daten- und Kenntnisdefizite Geosystem Ibbenbüren (Kohleflözgas)	72
5.4.6	Geosystem Ibbenbürener Umfeld (Schiefergas)	72
5.4.7	Daten- und Kenntnisdefizite im Geosystem Ibbenbüren (Schiefergas)	73
5.4.8	Behebung der Daten- und Kenntnisdefizite	73
5.5	Geosystem Rheinisches Schiefergebirge (Schiefergas)	74
5.5.1	Überblick	74
5.5.2	Geologie, Hydrogeologie und Hydrochemie	75
5.5.3	Systemanalyse	76
5.5.4	Unsicherheiten/Wissensdefizite	77
5.6	Geosystem Weserrandgebirgsmulde (Schiefergas)	77
5.6.1	Überblick	77
5.6.2	Geologie, Hydrogeologie und Hydrochemie	77
5.6.3	Systemanalyse	81
5.6.4	Unsicherheiten/Wissensdefizite	81
5.7	Geosystem Osnabrücker Bergland (Schiefergas)	82
5.7.1	Überblick	82
5.7.2	Geologie, Hydrogeologie und Hydrochemie	82
5.7.3	Systemanalyse	82
5.7.4	Unsicherheiten/Wissensdefizite	82
5.8	Literatur	83

6 ERKUNDUNGS- UND GEWINNUNGSTECHNIKEN

6.1	Informationsgrundlagen	1
6.2	Einleitung	9
6.3	Darstellung der generellen Gewinnungsstrategien für unkonventionelle Erdgas-Vorkommen	12
6.3.1	Kohleflözgas-Lagerstätten	12
6.3.2	Schiefergas-Lagerstätten	15
6.4	Stand der Bohrtechnik	16
6.4.1	Komponenten	16
6.4.2	Bohrlochgeometrien	50
6.4.3	Bohrverfahren	54
6.5	Stand der Technik des Bohrlochausbaus	71
6.5.1	Bohrlochverrohrung (Casing) und Zementation	71

6.5.2	Zementation	76
6.5.3	Ausbau von Multilateralbohrungen	89
6.5.4	Komplettierung (Completion)	91
6.6	Stand der Stimulationstechniken	99
6.6.1	Definition des Begriffs „Frac“	100
6.6.2	Frack-Techniken	116
6.6.3	Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten ohne Frack-Behandlung	127
6.7	Stand der Technik bei Erdgasgewinnung, Entwässerung und Wasserhaltung	128
6.7.1	Anforderungen an die Entwässerungstechnik	128
6.7.2	Entwässerungsverfahren	134
6.7.3	Übersicht über die derzeit eingesetzten und einsetzbaren Abwasseraufbereitungstechniken	139
6.7.4	Lagerstättenwasserentsorgungswege	145
6.8	Gesamtkonzept zur Erschließung von unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten	145
6.8.1	Erkundungsstrategien und Vorversuche	145
6.8.2	Lagerstättenerschließungskonzepte	146
6.9	Szenarien und konzeptionelle Standortmodelle zur Erkundung und Gewinnung von unkonventionellen Gasvorkommen in NRW	148
6.9.1	Einleitung	148
6.9.2	Die 10 %-Flächenszenarien A und B	149
6.9.3	Szenariounabhängige Modelle	154
6.9.4	Szenarioabhängige Modelle	163
6.9.5	Lebenszyklusbetrachtung	187
6.10	Unsicherheiten/Wissensdefizite	222
6.11	Literatur / Verwendete Informationen	223

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

7.1	Zielsetzung und Vorgehensweise	2
7.2	Frack-Fluide	3
7.2.1	Einsatzzweck der Frack-Additive	4
7.2.2	Kriterien zur Auswahl der Frack-Additive	8
7.2.3	In Deutschland eingesetzte Frack-Fluide	13
7.2.4	In den USA eingesetzte Frack-Fluide	30
7.2.5	Aktuelle Produktpalette ausgewählter Servicefirmen	39
7.2.6	Trends und zukünftige Weiterentwicklungen	50
7.2.7	Zusammensetzung potenziell in NRW einsetzbarer Frack-Fluide	52
7.3	Flowback	55
7.3.1	Mengen	57
7.3.2	Anteil des zurückgeführten Frack-Fluids	59
7.3.3	Chemische Beschaffenheit	61
7.4	Bewertung von Gefährdungspotenzialen	66
7.4.1	Bewertungsmethode	66
7.4.2	Einstufung nach Anlagen- und Gefahrstoffrecht	79
7.5	Gefährdungspotenzial der in Schiefergas-Lagerstätten eingesetzten Fluide	81
7.5.1	Slickwater-Fluid Damme 3	81

7.5.2	Weiterentwickelte Frack-Fluide	95
7.6	Gefährdungspotenzial der in Kohleflözgas-Lagerstätten eingesetzten Fluide	107
7.6.1	Frack-Fluid Natarp	107
7.6.2	Weiterentwickelte Frack-Fluide	120
7.7	Gefährdungspotenzial der Formationswässer	120
7.7.1	Formationswässer in Schiefergas-Lagerstätten	120
7.7.2	Formationswässer in Kohleflözgas-Lagerstätten	123
7.8	Zusammenfassende Bewertung und Wissensdefizite	126
7.8.1	Frack-Fluide	126
7.8.2	Formationswässer und Flowback	128
7.9	Literatur	129
7.10	Abkürzungen	144

Anhang zu Kap. 7:

<i>Anhang 1:</i>	<i>Zusammenstellung der den Gutachtern bekannten Zubereitungen, die beim Fracking unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten in Deutschland bislang eingesetzt wurden</i>	1
<i>Anhang 2:</i>	<i>Zusammenstellung der den Gutachtern bekannten Stützmittel und Frack-Additive, die beim Fracking unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten in Deutschland bislang eingesetzt wurden, mit Angabe der Häufigkeit ihrer Verwendung im Zeitraum 1983-2011 bzw. 2000-2011</i>	9
<i>Anhang 3:</i>	<i>In den USA zwischen 2005 und 2009 eingesetzte Frack-Additive</i>	17
<i>Anhang 4:</i>	<i>Zusammenstellung verfügbarer NOAEL- und TDI-Werten und daraus berechnete gesundheitliche Leitwerte (LW) für ausgewählte Frack-Additive</i>	29
<i>Anhang 5:</i>	<i>Gesundheitliche Orientierungswerte (GOW) für ausgewählte Frack-Additive</i>	30
<i>Anhang 6:</i>	<i>Publizierte ökotoxikologischer Wirkkonzentrationen ausgewählter Frack-Additive nach Auswertung der ETOX-Datenbank (UBA 2012) und der ECOTOX-Datenbank (US EPA 2012) sowie verfügbarer Sicherheitsdatenblätter der Frack-Zubereitungen (SDB) und ausgewählter Primärliteratur.³¹</i>	
<i>Anhang 7:</i>	<i>Ableitung von Predicted No Effect Konzentrationen (PNEC) für ausgewählte Frack-Additive in Anlehnung an EC TGD (2003)</i>	34
<i>Anhang 8:</i>	<i>Auswahl relevanter physikalisch-chemischer Parameter bewerteter Additive nach Auswertung der IUCLID-Datenbank (IUCLID 2000) und dem Software EPI-Suite der U.S. EPA (EPI-Suite 2011)</i>	35

8 ANALYSE DER UMWELTAUSWIRKUNGEN

8.1	Grundlagen und Vorgehensweise	1
8.2	Beschreibung der möglichen Umweltauswirkungen	5
8.3	Wirkfaktorgruppe 1: Flächeninanspruchnahme	7
8.4	Wirkfaktorgruppe 2: Nichtstoffliche Einwirkungen	14
8.4.1	Lärmemissionen	14
8.4.2	Lichtemissionen	19
8.4.3	Erschütterungen	20
8.4.4	Radioaktivität	21
8.4.5	Umweltauswirkungen der nichtstofflichen Wirkfaktoren	24

8.5	Wirkfaktorgruppe 3: Stoffliche Einwirkungen	24
8.5.1	Gasförmige Emissionen von über Tage	25
8.5.2	Staubemissionen	29
8.5.3	Flüssige Abfälle zur Entsorgung	30
8.5.4	Feste Abfälle zur Entsorgung	32
8.5.5	Entsorgung von NORM	33
8.5.6	Stoffeinträge in den Untergrund	33
8.5.7	Änderungen im Wasserhaushalt	35
8.5.8	Stoffemissionen aus dem Untergrund	38
8.5.9	Umweltauswirkungen stofflicher Einwirkungen	39
8.6	Literatur	41

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

9.1	Einleitung	1
9.2	Methodischer Ansatz	1
9.3	Definition und Beschreibung der Wirkungspfade	6
9.3.1	Pfadgruppe 0: oberirdische Einträge	10
9.3.2	Pfadgruppe 1: punktuelle Pfade entlang von Bohrungen / Altbohrungen	20
9.3.3	Pfadgruppe 2: Linienhafte Pfade entlang von Störungen	26
9.3.4	Pfadgruppe 3: Flächiger Aufstieg und flächige Ausbreitung	31
9.4	Summarische und großräumige Auswirkungen sowie Langzeitwirkungen	34
9.5	Entsorgung des Flowback über Disposalbohrungen	34
9.6	Zusammenfassende Analyse der Relevanz der Wirkungspfade (inkl. Defizitanalyse)	35
9.7	Gefährdungspotenziale von Stoffen und Flowback	36
9.8	Beschreibung und erste Einschätzung möglicher Risiken für ausgewählte Geoszenarien	39
9.8.1	Fallbeispiel Geosystem zentrales Münsterland	40
9.8.2	Fallbeispiel Rheinisches Schiefergebirge	47
9.8.3	Fallbeispiel Entwässerung nördliches Ruhrgebiet / Bergbauzone	48
9.9	Literatur	54

Anhang zu Kap. 9: Eintrittswahrscheinlichkeiten der Technischen Wirkpfade

A9.1	Pfadgruppe 0: oberirdische Einträge	1
A9.1.1	Unkontrollierter Ausbruch von Fluiden und oder Gasen (Blowout-Ereignisse)	1
A9.1.2	Pfadgruppe 0: Transport wassergefährdender Stoffe per LKW	53
A9.1.3	Pfadgruppe 0: Transport wassergefährdender Stoffe per Rohrleitung	67
A9.2	Pfadgruppe 1: punktuelle Pfade entlang von Bohrungen/Altbohrungen	88
A9.2.1	Versagensszenarien in der Rish-Studie	88
A9.2.2	Diskussion der Ergebnisse und Übertragung	97
A9.2.3	Wirkungspfad 1a: Aufstieg in/an der Erkundungs- oder Produktionsbohrung	98
A9.2.4	Wirkungspfad 1c/1e: Versagen des Casings beim Fracking	99

A9.2.5	<i>Wirkungspfad 1b: Aufstieg in/an Altbohrungen sowie Wirkungspfad 1a: Langzeitsicherheit</i>	100
A9.2.6	<i>Wahrscheinlichkeit der Rissausbreitung bis zu einer Altbohrung/Störung</i>	103
A9.3	<i>Literatur im Anhang</i>	104

10 BEWERTUNGS- UND GENEHMIGUNGSKRITERIEN

10.1	Einleitung	1
10.2	Geosystem, Technik und Stoffe	4
10.2.1	Betriebsphase A	4
10.2.2	Betriebsphase B1	6
10.2.3	Ausblick auf weitere Betriebsphasen	11
10.3	Raumplanerische Anforderungen	13
10.3.1	Betriebsphase A	13
10.3.2	Betriebsphase B1	15
10.4	Literatur	16

11 ERFORDERLICHE SYSTEMERKUNDUNG UND MONITORING

11.1	Zusammenhang Systemerkundung und Monitoring	1
11.2	Aufgabe und Struktur eines Monitorings	2
11.3	Anforderungen an ein Monitoring für die erforderliche Systemerkundung (Phase A)	6
11.4	Anforderungen an ein Monitoring und für eine weitergehende Erkundung in der Phase B1	8
11.5	Weitergehende Erkundung und überwachendes Monitoring in den weiteren Betriebsphasen	11
11.6	Anforderungen an die numerische Modellierung der Stoff- und Gasausbreitung	11
11.6.1	Einleitung	11
11.6.2	Regionales Modell – Beispiel Münsterländer Becken	12
11.6.3	Lokale Standortmodelle	16
11.6.4	Kalibrierung und Validierung des regionalen sowie des lokalen Modells	18
11.6.5	Kopplung zwischen dem Strömungs- und geochemischen Modell	19
11.7	Literatur	22

12 ÜBERTRAGBARKEIT DER VERHÄLTNISSE IM AUSLAND (INSBESONDERE USA) AUF DIE SITUATION IN NRW

12.1	Einleitung	1
12.2	Rechtliche Rahmenbedingungen	3
12.3	Öffentlichkeit	3
12.4	Gemeinsamkeiten und Unterschiede zur hydrogeologischen Situation in den USA	4
12.5	Gemeinsamkeiten und Unterschiede in Bezug auf die Erschließungs- und Gewinnungstechnologien in den USA, Kanada und Australien	8
12.5.1	Erschließungs- und Gewinnungstechnologien und -strategien	8
12.5.2	Bohrungen	12

12.6	Umgang mit dem Flowback	15
12.7	Gemeinsamkeiten und Unterschiede in Bezug auf die eingesetzten Stoffe in den USA	19
12.8	Zwischenfazit Erfahrungen in anderen Staaten	20
12.9	Literatur	21

13 GESAMTFAZIT UND EMPFEHLUNGEN ZUR WEITEREN VORGEHENSWEISE

13.1	Vorbemerkung	1
13.2	Ergebnisse	1
13.3	Grundsätzliche Empfehlungen	9
13.4	Weitere Vorgehensweise	11

ABBILDUNGEN

1 ANLASS UND AUSGANGSSITUATION

- Abb. 1.1: Überblick über den gestuften Ablauf der bergrechtlichen Genehmigungsverfahren (nach Grigo et al. 2011) 3

2 ZIELSETZUNG UND VORGEHENSWEISE

- Abb. 2.1: Phasen bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten (Lebenszyklusansatz) 4
- Abb. 2.2: Räumliche und zeitliche Dimension des NRW-Gutachtens 5

3 UNKONVENTIONELLE ERDGAS-VORKOMMEN IN NRW

- Abb. 3.1: Bandbreite der Permeabilitäten und Erfordernis des Frackens bei der Erdgasgewinnung 3
- Abb. 3.2: Überblick über die Geosysteme mit vermuteten Vorkommen an unkonventionellem Erdgas in NRW 5
- Abb. 3.3: Flözgasprofile des Oberkarbons Profil II: Niederrhein; Profil IV: Münsterland 8
- Abb. 3.4: Schiefergas und Fracking 10
- Abb. 3.5: Karte der beantragten und erteilten Felder zur Aufsuchung von Erdgas aus „unkonventionellen“ Lagerstätten in NRW 13

4 RAUM- UND UMWELTPLANERISCHE BELANGE

- Abb. 4.1: Modellhafte Verteilung von Bohrplätzen in einem Explorationsgebiet 6
- Abb. 4.2: Landesentwicklungsplanung und Planungsebenen 11
- Anhang zu Kap. 4:
- Abb. A4-1: Raumwiderstand – Schutz des Menschen und seiner Gesundheit 6
- Abb. A4.2: Raumwiderstand – Landschafts- und Freiraumschutz, Erholungsfunktion 18
- Abb. A4.3: Raumwiderstand – Naturschutz 35
- Abb. A4.4: Raumwiderstand – Grundwasser- und Gewässerschutz 50

5 HYDROGEOLOGISCHE SYSTEMANALYSE DER GEOSYSTEME

- Abb. 5.1: Verschiedene Klassifizierungen der Gesteinsdurchlässigkeiten 3
- Abb. 5.2: Überblick über das Kohleflözgas-Vorkommen Münsterländer Becken 5
- Abb. 5.3: Schnitt durch das Münsterländer Becken, Blick nach Osten 6
- Abb. 5.4: Stratigraphie und Schichtenfolge der Münsterländer Kreide 8
- Abb. 5.5: Verbreitung relevanter geologischer Einheiten im Münsterländer Becken 9
- Abb. 5.6: Abdampfrückstand (Gesamtlösungsinhalt) und Kochsalzsättigungsgrad in Grund- und Tiefenwässern im Ruhr-Revier 15
- Abb. 5.7: Balneologisch genutzte Mineral- und Heilquellen, Trink- und Heilquellenschutzgebiete, Mineral- und Heilwasserbrunnen sowie Chloridkonzentrationen im oberflächennahen Grundwasser im Münsterland und den umgebenden Gebieten 17

Abb. 5.8:	Bekannte tektonische Elemente im Münsterländer Becken ohne Zuordnung zu Störungen im Grund- oder Deckgebirge außerhalb der Bergbauzonen	21
Abb. 5.9:	Lage der Geosysteme im Münsterländer Becken und des hydrogeologischen Schnittes in Abbildung 5.10	24
Abb. 5.10:	Hydrogeologischer NO-SW Schnitt durch das Münsterländer Becken mit den Geosystem Zentrales Münsterland und randliches Münsterland	24
Abb. 5.11:	Steinkohlenbohrungen zwischen Hamm und Drensteinfurt im Abbaufeld Donar. Rot: Bohrungen < 1.000 m Tiefe, blau: sonstige Bohrungen	32
Abb. 5.12:	Geosystem randliches Münsterland: Südlicher Teilbereich	34
Abb. 5.13:	Bergbauzone, Verbreitung der Haltern Sande und Lage der Trinkwasserschutzzonen	36
Abb. 5.14:	Wanderung der Süßwasser – Salzwassergrenze bei Bad Sassendorf	38
Abb. 5.15:	Geologische Übersicht, Lage der Aufsuchungsfelder und der Schnittlagen in der Niederrheinischen Bucht	43
Abb. 5.16:	Geologische, hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Übersicht, Lage der Wassergewinnungsgebiete und Lage von Brunnen (Mineral- und Heilwässer)	44
Abb. 5.17:	Profil 1 – nördlicher Niederrhein Flözgas: Schematischer geologischer SW – NE-Schnitt durch die nördliche Niederrheinische Bucht	48
Abb. 5.18:	Profil 2 – südlicher Niederrhein Schiefergas: Schematischer geologischer NW – SE-Schnitte durch die südliche Niederrheinische Bucht	49
Abb. 5.19:	Profil 3 – südlicher Niederrhein Flözgas (Erkelenzer Horst, v.a. Feld Saxon 2): Schematischer geologischer NE – SW-Schnitt durch die südliche Niederrheinische Bucht	49
Abb. 5.20:	Geologische Übersicht und Lage der Aufsuchungsfelder im Umfeld des Ibbenbürener Karbonhorstes	62
Abb. 5.21:	Oberflächengewässer, Trink- und Heilquellenschutzgebiete sowie Mineral- und Heilquellen bzw. Brunnen (nicht dargestellt sind die zahlreichen sonstigen Trink- und Brauchwassernutzungen)	63
Abb. 5.22:	Schematischer geologischer SW-NE Schnitt durch den Ibbenbürener Karbon-Horst und die angrenzenden Vorlandbereiche	64
Abb. 5.23:	Ausstriche der Hangenden Alaunschiefer und der Trink- und Heilquellenschutzgebiete	74
Abb. 5.24:	Geologische SE-NW Schnitte von West nach Ost durch das Rheinische Schiefergebirge mit den Vorkommen der Hangenden Alaunschiefer	76
Abb. 5.25:	Verbreitung des „Wealden“ (Bückeberg-Formation), des oberflächennahen Posidonienschiefers, der Bohrungen Rahden und Oppenwehe	78
Abb. 5.26:	Geologischer SSW-NNE Schnitt durch die Wesergebirgsrandmulde mit den potentiellen Schiefergas-Vorkommen „Wealden“ (Bückeberg-Formation) und Posidonienschiefer	79
Abb. 5.27:	Geologischer Aufbau im Bereich Rahden	80

6 ERKUNDUNGS- UND GEWINNUNGSTECHNIKEN

Abb. 6.1:	Übersicht zum Kapitel 6 „Erkundungs- und Gewinnungstechniken“	4
Abb. 6.2:	Bohrlochgeometrien, die den generellen Bohrlochverlauf beschreiben	5
Abb. 6.3:	Übersicht über die beschriebenen Bohrverfahren	6
Abb. 6.4:	Übersicht über die unterschiedlichen Bereiche des Bohrloschausbaus	7
Abb. 6.5:	Übersicht über die eingesetzten Stimulationstechniken	9
Abb. 6.6:	Prinzipskizze zur Erläuterung der Vergrößerung der Kontaktfläche zwischen Rohr und Kohleflöz	14
Abb. 6.7:	Bohrplatz mit Nebeneinrichtungen	18
Abb. 6.8:	Gestaltung des Bohrplatzes	20
Abb. 6.9:	Bohrplätze mit Fundament für den Bohrturm	22
Abb. 6.10:	Bohrplatz mit Neben- und Frack-Einrichtungen	23
Abb. 6.11:	Speicherbecken und Lagerbehälter	25
Abb. 6.12:	Spülungskreislauf	27
Abb. 6.13:	Speicherbehälter nach DIN 6618	28
Abb. 6.14:	Bohrstrang	34
Abb. 6.15:	Stabilisator Typen	35
Abb. 6.16:	Rollenmeißel Typen	37
Abb. 6.17:	Offset von Rollenmeißeln, schematische Darstellung	38
Abb. 6.18:	links: Oberflächenbesetzter Diamantmeißel (Hatzsch 1991), rechts: PKD-Meißel	39
Abb. 6.19:	Beispielhafte Darstellung einer von ExxonMobil verwendeten Bohrspülung	45
Abb. 6.20:	MWD-Einheit	48
Abb. 6.21:	Blowout Preventer	50
Abb. 6.22:	Beispielgeometrien für multilaterale Bohrungen	54
Abb. 6.23:	Schematische Darstellung einer Rotary-Bohranlage	56
Abb. 6.24:	Top-Drive-Antrieb	58
Abb. 6.25:	RSS, schematisch	58
Abb. 6.26:	Geknicktes Bohrgestänge zum Abteufen von Richtbohrungen	60
Abb. 6.27:	Coiled Tubing Drilling Einheit	62
Abb. 6.28:	Übertägige Einheit einer Coiled Tubing Drilling Unit mit Injector Head	63
Abb. 6.29:	PDT-Bohrschlauch mit integriertem Glasfaserleiter	63
Abb. 6.30:	Konventionelle Bohrspülung mit Ausbildung eines Filterkuchens	65
Abb. 6.31:	Underbalanced Drilling	66
Abb. 6.32:	Überblick über Bohrspülungsdichten	67
Abb. 6.33:	Vergleich konventionelles Rotarybohrverfahren und Casing Drilling	70
Abb. 6.34:	Aufbau des Casings	76
Abb. 6.35:	Prinzipskizze zur Erläuterung des Einsatzes einer Trennflüssigkeit (blau) zur Verhinderung der Durchmischung von nachfolgender Zementschlämme (grau) und Bohrspülung (braun)	79
Abb. 6.36:	Zementation einer Rohrtour	80
Abb. 6.37:	Zementköpfe einer Bohrung mit 550 m freiem Ringraum zwischen Bohrlochwandung und Rohrtour (hier: Lünne 1, EMPG)	83

Abb. 6.38:	Zementköpfe einer Bohrung ohne freien Ringraum zwischen Bohrlochwand und Rohrtour (hier: Dueste Z10, Wintershall)	84
Abb. 6.39:	Änderung der Druckfestigkeit in Abhängigkeit der zugemischten Wassermenge	85
Abb. 6.40:	Prinzipskizze zur Erläuterung der Trennung von überschüssigem Wasser vom Zement und Ansammlung von Wasserlinsen in den obersten Bereichen des Bohrlochs	86
Abb. 6.41:	Nomogramm zur Bestimmung der Mindeststrecke einer Zementation, die einen Bond-Index von 0,8 einhalten muss	89
Abb. 6.42:	TAML Level 1,2 und 3	90
Abb. 6.43:	TAML Level 4,5 und 6	92
Abb. 6.44:	Bereiche der Datenerfassung für das Well Completion Design	93
Abb. 6.45:	Eruptionskreuz	96
Abb. 6.46:	Kompletierungsfluidauswahl-Verfahren	100
Abb. 6.47:	Spannungen, die auf einen Gesteinspartikel in der Lagerstätte wirken	102
Abb. 6.48:	Frackausbreitung senkrecht zur geringsten Spannung	102
Abb. 6.49:	T-Fracture (T-Fracs)	103
Abb. 6.50:	Komplexe Frack-Geometrie in einer CBM-Lagerstätte	104
Abb. 6.51:	Frack-Ausbreitung in Abhängigkeit der Lagerstättenspannungen	105
Abb. 6.52:	Frack-Phase 1 – Frack-Erzeugung und -Ausbreitung	118
Abb. 6.53:	Frack-Phase 2 – Einbringen des Proppants in die erzeugten Fracks	119
Abb. 6.54:	Frack-Phase 3 – Reinigung der Bohrung und Beginn der Gewinnung	120
Abb. 6.55:	Darstellung des zeitlichen Druckverlaufs im Bohrlochtiefsten bei einer Fracking-Maßnahme	121
Abb. 6.56:	Beispielhafte Darstellung der Abfolge von Minifrack- und Produktionsfrackmaßnahmen in einer Bohrung	122
Abb. 6.57:	Multi-Frac an einer Multilateralen Bohrung, schematisch	123
Abb. 6.58:	Vergleich des Zeitbedarfs für eine Bohrung bei konventioneller Stimulation	125
Abb. 6.59:	Vergleich des Zeitbedarfs für eine Bohrung bei konventioneller Stimulation	125
Abb. 6.60:	Schematische Darstellung des Cavitation Stimulationsverfahrens	127
Abb. 6.61:	Vergleich der Wasser- und Methanproduktion aus konventionellen Erdgas-Lagerstätten und Flözgas-Lagerstätten	131
Abb. 6.62:	Schematische Darstellung eines Gasseparators	132
Abb. 6.63:	Verschiedene Formen der Abrasion, schematisch	133
Abb. 6.64:	Prozentuale Verteilung der weltweit und speziell in Nordamerika verwendeten Entwässerungsmethoden	135
Abb. 6.65:	Beam Rod Pump	136
Abb. 6.66:	Prinzipskizze einer PCP	138
Abb. 6.67:	Gas Lift-Technologien	139
Abb. 6.68:	Schematisches Prinzip der Umkehrosmose	142
Abb. 6.69:	Elektrodialyse	142
Abb. 6.70:	MSF-Anlage 143	
Abb. 6.71:	Bestandteile eines Lagerstättenerschließungskonzeptes	148

Abb. 6.72:	Zusammenstellung einiger wesentlicher Eigenschaften und Kennzahlen der fiktiven Erschließungsszenarien	152
Abb. 6.73:	Prinzipskizze zur Erläuterung der in den fiktiven Szenarien A und B angesetzten Betriebstypen	154
Abb. 6.74:	Verrohrungs- und Zementationsmodelle (Schema „Flöz A“ und „Flöz B“) für eine einfache abgelenkte (nicht-horizontale) Bohrung mit einer Länge von 2.000 m (MD)	157
Abb. 6.75:	Verrohrungs- und Zementationsmodelle (Schema „Schiefer A“ und „Schiefer B“) für eine einfache horizontale Bohrung mit einer Länge von 3.000 m (MD)	157
Abb. 6.76:	Verrohrungs- und Zementationsmodelle (Schema „Schiefer AM“ und „Schiefer BM“) für eine multilateral horizontale Bohrung mit einer Länge von 3.000 m (MD)	160
Abb. 6.77:	Varianten der Bohrlochverfüllung für die in den konzeptionellen Modellen verwendeten Bohrungen „Flöz A“, „Flöz B“ (links), „Schiefer A“ und „Schiefer B“ (rechts).	162
Abb. 6.78:	Varianten der Bohrlochverfüllung für die in den konzeptionellen Modellen verwendeten Bohrungen „Schiefer AM“ und „Schiefer BM“	162
Abb. 6.79:	Modellierter Zeitbedarf und zeitliche Abfolge für einen „Phase A“-Betrieb	166
Abb. 6.80:	Modellierter Zeitbedarf und zeitliche Abfolge für eine einzelne Bohrung in Phase B1	169
Abb. 6.81:	Prinzipskizze zur Erläuterung des Mindestabstandes zweier Bohrplätze am Beispiel "Flözgasbetriebe"	175
Abb. 6.82:	Prinzipskizze zur Erläuterung des Mindestabstandes zweier Bohrplätze am Beispiel "Schiefergasbetriebe"	176
Abb. 6.83:	Modellierter Zeitbedarf und zeitliche Abfolge für einen Schiefergasbohrplatz mit 10 Bohrungen („Phase B2“-Betrieb)	176
Abb. 6.84:	Modellierter Zeitbedarf und zeitliche Abfolge für einen Flözgasbohrplatz mit 10 Bohrungen („Phase B2“-Betrieb)	176
Abb. 6.85:	Zeitlicher Verlauf der anfallenden Wasser- und Gasvolumina in einem Schiefergasgewinnungsbetrieb gemäß King	179
Abb. 6.86:	Zeitlicher Verlauf des Lagerstättenwasseranfalls in einer Schiefergaslagerstätte gemäß King	179
Abb. 6.87:	Wasservolumen und Gasvolumen in einem Kohleflözgas-Gewinnungsbetrieb gemäß ALL CONSULTING	180
Abb. 6.88:	Exponentielle Abnahme des Lagerstättenwasseraufkommens am Beispiel der Kohleflözgas-Förderbohrung #3440-C in den USA	180
Abb. 6.89:	Zeitlicher Verlauf der Flächeninanspruchnahme durch Bohrlochbergbaubetriebe im 10 %-Flächenszenario A und B	202
Abb. 6.90:	Prinzipskizze zur Darstellung der für die Berechnungen angenommenen Zufahrtsstraßenlänge zu einem Bohrplatz	204
Abb. 6.91:	Zeitlicher Verlauf der gleichzeitig bestehenden Bohrplätze im 10 %-Flächenszenario	207
Abb. 6.92:	Verkehrsaufkommen in Szenario A	209
Abb. 6.93:	Verkehrsaufkommen in Szenario B	209
Abb. 6.94:	Zeitlicher Verlauf einer Aufsuchungsbohrung, die nicht fündig ist	210

Abb. 6.95:	Darstellung der Anzahl an Transportprozessen und ihrer zeitlichen Verteilung, die durch einen Erkundungsbetrieb (Phase A-Betrieb) ausgelöst werden	212
Abb. 6.96:	Darstellung der Anzahl an Transportprozessen und ihrer zeitlichen Verteilung, die durch einen Erkundungsbetrieb mit Test-Frack (Phase B1-Betrieb) in Szenario A ausgelöst werden	214
Abb. 6.97:	Darstellung der Anzahl an Transportprozessen und ihrer zeitlichen Verteilung, die durch einen Erkundungsbetrieb mit Test-Frack (Phase B1-Betrieb) in Szenario B ausgelöst werden	215
Abb. 6.98:	Anzahl an Transportprozessen und deren zeitliche Verteilung, die durch einen Förderbohrplatz (Phase B2-Betrieb) in Szenario A ausgelöst werden	216
Abb. 6.99:	Anzahl an Transportprozessen und deren zeitliche Verteilung, die durch einen Förderbohrplatz (Phase B2-Betrieb) in Szenario B ausgelöst werden.	219
Abb. 6.100:	Anzahl an Transportprozessen und deren zeitliche Verteilung, die durch einen Förderbohrplatz (Phase C-Betrieb) in Szenario B ausgelöst werden, wenn 3 Bohrungen dieses Bohrplatzes nachstimuliert werden	221

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

Abb. 7.1:	Flussdiagramm zur Auswahl von Frack-Fluidtypen	10
Abb. 7.2:	Flussdiagramm zur Auswahl von Stützmitteln (10
Abb. 7.3:	Auswahl von Frack-Fluidsystemen für Schiefergas-Lagerstätten in Abhängigkeit der Gesteinssprödigkeit	11
Abb. 7.4:	Anzahl der Fracks, die in Erdgas-Lagerstätten in Deutschland seit 1961 durchgeführt wurden	14
Abb. 7.5:	Exemplarische Inhaltsstoffe in Frack-Fluiden	33
Abb. 7.5 (Fortsetzung):	Exemplarische Inhaltsstoffe in Frack-Fluiden	34
Abb. 7.6:	Zusammensetzung ausgewählter wasserbasierter Frack-Fluide der Fa. Halliburton	41
Abb. 7.7:	Zusammensetzung ausgewählter schaubasierter Frack-Fluide der Fa. Halliburton	42
Abb. 7.8:	Schematische Darstellung der Bildung des Flowback als Mischung aus Frack-Fluid und Formationswasser in Verbindung mit beschaffenheitsverändernden hydrogeochemischen Prozessen	56
Abb. 7.9:	Zurückgeführte Flowback-Volumina nach erfolgtem Fracking	58
Abb. 7.10:	Bilanzierung des Flowback der Bohrung Damme 3 anhand der gemessenen Chlorid-Konzentration	60
Abb. 7.11:	Konzentrationen ausgesuchter Elemente im Flowback verschiedener Bohrlöcher	62
Abb. 7.12:	Konzentrationen ausgesuchter Elemente im Flowback verschiedener Bohrlöcher	63
Abb. 7.13:	Konzentration organischer Substanzen in Flowback	64
Abb. 7.14:	Ort der Beurteilung (rote Kreise) bei Stoffeinträgen in einen oberflächennahen, wasserwirtschaftlich nutzbaren Grundwasserleiter (blau)	

über Eintragspfade von der Oberfläche (Pfadgruppe 0) bzw. aus dem Frack-Horizont (Pfadgruppen 1-3) 68

8 ANALYSE DER UMWELTAUSWIRKUNGEN

Abb. 8.1:	Bewertung der Umweltauswirkungen über Wirkfaktoren	4
Abb. 8.2:	Zusammenfassung der wichtigsten Eigenschaften der fiktiven 10 %-Flächenszenarien	8
Abb. 8.3:	Zeitlicher Verlauf der Flächeninanspruchnahme durch Bohrlochbergbau-betriebe in den fiktiven 10 %-Flächenszenarien A und B	9
Abb. 8.4:	Verhältnis der Arten der Flächeninanspruchnahme eines Betriebes in Phase A und B1	11
Abb. 8.5:	Anteile der unterschiedlichen Nutzungsarten an der Flächeninanspruchnahme eines Betriebes in Phase B2 und C	12
Abb. 8.6:	Isophonen eines Bohrplatzes dargestellt sind prognostizierte Werte	18
Abb. 8.7:	Geschätzte Anteile der jährlichen Emissionen eines Bohrplatzes mit 4 Bohrungen auf Schiefergas, Flowback-Gas wird nicht abgefackelt	27
Abb. 8.8:	Geschätzte Anteile der jährlichen Emissionen eines Bohrplatzes mit 4 Bohrungen auf Schiefergas, Flowback-Gas wird abgefackelt	27
Abb. 8.9:	Geschätzte Anteile der jährlichen Emissionen eines Bohrplatzes mit 4 Bohrungen auf Schiefergas, Förderung von Kondensat, Flowback-Gas wird nicht abgefackelt	28
Abb. 8.10:	Geschätzte Anteile der jährlichen Emissionen eines Bohrplatzes mit 4 Bohrungen auf Schiefergas, Förderung von Kondensat, Flowback-Gas wird abgefackelt	28

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

Abb. 9.1:	Vorschlag zum Aufbau der Risikoanalyse bei der Beurteilung von Vorhaben zur Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten	3
Abb. 9.2:	Entwurf einer Risikomatrix	5
Abb. 9.3:	Schematische Darstellung potenzieller Wirkungspfade	7
Abb. 9.4:	Bewertung der Gefährdungspotenziale des Flowback und der potenziell über die Pfadgruppen 1, 2 oder 3 freigesetzten Fluide als Mischung aus Frack-Fluid und Formationswasser	38
Abb. 9.5:	Wirkungspfade im Bereich des zentralen Münsterländer Beckens.	41
Abb. 9.6:	Lage der frei zugänglichen und vertraulichen Bohrungen tiefer 500 m	43
Abb. 9.7:	Schematische Skizze der Wirkungspfadgruppen für das Szenario nördliches Ruhrgebiet – Bergbauzone	49
Abb. 9.8:	Schematische Skizze der betrachteten Pfadkombinationen für das Szenario nördliches Ruhrgebiet / Bergbauzone	50
Abb. 9.9:	Dimensionsmäßige Abschätzung des Mischungsanteils der Frack-Fluide im gehobenen Grubenwasser	52

Anhang zu Kap. 9:

Abb. A9.1: Wahrscheinlichkeitsmassenfunktionen (pmf = probability mass function) zur Annäherung der Binomialverteilung an eine Poisson-Verteilung	3
Abb. A9.2: Wahrscheinlichkeitsdichte (pdf = probability density function) zur epistemischen Unsicherheit der Schätzung der Wahrscheinlichkeit p des Blowouts pro Bohrung auf Basis einer Information über 43 Blowouts bei 87.944 Bohrungen	5
Abb. A9.3: Wahrscheinlichkeitsdichte (pdf = probability density function) zur epistemischen Unsicherheit der Schätzung der Wahrscheinlichkeit p des Blowouts pro Bohrung auf Basis einer Information über "100 Blowouts bei 100.000 Bohrungen" (Fall 1, schwarz) bzw. von "10 Blowouts bei 10.000 Bohrungen" (Fall 2, rot)	6
Abb. A9.4: Anzahl an kicks für Explorations- und Entwicklungsbohrungen	12
Abb. A9.5: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 172 Erkundungsbohrungen einschließlich Wireline- und Snubbing-Maßnahmen unter Standardbedingungen in Phase A	14
Abb. A9.6: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 172 Erkundungsbohrungen einschließlich Wireline- und Snubbing-Maßnahmen unter HPHT-Bedingungen in Phase A	15
Abb. A9.7: Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen bei Standard-Verhältnissen für die Angaben von OGP, DNV/Scandpower, GD NRW/BR Arnsberg sowie ExxonMobil	17
Abb. A9.8: Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen bei HPHT-Verhältnissen für die Angaben von OGP und DNV/Scandpower	18
Abb. A9.9: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter Standardbedingungen in Szenario A	22
Abb. A9.10: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario A	23
Abb. A9.11: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter Standardbedingungen in Szenario B.	25
Abb. A9.12: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario B	26
Abb. A9.13: Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen bei Standard-Verhältnissen für Phase B1-Betriebe auf Grundlage von OGP-, Exxon- und NI-Daten für Szenario A	28
Abb. A9.14: Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen bei Standard-Verhältnissen für Phase B1-Betriebe auf Grundlage von OGP- und EXXON-Daten in Szenario B	29
Abb. A9.15: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 286 Phase B2-Betrieben unter Standardbedingungen in Szenario A	34
Abb. A9.16: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 286 Phase B2-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario A	35
Abb. A9.17: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter Standardbedingungen in Szenario B	38
Abb. A9.18: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario B	38

Abb. A9.19: Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen bei Standard-Verhältnissen für Phase B2-Betriebe auf Grundlage von OGP- und EXXON-Daten in Szenario A	41
Abb. A9.20: Vergleich der Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen bei Standard-Verhältnissen für Phase B2-Betriebe auf Grundlage von OGP- und EXXON-Daten in Szenario B	43
Abb. A9.21: Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen in Phase C in Szenario A	46
Abb. A9.22: Eintrittswahrscheinlichkeiten von Blowout-Ereignissen in Phase C in Szenario B	49
Abb. A9.23: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 1 bis 18 in Szenario A	56
Abb. A9.24: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 19 bis 48 in Szenario A	57
Abb. A9.25: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 1 bis 18 in Szenario B	60
Abb. A9.26: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 19 bis 48 in Szenario B	61
Abb. A9.27: Zeitlicher Verlauf von Betriebszahl und verbauter Rohrleitungslänge im 10%-Flächenszenario	69
Abb. A9.28: Erwartungswerte λ für die zeitlich veränderlichen Erdgasrohrleitungslängen im 10%-Flächenszenario	73
Abb. A9.29: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Versagensarten im 30. Szenariojahr.	74
Abb. A9.30: Wahrscheinlichkeitsverteilung für das Gesamtszenario differenziert nach Schadensart für Erdgasrohrleitungen	77
Abb. A9.31: Erwartungswerte λ für die zeitlich veränderliche Rohrleitungslänge im 10%-Flächenszenario	79
Abb. A9.32: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Versagensarten im 30. Szenariojahr.	81
Abb. A9.33: Wahrscheinlichkeitsverteilung für das Gesamtszenario differenziert nach Schadensart für Lagerstättenwasserrohrleitungen	85
Abb. A9.34: Vereinfachtes Klasse I-Verpressbohrungsmodell, das der Risikoanalyse bei Rish zu Grunde gelegt wird	91
Abb. A9.35: Ereignisbaum für das Versagensszenario „Leckage am Packer“	92
Abb. A9.36: Ereignisbaum für das Versagensszenario „Komplettversagen des Packers“	93
Abb. A9.37: Ereignisbaum für das Versagensszenario „Leckage des Injektions-/Steigrohrs“	94
Abb. A9.38: Ereignisbaum für das Versagensszenario „Komplettversagen (Abriss) des Injektions-/Steigrohrs“	95
Abb. A9.39: Ereignisbaum für das Versagensszenario „Versagen der Zementation“	96
Abb. A9.40: Ereignisbaum für das Versagensszenario „Versagen der zweiten undurchlässigen Formation“	97
Abb. A9.41: Schematische Darstellung des Modells, das MMS für die Risikobewertung nutzt	100
Abb. A9.42: Darstellung der möglichen Migrationspfade in einer verschlossenen Bohrung laut MMS	101

Abb. A9.43: Fehlerbaum zur Analyse der Versagenswahrscheinlichkeit der Barrieren in einer permanent verschlossenen Bohrung	102
--	-----

10 BEWERTUNGS- UND GENEHMIGUNGSKRITERIEN

keine Abbildungen vorhanden

11 ERFORDERLICHE SYSTEMERKUNDUNG UND MONITORING

Abb. 11.1: Monitoringkreis	4
Abb. 11.2: Regionalmodell aus GRS (1998)	14
Abb. 11.3: Kopplung zwischen dem Strömung- und hydrogeochemischen Modell	20
Abb. 11.4: Schemaskizze zur Entwicklung einer hydrogeochemischen Modellvorstellung im Vorfeld einer Modellierung des reaktiven Stofftransports entlang von potenziellen Austragspfaden	22

12 ÜBERTRAGBARKEIT DER VERHÄLTNISSE IM AUSLAND (INSBESONDERE USA) AUF DIE SITUATION IN NRW

Abb. 12.1: Grundlegende Forschungsfragen der laufenden EPA-Studie	2
Abb. 12.2: Die 11 großen Kohlebecken in den USA	5
Abb. 12.3: Hauptvorkommen von Schiefergas	5
Abb. 12.4: Vorkommen australischer Kohlen	11
Abb. 12.5: Anteil an US-Bundesstaaten mit entsprechenden Vorgaben für Verrohrung und Zementierung	13

13 GESAMTFAZIT UND EMPFEHLUNGEN ZUR WEITEREN VORGEHENSWEISE

Abb. 13-1: Empfehlung zum weiteren Vorgehen	14
---	----

TABELLEN

1 ANLASS UND AUSGANGSSITUATION

keine Tabellen vorhanden

2 ZIELSETZUNG UND VORGEHENSWEISE

keine Tabellen vorhanden

3 UNKONVENTIONELLE ERDGAS-VORKOMMEN IN NRW

Tab. 3.1:	Übersicht über unkonventionelle Erdgas-Vorkommen	4
Tab. 3.2:	Überblick über die Geosysteme mit vermuteten Vorkommen an Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in NRW	5
Tab. 3.3:	In NRW erteilte Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen zu gewerblichen Zwecken (ohne Grubengas)	13
Tab. 3.4:	In NRW beantragte noch nicht erteilte Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen zu gewerblichen Zwecken (ohne Grubengas)	14

4 RAUM- UND UMWELTPLANERISCHE BELANGE

Tab. 4-1:	Kriterien zur Bewertung des Raumwiderstands	17
Tab. 4.2:	Beispielhafte Bereiche mit sehr hohem Raumwiderstand in den Geosystemen	21

Anhang zu Kap. 4:

keine Tabellen vorhanden

5 HYDROGEOLOGISCHE SYSTEMANALYSE DER GEOSYSTEME

Tab. 5.1:	Überblick über Durchlässigkeiten im Oberkarbon	10
Tab. 5.2:	Nomenklatur Ton/Kalkmischungsverhältnisse	12
Tab. 5.3:	Überblick über Durchlässigkeiten für den Emscher Mergel	13
Tab. 5.4:	Überblick Stratigrafie, Schichtenfolge und Mächtigkeiten am Niederrhein	45
Tab. 5.5:	Abschätzung der Beschaffenheit des Formationswassers in flözführenden Oberkarbon im südlichen Niederrhein auf Grundlage der Grubenwasserbeschaffenheit im Aachener und Erkelenzer Steinkohlenrevier für Haupt- und ausgewählte Nebenkomponenten	53
Tab. 5.6:	Abschätzung der Beschaffenheit des Formationswassers in flözführenden Oberkarbon im nördlichen Niederrhein und im Ruhrgebiet auf Grundlage der Grubenwasserbeschaffenheit im Ruhrkarbon für Haupt- und ausgewählte Nebenkomponenten	54
Tab. 5.7:	Überblick Stratigrafie, Schichtenfolge und Mächtigkeiten im Umland der Ibbenbürener Karbonscholle, Trägerhorizonte für unkonventioneller Gasvorkommen sind fett hervorgehoben	65

Tab. 5.8:	Abschätzung der Beschaffenheit des Formationswassers in flözführenden Oberkarbon auf Grundlage der Grubenwasserbeschaffenheit im Steinkohlenbergwerk Ibbenbüren für Haupt- und ausgewählte NebenkompONENTEN	69
Tab. 5.9:	Abschätzung der Beschaffenheit des Formationswassers in den Unterkreidetonsteinen der Bückeberg-Formation	71

6 ERKUNDUNGS- UND GEWINNUNGSTECHNIKEN

Tab. 6.1:	Verschiedene Polymere und deren Funktionen	43
Tab. 6.2:	Produktbeispiele für moderne Bohrspülungen und ihre Eigenschaften	44
Tab. 6.3:	Vor- und Nachteile des Coiled Tubing Drillings	64
Tab. 6.4:	Vor- und Nachteile des Underbalanced Drillings	69
Tab. 6.5:	Vor- und Nachteile des Casing Drillings	71
Tab. 6.6:	Kennzahlen für die in Abbildung 6.38 dargestellte Bohrung in Bezug auf Zement- und Schutzflüssigkeitsvolumina	83
Tab. 6.7:	Kennzahlen für die in Abbildung 6.39 dargestellte Bohrung in Bezug auf Zement- und Schutzflüssigkeitsvolumina	84
Tab. 6.8:	Mindest- und Höchstdichten von Komplettierungsfluiden.	99
Tab. 6.9:	Vergleich abgeschätzter Wasserverbrauchsdaten für das Fracking in unterschiedlichen Schiefergas-Lagerstätten	112
Tab. 6.10:	Angaben der Betreiber zum Wasserbedarf für das Fracking	113
Tab. 6.11:	Verschiedene Entsorgungsmöglichkeiten für den Flowback aus Schiefergas-Lagerstätten aus der US-amerikanischen Praxis	116
Tab. 6.12:	Betreiber und deren geplante Flowback-Entsorgungspraxis	117
Tab. 6.13:	Überblick über die Einsatzmöglichkeiten verschiedener Wasseraufbereitungsverfahren	146
Tab. 6.14:	Grundlage für die konzeptionellen Modelle	150
Tab. 6.15:	Darstellung des zu Grunde gelegten Frack-Modells	155
Tab. 6.16:	Abschätzung des Wasserbedarfs zur Erstellung einer abgelenkten Bohrung auf 2.000 m MD	158
Tab. 6.17:	Abschätzung des Wasserbedarfs zur Erstellung einer abgelenkten Bohrung auf 2.000 m MD	158
Tab. 6.18:	Abschätzung des Wasserbedarfs zur Erstellung einer abgelenkten Bohrung auf 3.000 m MD	159
Tab. 6.19:	Abschätzung des Wasserbedarfs zur Erstellung einer abgelenkten Bohrung auf 3.000 m MD	159
Tab. 6.20:	Abschätzung des Wasserbedarfs zur Erstellung einer multilateral, abgelenkten Bohrung auf 3.000 m MD	160
Tab. 6.21:	Abschätzung des Wasserbedarfs zur Erstellung einer multilateral, abgelenkten Bohrung auf 3.000 m MD	161
Tab. 6.22:	Abschätzung des Volumenbedarfs zur Verfüllung	163
Tab. 6.23:	Abschätzung des Volumenbedarfs zur Verfüllung	163
Tab. 6.24:	Abschätzung des Volumenbedarfs zur Verfüllung	163
Tab. 6.25:	Abschätzung des Volumenbedarfs zur Verfüllung	163

Tab. 6.26:	Abschätzung des Volumenbedarfs zur Verfüllung	164
Tab. 6.27:	Abschätzung des Volumenbedarfs zur Verfüllung	164
Tab. 6.28:	Verkehrsaufkommenmodell für Phase A (Aufsuchung)	167
Tab. 6.29:	Übersicht über die kumulierten Werte der „Phase A“-Betriebe	168
Tab. 6.30:	Verkehrsaufkommenmodell für Phase B1, Szenario A (Test-Frack)	170
Tab. 6.31:	Übersicht über die kumulierten Werte der „Phase B1“-Betriebe in Szenario A	171
Tab. 6.32:	Verkehrsaufkommenmodell für Phase B1, Szenario B (Test-Frack)	172
Tab. 6.33:	Übersicht über die kumulierten Werte der „Phase B1“-Betriebe in Szenario B	173
Tab. 6.34:	Konzeptionelle Bohrplatzmodelle für Schiefergas und Kohleflözgas für die Phase B2	174
Tab. 6.35:	Frack- und Wasserbedarfmodelle für Schiefergas- und Kohleflözgasbetriebe in Phase B2	178
Tab. 6.36:	Modelle der zu erwartenden Flowback- und täglichen Lagerstättenwasservolumina pro Bohrplatz	178
Tab. 6.37:	Modelle der für Phase B2 zu erwartenden Fluidvolumina pro Bohrplatz	181
Tab. 6.38:	Übersicht über die Kennwerte der „Phase B2“-Betriebe für einen Bohrplatz	182
Tab. 6.39:	Vergleich des Transportaufkommens in Phase B2 in unterschiedlichen Modellen für Szenario A (Tyndall Centre 2011)	183
Tab. 6.40:	Vergleich des Transportaufkommens in Phase B2 in unterschiedlichen Modellen für Szenario B (Tyndall Centre 2011)	185
Tab. 6.41:	Übersicht über die Kennwerte eines nicht nachstimulierten „Phase C“-Betriebes für einen Bohrplatz	186
Tab. 6.42:	Übersicht über die Kennwerte eines nachstimulierten „Phase C“-Betriebs für einen Bohrplatz	186
Tab. 6.43:	Transportaufkommens in für Phase C, Szenario B	187
Tab. 6.44:	Kennzahlen des Szenarios A entlang der Lebenszyklusphasen	190
Tab. 6.44:	Kennzahlen des Szenarios A entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.)	191
Tab. 6.44:	Kennzahlen des Szenarios A entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.)	192
Tab. 6.44:	Kennzahlen des Szenarios A entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.)	193
Tab. 6.44:	Kennzahlen des Szenarios A entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.).	194
Tab. 6.44:	Kennzahlen des Szenarios A entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.)	195
Tab. 6.45:	Kennzahlen des Szenarios B entlang der Lebenszyklusphasen	196
Tab. 6.45:	Kennzahlen des Szenarios B entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.)	197
Tab. 6.45:	Kennzahlen des Szenarios B entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.)	198
Tab. 6.45:	Kennzahlen des Szenarios B entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.)	199
Tab. 6.45:	Kennzahlen des Szenarios B entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.)	200
Tab. 6.45:	Kennzahlen des Szenarios B entlang der Lebenszyklusphasen (Forts.)	201
Tab. 6.46:	Ermittlung der zusätzlichen Flächeninanspruchnahme durch Zufahrtsstraßen	204
Tab. 6.47:	Flächeninanspruchnahme durch Straßen für Phasen B2 und C	204
Tab. 6.48:	Flächeninanspruchnahme durch Erdgasrohrleitungen Phasen B2 und C	205
Tab. 6.49:	Flächeninanspruchnahme durch Fluidentsorgungsleitungen Phasen B2 und C	205
Tab. 6.50:	Alternativer Fall, in dem Erdgas- und Backflow-Rohrleitung parallel zum selben Sammelplatz geführt werden	206

Tab. 6.51:	Zusammenfassung der Gesamtflächeninanspruchnahmen für alle Phasen (572 Betriebe)	207
Tab. 6.52:	Zusammenfassung der maximalen gleichzeitigen Flächeninanspruchnahmen für alle Phasen (572 Betriebe)	207
Tab. 6.53:	Verkehrsaufkommens durch Lkw-Verkehr im Einzugsgebiet (9 km ²) ohne Bohrbetrieb	211
Tab. 6.54:	Verteilung der in Tabelle 6.54 modellierten Transportprozesse entlang des Lebenszyklus (Betriebszeit) eines Phase A-Betriebs	211
Tab. 6.55:	Verteilung der modellierten Transportprozesse entlang des Lebenszyklus (Betriebszeit) eines Phase B1-Betriebs, Szenario A	213
Tab. 6.56:	Verteilung der modellierten Transportprozesse entlang des Lebenszyklus (Betriebszeit) eines Phase B1-Betriebs, Szenario B	215
Tab. 6.57:	Verteilung der modellierten Transportprozesse entlang des Lebenszyklus (Betriebszeit) eines Phase B2-Betriebs, Szenario A:	217
Tab. 6.58:	Verteilung der modellierten Transportprozesse entlang des Lebenszyklus (Betriebszeit) eines Phase B2-Betriebs, Szenario B.	220
Tab. 6.59:	Verteilung der modellierten Transportprozesse entlang des Lebenszyklus (Betriebszeit) eines Phase C-Betriebs, in dem 3 Bohrungen nachstimuliert werden, Szenario B	221

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

Tab. 7.1:	Einsatzzwecke der in Frack-Fluiden eingesetzten Additive	5
Tab. 7.2:	Bewertung verschiedener Fluidsysteme zur Stimulation von Kohleflözgas-Lagerstätten	9
Tab. 7.3:	Den Gutachtern vorliegende Informationen zu in Deutschland in unterschiedlichen Gas-Lagerstätten eingesetzten Frack-Fluiden	16
Tab. 7.4:	Einsatzmengen von Wasser, Gas, Stützmittel und Additiven pro Frack für die Fluidsysteme Gel, Hybrid und Slickwater, die zwischen 1982 und 2000 bzw. 2000 und 2011 in Deutschland injiziert wurden	18
Tab. 7.5:	Zusammensetzung des in einer Schiefergas-Lagerstätte in Niedersachsen eingesetzten Frack-Fluids „Damme 3“ (ExxonMobil 2012; Ewers et al. 2012) und Einstufung der verwendeten Frack-Zubereitungen nach Wassergefährdungsklassen (WGK) und Einstufung gemäß Richtlinie 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG entsprechend der Angaben in den Sicherheitsdatenblättern (Schlumberger L064 (2005); Schlumberger J313 (2008); Baker Hughes M275 (2011))	28
Tab. 7.6:	Zusammensetzung des in einer Flözgas-Lagerstätte eingesetzten Frack-Fluids „Natarp“ (BR Arnsberg 2011a; BR Arnsberg 2011b) und Einstufung der verwendeten Frack-Zubereitungen nach Wassergefährdungsklassen (WGK) und gemäß Richtlinie 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG entsprechend der Angaben in den Sicherheitsdatenblättern (Halliburton 2010/2011, Halliburton 1995)	29
Tab. 7.7:	Kritische Inhaltsstoffe in zwischen 2005 und 2009 in den USA eingesetzten Frack-Fluiden	36
Tab. 7.8:	Regelmäßig in Schiefergas-Lagerstätten in den USA eingesetzte Frack-Additive	37

Tab. 7.9:	Inhaltsstoffe in ausgewählten Frack-Zubereitungen der Fa. Halliburton	43
Tab. 7.10:	Inhaltsstoffe in ausgewählten Frack-Fluiden der Fa. Schlumberger	47
Tab. 7.11:	In verschiedenen Frack-Fluidsystemen der Fa. Baker-Hughes verwendete Produkte	48
Tab. 7.12:	Inhaltsstoffe ausgewählter Frack-Zubereitungen der Fa. Baker-Hughes	49
Tab. 7.13:	Mögliche Zusammensetzung eines zukünftig in Schiefergas- und ggf. in Kohleflözgas-Lagerstätten einsetzbaren Frack-Fluids (sog. Weiterentwicklung Slickwater) und Einstufung der geplanten Frack-Zubereitungen nach Wassergefährdungsklassen (WGK) und Einstufung gemäß Richtlinie 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG entsprechend den Angaben in den Sicherheitsdatenblättern (Schlumberger L071 (2011); Schlumberger J568 (2007); Schlumberger F112 (2011); M-I SWACO MB-5111 (2011))	54
Tab. 7.14:	Mögliche Zusammensetzung eines zukünftig in Schiefergas- und ggf. in Kohleflözgas-Lagerstätten einsetzbaren Frack-Fluids (sog. Weiterentwicklung Gel) und Einstufung der geplanten Frack-Zubereitungen nach Wassergefährdungsklassen (WGK) und Einstufung gemäß Richtlinie 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG entsprechend den Angaben in den Sicherheitsdatenblättern (Schlumberger L071 (2011); Schlumberger J568 (2007); Schlumberger F112 (2011); M-I SWACO MB-5111 (2011))	55
Tab. 7.15:	Volumina von injiziertem Wasser und gefördertem Flowback in verschiedenen Lagerstätten in den USA	59
Tab. 7.16:	Eingesetzte Frack-Fluide und mögliche Weiterentwicklungen, die für eine Bewertung ihrer Gefährdungspotenziale ausgewählt wurden	70
Tab. 7.17:	Verwendete Sicherheitsfaktoren zur Ableitung der PNEC-konzentrationen	75
Tab. 7.18:	Mittlere Konzentration der Frack-Additive im eingesetzten Frack-Fluid Damme 3	82
Tab. 7.19:	Bewertung der im Frack-Fluid Damme 3 eingesetzten Additivkonzentrationen anhand der Geringfügigkeitsschwellenwerte bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen	91
Tab. 7.20:	Konzentration der Additive im Frack-Fluid „Weiterentwicklung Slickwater“	96
Tab. 7.21:	Konzentration der Additive im Frack-Fluid „Weiterentwicklung Gel“	97
Tab. 7.22:	Bewertung der in den Frack-Fluiden „Weiterentwicklung Slickwater“ und „Weiterentwicklung Gel“ geplante Additivkonzentrationen anhand Geringfügigkeitsschwellenwerte bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen	105
Tab. 7.23:	Konzentration der Frack-Additive im beim Hauptfrack eingesetzten Frack-Fluid Natarp	108
Tab. 7.24:	Bewertung der im Frack-Fluid Natarp eingesetzten Additivkonzentrationen anhand Geringfügigkeitsschwellen bzw. gesundheitlicher Leit- oder Orientierungswerte sowie anhand ökotoxikologischer Wirkschwellen	118
Tab. 7.25:	Vergleich der geschätzten Beschaffenheit des Formationswassers in Tonsteinen mit einer potenziellen Schiefergasführung mit Beurteilungswerten	122
Tab. 7.26:	Vergleich der geschätzten Beschaffenheit des Formationswassers im flözführenden Oberkarbon mit Beurteilungswerten	124

8 ANALYSE DER UMWELTAUSWIRKUNGEN

Tab. 8.1:	Phasen bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten	2
Tab. 8.2:	Wirkfaktoren und betroffene Schutzgüter	5
Tab. 8.3:	Zusammenfassung der Gesamtflächeninanspruchnahmen für alle Phasen	9
Tab. 8.4:	Zusammenfassung der maximalen gleichzeitigen zeitlichen Flächeninanspruchnahmen für alle Phasen	10
Tab. 8.5:	Flächeninanspruchnahme für einen Betrieb: Phase A und B1	10
Tab. 8.6:	Flächeninanspruchnahme für einen Betrieb Phase B2 und C	11
Tab. 8.7:	Mögliche Auswirkungen auf Schutzgüter durch Flächeninanspruchnahme	13
Tab. 8.8:	Übersicht über maßgebliche Orientierungs-, Richt- und Grenzwerte	16
Tab. 8.9:	Übersicht über die Richtwerte für die von Baumaschinen auf Baustellen hervorgerufenen Geräuschemissionen	17
Tab. 8.10:	Mögliche Umweltauswirkungen der nichtstofflichen Wirkfaktoren	24
Tab. 8.11:	Abschätzung der DEC-Studie zu Treibhausgasemissionen	29
Tab. 8.12:	Zu entsorgende Fluid-Volumina im 10 %-Flächenszenario A	31
Tab. 8.13:	Zu entsorgende Fluid-Volumina im 10 %-Flächenszenario B	31
Tab. 8.14:	Zu entsorgende Bohrklein-Volumina im 10 %-Flächenszenario	33
Tab. 8.15:	Planmäßig in den Untergrund eingebrachte Stoffe. Szenario A	35
Tab. 8.16:	Planmäßig in den Untergrund eingebrachte Stoffe. Szenario B	35
Tab. 8.17:	Wasserbedarf für das 10 %-Flächenszenario A	36
Tab. 8.18:	Eingebrachte Frack-Wasser und Additiv-Volumina sowie entnommene Flowback- und Formationswasservolumina in Szenario A	37
Tab. 8.19:	Wasserbedarf für das 10 %-Flächenszenario B	37
Tab. 8.20:	Eingebrachte Frack-Wasser und Additiv-Volumina sowie entnommene Flowback- und Formationswasservolumina in Szenario B	38
Tab. 8.21:	Mögliche Umweltauswirkungen durch stoffliche Einwirkungen	39

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

Tab. 9.1:	Bewertung der Relevanz der geologischen Wirkungspfade in den einzelnen Geosystemen	4
Tab. 9.2:	Verknüpfung der technischen Pfade und der Geopfade	8
Tab. 9.3:	Auswirkungen während der Betriebsphasen in Bezug auf das hydrogeologische System	9
Tab. 9.4:	Gesamt-Volumina freigesetzter sowie in Boden verbleibender wassergefährdender Stoffe durch Lkw-Transportunfälle in den fiktiven Szenarien A und B	15
Tab. 9.5:	Zusammenfassung der ermittelten Erwartungswerte und der konservativ abgeschätzten mit 99 %iger Wahrscheinlichkeit zu erwartenden maximalen Anzahl an Ereignissen	18
Tab. 9.6:	Mögliche Eintrittsszenarien beim Pfad 1a	21
Tab. 9.7:	Anteil von Ringraumüberdruck betroffenen Rohrtouren von Bohrungen im Golf von Mexiko	22

Tab. 9.8:	Mögliche Eintrittsszenarien bei der Pfadgruppe 1b	23
Tab. 9.9:	Mögliche Eintrittsszenarien bei der Pfadgruppe 2a	28
Tab. 9.10:	Mögliche Eintrittsszenarien beim Pfad 2b	30
Tab. 9.11:	Mögliche Eintrittsszenarien beim Pfad 3a	32
Tab. 9.12:	Mögliche Eintrittsszenarien beim Pfad 3b	33

Anhang zu Kap. 9:

Tab. A9.1:	Wahrscheinlichkeiten $f_{\text{Poi}}(x \lambda)$ für die Anzahl X von Blowouts bei Ansatz des unteren (λ_L), mittleren (λ_M) bzw. oberen (λ_U) Schätzwertes für den Verteilungsparameter λ der Poisson-Verteilung	5
Tab. A9.2:	Häufigkeiten von Blowouts in Phase A bei Verwendung von OGP-Statistiken	11
Tab. A9.3:	Eintrittshäufigkeiten und Schätzwerte für Blowouts für Explorationsbohrungen für verschiedene Randbedingungen und Prozesse	12
Tab. A9.4:	Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 172 Erkundungsbohrungen einschließlich Wireline- und Snubbing-Maßnahmen unter Standardbedingungen in Phase A	13
Tab. A.9.5:	Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 172 Erkundungsbohrungen einschließlich Wireline- und Snubbing-Maßnahmen unter HPHT-Bedingungen in Phase A	14
Tab. A9.6:	Schätzwerte für 172 Explorationsbohrungen. (OGP 2010 (OGP+CAN-Daten), GD NRW/BR Arnsberg 2012, Uth 2012 (Exxon-Daten), DNV 2010)	16
Tab. A9.7:	Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 172 Explorationsbohrungen gemäß den verglichenen Statistiken.	16
Tab. A9.8:	Schätzwerte für Blowouts in HPHT-Bohrungen gem. OGP und DNV/Scandpower	17
Tab. A9.9:	Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 172 Explorationsbohrungen gemäß OGP und DNV/Scandpower-Statistiken für HPHT-Bohrungen	18
Tab. A9.10:	Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 172 Explorationsbohrungen gemäß der verglichenen Statistiken	19
Tab. A9.11:	Wahrscheinlichkeiten p von Blowouts in Phase B1 gemäß OGP	20
Tab. A9.12:	Anzahl n der bei 114 Phase B1-Betrieben durchgeführten Maßnahmen im Szenario A.	21
Tab. A9.13:	Eintrittshäufigkeiten und Schätzwerte für Blowouts für Phase B1-Betriebe für verschiedene Randbedingungen und Prozesse in Szenario A	21
Tab. A9.14:	Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 114 Phase B1-Bohrungen unter Standardbedingungen in Szenario A	22
Tab. A9.15:	Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario A	23
Tab. A9.16:	Anzahl n der bei 114 Phase B1-Betrieben durchgeführten Maßnahmen in Szenario B.	24
Tab. A9.17:	Eintrittshäufigkeiten und Schätzwerte für Blowouts für Phase B1-Betriebe für verschiedene Randbedingungen und Prozesse in Szenario B	24
Tab. A9.18:	Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 114 Phase B1-Bohrungen unter Standardbedingungen in Szenario B	24
Tab. A9.19:	Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario B	25

Tab. A9.20: Schätzwerte für 114 Phase B1-Betriebe für Szenario A	26
Tab. A9.21: Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben gemäß der verglichenen Statistiken in Szenario A	27
Tab. A9.22: Schätzwerte für 114 Phase B1-Betriebe für Szenario B	28
Tab. A9.23: Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 114 Phase B1-Betrieben gemäß der verglichenen Statistiken in Szenario B	28
Tab. A9.24: Zusammenfassung der Wahrscheinlichkeiten, mit denen mit X Blowouts bei Errichtung von 114 Phase B1-Betrieben höchstens gerechnet werden kann	30
Tab. A9.25: Anzahl n der bei 286 Phase B2-Betrieben durchgeführten Maßnahmen im Szenario A	32
Tab. A9.26: Eintrittshäufigkeiten und Schätzwerte für Blowouts für Phase B2-Betriebe für verschiedene Randbedingungen und Prozesse in Szenario A	33
Tab. A9.27: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 2860 Phase B2-Bohrungen unter Standardbedingungen in Szenario A	33
Tab. A9.28: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 286 Phase B2-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario A	35
Tab. A9.29: Anzahl n der bei 286 Phase B2-Betrieben durchgeführten Maßnahmen in Szenario B	36
Tab. A9.30: Eintrittshäufigkeiten und Schätzwerte für Blowouts für 286 Phase B2-Betriebe für verschiedene Randbedingungen und Prozesse in Szenario B	37
Tab. A9.31: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 286 Phase B2-Bohrungen unter Standardbedingungen in Szenario B	37
Tab. A9.32: Wahrscheinlichkeiten des Eintritts von X Blowouts bei 286 Phase B2-Betrieben unter HPHT-Bedingungen in Szenario B	39
Tab. A9.33: Schätzwerte für 286 Phase B2-Betriebe für Szenario A	39
Tab. A9.34: Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 286 Phase B2-Betrieben gemäß der verglichenen Statistiken in Szenario A	40
Tab. A9.35: Schätzwerte für 286 Phase B2-Betriebe für Szenario B	42
Tab. A9.36: Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt von X Blowouts bei 286 Phase B2-Betrieben gemäß der verglichenen Statistiken in Szenario B	42
Tab. A9.37: Wahrscheinlichkeiten p von Blowouts in Phase C gemäß OGP	44
Tab. A9.38: Wahrscheinlichkeiten und Schätzwerte für Förderbohrungen in Phase C	45
Tab. A9.39: Blowout-Wahrscheinlichkeiten für 2.860 Förderbohrungen mit je 28 Jahren Betriebszeit in Szenario A	46
Tab. A9.40: Schätzwerte für Blowouts für 715 Phase C-Betriebe, die nachstimuliert werden. Szenario B	47
Tab. A9.41: Blowout-Wahrscheinlichkeiten für 2.860 Förderbohrungen mit je 28 Jahren Betriebszeit, von denen 715 nachstimuliert werden. Szenario B	48
Tab. A9.42: Statistische Verteilung von Blowout-Dauern	51
Tab. A9.43: Wahrscheinlichkeiten des Austritts eines Blowouts durch verschiedene Systeme	52
Tab. A9.44: Art und Menge zu transportierender wassergefährdender Stoffe in den Szenarien A und B des 10%-Flächenszenarios	53
Tab. A9.45: Zu transportierende Volumina wassergefährdender Stoffe im fiktiven Szenario A, differenziert nach Art des Betriebes sowie Erwartungswerte für die Anzahl an zusätzlichen Unfällen	55

Tab. A9.46: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 1 bis 18 in Szenario A	56
Tab. A9.47: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 19 bis 48 in Szenario A	57
Tab. A9.48: Zusammenfassung der Ergebnisse für Szenario A.	58
Tab. A9.49: Zu transportierende Volumina wassergefährdender Stoffe im fiktiven Szenario B, differenziert nach Art des Betriebes sowie Erwartungswerte für die Anzahl an zusätzlichen Unfällen	58
Tab. A9.50: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 1 bis 18 in Szenario B	59
Tab. A9.51: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von LKW-Unfällen in den Szenariojahren 19 bis 48 in Szenario B	60
Tab. A9.52: Zusammenfassung der Ergebnisse für Szenario B	61
Tab. A9.53: Gesamt-Volumina freigesetzter sowie in Boden verbleibender wassergefährdender Stoffe durch Transportunfälle	62
Tab. A9.54: Volumina der per LKW zu transportierenden wassergefährdenden Stoffe für Phase A-Betriebe unterschieden nach Schiefergas- und Flözgaserkundungsbetrieb	62
Tab. A9.55: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Schiefergasbetrieb	63
Tab. A9.56: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Flözgasbetrieb	63
Tab. A9.57: Volumina der per LKW zu transportierenden wassergefährdenden Stoffe für Phase B1-Betriebe unterschieden nach Schiefergas- und Flözgaserkundungsbetrieb	63
Tab. A9.58: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Schiefergas-Phase B1-Betrieb.	64
Tab. A9.59: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Flözgas-Phase B1-Betrieb	64
Tab. A9.60: Volumina der per LKW zu transportierenden wassergefährdenden Stoffe für Phase B2-Betriebe unterschieden nach Schiefergas- und Flözgasbetrieb	65
Tab. A9.61: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Schiefergas-Phase B2-Betrieb	65
Tab. A9.62: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Flözgas-Phase B2-Betrieb	65
Tab. A9.63: Volumina der per LKW zu transportierenden wassergefährdenden Stoffe für nachstimulierte Phase C-Betriebe unterschieden nach Schiefergas- und Flözgasbetrieb	66
Tab. A9.64: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen nachstimulierten Schiefergas-Phase C-Betrieb	66

Tab. A9.65: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl an LKW-Unfällen X beim Transport von wassergefährdenden Stoffen für einen Flözgas-Phase C-Betrieb	66
Tab. A9.66: Gesamt-Volumina freigesetzter sowie in Boden verbleibender wassergefährdender Stoffe durch Transportunfälle in den fiktiven Szenarien A und B	67
Tab. A9.67: Gesamtlänge verbauter Rohrleitungen für die Förderbetriebe	68
Tab. A9.68: Zeitlicher Verlauf des Ausbaus der Rohrleitungen im 10%-Szenario	70
Tab. A9.69: Versagenswahrscheinlichkeiten aufgeschlüsselt nach Durchmesserklassen der Leckage 71	
Tab. A9.70: Erwartungswerte λ für die zeitlich veränderliche Exposition im 10%-Flächenszenario	72
Tab. A9.71: Eintrittswahrscheinlichkeiten von X Versagensfällen im Szenariojahr 30 differenziert nach Versagensart	74
Tab. A9.72: Wahrscheinlichkeitsverteilung für das Gesamtszenario differenziert nach Schadensart für Erdgasrohrleitungen	76
Tab. A9.73: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Versagensfällen für einen Einzelstandort mit 30 Jahren Betriebszeit und 26 km Erdgasrohrleitungslänge für verschiedene Schadensfälle	78
Tab. A9.74: Erwartungswerte λ für die zeitlich veränderliche Lagerstättenwasserrohrleitungslänge im 10%-Flächenszenario	80
Tab. A9.75: Eintrittswahrscheinlichkeiten von X Versagensfällen im Szenariojahr 30 differenziert nach Schadenskategorie	81
Tab. A9.76: Wahrscheinlichkeitsverteilung für das Gesamtszenario differenziert nach Schadensart für Lagerstättenwasserrohrleitungen	83
Tab. A9.76 (Fortsetzung): Wahrscheinlichkeitsverteilung für das Gesamtszenario differenziert nach Schadensart für Lagerstättenwasserrohrleitungen	84
Tab. A9.77: Wahrscheinlichkeitsverteilung für den Eintritt von X Versagensfällen für einen Einzelstandort mit 30 Jahren Betriebszeit und 26 km Lagerstättenwasserrohrleitungslänge	86
Tab. A9.78: Zusammenfassung der ermittelten Erwartungswerte und der konservativ abgeschätzten mit 99%iger Wahrscheinlichkeit zu erwartenden maximalen Anzahl an Ereignissen	86
Tab. A9.79: Kennzahlen für die einzelnen Barriere-Komponenten einer permanent verschlossenen Bohrung	102

10 BEWERTUNGS- UND GENEHMIGUNGSKRITERIEN

Tab. 10.1: Vorschlag für Bewertungskriterien und notwendige Untersuchungsschritte	3
---	---

11 ERFORDERLICHE SYSTEMERKUNDUNG UND MONITORING

Tab. 11.1: Beispielhafte Struktur für eine weitere Systemerkundung im Geosystem Münsterland (Phase A)	7
Tab. 11.2: Beispielhafte Monitoringstruktur ab der Phase B1 für das Geosystem Zentrales Münsterland	9

12 ÜBERTRAGBARKEIT DER VERHÄLTNISSE IM AUSLAND (INSBESONDERE USA) AUF DIE SITUATION IN NRW

Tab. 12.1:	Angaben über Schiefergas-Vorkommen in den USA	6
Tab. 12.2:	Angaben über Schiefergas-Vorkommen in NRW (eigene Abschätzungen)	6
Tab. 12.3:	Angaben über Flözgas-Vorkommen in den USA (US EPA 2004) und NRW (eigene Abschätzungen)	7
Tab. 12.4:	Betreiber und deren geplante Flowback-Entsorgungspraxis	18
Tab. 12.5:	Verschiedene Entsorgungsmöglichkeiten für den Flowback aus Schiefergas-Lagerstätten aus der US-amerikanischen Praxis (USDOE 2009)	19

13 GESAMTFAZIT UND EMPFEHLUNGEN ZUR WEITEREN VORGEHENSWEISE

keine Tabellen vorhanden